

**Sujet :** [INTERNET] EP "SNC Ferme eolienne de SAINT-HILAIRE DU MAINE" / AboWind

**De :** Michel Desplanches <michel.desplanches@

**Date :** 08/01/2019 19:40

**Pour :** pref-enquetes-publiques-environnement@mayenne.gouv.fr

A l' attention de Monsieur Alain PARRA d' ANDERT, Commissaire-Enquêteur

Le 8 janvier 2019

Monsieur le Commissaire-Enquêteur,

Je veux marquer par ce message mon opposition résolue à ce projet de centrale industrielle éolienne de 4 machines de 158 et 170 mètres de hauteur, lesquelles ne manqueront pas de porter gravement atteinte aux paysages et monuments locaux, en particulier en ce qu' elles sont implantées à trop faible distance de nombreuses habitations et hameaux, comme "Le Domaine" (510 m), "La Terre Marie", "La Grande Roche", "Le Breil" (520 m), "Le Haut Tertre" (540 m), etc... la liste peut être fort longue...

Ce sentiment est largement renforcé par la lecture attentive de l' étude acoustique, laquelle démontre de très importantes "émergences" des bruits éoliens, surtout en nocturne, pouvant aller jusqu'à 10,5 dBA au point 2 avec des vents de 3 ou 4 m/sec, et cela sans sanction par bridage, **puisque le bruit ambiant restera inférieur à 35 dBA : la gêne sera cependant très forte pour des riverains installés aussi près des éoliennes, la réglementation sur les nuisances sonores éoliennes est très insuffisante et doit être revue pour mieux protéger les hommes !**

J' ai relevé aussi au dossier de nombreuses insuffisances dans la prise en compte des espèces volantes : de nombreuses espèces d' oiseaux protégés ont été identifiées (Busard St-Martin, Alouette lulu, Faucon crécerelle, Buse variable...) dont plusieurs pourront être victimes de collisions avec les pales ; pour les **chiroptères, la présence de 13 espèces (toutes sont protégées) amène à considérer la zone d' étude comme présentant une sensibilité moyenne à forte, ce qui s' explique par les boisements et lisières, les prairies bocagères et les zones humides. Cependant les distances bas de pales / canopée recommandées par EUROBATS et la SFEPM ne sont pas respectées (200 mètres minimum). Pourtant aucune séquence d' enregistrement de longue durée en altitude n' a été faite, ce qui est une faute inadmissible qui ne saurait se faire oublier par quelques vagues promesses pour le futur (cf MAS 03 et un éventuel bridage de E3...).**

Enfin demeure la question essentielle de l' utilité, ou plutôt de l' inutilité de l' éolien : plutôt que de vous écrire longuement sur le sujet, je préfère vous joindre le "Rapport sur les subventions aux EnR" publié en mars 2018 par la Cour des Comptes, c' est très édifiant ! La réalité est que cette société allemande recherche dans notre pays des profits spéculatifs scandaleux, mais que son projet n' enlèvera pas un gramme aux émissions électriques de CO<sup>2</sup>, contrairement à ses affirmations scandaleusement mensongères (10 000 tonnes CO<sup>2</sup> en moins par an !!!).

Monsieur le Commissaire-Enquêteur, c' est donc un **AVIS DEFAVORABLE** que je vous suggère.

Recevez l' assurance de ma plus haute considération.

Michel DESPLANCHES

— Pièces jointes : —

---

Rapport Cour des comptes avril 2018.pdf

30 octets

L'imposture de l'éolien et du photovoltaïque \_ Contrepoints.pdf

30 octets

## L'imposture de l'éolien et du photovoltaïque

ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES 8 JANVIER 2019

By: isarnige76 - CC BY 2.0

**Faire croire que l'éolien et le photovoltaïque pourraient remplacer le nucléaire, même partiellement, est une imposture.**

Par Michel Gay.

En 2019, la part des charges du service public de l'énergie pour les énergies renouvelables uniquement se montera à environ 8 milliards d'euros (Md€) selon le Président de la République dans son discours du 27 novembre 2018.

Ces taxes ont déjà été qualifiées le 13 décembre 2006 par le Conseil d'État « *d'imposition innommée* » (innommable ?), expression reprise par la Cour des comptes en juin 2012. Elles profiteront essentiellement à l'éolien et au photovoltaïque, qui ne représentent respectivement que 4 % et 2 % de la production d'électricité nationale.

### PRODUCTIONS ERRATIQUES

Les variations aléatoires des éoliennes et des panneaux photovoltaïques (PV) peuvent être rapides (à l'échelle de l'heure). En cas de forte puissance éolienne et photovoltaïque installée, il est donc indispensable de disposer de moyens réactifs de production comme l'hydraulique et les centrales thermiques au gaz.

À l'échelle de la France, les fluctuations de production des parcs éoliens varient d'un minimum de 5 % à un maximum de 70 % de la puissance installée. L'ADEME prévoit d'installer 50 000 éoliennes de 2 mégawatts (MW).

Ainsi, pour une puissance installée de 100 gigawatts (GW), des variations incontrôlées allant de 5 à 70 GW peuvent survenir aléatoirement. C'est impossible à gérer sans une compensation massive avec du gaz.

Paramètres de Gestion de la Confidentialité

L'argument du foisonnement des régimes de vents en France et en Europe, avancé par certains, ne correspond pas à la réalité. Le régime des vents est souvent le même partout comme le montrent les courbes de productions éoliennes établies par Hubert Flocard pour différents pays européens.

La production des PV est également fluctuante (variant de 1 à 10 selon les jours...) et limitée à 1 200 heures par an (moins de quatre heures en moyenne par jour en moyenne annuelle). En hiver, elle est nulle pendant les pointes de consommation du soir (vers 19 h 00).

En France, si 60 GW de panneaux photovoltaïques étaient installés, la puissance instantanée disponible varierait en été entre... 0 et 40 GW en moins de 6 heures.

En résumé, avec une puissance installée « vent plus soleil » de 160 GW, la puissance délivrée sur le réseau pourrait donc varier de 5 GW en hiver, alors que le besoin atteint régulièrement 80 GW, jusqu'à 110 GW en été (70 éolien + 40 PV) quand le besoin est seulement de 30 GW à 50 GW.

## RÉDUIRE LE CO<sub>2</sub> ?

Officiellement le but de la loi de transition énergétique est de réduire la consommation d'énergie fossiles (charbon, gaz, pétrole), et donc les émissions de gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub>).

Or, en 2018, la production d'électricité française n'a émis que 60 g de CO<sub>2</sub>/kWh (principalement grâce au nucléaire), contre plus de 500 g de CO<sub>2</sub>/kWh pour l'électricité allemande majoritairement produite avec du charbon et du gaz.

Rapportés à la durée de vie, et surtout en tenant compte des nécessaires moyens pilotables de compensation au gaz pour répondre majoritairement aux besoins instantanés, les « écobilans » des émissions de CO<sub>2</sub> sont d'environ 200 g/kWh pour le PV, de 100 g/kWh pour l'éolien, et de 10 g/kWh pour le nucléaire.

En effet, non seulement les besoins en gaz sont plus importants pour compenser les intermittences des énergies renouvelables mais, en plus, les besoins en matériaux (béton, acier, cuivre, terres rares etc.) nécessaires à la construction des éoliennes et des panneaux photovoltaïques sont plus importants par kWh produit que le nucléaire.

Ajouter des éoliennes et du PV ne donc que détériorer le bilan des émissions de CO<sub>2</sub> de la France. Elles ont augmenté en 2017 et la tendance semble la même en 2018, malgré le développement des énergies renouvelables (ou à cause ?) ...

## COÛT DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ ?

Actuellement, sur un total de production de 550 térawattheures (TWh = un milliard de kWh), les 58 réacteurs du parc nucléaire produisent annuellement 420 TWh vendus sur le marché de 30 à 50 €/MWh, soit au total une vente annuelle d'environ 17 Md€.

Compte-tenu des tarifs d'achat par EDF de l'électricité éolienne et solaire (de 100 €/MWh jusqu'à 550 €/MWh avec le complément de rémunération selon l'année d'installation et la puissance installée), l'ordre de grandeur des achats est de 30 Md€ pour une production de « mauvaise qualité » de 23 TWh, soit 5 % de la production nucléaire...

Le coût d'investissement prévu uniquement pour les éoliennes et le PV, atteindra près 300 Md€ qu'il faudra renouveler tous les 20 ans, sans compter les éoliennes off-shore... beaucoup plus onéreuses.

À cette somme faramineuse, il faut ajouter plusieurs milliards d'euros pour le coût des adaptations du réseau d'électricité afin de supporter ces « bouffées de productions », ainsi que les gigantesques moyens de stockages que personne n'a encore chiffré.

Et ces calculs d'investissements sont encore optimistes !

En raison de leur intermittence, il faudrait aussi ajouter de nouvelles centrales thermiques (gaz et charbon) pilotables pour compenser les variations aléatoires des éoliennes et PV. D'où un investissement supplémentaire considérable, car il faudra multiplier au moins par trois le parc thermique fossile actuel en France, et augmenter les importations de gaz, ce qui alourdira encore la facture énergétique.

Une cinquantaine de réacteurs EPR couplés aux barrages existants et à quelques centrales à gaz d'appoints produiraient toute l'électricité de France (650 TWh) de manière maîtrisée et pour une durée de vie au moins trois fois plus longue (60 ans).

## L'EMPLOI

L'industrie nucléaire représente 200 000 emplois directs et encore 200 000 emplois indirects qui seraient compromis par une réduction (ou un arrêt) de l'activité nucléaire.

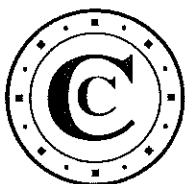
Les éoliennes, comme les PV, ne sont pas fabriquées en France, ne créent quasiment pas d'emplois et contribueront au déficit de la balance commerciale. La « création » d'un emploi vert, souvent temporaire, tue deux à trois emplois ailleurs !

Faire croire que l'éolien et le photovoltaïque pourraient remplacer le nucléaire, même partiellement, est une imposture.

Par **Michel Gay**

Nos dossiers spéciaux: Énergie nucléaire, Éolien, EPR, Photovoltaïque

Cour des comptes



# LE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES

Communication à la commission des finances du Sénat

Mars 2018



# Sommaire

<b>AVERTISSEMENT</b> .....	<b>5</b>
<b>SYNTHÈSE</b> .....	<b>7</b>
<b>ORIENTATIONS ET RECOMMANDATIONS</b> .....	<b>11</b>
<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>13</b>
<b>CHAPITRE I DES OBJECTIFS AMBITIEUX DIFFICILEMENT ATTEIGNABLES</b> .....	<b>17</b>
<b>I - DES OBJECTIFS PARTICULIÈREMENT AMBITIEUX</b> .....	<b>17</b>
A - Des objectifs qui s'inscrivent dans un cadre européen .....	17
B - Une programmation ambitieuse fondée sur un double objectif.....	20
C - Des objectifs industriels devenus secondaires.....	24
D - Une programmation qui amène à soutenir fortement toutes les filières .....	25
<b>II - DES RÉSULTATS NOTABLES MAIS EN DEÇÀ DES OBJECTIFS AFFICHÉS</b> .....	<b>26</b>
A - Une progression en demi-teinte .....	26
B - Un contexte de développement défavorable .....	29
C - Des retombées économiques réelles mais un bilan industriel décevant .....	32
<b>CHAPITRE II DES CHARGES IMPORTANTES, DURABLES ET MAL ÉVALUÉES</b> .....	<b>43</b>
<b>I - UN SOUTIEN FINANCIER TRÈS ÉLEVÉ ET DÉSÉQUILIBRÉ</b> .....	<b>45</b>
A - Des décisions passées pesant sur les marges financières de l'État.....	45
B - Un net déséquilibre entre EnR électriques et thermiques .....	48
C - Une connaissance des coûts constatés à améliorer.....	49
<b>II - UN VOLUME GLOBAL DES CHARGES DE SOUTIEN À VENIR MAL ANTICIPÉ</b> .....	<b>50</b>
A - Le poids financier croissant du soutien aux EnR électriques .....	50
B - Un besoin de projection accru pour évaluer les soutiens nécessaires.....	52
C - Une trajectoire financière marquée par de fortes incertitudes .....	56
D - La nécessaire prise en compte des coûts induits pour les réseaux électriques et le stockage.....	58
<b>III - DES DISPOSITIFS QUI NÉCESSITENT ENCORE DES AJUSTEMENTS</b> .....	<b>59</b>
A - Un besoin de rééquilibrage des soutiens vers les EnR thermiques .....	59
B - Des marges d'efficience pour les dispositifs de soutien aux EnR électriques .....	63
C - Une meilleure articulation à trouver entre les politiques énergétiques et les politiques de filières .....	66
<b>CHAPITRE III UN PILOTAGE PEU LISIBLE ET INSUFFISAMMENT INTÉGRÉ</b> .....	<b>73</b>
<b>I - UNE ABSENCE DE TRANSPARENCE DES ENGAGEMENTS BUDGÉTAIRES</b> .....	<b>73</b>
A - Une réforme opportune des charges de service public de l'énergie .....	73
B - Une absence de contrôle budgétaire.....	76
<b>II - UNE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE CLOISONNÉE</b> .....	<b>78</b>
A - Un manque de cohérence préjudiciable à la première programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).....	79
B - Une gouvernance insuffisamment intégrée .....	80
<b>III - UNE ORGANISATION INTERMINISTÉRIELLE À RENFORCER</b> .....	<b>84</b>
A - Des erreurs de pilotage ayant freiné le développement des capacités d'énergies renouvelables .....	84
B - Une insuffisante coordination entre directions.....	85
<b>CONCLUSION GÉNÉRALE</b> .....	<b>89</b>
<b>GLOSSAIRE</b> .....	<b>91</b>
<b>ANNEXES</b> .....	<b>93</b>





## Avertissement

En application du 2° de l'article 58 de la loi organique n° 2001-692 du 1<sup>er</sup> août 2001 relative aux lois de finances (LOLF), la Cour des comptes a été saisie par lettre du 19 décembre 2016 de la présidente de la commission des finances du Sénat d'une demande d'enquête portant sur les politiques publiques de soutien au développement des énergies renouvelables (EnR). Cette demande a été acceptée par le Premier président le 11 janvier 2017.

Les modalités d'organisation ainsi que le périmètre des travaux demandés à la Cour ont été déterminés en accord avec le sénateur Jean-François Husson, membre de la commission des finances du Sénat, au cours d'un entretien qui s'est déroulé le 8 mars 2017 en présence de la présidente de la section énergie de la deuxième chambre de la Cour des comptes. Ces modalités ont été confirmées dans une lettre du 26 avril 2017 qui a fixé l'échéance de transmission de l'enquête à la commission du Sénat au 15 mars 2018.

Il a été convenu que cette enquête élabore un bilan des politiques publiques de soutien au développement des énergies renouvelables en se focalisant sur cinq enjeux : les objectifs de développement fixés aux EnR, les résultats atteints par rapport à la trajectoire visée, les politiques menées en terme de soutien industriel, le coût public passé et à venir des mesures de soutien déployées et le pilotage de ces dispositifs.

Le périmètre ainsi retenu n'épuise pas la question de l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique français. Celle-ci renvoie aussi à d'autres sujets non traités ici, que sont la gestion de la variabilité de la production, les potentialités du stockage, les enjeux d'adaptation des réseaux ou des mécanismes de capacité, dans le cadre d'un système énergétique en pleine mutation, non seulement du fait de l'intégration des énergies renouvelables mais également du recours accru au numérique, aux réseaux intelligents ou à l'autoconsommation. L'angle d'analyse retenu pour ce rapport est celui du pilotage global de la politique de soutien au développement des énergies renouvelables, en lien avec les évolutions majeures qu'ont constitué la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte et le premier exercice de programmation pluriannuelle de l'énergie. Il diffère ainsi de l'analyse micro-économique de chacune des filières et de leurs mécanismes de soutien, que la Cour avait conduite dans le rapport public thématique sur les énergies renouvelables en 2013.

Le bilan synthétise les constatations tirées de trois contrôles préparatoires réalisés par la deuxième chambre de la Cour des comptes au cours de l'année 2017, dédiés respectivement au développement des EnR pour la production d'électricité, à leurs filières industrielles et au développement des EnR pour la production de chaleur et qui ont exploré le détail du développement des filières.

L'instruction, qui s'est déroulée de janvier à juillet 2017, s'est appuyée sur l'analyse des réponses reçues à plusieurs questionnaires et des documents communiqués par les entités contrôlées, ainsi que sur de nombreux entretiens au sein de l'administration, des agences et autorités de régulation et auprès des acteurs privés (syndicat des énergies renouvelables, EDF,

Engie). Elle a également donné lieu à des déplacements sur le terrain et à des rencontres avec une large palette d'acteurs complémentaires, dont des collectivités territoriales. Une étude de parangonnage européen couvrant l'Allemagne, la Suède, l'Espagne et le Royaume-Uni a également été diligentée à la demande de la Cour par la direction générale du Trésor, et a nourri les observations du présent rapport.

Les observations définitives de ces trois contrôles ont été adoptées après délibérations des 23 et 30 novembre 2017 et assorties de recommandations adressées aux administrations concernées.

Le rapport de synthèse a été délibéré le 15 décembre 2017 et un relevé d'observations provisoires a été adressé, le 22 décembre 2017, conformément à l'article R. 143-7 du code des juridictions financières, au secrétaire général du Gouvernement (SGG), au directeur général de l'énergie et du climat (DGEC), à la directrice générale du Trésor, au directeur général des entreprises (DGE), à la directrice du budget, au président de l'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et au président de la commission de régulation de l'énergie (CRE).

Le Premier ministre a répondu par une réponse unique et globale présentant les mesures qu'il entend prendre pour faire évoluer les politiques publiques de soutien au développement des énergies renouvelables.

Des auditions du président de la commission de régulation de l'énergie, du directeur général de l'énergie et du climat, du directeur production et énergie renouvelable de l'ADEME et du sous-directeur du budget chargé du développement durable ont été effectuées en application de l'article L. 143-0-1 du code des juridictions financières.

Le présent rapport, qui constitue la synthèse définitive de l'enquête menée par la Cour, a été délibéré, le 23 février 2018, par la deuxième chambre présidée par Mme de Kersauson, présidente de chambre, et composée de M. Allain, Mme Darragon, Mme Podeur, M. Guérout, M. Angermann, conseillers-maîtres, ainsi que, en tant que rapporteurs de la synthèse, M. Xavier Lafon, conseiller référendaire, Mme Lucie Roesch, auditrice, Mme Isabelle Vincent, rapporteur extérieur, Mme Elsa Demangeon, vérificatrice et, en tant que contre-rapporteur, Mme Sylvie Lemmet-Severino, conseiller-maître.

Ce rapport ne prend donc pas en compte les décisions et événements postérieurs au 23 février 2018 et en particulier les suites qui auront pu être données dans le cadre de la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Le projet de communication a enfin été examiné et approuvé le 13 mars 2018 par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de M. Migaud, Premier président, MM. Briet, Vachia, Paul, rapporteur général du comité, Duchadeuil, Mme Moati, M. Morin et Mme de Kersauson, présidents de chambre, et M. Johanet, procureur général, entendu en ses avis.

## Synthèse

L'engagement français en faveur des énergies renouvelables (EnR) s'inscrit dans le cadre d'objectifs européens formalisés à partir de 2001 par des directives successives.

La loi du 13 juillet 2005<sup>1</sup>, dite loi POPE, est la première à chiffrer des objectifs de promotion des énergies renouvelables. La concertation conduite ensuite dans le cadre du Grenelle de l'Environnement et l'obligation de transposer les objectifs européens donnent une nouvelle impulsion politique forte à la promotion des énergies renouvelables, retranscrite dans la loi du 3 août 2009. Elle fixe à horizon 2020 un objectif de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie<sup>2</sup>. Les objectifs adoptés par voie législative sont alors déclinés par la voie réglementaire dans le cadre d'une programmation pluriannuelle des investissements pour la chaleur et l'électricité (PPI) en 2009<sup>3</sup>, assortie d'un plan d'action national (PNA) en faveur des EnR (2009-2020).

Enfin en 2015, par le biais de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV)<sup>4</sup>, la France prolonge son objectif de pénétration des EnR dans la consommation finale brute d'énergie, qu'elle fixe à 32 % en 2030. Cette trajectoire est ensuite mise en œuvre et déclinée au travers de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)<sup>5</sup>.

La stratégie énergétique française formulée dans la LTECV repose sur un double objectif, climatique et énergétique. Le développement des énergies renouvelables doit ainsi permettre de limiter les émissions de gaz à effet de serre en se substituant aux énergies fossiles et de réduire la part de l'énergie nucléaire à 50 % du mix électrique d'ici 2025. La Cour démontre toutefois que ce dernier objectif n'était pas compatible avec la trajectoire d'augmentation des capacités d'énergies renouvelables électriques déterminée en 2016 par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), ce qu'a confirmé le ministre chargé de l'énergie<sup>6</sup> en novembre 2017. Il conviendrait donc, à l'occasion de la révision de la PPE en 2018, de définir une stratégie énergétique cohérente entre les objectifs de production d'EnR et l'objectif de réduction de la part de l'énergie nucléaire dans le mix.

Le déploiement des énergies renouvelables observé au cours de la dernière décennie est significatif : leur volume dans le mix français a progressivement augmenté, passant de 9,2 % dans la consommation finale d'énergie en 2005 à 15,7 % fin 2016. Toutefois, malgré les efforts entrepris, la Cour constate, comme en 2013<sup>7</sup>, un décalage persistant au regard des objectifs affichés. Elle note également que, faute d'avoir établi une stratégie claire et des dispositifs de soutien stables et cohérents, le tissu industriel français a peu profité du développement des EnR.

---

<sup>1</sup> Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de politique énergétique.

<sup>2</sup> Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

<sup>3</sup> Arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

<sup>4</sup> Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique et pour la croissance verte.

<sup>5</sup> Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

<sup>6</sup> Communication du ministre de la transition écologique et solidaire au Conseil des ministres du 7 novembre 2017.

<sup>7</sup> Cour des comptes, rapport public thématique, *la politique de développement des énergies renouvelables*, juillet 2013.

Contrairement à d'autres États européens, la France n'est en effet pas parvenue à se doter de champions dans ce secteur. Une clarification des ambitions industrielles françaises en matière d'EnR s'impose donc, au regard des opportunités économiques que la croissance de ce secteur recèle, s'agissant en particulier de nouvelles technologies, telles que le stockage et les réseaux intelligents.

Ce bilan industriel décevant doit être mis en regard des moyens considérables qui sont consacrés au développement des énergies renouvelables, en particulier aux EnR électriques.

La politique de soutien aux EnR s'articule principalement autour de deux leviers, celui des subventions et des avantages fiscaux, et celui de la taxation des énergies fossiles. Les EnR électriques bénéficient de subventions d'exploitation au travers d'obligations d'achat et de mécanismes de compensation, les EnR thermiques bénéficient de subventions d'investissement par le biais du fonds chaleur et les dispositifs fiscaux, le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) notamment, bénéficient aux particuliers pour l'achat d'équipements destinés à utiliser des EnR pour la production de chaleur ou de froid.

Tous les pays européens n'ont pas adopté la même stratégie de soutien aux EnR. La Suède a mobilisé le levier fiscal dès 1991 *via* une taxe carbone élevée, rendant le recours aux énergies fossiles particulièrement coûteux. L'Allemagne a fondé sa transition énergétique sur le double objectif de sortir du nucléaire et de réduire le recours au charbon, en misant sur le développement des filières électriques renouvelables. Le Royaume-Uni a adopté une stratégie plus mesurée, en instaurant notamment un plafond de dépenses annuelles de soutien.

En France, la somme des dépenses publiques de soutien aux EnR est estimée pour 2016 à 5,3 Md€. Cette mobilisation financière va connaître une progression forte : si la France réalise la trajectoire qu'elle s'est fixée, les dépenses relatives aux EnR électriques pourraient ainsi atteindre 7,5 Md€ en 2023. Les EnR électriques bénéficient de l'essentiel de ces dépenses publiques avec, en 2016, 4,4 Md€ contre 567 M€ pour les EnR thermiques. Ce dernier montant n'apparaît pas à la hauteur des besoins correspondant aux objectifs fixés et donc à la réalisation des engagements climatiques français. Ainsi, les EnR thermiques reçoivent aujourd'hui l'équivalent d'un dixième du volume de soutien public consacré aux EnR alors qu'elles représentent 60 % de la production nationale, hors transports. Le soutien à ces énergies est d'autant plus nécessaire que leur développement est obéré par des freins importants, en particulier la tendance baissière des prix des énergies fossiles, qui crée un écart de compétitivité que le niveau actuel de la taxe carbone<sup>8</sup> ne parvient pas à compenser.

Au sein du budget consacré au déploiement des EnR, le poids des engagements passés est très significatif : pour les EnR électriques, l'État a d'abord mis en place des tarifs garantis, l'engageant financièrement lourdement sur le long terme. Les charges contractées à la suite de décisions antérieures à 2011 représentent ainsi près des deux tiers du volume annuel de soutien supporté aujourd'hui par les finances publiques. Les soutiens octroyés par l'État se sont aussi avérés disproportionnés par rapport à la contribution de certaines filières aux objectifs de développement des EnR : pour le photovoltaïque par exemple, les garanties accordées avant

---

<sup>8</sup> Composante carbone des taxes intérieures de consommation (TICPE, TICGN, etc.).

2011 représenteront 2 Md€ par an jusqu'en 2030 (soit 38,4 Md€ en cumulé) pour un volume de production équivalent à 0,7 % du mix électrique.

Malgré des ajustements positifs intervenus dans l'architecture des dispositifs de soutien, cette disproportion entre charges financières et volumes de production est amenée à se poursuivre dans certaines filières. Ainsi, la pleine réalisation des appels d'offres de 2011 et 2013 sur l'éolien *offshore* coûterait aux finances publiques 2 Md€ par an pendant 20 ans (soit 40,7 Md€ en cumulé) pour un volume équivalent à 2 % de la production électrique.

Afin d'éclairer les décisions publiques prises à l'avenir, la Cour considère désormais indispensable de calculer et révéler le coût complet du mix énergétique programmé et les soutiens publics induits, et d'asseoir les décisions de programmation énergétique sur ces informations. Par ailleurs, si des évolutions positives ont été apportées aux différents mécanismes de soutien, des marges d'amélioration importantes subsistent. Le rapport propose à cet égard des pistes pour améliorer l'efficacité des mécanismes actuels, s'inspirant notamment des expériences étrangères.

Sur le plan budgétaire, la récente réforme de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) et la création en 2015 du compte d'affectation spéciale (CAS) *Transition Énergétique* ont permis de donner une visibilité annuelle à un dispositif qui avait prospéré de manière extrabudgétaire. Toutefois, l'existence du CAS constitue un progrès insuffisant car il ne permet pas de faire apparaître l'ensemble des coûts que devront supporter à long terme les finances publiques au titre des engagements contractés. L'architecture budgétaire actuelle ne permet en effet au Parlement ni de se prononcer sur les nouveaux engagements, ni d'apprécier la dynamique consolidée d'évolution des charges du fait des engagements passés ou nouveaux. Le Parlement devrait donc être mieux associé à la définition des objectifs de développement des EnR et des volumes financiers de soutien aux EnR.

S'agissant de la planification de la stratégie énergétique, l'actualisation de la PPE, qui interviendra en 2018, devrait permettre de faire émerger une stratégie de développement plus concertée, capable de conférer davantage de crédibilité aux engagements publics en faveur des énergies renouvelables. À cette fin, il apparaît souhaitable que les choix gouvernementaux soient éclairés par les travaux d'un comité associant l'ensemble des parties prenantes à la stratégie énergétique et qui, à l'image du Conseil d'orientation des retraites, pourrait réaliser des scénarii prospectifs. Cette instance se substituerait aux nombreuses structures de gouvernance existant dans le domaine de la politique énergétique. Dans sa réponse aux observations provisoires, le Premier ministre indique l'envisager.

Enfin, au sein des services de l'État, la conduite des politiques de soutien aux énergies renouvelables s'appuie presque exclusivement sur le ministère chargé de l'énergie et en particulier sur la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC). Le dialogue interministériel est de ce fait très limité dans un domaine de politique publique qui devrait pourtant, par nature, parfaitement s'y prêter. Le pilotage de la politique de soutien aux énergies renouvelables *via* un secrétariat ou un comité interministériel présidé par les services du Premier ministre pourrait assurer la montée en puissance des directions ministérielles intéressées et le bon alignement des politiques des ministères concernés (recherche, industrie, agriculture, etc.).



## Orientations et recommandations

La Cour propose les orientations suivantes :

1. à l'occasion de la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2018 :
  - définir une stratégie énergétique cohérente entre les objectifs de production d'énergies renouvelables (EnR) électriques et l'objectif de réduction de la part de l'énergie nucléaire dans le mix ;
  - clarifier les objectifs industriels français associés au développement futur des EnR.
2. mieux associer le Parlement à la définition des objectifs de développement des EnR et des volumes financiers de soutien aux EnR.

La Cour formule en outre les recommandations suivantes :

1. publier le calcul des coûts de production et des prix, actuels et prévisionnels, de l'ensemble du mix énergétique programmé dans la PPE, et l'utiliser pour contenir le volume des soutiens publics associés aux objectifs de la politique énergétique, à court, moyen et long termes ;
2. respecter la trajectoire d'augmentation de la composante carbone des taxes intérieures de consommation énergétiques telle que définie par la loi de finances initiale (LFI) pour 2018 jusqu'en 2022 et, au-delà, fixer cette trajectoire en cohérence avec les objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) en matière d'énergies renouvelables et de récupération thermique ;
3. accroître les moyens du fonds chaleur pour atteindre les objectifs de développement fixés aux EnR thermiques ;
4. améliorer l'efficacité des mécanismes de soutien aux EnR électriques, notamment :
  - en faisant évoluer les procédures d'appels d'offres et d'autorisation administrative pour accélérer le déploiement des projets ;
  - en étendant les appels d'offres pour l'attribution d'aide à la production d'électricité d'origine éolienne aux installations de plus de 6 MW ;
  - en fixant des plafonds de prix pour les projets dans les filières non matures.
5. créer, à l'image du Conseil d'orientation des retraites (COR) et en remplacement d'autres instances existantes, un comité chargé d'éclairer les choix gouvernementaux relatifs à l'avenir de la politique de l'énergie ;
6. mettre en place une instance de pilotage interministériel de la politique énergétique placée auprès du Premier ministre.





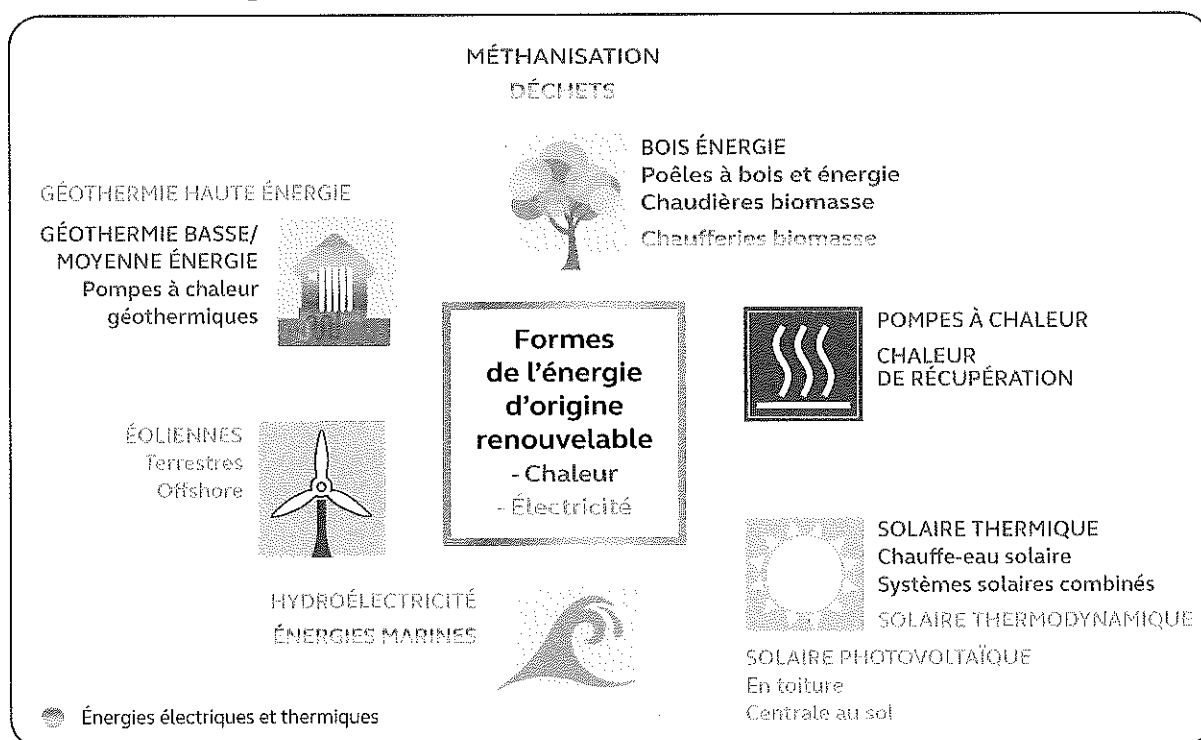
## Introduction

Sources d'énergies contribuant à limiter les émissions de gaz à effet de serre, les énergies renouvelables (EnR) constituent, en France et dans le monde, l'un des leviers essentiels de transition vers un modèle énergétique décarboné.

Disponibles naturellement sur tout le territoire, elles sont traditionnellement divisées en deux catégories, les EnR électriques produisant de l'électricité principalement à partir des énergies solaire, éolienne, hydraulique, géothermique et des bioénergies, et les EnR thermiques permettant la récupération (chaleur industrielle fatale) et la production de chaleur à partir des sols, de l'eau et de l'air (géothermie, pompes à chaleur), de la biomasse (bois énergie, méthanisation) et du soleil (solaire thermique).

Plus de la moitié de l'énergie consommée en France l'est sous forme de chaleur (50,6 %), devant l'électricité (34,2 %) et les transports (13,2 %) <sup>9</sup>.

### Schéma n° 1 : présentation des sources d'énergies renouvelables et de leurs usages



Source : Cour des comptes

<sup>9</sup> D'après les *chiffres clés des énergies renouvelables* (édition 2016), publiés en février 2017 par le SOeS (service de statistique du ministère chargé de l'environnement) ; consommation finale brute d'EnR par filière (p.20-21) – données France entière.

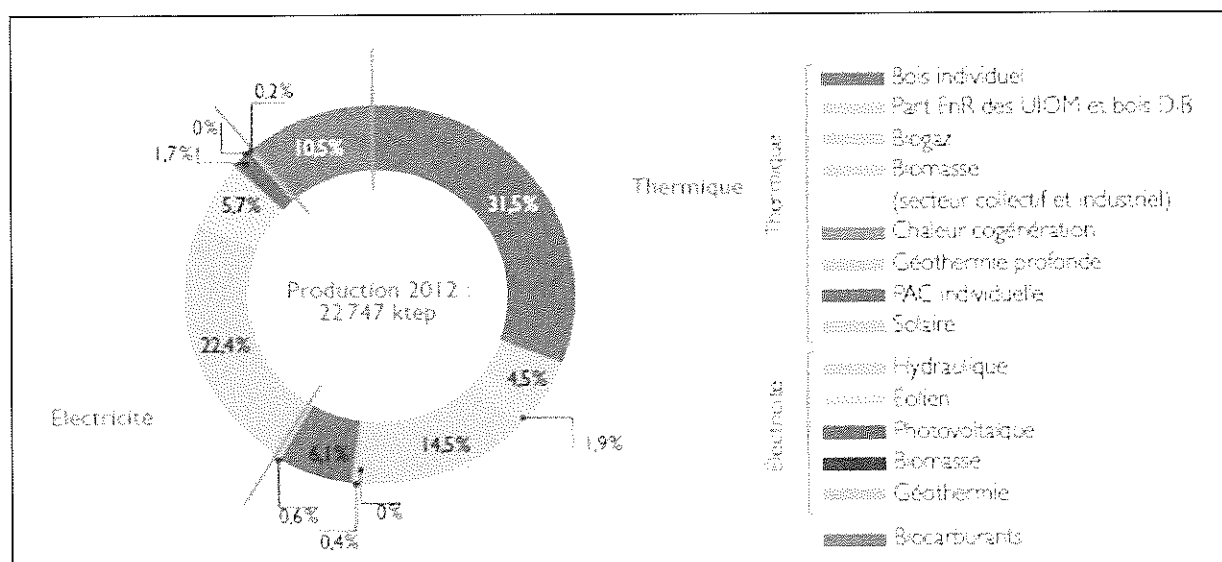
### Les sources d'énergies renouvelables et leurs usages

On appelle énergies renouvelables les énergies issues de sources renouvelables. Elles servent à produire de la chaleur, de l'électricité ou des carburants. Les principales énergies renouvelables sont l'énergie hydroélectrique, l'énergie éolienne, l'énergie de biomasse, l'énergie solaire, la géothermie et les énergies marines.

L'énergie solaire permet la production d'électricité grâce aux panneaux photovoltaïques et la production de chaleur grâce aux panneaux solaires thermiques. Les éoliennes permettent de produire de l'électricité, en mer et sur terre. L'énergie géothermique utilise les différences de température sous la surface de la terre pour chauffer des bâtiments (basse et moyenne énergie) ou produire de l'électricité (haute énergie). Les énergies marines regroupent l'énergie marémotrice (mouvement des marées), l'énergie houlomotrice (mouvement des vagues), l'énergie hydrolienne (force des courants marins) et l'énergie thermique (écart de température des fonds et de la surface de la mer). Ces énergies servent la plupart du temps à produire de l'électricité. L'énergie hydraulique exploite la force de l'eau grâce à des barrages ou de petites centrales sur des cours d'eau pour produire de l'électricité. Enfin, la biomasse est utilisée pour se chauffer (bois, chaleur des usines d'incinération des déchets), produire du biogaz (méthanisation) lui-même brûlé pour produire de la chaleur et/ou de l'électricité et produire des biocarburants.

Ces énergies présentent des potentiels variables selon leur localisation géographique et les facteurs climatiques. Elles n'ont que peu d'impacts négatifs sur l'environnement et constituent l'un des facteurs de lutte contre le changement climatique. Toutefois, sauf pour certaines pompes à chaleur, l'hydroélectricité et le bois-énergie, beaucoup d'entre elles ne sont pas encore pleinement compétitives face aux solutions conventionnelles. Leur développement nécessite donc un soutien public, soit au kWh produit sous la forme d'une tarification adaptée, soit à l'investissement.

**Graphique n° 1 : répartition de la production française d'EnR électriques et thermiques**



Source : Ademe, 2012 (Les chiffres actualisés pour 2015 figurent en annexe n° 7)

La progression des capacités de production d'énergies renouvelables observée dans le monde au cours de la dernière décennie a été particulièrement rapide<sup>10</sup> et constitue un changement profond et durable de l'équilibre énergétique mondial. Au sein de l'Union européenne, certains États membres assurent d'ailleurs à ce jour, grâce aux énergies renouvelables, une couverture significative de leurs besoins énergétiques. Si elle répond principalement à des impératifs énergétiques et climatiques, la pénétration des EnR dans les mix productifs nationaux génère aussi des externalités économiques importantes, principalement sur les marchés de l'emploi et sur la balance commerciale. La Commission européenne chiffre par exemple à un million<sup>11</sup> le nombre d'actifs européens employés dans le secteur des énergies renouvelables.

À l'échelle des États, le développement des EnR est générateur d'évolutions majeures, portant à la fois sur les choix de mix de production (en lien avec la compétitivité relative des moyens de production), l'équilibre des marchés de l'énergie (affectant les prix de marché et l'ouverture à la concurrence) et la stabilité des réseaux de transport et distribution (en lien avec les questions de stockage, de réseaux et compteurs intelligents, d'autoconsommation ou de mécanisme de capacité). La Cour des comptes s'attache à analyser globalement ces évolutions au travers de travaux, passés et à venir, consacrés au domaine de l'énergie<sup>12</sup>. À la demande de la commission des finances du Sénat, le présent rapport analyse spécifiquement le pilotage de la politique de soutien au développement des énergies renouvelables.

Le développement des EnR appelle en effet des modifications profondes des stratégies énergétiques nationales qui s'observent aujourd'hui dans de nombreux pays. Surtout, le développement des capacités d'énergies renouvelables nécessite encore une mobilisation financière importante destinée à compenser les écarts de compétitivité observés entre les solutions renouvelables et les solutions conventionnelles. Face ces bouleversements, les États disposent de leviers divers tant dans la fixation de leurs objectifs (niveau global d'ambitions, calendrier, rythme de la trajectoire, équilibre retenu entre les EnR thermiques et électriques, variété des filières soutenues) que des moyens pour y parvenir (arbitrage entre taxation, réglementation et/ou soutien par des subventions ou avantages fiscaux, etc.).

Bien que caractérisée par un mix électrique très peu carboné, la France a fait du développement des EnR un pilier de sa stratégie énergétique et climatique. Alors que la part des EnR dans la consommation finale brute d'énergie atteignait fin 2016 15,7 %, la France souhaite désormais porter cette part à 23 % en 2020 et 32 % en 2030. Cette ambition nécessitera une mobilisation massive d'un grand nombre de filières d'énergies renouvelables nationales associée à des moyens publics conséquents pour assurer leur développement. Les retombées

---

<sup>10</sup> Le rapport annuel de l'agence internationale de l'énergie (AIE) met par exemple en évidence que le volume annuel moyen de capacités renouvelables installées était de 128 GW (2010-2016) contre 65 GW pour le charbon, 48 GW pour le gaz et 2 GW pour le nucléaire. Pour les EnR, ce volume devrait être de 160 GW pour la période 2017-2040 d'après les projections de l'agence (source : *world energy outlook, 2017*).

<sup>11</sup> Communiqué de presse de la Commission européenne « *énergies renouvelables, l'Europe sur la bonne voie pour atteindre son objectif de 20 % d'énergies renouvelables d'ici 2020* », 1<sup>er</sup> février 2017.

<sup>12</sup> Cour des comptes, publication et insertions aux rapports publics annuels : *Le coût de production de l'électricité nucléaire*, actualisation 2014, *L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence : une construction inaboutie*, 2015, *La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever*, 2016, *Les compteurs communicants Linky : tirer pour les consommateurs tous les bénéfices d'un investissement coûteux*, 2018.

économiques potentielles de ce bouleversement sont toutefois nombreuses, notamment sur l'emploi et la balance commerciale.

Alors que ces mutations étaient déjà bien engagées, la Cour des comptes avait publié en 2013 un rapport public thématique consacré aux politiques de soutien aux énergies renouvelables. Ce rapport mettait en évidence, outre le caractère difficilement atteignable de la trajectoire de développement que la France s'était fixée, le montant très élevé des engagements financiers consentis par l'État. Il identifiait des zones de risques budgétaires majeures pour les années à venir. Les huit recommandations émises alors portaient sur le pilotage du développement des EnR, le cadre réglementaire régissant leur déploiement, l'efficacité des dispositifs de soutien déployés et les modalités de financement de cette politique publique. Leur mise en œuvre progressive, encore partielle, a déjà permis d'améliorer l'efficacité des dispositifs de soutien public au développement des énergies renouvelables.

Depuis la publication de ce rapport, la France a confirmé et renforcé sa trajectoire de soutien aux énergies renouvelables, notamment dans le cadre de la loi sur la transition énergétique et pour une croissance verte (LTECV). Elle a également procédé à de profondes réformes des mécanismes de soutien et de leurs modalités de financement, dans le cadre de la réforme de la CSPE.

Dans le présent rapport portant sur la période 2012-2017, la Cour s'est attachée à analyser les modifications intervenues dans la politique de soutien aux énergies renouvelables, notamment sous l'influence de l'Union européenne, et leurs conséquences budgétaires. Elle a également appréhendé les changements de stratégie dans la conduite de cette politique et la façon dont les pouvoirs publics la déploient et en assurent le financement. Enfin, en complément des approches déjà développées en 2013, la Cour a dressé un premier bilan des résultats du soutien public aux réalisations industrielles intervenues dans le champ des énergies renouvelables<sup>13</sup> au cours des dernières années et un bilan spécifique de l'état de développement des filières d'EnR thermiques.

---

<sup>13</sup> Comme en 2013, le champ des biocarburants a été exclu du périmètre du contrôle.

# Chapitre I

## Des objectifs ambitieux difficilement atteignables

La promotion des énergies renouvelables s'inscrit dans un mouvement mondial dont l'objectif principal est la lutte contre le changement climatique. De nombreux pays se sont fixé des objectifs ambitieux de développement de leurs capacités et le marché des énergies renouvelables a donc connu une croissance très forte. Pendant la période sous revue, les investissements dans le secteur ont aussi profité de baisses de prix spectaculaires sur certaines technologies<sup>14</sup>, dont plusieurs sont désormais compétitives avec des technologies conventionnelles. L'évolution des investissements mondiaux atteste de ces effets : ainsi, près de 10 200 Md\$ (8 600 Md€) devraient être investis à l'échelle mondiale pour l'accroissement des capacités de production renouvelables d'ici 2040, dont 28 % à l'échelle de la Chine et 11 % à celle de l'Inde<sup>15</sup>.

La stratégie française de développement des énergies renouvelables présente deux spécificités. Ses objectifs sont plus ambitieux que ce que requerrait le simple respect de la trajectoire fixée par l'Union européenne et elle répond à un double objectif, la lutte contre le changement climatique et la réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique.

### I - Des objectifs particulièrement ambitieux

#### A - Des objectifs qui s'inscrivent dans un cadre européen

À l'échelle mondiale, la promotion des énergies renouvelables a été consacrée au sein de plusieurs accords. En 1997, le protocole de Kyoto engage ainsi les États à « *rechercher, promouvoir, mettre en valeur (...) des sources d'énergie renouvelables* » (art. 2). En 2015, l'Accord de Paris sur le climat rappelle pour sa part la « *nécessité de promouvoir l'accès universel à l'énergie durable (...) en renforçant le déploiement d'énergies renouvelables* ».

---

<sup>14</sup> C'est le cas par exemple du photovoltaïque : le prix moyen pondéré des offres a baissé de 63 % depuis 2011 pour les installations de grande puissance et de 54 % pour les installations de moyenne puissance (source : CRE).

<sup>15</sup> D'après le cabinet Bloomberg (source : *new energy outlook*, 2017).

L'Union européenne a, de son côté, bâti un cadre plus ambitieux. En 1986, une résolution du Conseil a d'abord fixé un objectif général de substitution progressive des énergies fossiles par les énergies renouvelables<sup>16</sup>. Cet engagement a été formalisé en 2001 par une directive<sup>17</sup> qui a entériné un objectif de 12 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique européenne en 2010. En 2007, la Commission<sup>18</sup> puis le Conseil Européen ont adopté un objectif d'incorporation des EnR dans la consommation de 20 % en 2020, soit plus du double du niveau atteint en 2010 (9,8 %). En 2009, une nouvelle directive<sup>19</sup> a décliné cet objectif en cibles nationales s'imposant aux États membres (cf. annexe n° 4). Ces cibles, oscillant à l'époque entre 11 % (Luxembourg) et 49 % (Suède) à horizon 2020, rendent compte du niveau de développement très hétérogène des EnR parmi les États membres, lequel s'est confirmé ultérieurement (cf. *infra*).

Depuis 2013, l'Union européenne s'est fixé de nouveaux objectifs de long terme dans le cadre d'un troisième paquet « énergie-climat »<sup>20</sup> dont l'un fixe à 27 % de la consommation intérieure brute à horizon 2030 la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique. La proposition de règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie<sup>21</sup> actuellement en discussion prévoit également des mécanismes de suivi plus ambitieux<sup>22</sup> pour s'assurer de la contribution effective et équitable de chaque État à l'objectif global de 27 %.

En plus de la fixation d'une trajectoire de développement ambitieuse, la Commission européenne a déployé une action régulatrice et un suivi attentif des politiques nationales de soutien aux EnR, dans le cadre d'objectifs plus larges<sup>23</sup> d'intégration et d'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie à l'échelle européenne. S'agissant par exemple de la conception des dispositifs de soutien aux EnR électriques, la Commission<sup>24</sup> a demandé, en 2013, que les mécanismes de soutien évoluent afin d'exposer davantage les producteurs aux signaux de marchés (cf. *supra*). D'autres lignes directrices et règles de droit ont été fixées ou proposées pour encadrer les modalités de soutien aux EnR (notification des mécanismes

<sup>16</sup> Résolution du 16 septembre 1986 du Conseil des communautés européennes concernant de nouveaux objectifs de politique énergétique communautaire pour 1995 et la convergence des politiques des États membres.

<sup>17</sup> Directive n°2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

<sup>18</sup> Communication de la Commission du 10 janvier 2007 « *Feuille de route pour les sources d'énergie renouvelables — Les sources d'énergie renouvelables au XXI<sup>e</sup> siècle: construire un avenir plus durable* ».

<sup>19</sup> 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.

<sup>20</sup> Adopté le 23 octobre 2014 par le Conseil européen ; la Commission a présenté le 30 novembre 2016 un paquet de mesures visant à traduire dans le droit ces nouvelles orientations.

<sup>21</sup> Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur la gouvernance de l'Union de l'énergie du 30 novembre 2016.

<sup>22</sup> L'article 27 du projet de règlement prévoit des interventions de la Commission en cas de manque d'ambition des plans nationaux en matière de climat et d'énergie (évaluation conduite en 2023 pour chaque État par la Commission, versement d'une contribution financière à une plateforme de financements de projets, ...).

<sup>23</sup> Directive 90/377/CEE du Conseil du 29 juin 1990 instaurant une procédure communautaire assurant la transparence des prix au consommateur final industriel de gaz et d'électricité, et 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

<sup>24</sup> Communication de la commission, 2014/C 200/01, *Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020*.

d'obligation d'achat<sup>25</sup>, promotion des principes de double-neutralité technologique et géographique sur les grands projets européens d'EnR électriques<sup>26</sup>, lignes directrices favorables aux appels d'offres, etc.).

La présentation du paquet « énergie propre »<sup>27</sup> fin 2016 confirme cette ambition de faire émerger une Europe de l'énergie, fondée sur des politiques de soutien très intégrées. D'après la Commission, le renforcement de la coordination des politiques énergétiques nationales engendrerait des gains d'efficacité, liés à l'optimisation des implantations géographiques de production d'énergies renouvelables et à la stabilité des réseaux. Cette vision se heurte néanmoins au maintien d'un faible degré de coordination entre États membres en matière de politique énergétique (cf. annexe n° 5) et n'intègre pas les coûts liés au renforcement du réseau de transports qu'il conviendrait alors nécessairement d'engager.

La stratégie européenne de promotion des EnR présente d'autres limites : elle s'avère déséquilibrée entre les EnR électriques et les EnR thermiques. Contrairement aux EnR électriques, le secteur de la chaleur n'apparaît en effet dans aucun texte européen avant 2009. Malgré les retards constatés dès 2007<sup>28</sup>, la définition d'un objectif spécifique de chaleur renouvelable à horizon 2020 n'a pas été retenue dans le cadre de la directive de 2009. Une autre limite tient à la faiblesse du marché européen du carbone<sup>29</sup> qui ne permet pas d'améliorer la compétitivité des EnR face aux solutions conventionnelles carbonées (cf. *infra*).

Malgré ces limites, la pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen est réelle : en 2015 par exemple, elles représentaient 77 % des nouvelles capacités énergétiques installées<sup>30</sup>. Leur part dans la consommation intérieure brute<sup>31</sup> est passée de 5,5 % en 1999 à 6,3 % en 2004, 9,9 % en 2010, et 13 % en 2015.

---

<sup>25</sup> Arrêt du 19 décembre 2013 C-262/12 de la CJCE, Association Vent de colère contre Ministre de l'Écologie : saisie d'une question préjudicielle du Conseil d'État, la CJCE a considéré que le système de compensation des surcoûts liés à des obligations d'achat de l'électricité d'origine éolienne était une intervention publique constitutive d'une aide d'État devant être notifiée à la Commission européenne.

<sup>26</sup> La neutralité technologique consiste à ne pas favoriser une technologie particulière dans le cadre d'un dispositif de soutien ; la neutralité géographique consiste à défendre le principe d'un octroi de soutiens nationaux à des installations permettant la production d'énergie à partir de sources renouvelables situées sur le territoire d'un autre État-membre. Cette approche promue par la Commission européenne figure dans le projet de refonte du paquet Énergie présenté à la fin de l'année 2016. La DGEC défend une mise en œuvre volontaire de la neutralité géographique, compte tenu des impacts potentiels de cette politique, qu'ils soient économiques (pour les contribuables, les entreprises et les territoires), énergétiques (modification du mix énergétique du pays, risques pour le système électricité et la sécurité d'approvisionnement) ou environnementaux et qui n'ont, d'après elle, pas été suffisamment évalués dans l'étude d'impact du projet de refonte de la directive EnR.

<sup>27</sup> Présentation du 30 novembre 2016, incluant 8 projets de directives et 3 communications : <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>.

<sup>28</sup> « Feuille de route pour les sources d'énergies renouvelables » établie par la Commission (10 janvier 2007)

<sup>29</sup> L'European Trading Scheme (ETS) a été mis en place en 2005 et consiste en un mécanisme d'échange de quotas de CO<sub>2</sub> à l'échelle de l'Union européenne.

<sup>30</sup> Rapport annuel de l'Agence européenne de l'énergie (3 avril 2017).

<sup>31</sup> Source : Eurostat, [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable\\_energy\\_statistics/fr](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics/fr)



## **B - Une programmation ambitieuse fondée sur un double objectif.**

L'engagement français en faveur des EnR a d'abord reposé sur la transposition en droit interne des directives européennes. La loi du 13 juillet 2005<sup>32</sup>, dite loi POPE est la première à chiffrer des objectifs de promotion des énergies renouvelables. La concertation conduite ensuite dans le cadre du Grenelle de l'Environnement et l'obligation de transposer les objectifs européens donnent une nouvelle impulsion politique forte à la promotion des énergies renouvelables, retranscrite dans la loi du 3 août 2009. Elle fixe à horizon 2020 un objectif de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie<sup>33</sup>. Les objectifs adoptés par voie législative sont alors déclinés par la voie réglementaire dans le cadre d'une programmation pluriannuelle des investissements pour la chaleur et l'électricité (PPI) en 2009<sup>34</sup>, assortie d'un plan d'action national (PNA) en faveur des EnR (2009-2020).

Enfin en 2015, par le biais de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV)<sup>35</sup>, la France prolonge son objectif de pénétration des EnR dans la consommation finale brute d'énergie, qu'elle fixe à 32 % en 2030. Cette trajectoire est ensuite mise en œuvre et déclinée au travers de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)<sup>36</sup>.

### **La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (2015) et le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (2016)**

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a été promulguée le 17 août 2015. Elle fixe les objectifs en matière de développement des EnR et notamment :

- Augmenter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % en 2030 ;
- Atteindre 40 % de la production d'électricité d'origine renouvelable en 2030 ;
- Atteindre 38 % de la consommation finale de chaleur d'origine renouvelable en 2030 ;
- Atteindre 10 % de la consommation de gaz d'origine renouvelable en 2030 ;
- Multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

Pour atteindre ces objectifs, le gouvernement s'est doté d'un outil de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui se substitue aux anciens outils de programmation. Il fixe des objectifs quantitatifs pour chaque filière renouvelable (cf. annexe n° 6), sur une période de dix ans à l'exception de la première itération couvrant la période 2016-2023. La PPE doit être revue tous les cinq ans, à l'exception de la première révision qui interviendra en 2018 pour couvrir la période 2019-2028.

<sup>32</sup> Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de politique énergétique.

<sup>33</sup> Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

<sup>34</sup> Arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

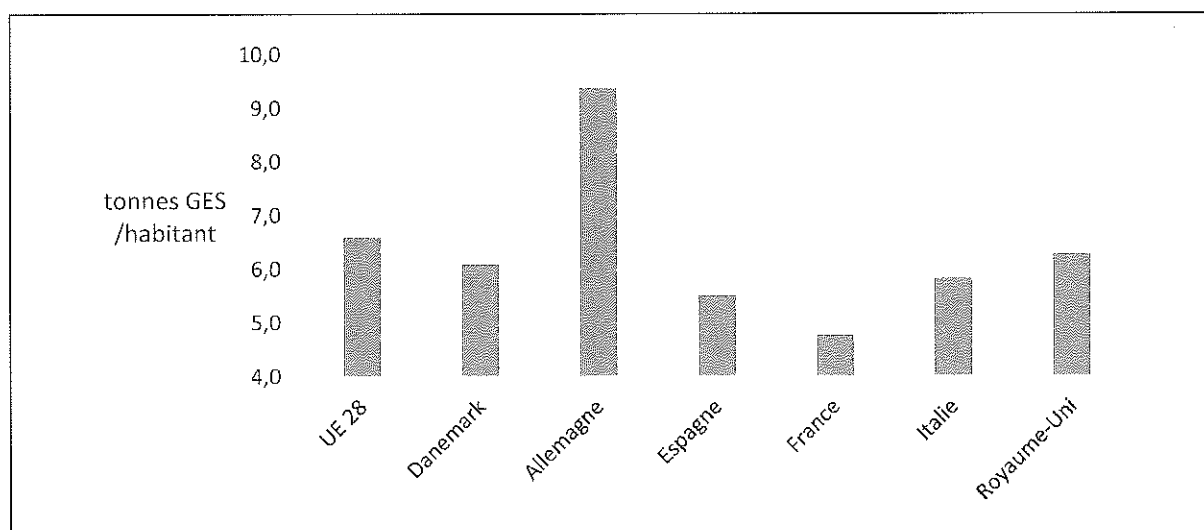
<sup>35</sup> Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique et pour la croissance verte.

<sup>36</sup> Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Ces objectifs apparaissent plus ambitieux que ceux imposés par la stricte transition du droit de l'Union européenne<sup>37</sup> : les objectifs nationaux fixés pour 2030 sont ainsi supérieurs de cinq points à la cible définie à l'échelle de l'Union (32 % contre 27 %). La France a également fait le choix de décliner ses objectifs en cibles spécifiques pour l'électricité (40 %) et la chaleur (38 %), ce que le droit européen n'imposait pas.

Les objectifs français en matière d'EnR électriques sont d'autant plus ambitieux que la France se distingue parmi ses voisins européens par la place qu'occupent déjà les sources d'énergies non carbonées dans son mix énergétique (cf. annexe n° 7). La prépondérance de l'énergie de source nucléaire<sup>38</sup> conduit en effet à ce que l'électricité française produite soit décarbonée à 98 %<sup>39</sup> et que les émissions de gaz à effet de serre françaises du fait de la production d'énergie soient donc limitées comparativement aux autres pays de l'UE (cf. graphique n° 2). Cette situation place la France dans une situation singulière par rapport à la plupart de ses voisins pour qui le développement des EnR répondait d'abord à une volonté de décarboner leurs mix énergétiques (Royaume-Uni, Espagne, Allemagne).

**Graphique n° 2 : émissions de gaz à effet de serre imputables à la consommation d'énergie (2015)**



Source : Eurostat – graphique Cour des comptes

<sup>37</sup> En 2005, la France figurait avec trois autres États membres (Irlande, Danemark et Royaume-Uni) parmi les pays de l'Union européenne, s'étant fixé le plus d'efforts à accomplir (calculés comme les écarts entre la proportion d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie en 2005 et les objectifs fixés par chaque État-membre pour 2020 ; calculs réalisés en 2013 par la Cour des comptes dans son RPT sur les énergies renouvelables, sur la base des données de la feuille de route de la Commission européenne en 2007).

<sup>38</sup> L'énergie nucléaire représente environ 28 % de l'énergie primaire produite au sein de l'UE, contre 82 % en France. À l'inverse, 44 % de l'énergie française consommée provient d'énergies fossiles et 50 % à l'échelle de l'Union (source : datalab).

<sup>39</sup> D'après le bilan 2016 publié par RTE ; chiffre calculé en rapportant la production nette de 2016 retranchée de la production de fioul et de charbon au volume de production nette total. Les données 2015 et 2014 s'établissaient selon ce même calcul à 97 % et 96 %.

Ainsi, compte tenu de son profil énergétique peu carboné, si la France avait voulu faire de sa politique en faveur des EnR un levier de lutte contre le réchauffement climatique, elle aurait dû concentrer prioritairement ses efforts sur le secteur des EnR thermiques qui se substituent principalement à des énergies fossiles émissives de CO<sub>2</sub>. De ce fait, la place consacrée aux énergies renouvelables électriques dans la stratégie française répond à un autre objectif de politique énergétique, consistant à substituer les énergies renouvelables à l'énergie de source nucléaire. Si cet objectif ne présidait pas à la stratégie fixée pour 2020, à la suite des travaux du Grenelle de l'Environnement, il figure explicitement dans la LTECV (2015) qui fixe un objectif de 40 % d'énergies renouvelables dans la production électrique d'ici 2030, accolé à l'engagement de réduire la part du nucléaire dans la production électrique à 50 % à horizon 2025.

Cette ambivalence dans la finalité de la stratégie française conduit donc à activer simultanément deux leviers - la croissance des énergies renouvelables électriques et celle des énergies thermiques - qui ne répondent pas aux mêmes objectifs. Un exercice de clarification des ambitions françaises aurait ainsi permis de dire à quel(s) objectif(s) énergétique(s) répondait le développement des énergies renouvelables (substitution à l'énergie nucléaire, décarbonation du mix), et quels bénéfices en étaient attendus (améliorer la balance commerciale en réduisant les importations d'énergies fossiles, accroître l'indépendance énergétique française, développer de nouveaux secteurs industriels, etc.).

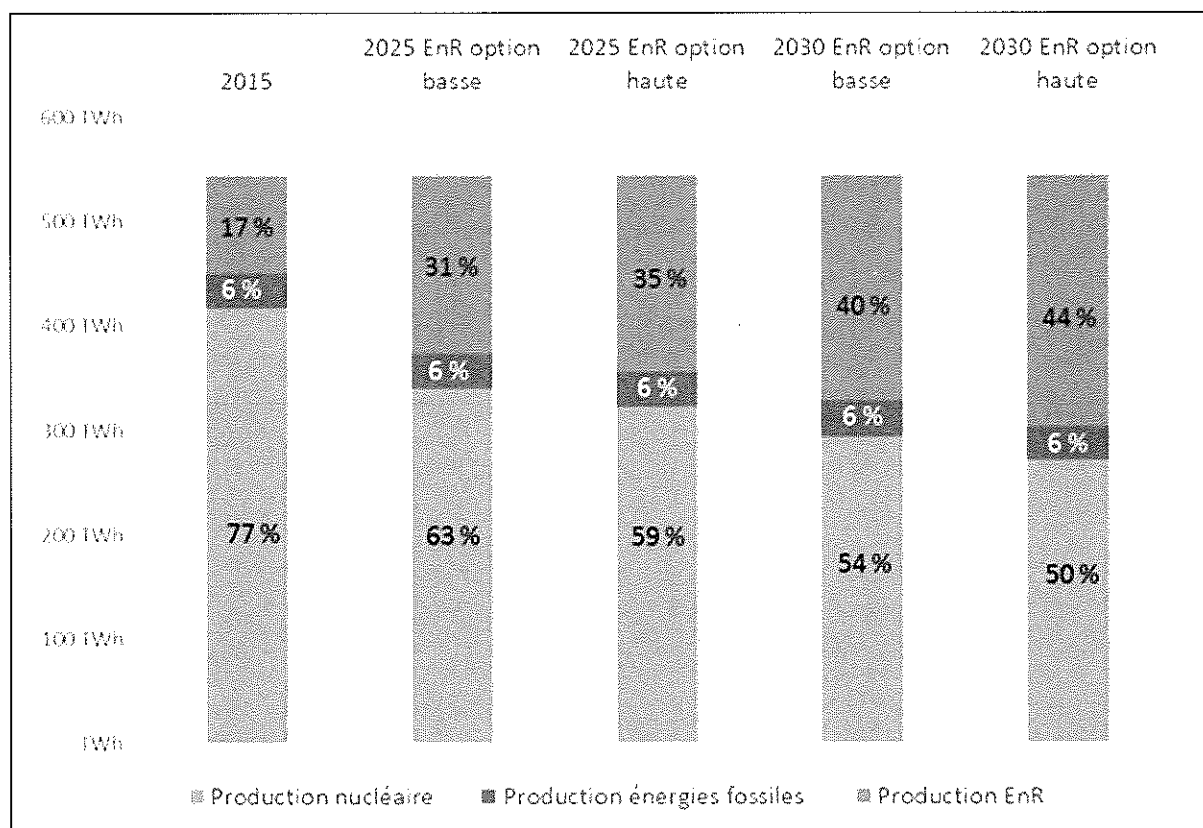
Surtout, la PPE qui formalise la stratégie française d'évolution du mix énergétique n'est pas parvenue à traduire ce double objectif, climatique et énergétique. Telle qu'elle a été construite en 2016, la PPE n'a pas permis de rendre compatibles l'objectif de réduire la part du nucléaire à 50 % du mix électrique à horizon 2025 et la montée en puissance simultanée des énergies renouvelables électriques. En effet, cette trajectoire repose sur l'hypothèse d'un développement linéaire des EnR électriques jusqu'à 2030<sup>40</sup>, définissant ainsi un point de passage en 2025 entre 170-188 TWh (cf. graphique n° 3). Dans cette hypothèse, et toutes choses égales par ailleurs, la Cour estime que l'énergie nucléaire représenterait alors encore 59 % à 63 % de la production électrique. La réalisation de l'objectif de 50 %, à niveau d'importations et d'exportations inchangé, n'est donc possible que dans l'hypothèse haute de la PPE à horizon 2030 et non 2025.

La DGEC estime toutefois que les prévisions qui sous-tendaient la réalisation de la PPE en 2016 s'appuyaient sur une diminution de la demande énergétique qui de fait limitait le décalage de trajectoire constaté. Elle rappelle également qu'eu égard à la nature des infrastructures concernées, la trajectoire d'augmentation des capacités renouvelables électriques n'est pas linéaire, mais repose davantage sur des à-coups au fur et à mesure de la mise en service des infrastructures de production.

---

<sup>40</sup> Cela correspond à une montée en puissance de la production renouvelable électrique de 96,5 TWh (2016) à 216 TWh en 2030 (soit 40 % de la production), à demande et solde exportateur inchangé.

### Graphique n° 3 : hypothèses d'évolution du mix électrique



Source : volet offre du dossier de présentation de la PPE – calculs Cour des comptes ; production électrique stable

Le ministre chargé de l'énergie a lui-même reconnu que cette trajectoire n'était pas tenable<sup>41</sup> en se fondant sur l'analyse de RTE<sup>42</sup>. Ainsi, d'après RTE, l'atteinte de l'objectif de 50 % en 2025 conduirait à la fermeture de 23 à 27 réacteurs nucléaires<sup>43</sup>. Outre le caractère peu réaliste de cette perspective dans un horizon aussi court<sup>44</sup>, RTE mettait en évidence le fait qu'elle aurait un impact négatif sur les engagements climatiques français. En effet, pour atteindre l'objectif de 50 % d'ici 2025, la France serait obligée de recourir à des centrales à

<sup>41</sup> Communication au Conseil des ministres du 7 novembre 2017.

<sup>42</sup> Source : RTE, *bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France* (édition 2017).

<sup>43</sup> Dans une insertion au rapport public annuel 2016 (p. 111) consacrée à la maintenance des centrales nucléaires, la Cour des comptes avait estimé que le nombre de réacteurs concernés s'établissait à 17 sur la base d'une règle de trois par rapport au volume de production du parc nucléaire de l'époque. L'écart de cette estimation par rapport à celle fournie par RTE tient essentiellement à la mobilisation d'hypothèses d'évolutions de la demande plus fines que celles dont disposait la Cour.

<sup>44</sup> À titre d'exemple, dans son rapport, RTE rappelle que le plan de sortie du nucléaire adopté par l'Allemagne en 2011 prévoit la fermeture de capacités installées de 21,1 GW en une décennie ; la perspective d'atteindre 50 % de nucléaire d'ici 2025 nécessiterait la réduction de 24 réacteurs (de 900 MW chacun) soit 21,6 GW en six ans. Dans le cas français par ailleurs, la fermeture de réacteurs conduirait l'État à devoir dédommager EDF. La fermeture de la centrale de Fessenheim a par exemple donné lieu à un protocole d'accord prévoyant l'indemnisation d'EDF à hauteur de 446 M€ d'ici 2021 plus une part variable ultérieure destinée à couvrir, dans certaines conditions et jusqu'en 2041, le manque à gagner pour l'entreprise.

charbon et à des centrales au gaz pour assurer sa sécurité d’approvisionnement, ce qui conduirait à une hausse des émissions de gaz à effet de serre.

Faute de cohérence, la crédibilité de l’intégration des EnR à la politique de l’énergie française s’est trouvée remise en cause par cet exercice de programmation conduit en 2016. Les acteurs du monde de l’énergie – même au sein des administrations intéressées – sont nombreux à ne pas avoir cru dans les objectifs et la trajectoire définis par la PPE. Ce faisant, cet outil a failli à l’objectif qu’il s’était donné, celui d’offrir un cadre prévisible et consolidé de l’évolution de la politique énergétique jusqu’en 2023.

## C - Des objectifs industriels devenus secondaires

Adossée aux objectifs de développement des énergies renouvelables, l’aspiration au développement de filières industrielles en matière d’EnR remonte au Grenelle de l’environnement. En 2008, un rapport intitulé « *développer une filière industrielle nationale créatrice d’emploi pour améliorer la compétitivité* » est remis au ministre chargé de l’énergie. Il apparaît à ce jour, comme l’analyse la plus poussée des enjeux industriels liés à la transition énergétique. Peu après, en octobre 2009, le commissariat général au développement durable (CGDD) publie une étude intitulée « *les filières industrielles stratégiques de la croissance verte* ». Sur les dix-sept filières stratégiques qu’elle identifie, sept concernent les EnR. L’étude recommande des positionnements industriels stratégiques, liés à l’existence, avérée ou potentielle, de champions français dans certains domaines et à l’état de maturation des différents marchés.

L’ambition de faire profiter l’industrie française du développement des énergies renouvelables va toutefois rapidement s’étioiler. En 2010, la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) pour l’électricité rétrograde cet objectif à une espérance, celle que la dynamisation des secteurs manufacturiers nationaux découle spontanément du développement des moyens de production renouvelables<sup>45</sup>. Dans son exposé des motifs, la LTECV retient une appréhension très large de la notion de filières, lesquelles englobent l’ensemble des activités économiques liées à la transition énergétique, sans se concentrer particulièrement sur les activités manufacturières. Les externalités économiques associées aux EnR et à la transition énergétique tiennent donc à la création d’emplois de tout type, sans plus chercher à en favoriser l’impact industriel.

Au sein de la stratégie énergétique, le développement des filières industrielles constitue un objectif secondaire, pour lequel les outils de mesure restent à construire. En 2016, la PPE proposait de « *mettre en place un dispositif d’observation de la chaîne de valeur des filières énergétiques de la transition énergétique incluant notamment le suivi de la balance commerciale et l’emploi* »<sup>46</sup>. Cette proposition a été partiellement mise en œuvre, notamment avec les études de l’ADEME portant sur les marchés, emplois et balance commerciale de

<sup>45</sup> PPI 2009, III-4-1 : les EnR « *représentent par ailleurs, ainsi que les actions de maîtrise de la demande, un enjeu important en termes de développement économique et d’emploi. Leur diffusion sur le territoire national dynamisera les fabricants d’équipements français (éoliennes, panneaux solaires thermiques et photovoltaïques, chaudières, turbines hydrauliques...), et renforcera les positions des fabricants nationaux de composants* ».

<sup>46</sup> PPE 2016, synthèse, page 27.

certaines filières d'énergies renouvelables, mais ces études ne constituent pas, à ce jour, les supports de définition ou de suivi des objectifs de politique industrielle. Si les textes successifs n'ont jamais clairement défini un objet et un indicateur de suivi constants et partagés de la politique industrielle renouvelable, l'actualisation de la PPE qui sera conduite en 2018 offre en revanche l'occasion de bâtir une ambition industrielle partagée.

## **D - Une programmation qui amène à soutenir fortement toutes les filières**

Pour répondre aux objectifs qu'elle s'est fixés, la France a programmé un mix énergétique diversifié. Ce choix est défendu par le ministre chargé de l'énergie au motif que, compte tenu du niveau d'ambition français, seule la mobilisation de l'ensemble des sources d'énergies renouvelables peut permettre d'atteindre les cibles fixées. La mobilisation de l'ensemble des filières renouvelables conduit ainsi à solliciter également les filières les moins matures et donc les plus coûteuses (cf. *infra*).

D'autres pays (cf. annexe n° 5) ont eu des approches différentes pour bâtir leur programmation énergétique. Par défaut, certains ont été contraints d'établir une programmation fondée sur un nombre de filières réduit pour tenir compte du niveau de disponibilité de leurs ressources naturelles, notamment les pays scandinaves. De ce point de vue, la France dispose d'une situation privilégiée puisqu'elle possède sur son territoire une grande diversité de ressources renouvelables. D'autres pays ont bâti leur programmation à partir d'une enveloppe budgétaire limitative. C'est le cas du Royaume-Uni dont le volume global de soutien public aux EnR est limité par un plafond fixé par la loi. La perspective de dépasser ce plafond a conduit en 2015 le pays à réorienter sa politique de développement en la concentrant principalement sur l'éolien *offshore* pour lequel le pays dispose d'avantages naturels importants.

La PPE réalisée en 2016, vise à traduire jusqu'en 2023 les objectifs fixés au travers d'une feuille de route précise, par sources d'énergies (cf. annexe n° 6). S'agissant de la chaleur, les objectifs s'élèvent entre 17,2 Mtep (fourchette basse) et 19 Mtep (fourchette haute) d'ici 2023, soit une augmentation potentielle de 30 à 45 % de la production par rapport à la situation de 2014. Les efforts envisagés porteraient en proportion davantage sur le biogaz et la géothermie<sup>47</sup> et en volume sur le bois-énergie.

Pour le volet électricité, la PPE prévoit une production électrique renouvelable entre 170 et 216 TWh en 2023 contre environ 93 TWh en 2015. Cette progression serait alors imputable pour 50 % à l'éolien terrestre, pour 25 % au solaire photovoltaïque et pour 15 % à l'éolien en mer posé.

---

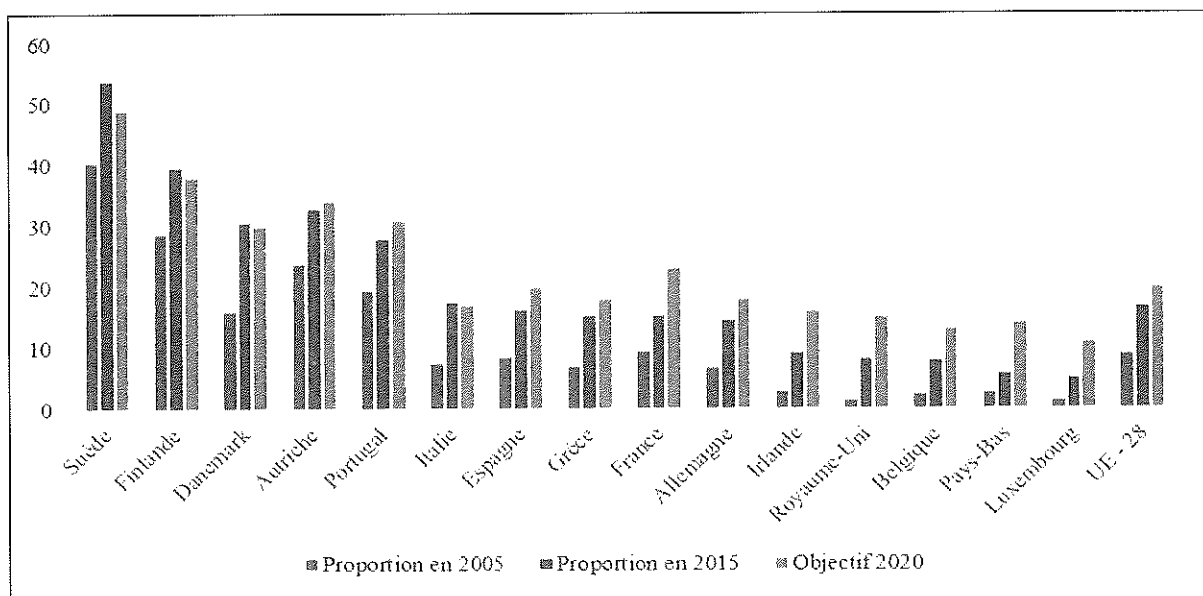
<sup>47</sup> Sur la base des écarts entre le réalisé 2015 (données SoeS) et la moyenne entre la fourchette haute et la fourchette basse de la PPE. En réalisant ces différentiels, il apparaît qu'en 2015, 80 % et 75 % de la trajectoire doivent encore être parcourus par le biogaz et la géothermie, là où les pompes à chaleur, la biomasse, et le solaire thermique avaient réalisé en 2015 respectivement 66, 60 et 55 % de leur trajectoire.

## II - Des résultats notables mais en deçà des objectifs affichés

### A - Une progression en demi-teinte

La forte mobilisation française en faveur des EnR a eu pour conséquence un accroissement significatif des capacités d'énergies renouvelables dans le mix énergétique : la part des EnR dans la consommation finale brute d'énergie en France a nettement progressé au cours de la dernière décennie, passant de 9,2 % en 2005 à 15,7 % en 2016. En dehors des pays scandinaves (Suède, Finlande, Danemark) qui disposaient déjà en 2005 d'une avance considérable, la France se situe ainsi aujourd'hui dans une fourchette relativement haute parmi les pays européens.

**Graphique n° 4 : évolution de la part des EnR dans la consommation finale brute d'énergie des États européens (2005-2020)**



Données intégrant les biocarburants

Source : Eurostat – s'agissant des cinq premiers pays (Suède, Finlande, Danemark, Autriche et Portugal), leurs performances énergétiques tiennent notamment à la forte place qu'occupe l'hydroélectricité dans leur mix.

Malgré cette nette progression et comme la Cour l'avait relevé en 2013<sup>48</sup>, la France n'a cessé d'accumuler du retard par rapport à la trajectoire qu'elle s'était fixée. Ainsi, les objectifs pour 2030 ont été déterminés alors même que la France accusait déjà un certain retard dans la réalisation de ceux planifiés pour 2020 (cf. tableau n° 1). À titre d'exemple, au moment de déterminer la trajectoire de la LTECV s'agissant des EnR thermiques, la trajectoire fixée en 2009 par le PNA était déjà loin d'être respectée dans la quasi-totalité des filières. De même, les

<sup>48</sup> Cour des comptes, rapport public thématique, *La politique de développement des énergies renouvelables*, 2013.

résultats en 2016 (15,7 %) étaient inférieurs de 2,3 points à ceux de la trajectoire prévisionnelle aboutissant aux objectifs fixés pour 2020<sup>49</sup>.

La France a d'ailleurs progressé moins vite que ses voisins européens pendant la période 2005-2015 : la part des EnR dans la consommation d'énergie finale entre 2005 et 2014 a progressé de 4 points en France, contre 7,5 en Italie et 8 en Allemagne (cf. annexe n° 4).

**Tableau n° 1 : part des EnR dans la consommation finale brute d'énergie**

En %	réalisé			trajectoire	objectifs	
	2005	2015	2016	2016	2020	2030
Électricité	13,8	18,9	19,1	21,5	27	40
Chaleur	11,6	20	20,7	25,5	33	38
Transports	2	8,3	8,7	8,4	10,5	15
<b>Ensemble</b>	<b>9,2</b>	<b>15,2</b>	<b>15,7</b>	<b>18</b>	<b>23</b>	<b>32</b>

Les données réalisées pour 2016 sont provisoires ; calcul en proportion de la consommation finale brute d'énergie  
La trajectoire 2016 est celle du PNA. L'objectif 2020 est celui du PNA. L'objectif 2030 est celui de la LTECV qui n'inclut pas les DOM.

Source : Ministère chargé de l'énergie, Datalab, Septembre 2017

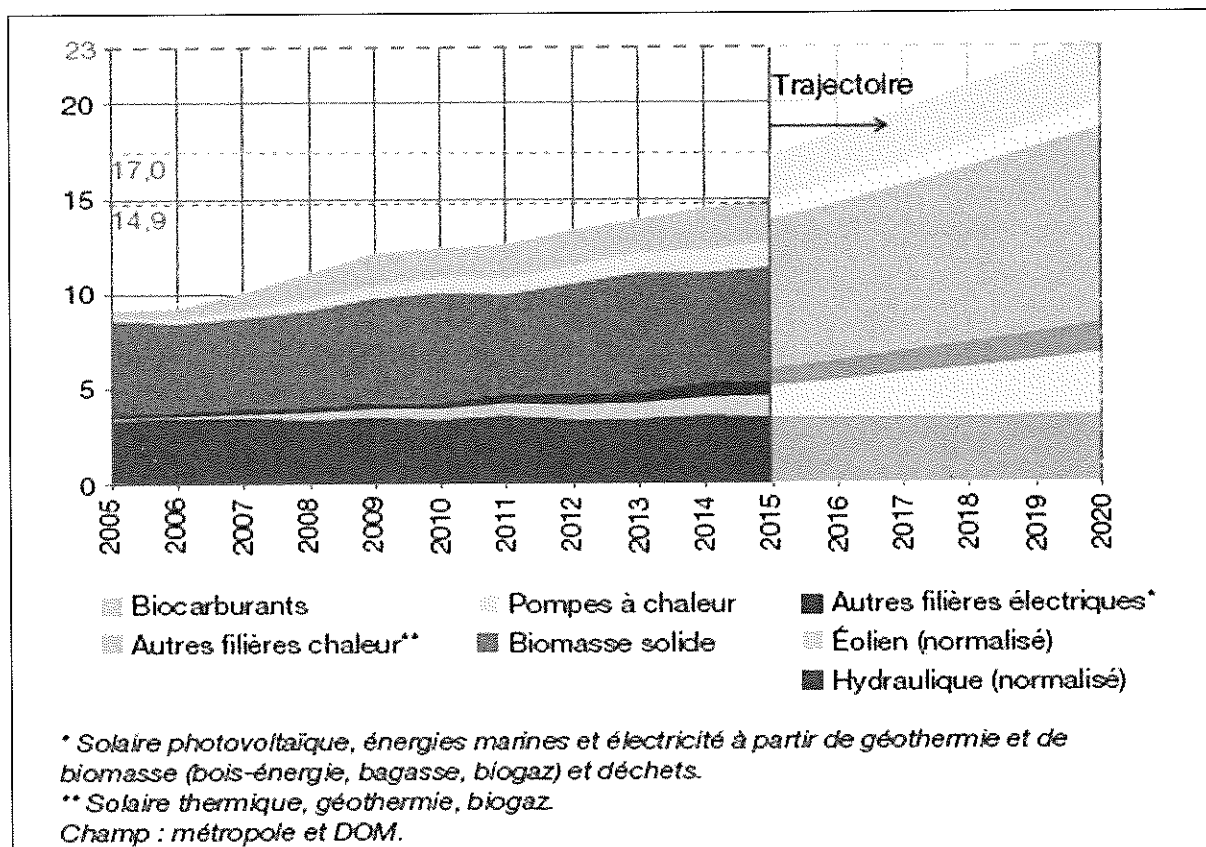
Pour l'électricité, 92 % du niveau prévu par la trajectoire a été atteint en 2016. Le différentiel par rapport aux objectifs fixés résulte essentiellement du retard pris dans l'éolien en mer<sup>50</sup>. En revanche, pour la chaleur, 78 % du niveau a seulement été atteint. Le rythme de croissance annuelle de la part des EnR dans la consommation finale de chaleur demeure donc en-deçà de celui requis pour atteindre les objectifs. Le retard découle principalement de la non-réalisation de 3,5 Mtep dans la filière biomasse. Au total, seules deux filières ont réalisé leurs objectifs (cf. graphique n° 5), le solaire photovoltaïque et les pompes à chaleur dans des conditions de soutien public toutefois peu satisfaisantes (cf. *infra*).

<sup>49</sup> Pour respecter la trajectoire de 23 % d'EnR (y compris transport) à horizon 2020, la part des EnR dans la consommation finale brute d'énergie aurait dû être de 18 % en 2016, soit 2,3 point de plus que le niveau alors atteint.

<sup>50</sup> La France ne compte aujourd'hui aucun parc éolien *offshore* ; les appels d'offre lancés en 2011 et 2013 d'une puissance totale approchant 3 GW n'entreront pas en service avant 2020, au mieux. La PPE prévoit d'ici 2023 le lancement d'appels d'offres pour une capacité supplémentaire comprise entre 500 MW et 6 GW. À titre de comparaison, au Royaume-Uni (5,2 GW), en Allemagne (4,1GW) ou encore au Danemark (1,3 GW), les capacités éoliennes *offshore* sont bien supérieures à la France (données IRENA).



**Graphique n° 5 : part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie par filière, trajectoire et objectif 2020 (en %)**

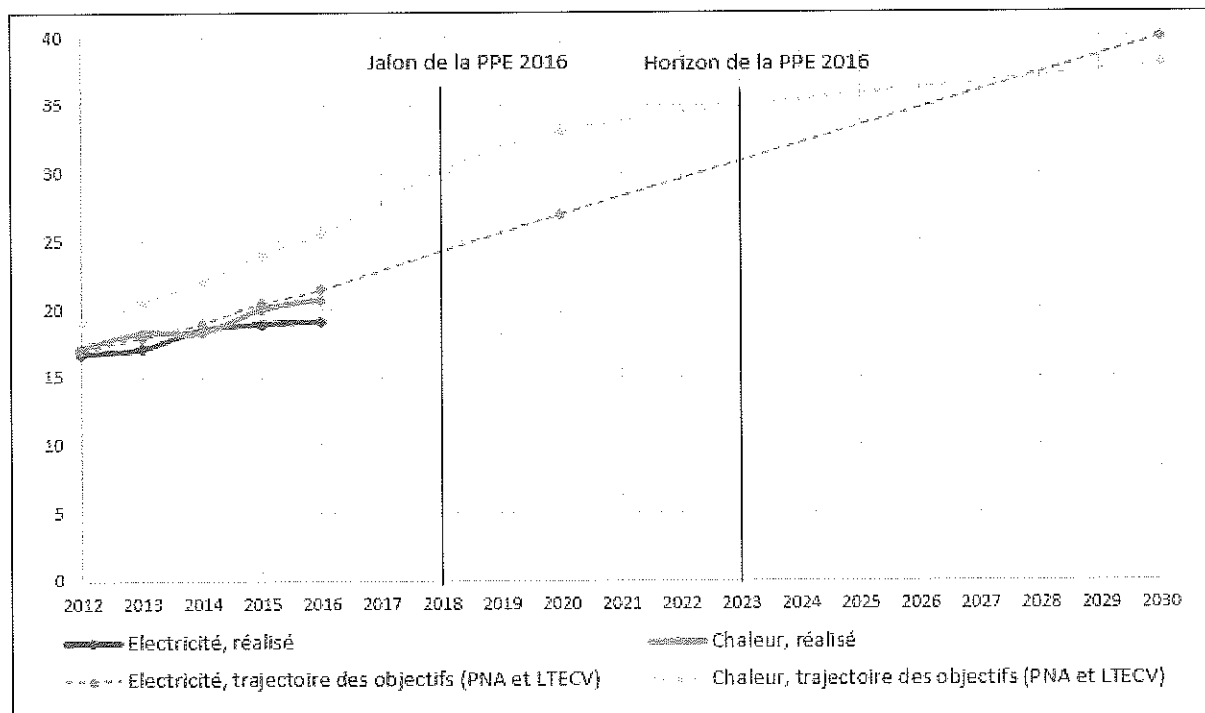


Source : Ministère chargé de l'énergie

À paramètres constants, en tenant strictement compte de la dynamique tendancielle observée jusqu'à ce jour, et sous réserve de différences notables entre filières, les objectifs fixés pour 2020 et 2030 paraissent donc difficiles à atteindre (cf. graphique n° 5). Des mesures nouvelles pourraient sans doute permettre une accélération du déploiement des EnR d'ici 2020 et 2030 mais la Cour n'est pas en mesure d'en estimer l'impact potentiel.

Interrogé sur ce retard, le ministère chargé de l'énergie fait valoir que la progression des EnR dans le mix énergétique ne suit pas une progression linéaire. L'accroissement de nouvelles capacités, notamment dans le domaine des EnR électriques, se fait en effet à mesure de la mise en service de grosses infrastructures de production. À titre d'exemple, l'installation des parcs éoliens *offshore* pourrait substantiellement accroître les performances françaises. S'agissant des EnR thermiques, cet argument ne peut toutefois être retenu car l'essentiel du retard constaté provient de la biomasse dont le développement – axé sur des installations de petites et moyennes puissances – est plus linéaire.

**Graphique n° 6 : part des EnR dans la consommation finale brute d'électricité et de chaleur (%)**



Source : Cour des comptes d'après données du ministère chargé de l'énergie

## B - Un contexte de développement défavorable

En 2013, la Cour avait identifié des facteurs défavorables au développement des EnR susceptibles d'expliquer une partie des retards constatés ; pour la période sous revue, la plupart n'ont pas disparu, notamment la baisse des prix de l'énergie qui affecte les conditions de rentabilité des EnR thermiques et l'environnement social et réglementaire dans lequel les EnR se développent.

### 1 - Des marchés de l'énergie orientés à la baisse

Le marché de l'énergie est aujourd'hui particulièrement peu favorable aux EnR thermiques, qui présentent un déficit de compétitivité structurel avec les énergies fossiles. Cette situation tient notamment à la baisse des prix des énergies fossiles observée sur les marchés depuis 2013 et à l'échec du marché européen de régulation des émissions de gaz à effet de serre au travers de quotas échangeables. Cette situation est d'autant plus problématique que la mise en place de capacités renouvelables thermiques repose essentiellement sur des décisions individuelles (pour un ménage, remplacer son dispositif de chauffage au fioul ; pour une collectivité, investir dans un réseau de chaleur, etc.) guidées principalement par des effets-prix. Le niveau actuel de la composante carbone des taxes intérieures sur la consommation

énergétique apparaît trop faiblement incitatif pour remédier à ce déficit de compétitivité (cf. *infra*).

À l'inverse, l'état des marchés de l'énergie a peu d'impact direct sur le développement des EnR électriques, les dispositifs de soutien déployés (cf. *infra*) consistant précisément à limiter l'exposition des producteurs aux fluctuations des prix de marché.

### L'état des marchés de l'énergie

- **Les prix des énergies fossiles ont baissé depuis 2014.** Le cours du pétrole (Brent daté) est passé 82,7 €/bl en juin 2014, à 28,2 €/bl en janvier 2016 avant de remonter à 43,8 €/bl en août 2017. Le charbon vapeur (*spot* NWE<sup>51</sup>) a connu une évolution similaire passant de 53,5 €/t en juin 2014 à 42,1 €/t en janvier 2016. Le gaz (*spot* NBP<sup>52</sup>) reste à un prix faible autour de 13,6 €/Mbtu en août 2017 après une remontée saisonnière en janvier à 19,9 €/Mbtu. Ces données révèlent une variabilité importante et des baisses de prix qui ont favorisé la compétitivité des énergies fossiles par rapport aux EnR ;

- **L'échec du marché européen de régulation des émissions de gaz à effet de serre (EU-ETS<sup>53</sup>) au travers de quotas échangeables.** Aujourd'hui le volume de quotas de CO<sub>2</sub> en circulation est trop élevé pour que le carbone atteigne un prix incitatif. Cet échec a abouti à un prix de référence du carbone (*spot* EUA<sup>54</sup>) très faible. Il fluctue entre 5 et 7 €/t depuis 2012. En mai 2017, la commission Stern-Stiglitz<sup>55</sup> a publié un rapport affirmant qu'une réduction efficace des émissions de gaz à effet de serre ne pouvait se faire sans donner un prix au carbone. Elle préconisait un corridor de prix de 40-80 \$/t CO<sub>2</sub> en 2020, passant à 50-100 \$ en 2030. En renchérissant le prix des énergies fossiles, un tel prix renforcerait directement la compétitivité des énergies renouvelables. Le conseil européen doit s'accorder dans les prochains mois sur les paramètres de révision du système ETS.

## 2 - Un environnement contraignant

Le développement des énergies renouvelables s'opère également dans un contexte peu favorable au regard des contraintes qui pèsent sur l'installation de nouvelles capacités et leur développement. Celles-ci requièrent une adaptation de pans entiers de la réglementation existante : c'est le cas de l'urbanisme pour les installations éoliennes ou photovoltaïques<sup>56</sup>. L'installation des projets éoliens a fait par exemple l'objet d'une réglementation abondante et fluctuante. En 2005, la loi POPE a introduit les zones de développement de l'éolien (ZDE) arrêtées par le préfet après avis de la commission départementale de la nature, des paysages et

<sup>51</sup> Prix *spot North-Western Europe* : prix fixé pour une livraison immédiate, en Europe du Nord-Ouest.

<sup>52</sup> Prix *spot National Balancing Point* : prix fixé pour une livraison immédiate sur la place de marché britannique.

<sup>53</sup> *European Emissions Trading System*.

<sup>54</sup> Prix *spot European Emission Allowances* : prix fixé pour une livraison immédiate sur le marché européen de permis d'émissions CO<sub>2</sub>.

<sup>55</sup> <https://www.carbonpricingleadership.org/report-of-the-highlevel-commission-on-carbon-prices>.

<sup>56</sup> À titre d'exemple, l'installation des éoliennes est soumise à de multiples réglementations (éloignement minimal de 500 m des habitations, respect des zones d'exclusion militaire, etc.).

des sites ; elles ont été supprimées en 2013<sup>57</sup>. En 2011, les éoliennes ont également été rangées dans les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)<sup>58</sup>.

Les énergies renouvelables sont aussi soumises à différentes contraintes liées à leur environnement d'installation. S'agissant du photovoltaïque, les problématiques de disponibilité foncière sont potentiellement fortes : l'équivalent en photovoltaïque de la production d'électricité d'une centrale nucléaire de 1 300 MW nécessiterait une surface au sol de l'ordre de 68 km<sup>2</sup><sup>59</sup>. Pour l'éolien terrestre<sup>60</sup> également, les emplacements favorables sont limités par des effets météorologiques et environnementaux<sup>61</sup>.

Dans le domaine des EnR thermiques, la disponibilité de certaines ressources permet de douter de l'atteinte des objectifs fixés. Ainsi, la filière bois-énergie représente les trois quarts des objectifs fixés pour 2023, mais elle doit se concilier avec les autres usages de la forêt et ne pas porter atteinte à son exploitation durable ni à sa fonction de puits de carbone. La réalisation des objectifs EnR sur la biomasse nécessitera par exemple une mobilisation importante et coordonnée de la ressource bois, dont la gestion relève du champ de plusieurs politiques publiques (forestière, énergétique, qualité de l'air, climatique, etc.) qui sont insuffisamment articulées à ce jour.

Enfin, les installations d'EnR font l'objet d'une acceptabilité sociale limitée qui retarde voire empêche les réalisations. Les projets éoliens font ainsi systématiquement l'objet de recours contentieux qui allongent leurs délais de réalisation (10 ans estimés pour les appels d'offres français d'éolien *offshore* de 2011 et 2013 contre 3 ans pour les derniers appels d'offres lancés au Danemark) et accroît les risques financiers pesant sur eux.

Pour limiter l'impact de ces différents facteurs, plusieurs avancées ont été réalisées. Ainsi, des allègements de réglementation sont intervenus au cours de la période sous revue : les délais de recours contre les projets d'EnR en mer ont été limités<sup>62</sup> et la durée de certaines autorisations d'installation d'infrastructures de productions a été prorogée<sup>63</sup>. Par ailleurs, la récente désignation de la cour administrative d'appel de Nantes en premier et dernier ressort pour les

<sup>57</sup> Loi n° 2013-312 du 15 avril 2013, dite loi Brottes.

<sup>58</sup> Décret 2011-984 du 23 août 2011 modifiant la nomenclature des installations classées à l'article R.511-9 du code de l'environnement.

<sup>59</sup> Calcul réalisé sur la base de l'occupation au sol de la centrale de Cestas, la plus importante de France (300 MWc sur 2,6 km<sup>2</sup>). Les données de facteur de charge retenues pour le nucléaire sont de 0,85 et pour le photovoltaïque en France de 14 %. L'occupation au sol d'une centrale photovoltaïque produisant une capacité équivalente à celle d'une centrale nucléaire de 1300 MW peut donc être calculée comme suit  $(1300 * 0,85 / 14) * (2,6 / 300) = 68$ , soit, à titre de comparaison, la superficie de la commune de Nantes.

<sup>60</sup> Dans un scénario maximaliste, la pleine montée en puissance des EnR d'ici 2030 pourrait conduire à la réalisation de 16 500 installations (dont 2 200 en mer) contre 6500 environ aujourd'hui (*source* : RTE, bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande de l'électricité (2017), parution en novembre 2017).

<sup>61</sup> Parmi les règles d'installation applicables aux éoliennes on rappellera que celles-ci ne peuvent se trouver dans une des zones d'exclusion aérienne, qui couvrent pourtant 40 % du territoire. D'autres règles d'implantation sont rappelées dans l'arrêté du 6 novembre 2014 modifiant celui du 26 août 2011 relatif à la remise en état et à la constitution des garanties financières pour les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent.

<sup>62</sup> Décret n°2016-9 du 8 janvier 2016 concernant les ouvrages de production et de transports d'énergies renouvelable en mer.

<sup>63</sup> *Idem*.

recours contre les projets d'EnR en mer pourrait contribuer à réduire les délais contentieux<sup>64</sup>. De même, la mise en place de l'autorisation environnementale unique prévue par la LTECV et généralisée au 1<sup>er</sup> mars 2017 à l'éolien terrestre et à la méthanisation devrait permettre de simplifier les procédures administratives auxquelles sont soumis les projets d'installations classées pour la protection de l'environnement en regroupant en une seule démarche jusqu'à douze actes menés jusqu'à présent de façon distincte<sup>65</sup>. Enfin, le Gouvernement a annoncé la conception en 2018 d'un plan de simplification du développement des projets de production d'énergies renouvelables<sup>66</sup>, sans toutefois plus de précision à ce jour.

## C - Des retombées économiques réelles mais un bilan industriel décevant

La valeur des marchés français, représentant le chiffre d'affaires réalisé dans toutes les activités liées au développement des EnR<sup>67</sup> y compris les importations et exportations et la vente de l'énergie produite (incluant le soutien public), a plus que doublé depuis 2006, passant de 10,4 à 21,3 Md€<sup>68</sup> en 2016 (cf. annexe n° 8). Si le développement des EnR a induit des effets économiques significatifs, le bilan qui en découle demeure toutefois décevant, particulièrement en ce qui concerne les aspects industriels. La France est ainsi dans une situation moins avantageuse que certains de ses voisins, notamment l'Allemagne (cf. annexe n° 5), dont l'économie et en particulier le tissu industriel ont tiré davantage profit du développement des énergies renouvelables.

### 1 - Le tissu industriel français

Dans le secteur des énergies renouvelables, la chaîne de valeur est composée d'un grand nombre d'activités. Elles comprennent en amont les études et l'ingénierie, les activités liées à l'approvisionnement en matières premières pour la biomasse par exemple, puis la fabrication de matériels et équipements, la construction et l'installation, l'exploitation et la maintenance et enfin le démantèlement et le recyclage en aval.

---

<sup>64</sup> *Ibid.*

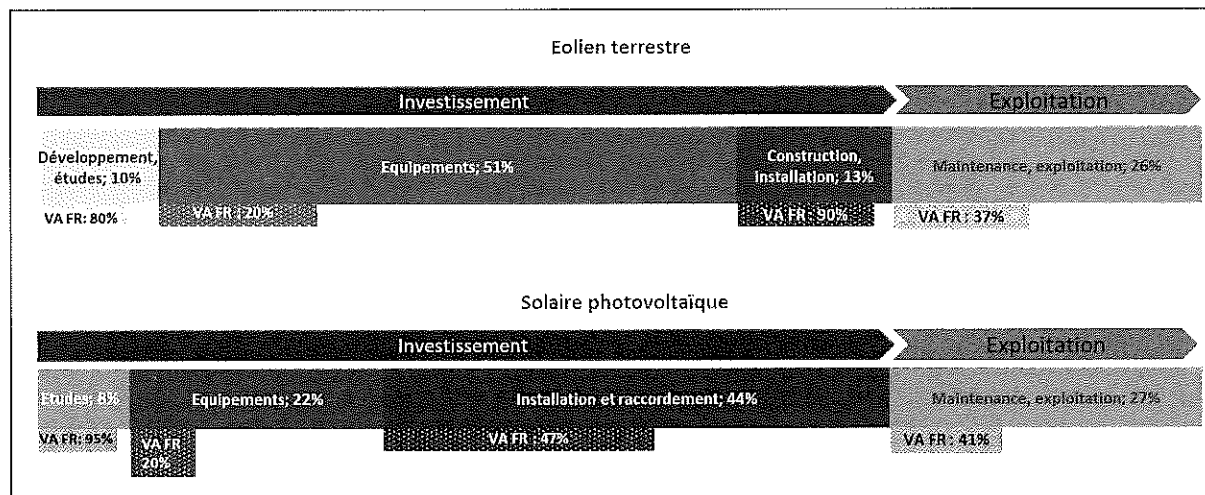
<sup>65</sup> Article 145 de la LTECV et ordonnance n° 2017-80 du 26 janvier 2017 relative à l'autorisation environnementale

<sup>66</sup> Communication du ministre de la transition écologique et solidaire au Conseil des ministres du 7 novembre 2017.

<sup>67</sup> Fabrication d'équipements dont importations et exportations, montage de projets, études, construction, distribution, installation, exploitation-maintenance, vente d'énergie.

<sup>68</sup> Source : étude ADEME « *Marchés & emplois dans le domaine des énergies renouvelables* » de juillet 2017.

## Schéma n° 2 : présentation synthétique de la part de la valeur ajoutée française sur la chaîne de valeur de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque



Source : Cour des comptes d'après des rapports ADEME, SER, FEE, CRE  
La répartition de la valeur ajoutée par segment est donnée comme ordre de grandeur

Sur la partie industrielle de la chaîne, la valeur des investissements français dans les équipements fabriqués en France s'élevait à 1,4 Md€ en 2016, en hausse de 30 % par rapport à 2006 alors que celle des marchés a doublé dans l'intervalle. Par ailleurs les industries françaises couvrent moins de la moitié de la valeur ajoutée des investissements et moins de 25 % de la fabrication dans les EnR électriques (éolien et solaire)<sup>69</sup>. L'industrie française est donc loin d'avoir pleinement bénéficié de l'essor économique observé sur le marché des énergies renouvelables ces dernières années. Cette situation tient notamment aux spécificités du tissu français, historiquement moins développé sur les activités mécaniques ou électrotechniques que son voisin allemand, et donc moins propice à l'extension ou à la conversion aux activités de production pour les filières renouvelables.

Quelques industriels parviennent toutefois à se développer grâce à leur positionnement sur des marchés spécifiques, à l'instar de Compte-R (chaudière biomasse de grande puissance), Poma<sup>70</sup> (éoliennes terrestres renforcées ou adaptées aux plafonds aéronautiques bas), DualSun (panneaux solaires hybrides), Photowatt (fabrication intégrée de modules photovoltaïques) ou encore Vergnet (éoliennes à résistance cyclonique), même si certains rencontrent aujourd'hui de grandes difficultés.

La majorité des entreprises françaises (au sens de la nationalité du capital) qui se sont développées sur le secteur des EnR ne sont donc pas industrielles. Il s'agit principalement de développeurs et fournisseurs d'énergie, qui ont investi le domaine en créant des filiales ou en rachetant des entreprises spécialisées. Les producteurs historiques EDF et ENGIE sont ainsi

<sup>69</sup> Source : Cour des comptes d'après des rapports ADEME, SER, FEE.

<sup>70</sup> Poma est un fabricant français d'éoliennes terrestres répondant à des contraintes techniques spécifiques (plafonds aéronautiques, éoliennes renforcées) qui souhaite s'appuyer sur ces marchés pour s'ouvrir ensuite aux marchés standards.

aujourd'hui les principaux acteurs français des EnR<sup>71</sup>. Ces grands énergéticiens ont su mettre à profit leur connaissance des marchés acquise grâce à leur métier historique pour pénétrer le secteur, en proposant notamment des offres et des services adaptés et innovants. Ce double-positionnement sur le marché de l'énergie peut toutefois créer des difficultés stratégiques internes, notamment lorsque les filiales et l'opérateur historique proposent des solutions concurrentes sur un même marché.

Quelques jeunes entreprises ont également su se développer sur le marché domestique et à l'export, à l'instar de Neoen, développeur devenu une entreprise de taille intermédiaire (ETI) revendiquant 1,3 GW d'EnR installés (solaire, éolien, biomasse électrique). Ces entités se sont notamment appuyées sur des partenariats avec des grandes entreprises françaises de l'électronique ou du BTP pour répondre à des appels d'offres internationaux. Certaines entreprises prometteuses, positionnées sur le segment du numérique, proposent également des services innovants dans l'évaluation des ressources ou la gestion intelligente de l'énergie renouvelable. Ainsi l'entreprise Waga Energy, fondée en 2015, achète le biogaz produit par la fermentation des déchets enfouis et le revend, après épuration, sous forme de biométhane pur injecté dans les réseaux de gaz naturel. Enfin, certains bureaux d'études et d'ingénierie français sont reconnus à travers le monde pour leur technicité notamment sur des opérations complexes (ex : géothermie volcanique ou profonde).

Au sein des principales filières, la situation économique est néanmoins très variable. Dans une étude consacrée à la filière éolienne<sup>72</sup>, l'ADEME estime que 600 entreprises y opèrent en France<sup>73</sup>. Elles interviennent sur l'ensemble de la chaîne de valeur mais la France ne compte aujourd'hui aucun ensemblier d'éoliennes terrestres et a perdu ses champions sur l'éolien *offshore*. Ainsi, après s'être lancé en 2007 dans l'éolien en mer, Areva a cédé, en septembre 2016, ses activités à l'entreprise Gamesa, son partenaire espagnol dans la co-société Adwen. En mars 2017, Gamesa a fusionné avec l'allemand Siemens pour former un géant industriel de l'éolien. Le groupe a annoncé en septembre 2017 l'abandon de la turbine éolienne développée jusqu'ici par Adwen au profit du modèle développé par Siemens qui sera fabriqué dans les deux futures usines construites au Havre. L'usine de fabrication d'éoliennes de Saint-Nazaire d'Alstom, a quant à elle été reprise par General Electric fin 2015.

Les turbines installées proviennent de grands constructeurs étrangers : 80 % du marché est couvert par quatre groupes européens. Pour l'éolien terrestre, la part de la valeur ajoutée française dans les nouveaux parcs se situe, d'après l'ADEME et la DGE, entre 37 % et 41 % (cf. schéma n° 2). L'ADEME identifie trois voies d'avenir pour la filière : se positionner sur des marchés spécifiques, attirer sur le sol français l'usine d'un turbinier étranger, ou accompagner les PME/ETI pour investir dans le secteur de la sous-traitance de composants<sup>74</sup>.

---

<sup>71</sup> Sur l'hydroélectricité, le marché est partagé. Sur l'éolien, ENGIE est le premier exploitant de parcs avec 1,7 GW de capacités installées en tandis qu'EDF EN en revendique 1,14 GW. Sur le solaire, ENGIE est en tête des capacités de production (522 MW en France) contre 209 MW pour EDF.

<sup>72</sup> Étude de la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie, ADEME, 2017.

<sup>73</sup> L'association France énergie éolienne en recense 720.

<sup>74</sup> C'est notamment le rôle du programme Windustry France, animé par le SER et soutenu par l'État dans le cadre du PIA, visant à renforcer le tissu de sous-traitance français.

S'agissant du photovoltaïque, le marché des modules est aujourd'hui largement dominé par les industriels asiatiques, qui représentent 90 % du marché mondial. Il ne reste aujourd'hui en Europe que deux pays – l'Allemagne et la France – disposant d'industriels ensemble. Ces entreprises sont pour la plupart en grande difficulté, à l'exception de Sunpower détenue par Total. La chaîne de valeur des installations solaires ne se résume cependant pas aux cellules et modules, et les entreprises françaises positionnées sur d'autres segments ont de bons résultats en matière d'intégration et de gestion des systèmes. Sur l'ensemble de la chaîne, la valeur ajoutée française des installations photovoltaïques est estimée à 44 % par l'ADEME<sup>75</sup> (cf. schéma n° 2).

La situation concernant les filières renouvelables thermiques n'a en revanche pas fait l'objet d'une analyse aussi détaillée<sup>76</sup>. Ce manque de données rend difficile la conduite d'une politique industrielle. Quelques grands constats sont tout de même partagés. Même si les volumes sont relativement modestes, la France dispose de l'une des premières industries européennes dans le solaire thermique. Ces dernières années, en raison de la chute des marchés, elle a perdu ses entreprises pionnières. Certains sites industriels d'entreprises étrangères implantées en France se maintiennent toutefois, en se concentrant sur les marchés européens à l'export. Le secteur de la fabrication des équipements domestiques de chauffage au bois est également relativement développé et comptait, selon l'ADEME, environ 70 entreprises en 2014<sup>77</sup>. Les constructeurs français de chaudières à bois dans le logement collectif sont quant à eux majoritaires dans les projets financés par le fonds chaleur. Enfin quelques entreprises, disposent de lignes de production de pompes à chaleur géothermiques et aérothermiques en France, mais le marché, qui s'est largement restructuré autour de grands acteurs, demeure concentré, selon les technologies, autour des acteurs japonais et allemands.

## 2 - La balance commerciale

Le développement des énergies renouvelables induit des effets majeurs sur la balance commerciale. Ces effets sont positifs si l'augmentation des capacités renouvelables accroît l'indépendance énergétique et permet donc de limiter le recours aux importations d'énergie, fossiles notamment<sup>78</sup>. Ils sont négatifs si le développement des capacités renouvelables nécessite l'importation massive d'équipements productifs.

D'après l'ADEME<sup>79</sup>, « *calculé pour l'ensemble des filières EnR (hors biocarburants), le solde net de la balance commerciale, qui prend notamment en compte les économies d'importations de matières premières évitées grâce à la substitution d'une production d'énergie renouvelable à des productions d'énergies fossiles et fissiles, est excédentaire de*

<sup>75</sup> Source : étude ADEME « *Filière photovoltaïque française : bilan, perspectives et stratégie* », décembre 2015.

<sup>76</sup> Des études réalisées par l'ADEME ont été menées sur l'impact des projets soutenus dans le cadre du fonds chaleur sur les acteurs de la filière bois énergie en matière d'emploi et de chiffre d'affaire et sur les emplois dans la filière biocombustibles. De nouvelles études sont par ailleurs attendues pour 2018-2019 sur les filières des pompes à chaleur et des réseaux de chaleur et de froid.

<sup>77</sup> Source : étude ADEME « *Marchés & emplois dans le domaine des énergies renouvelables* », juillet 2017.

<sup>78</sup> À titre indicatif, les importations d'énergies fossiles représentent un montant de 53 Md€ pour la balance commerciale française (chiffres 2014 ; lettre Trésor Eco n°162). Aucune projection n'a été réalisée pour estimer finement les économies générées par la montée en puissance des EnR, notamment thermiques, sur la balance commerciale.

<sup>79</sup> Note interne de l'ADEME.



1,5 milliard d'euros en moyenne par an entre 2006 et 2015, avec un maximum de 3,3 milliards d'euros en 2013 ». Cette analyse, interne, mériterait d'être affinée car elle prend comme hypothèse que l'ensemble des productions historiques d'EnR (hydroélectricité, géothermie, etc.) se sont substituées intégralement à des énergies conventionnelles. La balance commerciale des équipements nécessaires à l'installation de nouvelles capacités EnR présente quant à elle un déficit structurel. Négatif depuis 2008, le solde de cette balance commerciale des équipements est particulièrement élevé du fait des filières EnR électriques (cf. tableau n° 2) ; il a notamment atteint -3 Md€ en 2010, au plus fort de l'activité du secteur solaire photovoltaïque.

**Tableau n° 2 : évolution de la balance commerciale des équipements EnR depuis 2009**

<i>Commerce extérieur (M€)</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016p
<i>Exportations d'équipements*</i>	796	1016	1166	1221	1181	1161	1206	1187
<i>Importations d'équipements*</i>	-1685	-3937	-2884	-1738	-1673	-2225	-1799	-1899
<i>Balance commerciale des équipements*</i>	-889	-2921	-1718	-517	-492	-1232	-593	-712

Source : Cour des comptes d'après étude « Marchés et emplois dans le domaine des EnR » de l'ADEME, Juillet 2017

\*EnR hors biocarburants

Les filières les plus importatrices d'équipements sont le solaire photovoltaïque et l'éolien ainsi que, dans une moindre mesure, les pompes à chaleur et les équipements domestiques de bois-énergie utilisant les granulés. Le solaire thermique, pour lequel de nombreuses usines – y compris de fabricants étrangers – sont installées en France malgré un marché domestique en berne, et l'hydroélectricité – filière française historique – sont les seules à présenter un solde constamment positif depuis 2009.

### 3 - L'emploi

L'ADEME estimait le nombre d'emplois directs<sup>80</sup> liés aux marchés des EnR hors biocarburants sur le territoire national<sup>81</sup> en 2016 à 79 000, en hausse de 30 % par rapport à l'année 2006. Seuls 15 % (12 000) relèvent toutefois de la fabrication d'équipements et de l'assemblage et peuvent ainsi être considérés comme des emplois industriels. Le reste relève essentiellement de la maintenance-exploitation (35-45 %) et l'installation (25-30 %)<sup>82</sup>.

Il demeure difficile d'établir un bilan global de l'impact des EnR sur l'emploi dès lors qu'aucun objectif n'avait été fixé et que les projections du nombre d'emplois attendus du développement des énergies renouvelables sont très variables. Ainsi, l'*International renewable energy agency* (IRENA) évaluait en 2015 le nombre d'emplois directs et indirects liés aux EnR à 162 100 en France, au deuxième rang européen derrière l'Allemagne (334 000 emplois) et à 9,8 millions dans le monde. Selon l'agence, le nombre d'emplois au niveau mondial pourrait atteindre 24 millions d'ici à 2030 dont 330 000 emplois en France. Pour sa part, le syndicat des

<sup>80</sup> Les emplois directs ne comptabilisent pas les emplois liés à la production des composants des équipements et aux consommations d'intrants agricoles ou forestiers notamment ni les emplois induits.

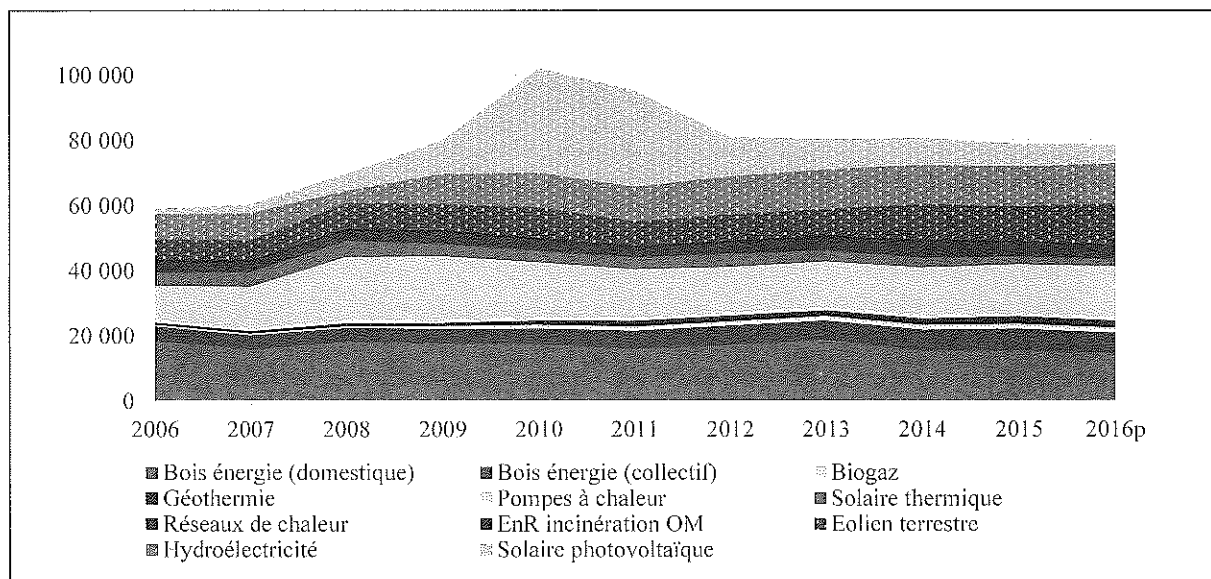
<sup>81</sup> Métropole et DOM.

<sup>82</sup> Activités locales non-délocalisables (ne répondant pas à la définition de l'emploi industriel retenue par la DGE).

énergies renouvelables (SER) prévoyait, pour 2020, 225 000 emplois directs et indirects<sup>83</sup>, équivalents à 140 000 à 150 000 emplois directs.

Le bilan sur l'emploi des EnR est encore plus complexe à établir à long terme si l'on raisonne en économie réelle, en déterminant le volume de créations nettes d'emplois imputables aux EnR. Cette approche permet pourtant de neutraliser les impacts de la réduction de production énergétique conventionnelle à laquelle les énergies renouvelables sont censées se substituer et en particulier la réduction de l'emploi dans le secteur nucléaire. S'appuyant sur un modèle macroéconomique, l'étude d'impact de la LTECV présentait un chiffre d'impact net sur l'emploi « de l'ordre de 100 000 emplois à court terme [2020] et de 220 000 (jusqu'à 300 000) en 2030 ». Ces emplois concernent néanmoins la transition énergétique dans son ensemble et non spécifiquement le secteur des énergies renouvelables. De façon similaire, l'évaluation macroéconomique du scénario PPE réalisée en 2016 estimait que 283 000 emplois supplémentaires seraient créés en 2030 par rapport au scénario tendanciel.

**Graphique n° 7 : évolution des emplois directs par filière entre 2006 et 2016 (ETP)**



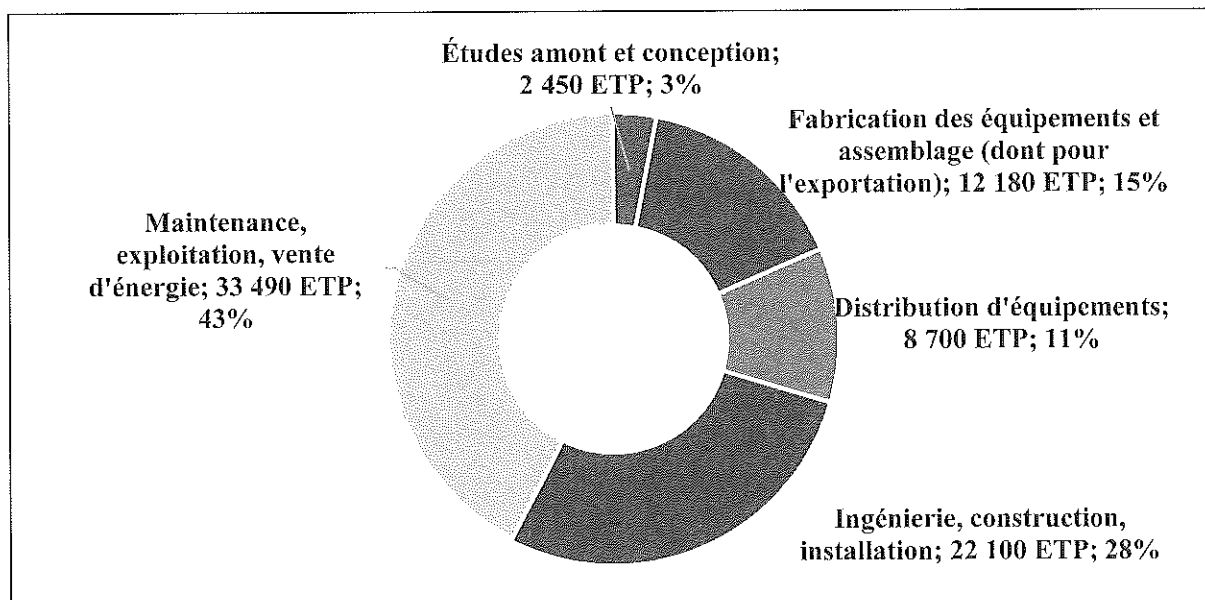
Source : Cour des comptes d'après étude ADEME « Marchés & emplois dans le domaine des EnR » de juillet 2017

En France, les filières EnR les plus pourvoyeuses d'emplois sont le bois énergie, les pompes à chaleur, l'éolien terrestre et l'hydroélectricité (cf. annexe n° 9). L'évolution des emplois renouvelables au cours de la dernière décennie a toutefois été essentiellement portée par les EnR électriques (cf. graphique n° 7) reflétant ainsi leur part prépondérante dans la production nationale. En 2016, 45 500 emplois étaient associés aux EnR thermiques contre 33 500 pour les EnR électriques pour des productions respectives de 12 500 ktep et 8 500 ktep.

<sup>83</sup> SER, *Livre blanc sur les énergies renouvelables*, 2012.

Les emplois liés aux EnR thermiques sont restés quasiment constants depuis 2006<sup>84</sup> alors que ceux liés aux EnR électriques, s'ils ont beaucoup fluctué, ont doublé sur la même période<sup>85</sup>.

### Graphique n° 8 : répartition des emplois directs liés aux EnR par activité en 2015



Source : Cour des comptes d'après étude ADEME « Marchés & emplois dans le domaine des EnR » de juillet 2017

Enfin, les emplois du secteur des EnR ont des caractéristiques spécifiques, en particulier celle d'avoir un fort contenu local et d'être, de ce fait, peu délocalisables. Ce constat vaut particulièrement pour les EnR thermiques puisque la chaleur est une énergie difficilement transportable. Son développement dépend essentiellement des décisions, contextes et enjeux locaux et est souvent lié à d'autres secteurs d'activités<sup>86</sup>. La méthanisation, par exemple, permet de consolider l'activité des exploitations agricoles en diversifiant les sources de revenus des agriculteurs. Le développement du bois énergie s'inscrit également dans une perspective de dynamisation globale de la filière forêt-bois nationale, afin d'éviter tout recours structurel aux importations de biomasse, comme le recommande le projet de Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB) de 2017. Le développement de cette filière est porteur de nombreux emplois locaux liés à l'exploitation forestière, ainsi que l'ont montré deux études de

<sup>84</sup> Avec une chute marquée entre 2006 et 2016 des emplois liés au solaire thermique (- 48 %) et aux déchets ménagers (- 27 %) et une légère diminution des emplois liés au bois énergie collectif et individuel (- 9 %) tandis que les emplois liés aux pompes à chaleur, au biogaz et aux réseaux de chaleur ont augmenté (respectivement + 49 %, + 257 % et + 27 %).

<sup>85</sup> Augmentation entre 2006 et 2016 des emplois liés à l'éolien terrestre (+ 106 %), du solaire photovoltaïque (+ 312 %) et de l'hydroélectricité (+ 54 %).

<sup>86</sup> La production de chaleur renouvelable concentre des emplois destinés la mobilisation de la ressource (exploitation agricole et forestière, réalisation de forages géothermiques, etc.), à la production de chaleur (construction et maintenance de chaufferies bois, construction de panneaux solaires thermiques, etc.) et à la livraison (pose de panneaux solaires thermiques, installations de pompes à chaleur).

l'ADEME sur le sujet<sup>87</sup>. Les EnR électriques concentrent elles-aussi des emplois locaux, notamment dans le domaine de la R&D, des études et, dans une moindre mesure, de l'installation et la maintenance<sup>88</sup>.

#### 4 - Des perspectives à saisir pour les filières d'avenir

Malgré ce bilan industriel décevant, il existe encore des perspectives de développement pour de nouvelles filières et des ruptures technologiques à venir sur le secteur des EnR. Elles s'ajoutent naturellement à la poursuite attendue de l'expansion des marchés mondiaux du photovoltaïque et de l'éolien.

Le prochain défi pour les EnR électriques sera de gérer leur intermittence et leur variabilité<sup>89</sup> par le développement de technologies de stockage et la gestion dite « intelligente » de l'énergie. Parmi ces technologies, les batteries, dont le développement est stratégique aussi bien pour le futur des EnR que pour le secteur de l'automobile, constitue une filière porteuse. Selon l'ADEME, le *power to gas*<sup>90</sup> fait également partie des filières d'avenir. Certaines installations de méthanisation pourraient également jouer un rôle dans la régulation et la gestion des réseaux électriques et gaziers locaux<sup>91</sup>. Les réseaux intelligents – ou *smart grids* – pourraient aussi limiter certains besoins de stockage et devraient constituer, selon l'ADEME, un segment de recherche et d'investissement prioritaire. Certains pays européens ont déjà mis en place des incitations économiques pour les systèmes de stockage<sup>92</sup>. En France plusieurs actions de soutien pour favoriser l'innovation française en la matière existent, notamment dans le cadre de l'action « démonstrateurs » du PIA. Plusieurs appels à projets et à manifestation d'intérêts ont été lancés sur le sujet, ainsi que deux dispositifs déployés pour encourager le développement du stockage dans les zones non interconnectées (ZNI), un appel d'offres pour des installations couplant production photovoltaïque et dispositif de stockage dans les ZNI et des contrats de gré-à-gré pour les projets de stockage centralisé pilotés par le gestionnaire de réseau.

La question de la rénovation des parcs éoliens français pourrait également permettre d'envisager des perspectives industrielles significatives. La durée de vie d'une éolienne est estimée à 20 ou 25 ans. Les premières éoliennes françaises ayant été raccordées dans les années 2000, la rénovation des premiers parcs éoliens – recouvrant des activités diverses (*repowering*,

---

<sup>87</sup> Études « Évaluation de l'impact des projets soutenus dans le cadre du fonds chaleur sur les acteurs de la filière bois énergie en matière d'emploi et de chiffre d'affaires » et « Évaluation des emplois dans la filière biocombustibles ».

<sup>88</sup> Les emplois locaux liés à l'éolien *offshore* concernent les activités importantes d'études des fonds marins, l'acheminement de l'électricité vers la terre ou encore la fréquence des activités de maintenance.

<sup>89</sup> L'énergie solaire et éolienne notamment ne sont pas disponibles en permanence et leur disponibilité varie sans possibilité de contrôle.

<sup>90</sup> Procédé de stockage qui transforme l'électricité produite de manière excédentaire en gaz (hydrogène ou méthane de synthèse) accueilli dans les réseaux existants.

<sup>91</sup> Par le stockage de réserves de biogaz sur de courtes périodes, permettant d'offrir des capacités de production d'électricité supplémentaires lors des pics de demande sur le réseau électrique local et par l'absorption d'excédents électriques intermittents *via* le procédé de méthanisation.

<sup>92</sup> C'est le cas en Allemagne, où des aides ont d'abord été accordées par des programmes de soutien régionaux et sont portées depuis mai 2013 au niveau fédéral.

*retrofit, revamping*<sup>93</sup>) – est proche. Cependant le cadre réglementaire français n'est pour l'instant pas adapté et n'encourage pas ce type d'activités. En effet, en l'état actuel aucune disposition spécifique n'étant prise en matière de rénovation des parcs, réaliser cette opération est aussi complexe en termes d'autorisation administrative que celle de construire un nouveau parc. La mise en place prochaine d'une procédure spécifique plus souple, permettant des évolutions techniques sans avoir à reconduire l'ensemble de la procédure d'autorisation constituerait donc une avancée pertinente, d'autant que nos voisins allemands ont déjà une expertise sur le sujet<sup>94</sup>.

Des technologies innovantes, sur lesquelles des acteurs français sont déjà positionnés, se développent également dans le domaine de la production de chaleur et de froid et pourraient se déployer hors de nos frontières dans les prochaines années. C'est le cas par exemple de la thalassothermie, qui exploite la différence de température entre l'eau chaude de surface et l'eau froide des fonds marins, ou des technologies hybrides utilisant ou délivrant plusieurs sources d'énergie pour le chauffage ou la production d'eau chaude.

Pour saisir ces opportunités sans prendre de retard, une stratégie industrielle est nécessaire pour identifier de façon concertée les filières d'avenir sur lesquelles l'État souhaite investir, avec quels objectifs et à quelles échéances. La définition d'une stratégie industrielle devra alors s'appuyer sur une analyse des coûts prospectifs de chaque filière et de la valeur ajoutée française sur les différents segments de la chaîne de valeur, d'autant que cette dernière est longue et complexe. À coûts de production et de soutien public équivalents, elle pourra privilégier les filières dont les retombées économiques sont les plus significatives. S'il est créé, le dispositif d'observation de la chaîne de valeur des filières énergétiques, mentionné en 2016 par la PPE (cf. *supra*), pourrait alors servir de support à l'évaluation de cette nouvelle politique. De même, la recherche d'une meilleure prise en compte des enjeux industriels dans la constitution de nouvelles capacités pourra conduire à associer la DGE à la préparation des appels d'offres dédiés aux EnR, ce qui n'est pas le cas à ce jour (cf. *infra*).

## **CONCLUSION ET ORIENTATION**

*L'Union européenne a fixé aux États membres une trajectoire ambitieuse s'agissant du développement des capacités d'énergies renouvelables. Elle a dressé dans le même temps un cadre réglementaire délimitant les contours des soutiens publics au développement de la production de capacités renouvelables.*

*Alors même qu'elle se distingue de ses voisins européens par le caractère peu carboné de son mix électrique, la France s'est fixé des objectifs très élevés à horizon 2030. Pour les atteindre, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) établie en 2016 planifie la mobilisation de l'ensemble des filières EnR, indépendamment de leur degré de maturité. Cette*

<sup>93</sup> Le « *repowering* » consiste à démanteler tout ou partie de l'installation pour en construire une nouvelle ; le « *retrofit* » consiste à remplacer les composants anciens des turbines sans changement des caractéristiques de l'éolienne ; le « *revamping* » consiste à remplacer les composants obsolètes des turbines en changeant les caractéristiques techniques de l'éolienne comme sa puissance.

<sup>94</sup> En Allemagne, où le *repowering* des parcs éoliens a commencé en 2006 compte tenu de l'installation beaucoup plus précoce qu'en France des parcs éoliens et où le législateur a proposé, entre 2009 et 2014, une incitation financière en créant la prime *repowering*, les projets de ce type représentaient au total quelques 13 % de la puissance éolienne raccordée en 2015, soit environ 484 MW.

stratégie, définie dans la LTECV, vise à atteindre deux objectifs, la réduction des émissions de gaz à effet de serre en limitant la consommation d'énergies fossiles et la substitution des EnR électriques à une partie de l'énergie nucléaire existante. En pratique, la PPE n'a cependant pas permis de rendre compatibles ces deux objectifs.

Les objectifs de politique industrielle associés à la montée en puissance des énergies renouvelables ont été formulés tardivement et ont beaucoup évolué. L'idée de soutenir les filières industrielles, c'est-à-dire les constructeurs d'équipements, s'est effacée derrière un objectif plus large mettant en avant les emplois créés par la transition énergétique, sans plus chercher à optimiser l'impact industriel.

En termes de réalisations, la pénétration des énergies renouvelables dans le mix français a nettement progressé mais les objectifs fixés à horizon 2020 et 2030 paraissent, à ce stade et à paramètres et trajectoire inchangés, difficilement atteignables. La constatation du retard de la France doit toutefois être appréhendée avec beaucoup de prudence, tant la trajectoire initialement retenue était ambitieuse. La pénétration des EnR intervient par ailleurs dans un contexte défavorable à plusieurs égards, notamment l'orientation durable à la baisse des marchés de l'énergie qui obère le développement des EnR thermiques.

Le développement des EnR a induit des effets économiques significatifs dont le bilan est aujourd'hui relativement décevant : si les retombées sur l'emploi sont réelles, elles demeurent en deçà des objectifs initiaux. La balance commerciale nette, incluant les économies théoriques d'importations de matières premières (énergies conventionnelles) évitées grâce à la production d'EnR, est positive mais celle des équipements est déficitaire. La France ne dispose d'aucun ensemble sur l'éolien. S'agissant du solaire photovoltaïque, la filière française est quasiment inexistante et en mauvaise santé. Quelques industriels se maintiennent toutefois sur les marchés des EnR thermiques mais pour des volumes modestes. Les entreprises françaises qui prospèrent sont les opérateurs historiques fournisseurs d'énergie.

Malgré ce bilan industriel décevant, des filières d'avenir existent. Une réflexion stratégique sur les objectifs industriels français en matière d'EnR doit donc être engagée.

En conclusion, la Cour formule l'orientation suivante :

1. À l'occasion de la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2018 :
  - définir une stratégie énergétique cohérente entre les objectifs de production d'énergies renouvelables (EnR) électriques et l'objectif de réduction de la part de l'énergie nucléaire dans le mix ;
  - clarifier les objectifs industriels français associés au développement futur des EnR.



## Chapitre II

### Des charges importantes, durables et mal évaluées

Les soutiens publics sont nécessaires en raison de l'absence, à ce jour, de compétitivité des EnR. Les montants concernés sont très importants, en particulier s'agissant des EnR électriques, et sont appelés à croître significativement du fait des ambitions françaises (cf. *supra*). La politique de soutien aux EnR s'articule principalement autour de deux leviers, celui des subventions et des avantages fiscaux, et celui de la taxation des énergies fossiles.

La France a fait le choix de recourir simultanément à ces deux leviers de soutien aux EnR, déclinés en différents outils. Parmi les pays européens, certains se concentrent sur l'un de ces leviers, à l'image de la Suède dont la politique en faveur des EnR repose essentiellement sur la fiscalité (cf. annexe n° 5).

Du fait de leur diversité, les dispositifs de soutien aux EnR sont aujourd'hui mal connus et ne font pas l'objet d'évaluations financières consolidées. Le respect des objectifs français nécessite pourtant, plus que jamais, dans un contexte budgétaire contraint une analyse approfondie de la pertinence, de l'efficacité et de l'efficience des outils mobilisés.

#### Une pluralité de dispositifs d'intervention publique (hors taxe carbone)

Les soutiens publics sont apportés par des dispositifs qui varient tant par leur nature, leurs modalités d'octroi que leurs cibles. Trois catégories principales peuvent être distinguées :

- **les subventions d'exploitation au travers d'obligations d'achat et de mécanismes de compensation (EnR électriques) :** la production d'électricité renouvelable a été soutenue depuis le début des années 2000 par des obligations d'achat<sup>95</sup> de l'énergie produite, à un tarif d'achat supérieur aux prix de marché, fixé sur 15 à 20 ans. Ces obligations d'achat sont proposées à guichet ouvert, ou à l'issue d'appels d'offres, selon les filières et les seuils de puissance (cf. annexe n° 12). Elles donnent lieu, pour les opérateurs qui la supportent, à un mécanisme de compensation : les acheteurs obligés sont compensés par l'État de l'écart entre le prix payé aux fournisseurs d'EnR bénéficiant de l'obligation d'achat et le coût de production « évité », c'est-à-dire le coût de production auquel l'acheteur obligé aurait produit son électricité en l'absence de cette obligation d'achat. Sous l'impulsion des lignes directrices communautaires, un mécanisme de complément de rémunération variable a récemment été mis en œuvre en France pour remplacer l'obligation d'achat. Ces dispositifs garantissent aux bénéficiaires de ces subventions une rentabilité quel que soit le prix de marché de l'électricité.

<sup>95</sup> Par EDF Obligation d'Achat ou une entreprise locale de distribution – ELD.



- **les subventions à l'investissement (EnR thermiques) :** le dispositif du fonds chaleur a été créé en décembre 2008 et est géré depuis par l'ADEME. Il permet l'octroi de subventions d'investissement à des projets préalablement sélectionnés. Il intervient selon deux modalités, un appel à projets national annuel (biomasse, chaleur, industrie, agriculture et tertiaire, BCIAT)<sup>96</sup> pour la production de chaleur issue de la biomasse et des aides accordées au niveau régional pour les projets biomasse hors BCIAT et pour les autres sources d'EnR (géothermie, solaire thermique, biogaz, chaleur fatale de récupération...). Les aides sont attribuées de manière forfaitaire ou sur-mesure selon les technologies et la nature des projets. Le fonds déchets de l'ADEME contribue également au soutien à la production d'EnR en finançant les projets de méthanisation avec valorisation du biogaz par cogénération<sup>97</sup>.
- **les dispositifs fiscaux et plus particulièrement le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) :** le CITE permet aux particuliers de déduire de l'impôt sur le revenu 30 % des dépenses réalisées pour l'achat d'équipements destinés à utiliser des énergies renouvelables pour la production de chaleur ou de froid (poêles et chaudières biomasse, pompes à chaleur et chauffe-eau thermodynamiques, solaire thermique, etc.). Le taux de TVA réduit – applicable aux réseaux de chaleur, aux équipements éligibles au CITE et au bois de chauffage – constitue un autre dispositif utilisé pour soutenir le développement des EnR. Les certificats d'économie d'énergie<sup>98</sup> peuvent également bénéficier aux EnR thermiques même s'ils restent très peu incitatifs. Les différents dispositifs bénéficiant aux EnR thermiques sont résumés dans l'annexe n° 10.

Au-delà des éléments décrits ci-dessus s'ajoutent **les dispositifs de soutien à l'offre des filières** favorisant la recherche et développement (R&D) et l'innovation, principalement constitués par des appels à projets de R&D portés par l'agence nationale de la recherche (ANR), l'ADEME<sup>99</sup> et le ministère chargé de l'écologie ; le soutien à la structuration de l'écosystème de l'innovation à travers la création de pôles de compétitivité<sup>100</sup> et des instituts pour la transition énergétique (ITE) ; le soutien aux démonstrateurs et opérations pilotes à travers les appels à manifestation d'intérêt et appels à projets du programme investissement d'avenir (PIA) et l'appel à projets *Nouvelles technologies émergentes* (NTE). L'annexe n° 13 présente le détail des budgets de recherche et les montants engagés dans le cadre du PIA.

À ces outils il convient également d'ajouter les subventions des collectivités locales et des fonds européens (FEDER) et le dispositif de soutien à l'export (FASEP). Par ailleurs les projets EnR peuvent bénéficier de modalités de financement préférentielles (en fonds propres, dettes, garanties, etc.) fournies par les banques publiques telles que la Caisse des dépôts et consignation (CDC) et la Bpifrance.

La diversité de ces dispositifs reflète l'hétérogénéité des situations propres aux différentes énergies renouvelables.

<sup>96</sup> « Biomasse Chaleur Industrie, Agriculture, Tertiaire », appel à projets national annuel du fonds chaleur pour la production de chaleur issue de la biomasse (projets d'entreprises de taille supérieure à 1000 tep).

<sup>97</sup> La cogénération consiste à produire conjointement de la chaleur et de l'électricité.

<sup>98</sup> Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), créé par la loi du 13 juillet 2005, repose sur une obligation triennale de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics aux fournisseurs d'énergie et distributeurs de carburant automobile (les "obligés").

<sup>99</sup> Notamment les programmes *Thèses* et *AAP Énergies durables*.

<sup>100</sup> Plusieurs pôles de compétitivité sont également bien positionnés dans le domaine des énergies renouvelables, principalement sur les EnR électriques (Tenerrdis, Derbi, Cap énergies, Fibre-Energievie, Pôle Mer Méditerranée, TRIMATEC, IAR pour la méthanisation, AVENIA pour la géothermie). Ils contribuent à l'animation du tissu d'entreprises (information sur les appels à projets, appuis à l'export, mise en réseaux avec les grands donneurs d'ordre, etc.) et les appuient dans le montage de projets.

L'encadrement des dispositifs de soutien nécessite d'avoir une visibilité sur les volumes de charges qu'ils vont générer. Une telle démarche repose sur la connaissance des prix effectivement payés aux producteurs, ainsi que des coûts de production passés, actuels et futurs des filières d'énergies renouvelables. La connaissance des coûts passés et actuels est indispensable pour adapter les dispositifs, afin d'éviter que ne se forment des situations de rente. L'évaluation des coûts futurs est nécessaire pour planifier le rythme de développement des EnR et anticiper les moyens publics nécessaires pour le soutenir. Les mécanismes de soutien à la production d'EnR n'ont pas toujours reposé sur de telles analyses et ils ne sont pas toujours conçus – ou adaptés – en vue d'optimiser leur rapport coût-efficacité.

## I - Un soutien financier très élevé et déséquilibré

La Cour des comptes n'a pu dégager qu'un ordre de grandeur de la somme des soutiens accordés aux EnR : en effet, une partie provient des collectivités locales ou de fonds européens et il n'a pas été possible de les recenser de façon précise et exhaustive (cf. annexe n° 12).

Globalement, sur l'ensemble des EnR hors biocarburants, la somme de ces soutiens, accordés par l'État et ses opérateurs ou les collectivités territoriales (en considérant pour ces dernières une approximation des soutiens accordés dans le cadre des CPER<sup>101</sup>), atteint 5,3 Md€ en 2016. À titre de comparaison, les versements correspondants aux dispositifs de soutien aux EnR en Allemagne s'élevaient à près de 23 Md€ en 2016. Ces montants ne tiennent pas compte des charges engagées et masquent des disparités entre EnR électriques et thermiques.

### A - Des décisions passées pesant sur les marges financières de l'État

#### 1 - Un poids prépondérant des charges engagées

Les énergies renouvelables électriques et l'injection de biométhane sur le réseau de gaz sont soutenues principalement par des mécanismes d'obligation d'achat ou de compléments de rémunération (cf. *supra*), par le biais de contrats pouvant porter sur une durée de 20 ans. La décision de soutien produit ainsi des effets et engage la puissance publique pendant toute la durée du contrat. Dès lors, les charges actuelles du soutien public aux énergies renouvelables électriques résultent de la somme des contrats passés et toujours en vigueur. Les premiers contrats de soutien datent du début des années 2000 et peu sont arrivés à échéance.

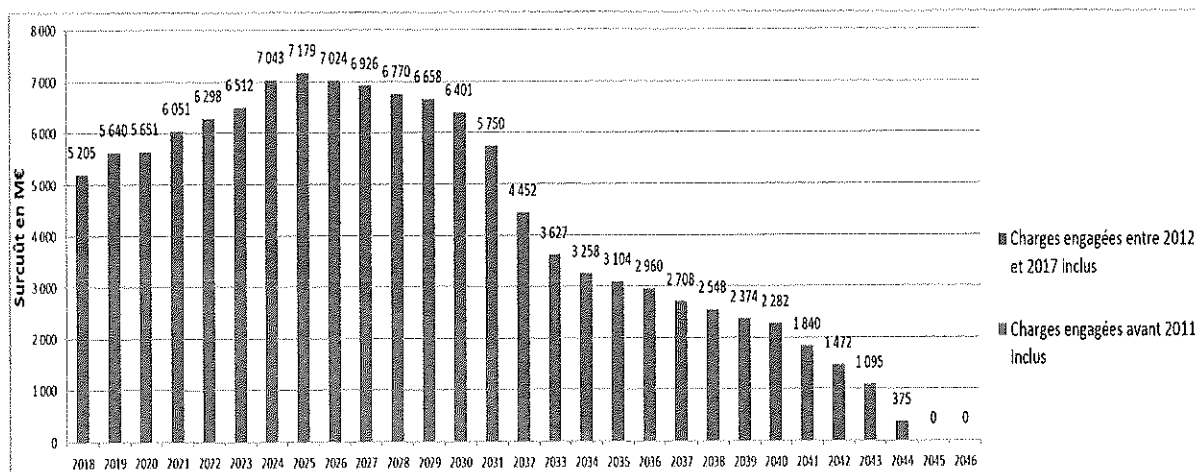
D'après la CRE<sup>102</sup>, pour les cinq prochaines années, 94 % des charges prévisionnelles en matière d'EnR sont d'ores et déjà engagées. 84 % du montant des charges de 2023 relèveront encore de dépenses engagées avant 2017 (6,5 Md€ sur un engagement total de 7,8 Md€).

<sup>101</sup> Contrats de plan État-Région.

<sup>102</sup> Délibération n°2017-169 du 13 juillet 2017. Il faut noter que les projections de la CRE reposent sur un scénario dit réaliste qui ne reprend pas complètement les orientations fixées par la PPE, mais tient compte des rythmes de développement et des retards actuellement observés pour les filières.

Ainsi, les engagements pris jusque fin 2017 représenteront 121 Md€ – en euros courants – entre 2018 et l'échéance des contrats (la plus tardive intervenant en 2046) La charge annuelle des engagements passés ne diminuera donc significativement que postérieurement à 2030, lorsque le poids des engagements antérieurs à 2011 s'estompera (cf. graphique n° 3).

### Graphique n° 9 : prévision d'évolution des dépenses à venir au titre des engagements pris jusqu'à fin 2017 (soutien aux EnR électriques, et au biométhane injecté)



Source : CRE<sup>103</sup>

## 2 - Des mécanismes de soutien dont les conséquences financières ont été mal appréciées

Les mécanismes de soutien aux EnR électriques ont beaucoup évolué dans le temps, pour éviter notamment d'octroyer des rémunérations excessives aux producteurs. Toutefois certains écueils n'ont pas pu être évités comme les cas du soutien au solaire photovoltaïque avant 2011 et de l'éolien en mer en témoignent.

### Les soutiens très coûteux au photovoltaïque et à l'éolien posé en mer

En moins d'une décennie, le photovoltaïque est passé de la position de technologie renouvelable parmi les plus coûteuses à celle de technologie suffisamment compétitive pour concurrencer les moyens de production conventionnels.

<sup>103</sup> Les principales hypothèses de calcul sont présentées en annexe n° 11.

Le dispositif de soutien par obligation d'achat s'est adapté avec retard aux premiers retours d'expérience de l'intégré au bâti (cf. *supra*) et à la baisse des coûts de la technologie. Ce retard a favorisé, à la fin de la première décennie des années 2000, la création d'une bulle spéculative. L'impact de cette bulle sur les finances publiques n'a pas été anticipé, ni même immédiatement mesuré. En septembre 2010, le rapport Charpin<sup>104</sup> a révélé que la poursuite du dispositif aurait conduit à une puissance installée approchant le triple de l'objectif fixé pour 2020 et un coût proportionnel de 4,5 Md€/an au lieu de 1,5 Md€/an à l'horizon 2020. La charge totale aurait alors atteint 90 Md€ pour 17 GW installés. Cette situation de bulle a été traversée par d'autres pays européens, à l'image de l'Espagne (cf. annexe n° 5).

Un moratoire sur les projets photovoltaïques a été mis en œuvre fin 2010. A suivi une nouvelle architecture de soutien, articulant des tarifs modulables à la baisse et l'introduction d'appels d'offres pour les installations de plus de 100 kWc, redonnant ainsi au ministère chargé de l'énergie une capacité de pilotage de la filière photovoltaïque.

Toutefois le poids des engagements antérieurs à 2011 aura encore pendant de longues années un impact majeur sur les dépenses de soutien. Selon la CRE, les arrêtés antérieurs au moratoire de 2010 auront engendré un coût pour les finances publiques de 38,4 Md€, pour un productible annuel de 4 TWh, soit environ 0,7 % de la production électrique française. Cela représente un coût du soutien de l'ordre de 480 €/MWh. Ces arrêtés pèseront encore à hauteur de 2 Md€<sup>105</sup> par an jusqu'en 2030, soit 30 % de l'ensemble des charges liées aux énergies renouvelables en 2018.

La filière de l'éolien *offshore* posé en mer a quant à elle exclusivement été soutenue *via* des appels d'offres. Le premier, lancé en 2005, n'a débouché sur aucune construction après l'abandon du lauréat. Les deux appels d'offres conclus en 2011 et 2013 ont conduit à l'octroi d'un tarif d'achat de 217 et 212 €/MWh en 2022 (tarif évoluant ensuite avec une indexation sur l'inflation) pour une puissance totale de 3 GW. Lorsque ces projets entreront en fonctionnement, leurs charges représenteront, selon la CRE, 2,0 Md€/an<sup>106</sup>, soit environ 40,7 Md€ sur 20 ans, pour une production de 11 TWh/an, c'est-à-dire 2 % de la production française d'électricité.

En 2013, la Cour<sup>107</sup> avait formulé des critiques sur l'appel d'offres de 2011 portant sur ses conditions de lancement insuffisamment concurrentielles, la complexité de ses contraintes industrielles, la question de leur pertinence au regard du temps de développement des projets et l'absence d'études préalables nécessaires pour limiter les risques industriels et économiques. Ce dernier point a des conséquences fortes en termes de coût du soutien dans la mesure où l'absence d'études préalables conduit le porteur de projet à inclure d'importantes provisions pour risques qui renchérissent d'autant le coût prévisionnel de réalisation du projet et le volume de soutien associé.

Les écueils passés ont également concerné la filière éolienne terrestre, qui est celle qui a le plus tardé à évoluer vers des procédures d'allocation des aides concurrentielles. Cette filière était jusqu'en 2017 exclusivement financée par l'octroi d'un tarif d'obligation d'achat dont le niveau et la structure n'avaient pas été revus depuis 2006. La CRE a signalé à plusieurs

<sup>104</sup> Mission IGF – CGIET relative à la régulation et au développement de la filière photovoltaïque.

<sup>105</sup> En prenant comme hypothèse des prix de marché de l'électricité : 2018 = 35,91 €/MWh ; 2019 = 36,09 €/MWh ; 2020 = 38,30 €/MWh ; à partir de 2021 : croissance de 1 %/an (voir annexe n° 11).

<sup>106</sup> Voir note 106 pour hypothèse sur les prix de marché de l'électricité.

<sup>107</sup> Cour des comptes, *les énergies renouvelables*, rapport public thématique, 2013.

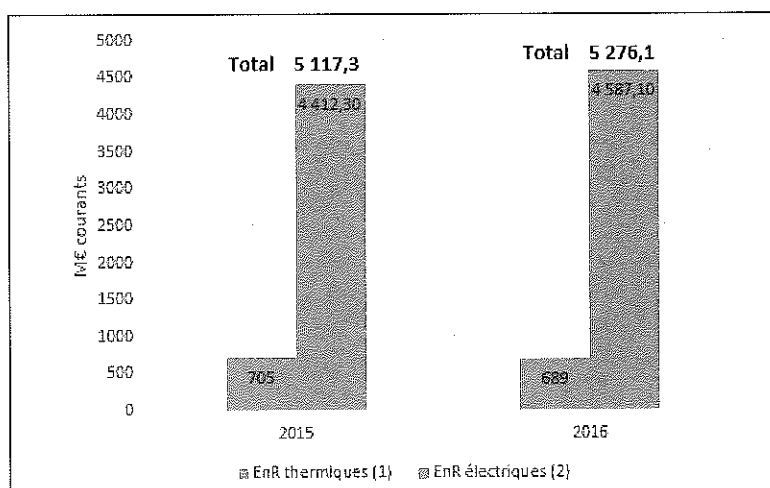
reprises<sup>108</sup> les imperfections d'un tel dispositif qui a pu, du fait de la diversité des conditions de vents, des choix technologiques et de l'évolution des conditions de financement, donner lieu à des effets d'aubaine pour une partie des installations.

## B - Un net déséquilibre entre EnR électriques et thermiques

### 1 - Des volumes de soutien beaucoup plus élevés pour les EnR électriques

Le recensement des soutiens pour l'année 2015 et leur estimation en 2016 fait apparaître des volumes très déséquilibrés entre ces deux catégories d'EnR<sup>109</sup> (cf. graphique n° 10). Les montants accordés aux EnR thermiques représentent ainsi environ un dixième de ceux accordés aux EnR électriques (la taxe carbone est exclue de ces calculs). Au sein des soutiens consacrés aux EnR électriques, le soutien à la production représente 4 206 et 4 381 M€ respectivement en 2015 et 2016.

**Graphique n° 10 : montants estimés des soutiens publics consacrés aux EnR thermiques et électriques**



(1) Les contributions des collectivités locales ont été intégralement imputées aux EnR thermiques.

(2) Prise en compte des charges dues au titre de l'année, sans tenir compte des mécanismes de report de charges, ni de la dette accumulée jusqu'en 2015 au titre du mécanisme de la CSPE.

Source : Cour des comptes

Cette différence reflète essentiellement le moindre besoin de soutien public pour les EnR thermiques. À titre d'illustration, selon l'ADEME, lors de l'appel à projets biomasse du fonds chaleur en 2016, le ratio moyen de soutien était de 30 €/tep, alors que le soutien aux centrales

<sup>108</sup> Cf : rapport du 17 avril 2014 de la CRE sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables ; délibération du 28 mai 2014 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre ; délibération du 23 mars 2017 portant avis sur l'arrêté de 2017.

<sup>109</sup> Incluant le soutien à la production de biométhane injecté dans réseau de gaz.

solaires photovoltaïques au sol (les plus compétitives) représente aujourd'hui environ 140 €/tep<sup>110</sup>. Ces charges ne sont ainsi pas proportionnelles au poids des filières dans la production énergétique actuelle ou programmée : en 2016, les EnR thermiques représentaient 60 % de la production d'énergie renouvelable (hors transport) et seulement 10 % des charges de soutien. Une comparaison des filières en termes de performance énergétique (€/MWh EnR produit) et d'efficacité environnementale (€/tCO<sub>2</sub> évitée) devrait conduire à réinterroger l'équilibre du soutien public en faveur des énergies renouvelables thermiques<sup>111</sup>.

Des écarts du niveau de subventionnement peuvent également être constatés entre filières renouvelables électriques : en 2015 le photovoltaïque représentait 8 % de la production électrique renouvelable mais 62 % des charges de soutien aux filières électriques renouvelables ; l'éolien représentait 25 % de ces charges pour 24 % de cette production.

### C - Une connaissance des coûts constatés à améliorer

Les exemples passés du photovoltaïque et de l'éolien en mer montrent qu'il n'est pas possible pour la puissance publique de déterminer le niveau pertinent de soutien sans une connaissance claire des coûts constatés de production. À ce titre, la mise en place d'un dispositif centralisé de suivi statistique permettant de disposer de la connaissance suffisante des coûts de production par filière avait déjà été recommandée par la Cour en 2013.

Le décret du 14 décembre 2016<sup>112</sup> entérine l'objectif de prise en compte des coûts constatés pour adapter les dispositifs existants. Il désigne la CRE comme l'acteur légitime pour élaborer cet audit et impose aux producteurs de lui transmettre leurs données de coûts afin de faciliter sa mission. Les expertises sur des coûts réels et avérés restent néanmoins encore trop peu nombreuses<sup>113</sup>. Pour que les travaux réalisés par la CRE soient efficaces, il serait par ailleurs nécessaire que les sanctions prévues en cas de fraude – suspension ou résiliation du contrat –, soient effectivement mises en œuvre. Cet exercice est particulièrement pertinent dans le cas d'octroi des soutiens dans une logique de guichet : dans ce cas, la connaissance des coûts constatés est nécessaire pour éviter les situations de rentabilité indue. Les audits de la CRE doivent alors être utilisés pour alimenter les révisions tarifaires des dispositifs de soutien aux EnR correspondants<sup>114</sup>.

<sup>110</sup> En prenant le prix constaté sur les derniers appels d'offre : 62 €/MWh et en supposant des prix de marché à 50 €/MWh, soit un soutien de 12 €/MWh.

<sup>111</sup> La lettre Trésor-Eco « *les énergies renouvelables : quels enjeux de politique publique ?* » de mars 2016, a d'ailleurs permis une comparaison du coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée entre les différentes filières EnR, et conclu que les filières thermiques étaient les plus efficaces pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>.

<sup>112</sup> Décret n°2016-1726 du 14 décembre 2016 relatif à la mise en service, au contrôle et aux sanctions applicables à la production de certaines installations de production d'électricité.

<sup>113</sup> Cette approche a posteriori doit par ailleurs se doubler de l'exigence de disposer des plans d'affaires parmi les pièces fournies a priori par les candidats aux appels d'offres.

<sup>114</sup> Ces révisions tarifaires sont indispensables lorsqu'une évolution de l'environnement économique ou réglementaire modifie les conditions de rentabilité des installations. Un exemple récent est la mise en place, par deux arrêtés en date du 30 novembre 2017, d'une prise en charge partielle des coûts de raccordement aux réseaux publics de distribution des installations de production d'électricité et de gaz à partir d'EnR.

Par ailleurs, compte tenu de la disparité des coûts observés sur les filières EnR thermiques, un tel exercice de suivi statistique mériterait également d'être mené sur ces filières. L'ADEME, par sa gestion des projets soutenus par le fonds chaleur, possède déjà une vision précise de ces coûts dans le collectif, le tertiaire et l'industrie. Le suivi de ces coûts pour les équipements installés chez le particulier est en revanche moins institutionnalisé<sup>115</sup>, alors même que la plupart bénéficient du CITE. L'étude sur le coût des énergies renouvelables publiée par l'ADEME en 2017 donne un bon éclairage sur le coût relatif des filières thermiques (cf. *infra*) mais ce suivi est réalisé *a posteriori*, tous les deux ans, à partir de sources multiples internes et externes.

La Cour maintient donc sa recommandation émise en 2013, tant que le dispositif institué fin 2016 ne sera pas pleinement opérationnel et recommande qu'un tel suivi soit également étendu aux filières thermiques.

## II - Un volume global des charges de soutien à venir mal anticipé

L'analyse du poids des décisions passées dans les charges futures conduit à s'interroger sur la place de l'évaluation préalable de l'impact sur les volumes de soutien des différents mix de production envisagés à court, moyen et long termes. Jusqu'à présent cette démarche n'a pas été au cœur de l'exercice de planification du mix énergétique : la PPE se limite ainsi, pour l'évolution des dépenses, à un horizon relativement rapproché (2018-2023), alors que les soutiens engagés auront des répercussions sur les finances publiques pendant au moins 20 ans.

### A - Le poids financier croissant du soutien aux EnR électriques

Le poids des dispositifs de soutien à la production d'électricité renouvelable<sup>116</sup> ne cesse de croître. Ce montant est passé de 1,5 Md€ au titre des charges de 2011, à 4,4 Md€ au titre des charges de 2016, soit une multiplication par trois en l'espace de cinq ans.

D'après les estimations initiales réalisées dans le cadre de la PPE, ces charges devaient atteindre en 2023 entre 9,7 Md€ et 10,4 Md€ (fourchettes basse et haute)<sup>117</sup>. Ces estimations ne reflètent cependant pas intégralement l'impact des orientations de la PPE dans la mesure où elles sont très sensibles au développement réel du parc : elles ne prennent ainsi en compte que 3 GW de puissance installée pour l'éolien *offshore*, alors que la PPE comporte un objectif supplémentaire à terme de 500 MW à 6 GW.

---

<sup>115</sup> L'ADEME suit néanmoins ces coûts en partenariat avec l'association Observ'ER pour le bois domestique, les pompes à chaleur et le solaire thermique.

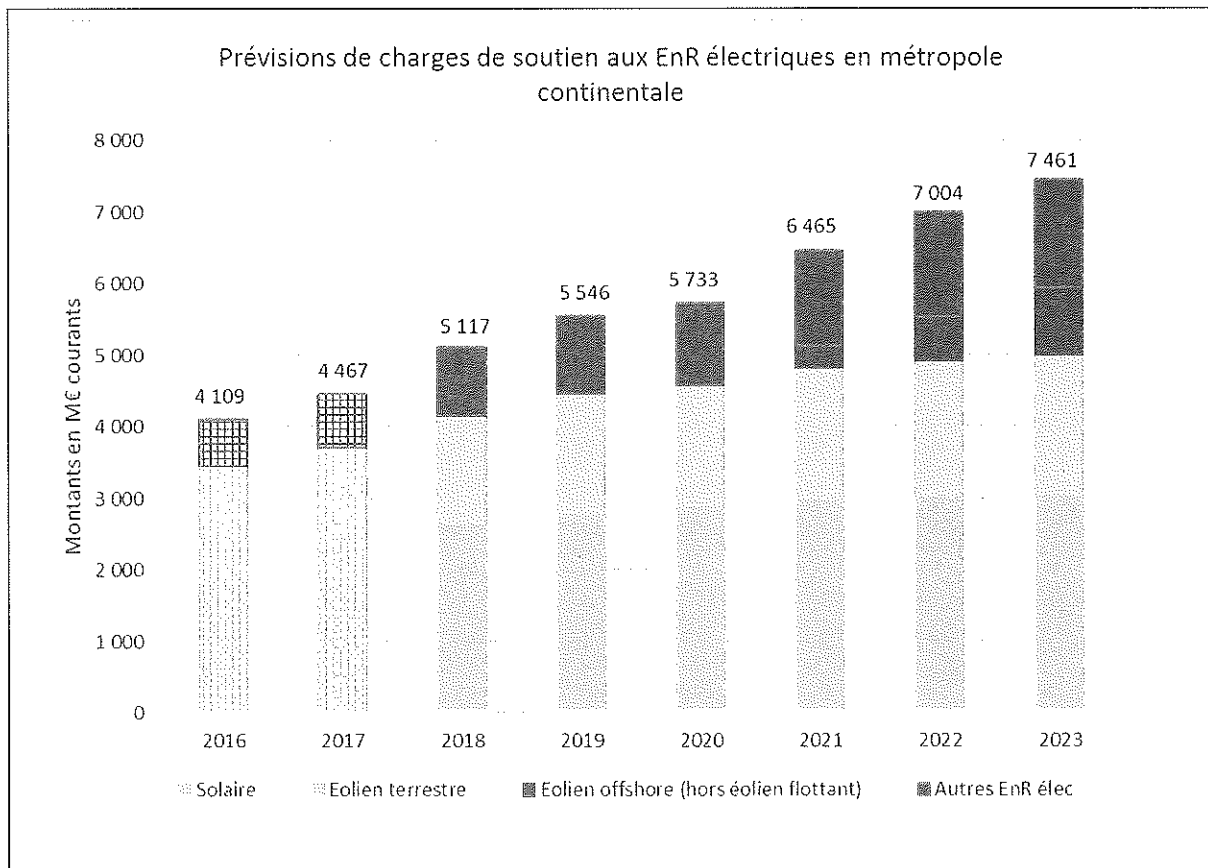
<sup>116</sup> Hors recherche et innovation.

<sup>117</sup> En considérant un prix de marché de l'électricité de 31,45 €/MWh.

La CRE a réévalué ces perspectives d'évolution, en réalisant des prévisions tenant compte du rythme constaté ou prévisible de développement des installations : ses hypothèses ne comportent désormais que 1,5 GW d'installation effective de capacités d'éolien *offshore* d'ici 2023. Le montant prévisionnel des volumes de soutien aux EnR électriques<sup>118</sup>, ainsi ajusté, devrait s'élever à 7,5 Md€ en 2023 (cf. graphique n° 10). La DGEC a également revu ses projections à la baisse puisqu'elle estime que le soutien aux énergies renouvelables ne s'élèvera plus qu'à 7,6 Md€ en 2022.

La dynamique est également très forte sur le soutien au biométhane injecté : le volume de soutien s'élevait à 20,9 M€ en 2016, et il devrait atteindre 326 M€ en 2023.

**Graphique n° 11 : évolutions des charges de service public de l'énergie pour le soutien aux EnR électriques en métropole continentale**



*N.B. : Les données 2016 et 2017 sont estimées, à partir de 2018 il s'agit de prévisions.  
Source : Cour des comptes d'après CRE*

<sup>118</sup> Voir annexe n° 11 pour les hypothèses correspondantes.



Ces charges de soutien représenteront environ 1,8 c€/kWh consommé<sup>119</sup> en 2023, alors qu'elles s'élevaient à environ 1,0 c€/kWh en 2016<sup>120</sup>. Elles subissent donc une progression très dynamique, avec une augmentation prévisionnelle de 70 % en 7 ans. Ces montants sont à comparer aux 4,5 c€ par kWh<sup>121</sup> consommés estimés en 2016 en Allemagne par la taxe qui sert à financer les EnR.

Les impacts du mix retenu par la PPE en termes de besoin de soutien ne se limiteront pas aux cinq prochaines années : les soutiens engagés aujourd'hui auront des répercussions sur les finances publiques pendant au moins 20 ans. Il semble dès lors nécessaire d'étendre l'exercice de projection financière à des horizons beaucoup plus lointains que celui de la PPE (2023). Ces projections permettraient de réaliser des arbitrages énergétiques qui tiennent véritablement compte de la contrainte durable de moyens pesant sur les finances publiques.

## **B - Un besoin de projection accru pour évaluer les soutiens nécessaires**

### **1 - Une estimation du prix d'achat du mix électrique de la PPE**

L'estimation de l'ampleur du soutien à apporter aux EnR électriques par unité d'électricité produite peut être approchée en comparant le prix d'achat de l'électricité d'origine renouvelable avec le prix d'achat de l'électricité produite par d'autres sources ou avec le prix constaté sur les marchés de l'électricité. Les charges de soutien correspondent en effet aux prix issus des appels d'offres et arrêtés tarifaires diminués d'un « coût évité » correspondant à la valeur du marché de l'énergie (voir *infra*).

À titre d'illustration, le prix du mix EnR électrique dont le développement est prévu par la PPE, peut être appréhendé à travers les prix de vente moyens au MWh des installations. En appliquant aux nouvelles capacités programmées<sup>122</sup> les prix résultant des derniers appels d'offres et arrêtés tarifaires, assortis d'hypothèses de baisse tendancielle sur la période 2017-2023, et en tenant compte des facteurs de charge propres à chaque filière, une approximation du prix du mix de production des EnR électriques bénéficiant des nouveaux mécanismes de soutien (production annuelle représentant environ 2 % de la production de 2023), peut être obtenue (cf. tableau n° 3). Il s'élève à 95 €/MWh.

---

<sup>119</sup> En divisant les charges correspondantes par une consommation totale d'électricité supposée stable à 422 TWh (disponible pour la consommation finale) : <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>.

<sup>120</sup> Ces charges ne pèsent plus sur la facture d'électricité depuis 2016. Toutefois, en considérant un prix stable dans le temps de 14,5 c€/kWh (prix du kWh TTC en décembre 2016 pour un client résidentiel tarif bleu ayant souscrit une puissance de 6 kVA, hors abonnement ; source : <http://developpement-durable.bsocom.fr/Statistiques/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=13160>), on peut estimer que ces charges représenteraient respectivement 7 % en 2016 et 11 % en 2023 de la facture d'électricité du consommateur si les charges étaient réparties uniformément sur tous les kWh consommés (quelle que soit la nature du consommateur : particulier, entreprise, industriel, etc.)

<sup>121</sup> En supposant une consommation finale électrique de 514 TWh. Le taux effectif est de l'EEG-Umlage allemande était de 6,17 c€/kWh en 2015 pour les clients réellement assujettis.

<http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>.

<sup>122</sup> Hypothèse moyenne pour l'éolien terrestre, hypothèse basse pour le photovoltaïque (résultant des volumes prévus par les appels d'offres pluriannuels, et du même volume pour le guichet tarifaire que celui constaté en 2016), hypothèse basse pour l'hydroélectricité, le bois-énergie et le biogaz.

**Tableau n° 3 : approximation du prix moyen de production électrique du « mix EnR » associé aux objectifs de la PPE, hors coût de gestion et d'aménagement du réseau**

	Prix en €/MWh
<i>Solaire petites installations</i>	Prix de l'arrêté de mai 2017 (de 115 à 187 €/MWh selon la puissance), minorés chaque année de 5 %
<i>Solaire grandes installations</i>	85 €/MWh pour les grandes toitures, 65 €/MWh pour les centrales au sol en 2017 (résultats des AO de 2017), minorés de 5 % par an
<i>Éolien terrestre</i>	Prix de l'arrêté de mai 2017 pour les installations sous guichet (74 €/MWh), stable sur la période. Prix supposé inférieur de 10 % pour les installations sous appel d'offres (65 €/MWh), minoré ensuite de 5 % par an.
<i>Éolien en mer posé</i>	217 €/MWh pour l'AO de 2011 en 2022, 212 €/MWh pour l'AO de 2013 en 2022 (prix des AO indexé sur l'inflation)
<i>Éolien flottant</i>	220 €/MWh
<i>Petite hydroélectricité</i>	110 €/MWh
<i>Bois énergie</i>	120 €/MWh (approximation du prix des installations issues de l'appel d'offres de 2016)
<i>Biogaz</i>	162 €/MWh (tarif prévu par arrêté pour les filières STEP <sup>123</sup> , ISDND <sup>124</sup> et méthanisation)
<i>Prix du mix nouvelles installations d'EnR électriques 2017-2023 (pondéré par l'électricité produite)</i>	95 €/MWh
<i>Prix du mix nouvelles installations d'EnR 2017-2023 hors éolien en mer</i>	72 €/MWh

Source : Cour des comptes

Cet exercice permet de positionner le prix d'achat moyen des installations du mix EnR électrique à venir – se situant entre 72 et 95 €/MWh hors coûts d'aménagement et de gestion du réseau (cf. tableau n° 3) – par rapport à des modes de production plus conventionnels, tels que le nucléaire. Une comparaison est possible avec le prix de vente garanti du futur projet nucléaire d'Hinkley Point (prototype conçu au Royaume-Uni dans des conditions de marché comparables à celles que les projets EnR connaissent aujourd'hui). Le prix d'achat garanti pour ce projet est d'environ 110 €/MWh<sup>125</sup> : on observe ainsi un ordre de grandeur similaire entre les prix d'achat d'Hinkley Point et les prix des nouvelles installations d'EnR. Ces prix d'achat

<sup>123</sup> Station de transfert d'énergie par pompage.

<sup>124</sup> Installations de stockage de déchets non-dangereux.

<sup>125</sup> En considérant le prix d'achat garanti pour ce projet de 92,5 £<sub>2012</sub>/MWh (cf : National Audit Office, Hinkley Point C, juin 2017, <https://www.nao.org.uk/report/hinkley-point-c/>) et en lui appliquant successivement les taux d'inflation français et le taux de change €/£ mensuel moyen sur les 9 premiers mois de l'année 2017, pour obtenir des euros 2017.

doivent être comparés aux prix moyens constatés sur les marchés de l'électricité. Entre décembre 2016 et novembre 2017, le prix mensuel constaté a oscillé entre 32 et 78 €/MWh<sup>126</sup>.

## 2 - L'estimation des coûts de production des différentes filières

Les prix qui ressortent des arrêtés tarifaires et des appels d'offres sont différents des coûts complets de production (LCOE<sup>127</sup>) tels qu'ils sont évalués dans le but d'éclairer les choix de programmation énergétique. Dans des EnR thermiques, il n'existe d'ailleurs pas d'appels d'offres centralisés ou de tarifs d'achat permettant d'approcher les prix moyens de production de la chaleur. Les subventions du fonds chaleur ou le CITE s'appliquent en effet aux seuls coûts d'investissement et ne reflètent pas directement les coûts complets des différentes technologies.

L'ADEME a réalisé un exercice d'évaluation du coût des énergies renouvelables en France<sup>128</sup> qui permet de présenter la plage de variation théorique de ces coûts<sup>129</sup> en fonction des paramètres ayant le plus d'influence sur chaque filière (cf. tableaux n° 4 et 5).

**Tableau n° 4 : coûts complets de production de chaleur renouvelable en €/MWh - Taux d'actualisation à 8 %<sup>130</sup>**

<i>Équipement</i>	<b>Coût complet de production de la chaleur renouvelable en €/MWh Fourchette Min - Max</b>
<i>Particuliers</i>	
<i>Bois (poêles et chaudières bûches ou granulés)</i>	48 - 108
<i>PAC individuelles (aéro ou géothermiques)</i>	131 - 168
<i>Solaire thermique (CESI<sup>131</sup> ou SSC<sup>132</sup>)</i>	221 - 451
<i>Collectif, tertiaire et individuel</i>	
<i>Chaufferie biomasse</i>	48 - 125
<i>Solaire thermique</i>	98 - 260
<i>Géothermie</i>	62 - 135
<i>Cogénération</i>	
<i>Cogénération biomasse</i>	50 - 88
<i>Méthanisation</i>	110 - 156

Source : ADEME

<sup>126</sup> Source : <http://www.rte-france.com/fr/article/aperçus-electriques-mensuels>

<sup>127</sup> Levelized Cost of Energy, coût actualisé complet d'une énergie sur la durée de vie de l'équipement qui la produit.

<sup>128</sup> *Coûts de énergies renouvelables en France*, édition 2016, ADEME.

<sup>129</sup> En termes de LCOE.

<sup>130</sup> Le recours à un taux d'actualisation permet selon l'ADEME de traduire l'impact des conditions de financement sur les coûts de projets.

<sup>131</sup> CESI : chauffe-eau solaire individuel.

<sup>132</sup> SSC : système solaire combiné (eau-chaude sanitaire et chauffage).

**Tableau n° 5 : coûts complets de production de l'électricité renouvelable en €/MWh - Taux d'actualisation à 8 %<sup>133</sup>**

<i>Équipement</i>	<b>Coût complet de production de l'électricité renouvelable en €/MWh Fourchette Min - Max</b>
<i>Éolien</i>	68 - 108
<i>Éolien en mer</i>	130 - 329
<i>Photovoltaïque résidentiel</i>	223 - 407
<i>Photovoltaïque commercial</i>	139 - 246
<i>Photovoltaïque au sol</i>	92 - 167
<i>Solaire thermodynamique</i>	113 - 249
<i>Géothermie</i>	51 - 301

Source : ADEME

Pour autant, la conduite d'une telle analyse comparée des coûts ne peut pas nécessairement conduire au dimensionnement de tous les objectifs de politique énergétique sur la seule base du coût par MWh produit. Le ministère chargé de l'écologie considère en effet qu'une concentration des investissements sur les seules installations les plus compétitives – hier l'éolien terrestre, aujourd'hui le solaire au sol – ne respecterait pas l'impératif de foisonnement des énergies et poserait des problèmes d'emprise spatiale. Il affirme ainsi qu'une répartition équilibrée des investissements entre les différentes filières et technologies est le seul moyen de faire progresser significativement la part du renouvelable dans le mix de production français (cf. *supra*).

Toutefois, par souci de transparence, et pour réaliser des arbitrages entre filières reposant sur un objectif de minimisation des soutiens publics, une analyse des perspectives d'évolutions des coûts des différents moyens de production (renouvelables et conventionnels) apparaît nécessaire. Elle l'est d'autant plus que les baisses de coûts des modes de production des EnR dans le monde ont été, ces dernières années, très importantes pour certaines filières. L'ADEME estime que les coûts de production du solaire photovoltaïque devraient ainsi continuer à baisser ; quant à l'éolien, elle estime que la réduction des coûts pourraient atteindre 36 % à l'horizon 2030 par rapport aux coûts 2016, soit un coût de production atteignant 50 €/MWh<sup>134</sup>.

Concernant les EnR thermiques, pour les particuliers, l'ADEME constate ainsi que les solutions reposant sur une production à partir de biomasse reviennent moins cher que leurs concurrents conventionnels et que les pompes à chaleur air/eau sont également relativement

<sup>133</sup> Le recours à un taux d'actualisation permet selon l'ADEME de traduire l'impact des conditions de financement sur les coûts de projets.

<sup>134</sup> Calcul en LCOE – *Levelized cost of electricity* ; source : *caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturité des filières*, ADEME, 2017.

compétitives<sup>135</sup>. Pour le collectif ou le tertiaire, les comparaisons sont faites avec une chaudière gaz sans réseau de chaleur<sup>136</sup> : la production de chaleur à partir d'EnR reste moins compétitive dans ce cas que son mode de production fossile concurrent, même si l'augmentation de la composante carbone des taxes intérieures de consommation favorisera la compétitivité des EnR à moyen terme.

En conclusion, la réalisation d'un exercice approfondi de projection basé sur l'analyse des coûts de production et des prix d'achat actuels et prévisionnels de l'ensemble du mix énergétique programmé dans la PPE, permettrait de calibrer et d'optimiser le besoin complet de soutien qui lui est lié.

### C - Une trajectoire financière marquée par de fortes incertitudes

L'évaluation des coûts de production moyens prospectifs des différentes filières et leur comparaison avec de nouveaux moyens de production conventionnels ne permettent toutefois pas d'estimer directement les charges futures de soutien aux EnR. Pour les EnR électriques, celles-ci résultent en effet du différentiel entre les prix d'achat de la production d'installation EnR (issus de l'application d'arrêtés tarifaires ou des résultats d'appels d'offres) et les prix de marché de l'électricité. Plus précisément, la compensation au titre des charges de service public de l'énergie perçue par l'opérateur supportant ces charges (EDF OA, les ELD<sup>137</sup> ou les Organismes Agréés<sup>138</sup>) correspond à la différence entre ces prix d'achat et le coût de production évité par l'opérateur achetant l'énergie renouvelable. Celui-ci est calculé selon une méthodologie définie par la CRE et reflète la valeur que l'acheteur obligé tire de cette énergie<sup>139</sup>. Les charges de soutien aux EnR reposent donc en partie sur les prix des marchés de l'électricité<sup>140</sup> ; elles sont par exemple d'autant plus élevées que les prix de gros sont bas. À titre illustratif, une baisse de 1 €/MWh des prix de marché de gros se traduit par une hausse des charges de service public de l'énergie liées aux EnR d'un peu plus de 50 M€<sup>141</sup>. Les prix de marchés étant établis selon le coût de production de la dernière installation nécessaire pour

<sup>135</sup> La comparaison peut s'effectuer par souci de simplification, directement avec les prix du gaz (fourchette basse : 84 €/MWh) et de l'électricité (fourchette haute : 154 €/MWh) : Prix du gaz et de l'électricité en France et dans l'UE, SOES, 2015, <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publications/p/2570/1065/prix-gaz-lelectricite-france-lunion-europeenne-2015.html>.

<sup>136</sup> Selon la puissance considérée, cela conduit à retenir une fourchette de coûts de la filière de référence de 40 à 78 €/MWh.

<sup>137</sup> Entreprise locale de distribution.

<sup>138</sup> Mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie.

<sup>139</sup> En première approximation seulement car le coût de production évité inclue également une « valeur capacitaire » issue de la mise en place du mécanisme de capacité au 1<sup>er</sup> janvier 2017.

<sup>140</sup> Les références retenues pour le calcul du coût évité sont représentatives du fonctionnement dynamique de l'électricité (vente à terme d'une partie de la production considérée statistiquement comme « quasi-certaine », vente des volumes résiduels sur les marchés à court-terme, prise en compte des écarts liés à la difficulté de prévoir des productions par nature intermittentes, référence de prix profilée pour la filière éolienne afin de tenir compte des effets de corrélation entre ces volumes et les prix de marché, etc.).

<sup>141</sup> Délibération n° 2017-169 du 13 juillet 2017 de la CRE.

satisfaire la demande, ils reflètent le coût marginal<sup>142</sup> du système électrique, ou son anticipation s'agissant des produits à terme<sup>143</sup>. Les niveaux de prix de marché de l'électricité sont ainsi difficilement prévisibles car ils sont sensibles aux sous-jacents déterminant l'équilibre entre l'offre et la demande à l'échelle européenne<sup>144</sup>. Les prix de gros de l'électricité ont d'ailleurs subi une baisse récemment, qui trouve son origine dans la faiblesse durable de la croissance en Europe, la stabilisation de la consommation électrique favorisée par les efforts de maîtrise de l'énergie, l'importation massive d'énergies fossiles à bas coût, mais également la montée en puissance de l'électricité d'origine renouvelable. Les prix de gros permettent aujourd'hui difficilement de couvrir les coûts de production des nouvelles installations les plus compétitives (ne reposant pas sur des sources renouvelables).

Le CO<sub>2</sub> est une composante à part entière du coût de production marginal d'une centrale à combustible fossile et les évolutions du prix du carbone sur le marché européen EU-ETS (cf. *supra*) peuvent ainsi avoir un effet direct sur les prix de l'électricité et, par extension, sur les niveaux de soutien aux EnR électriques et sur la compétitivité des moyens EnR par rapport aux moyens conventionnels.

Il existe donc une incertitude sur les besoins de compensation à verser aux acheteurs obligés de l'électricité renouvelable, imputable aux aléas de fonctionnement du marché de l'électricité européen<sup>145</sup>. Une meilleure compréhension des mécanismes propres au marché de l'électricité, de sa sensibilité aux évolutions des prix des énergies, des évolutions récentes qu'il a subies (ex : mise en œuvre pendant l'hiver 2016-2017 du mécanisme de capacité<sup>146</sup>) ou qui sont susceptibles de l'affecter, permettrait de mieux appréhender l'amplitude prévisionnelle annuelle des évolutions de charges de service public imputables au soutien des EnR.

En ce qui concerne les EnR thermiques, le volume de soutien nécessaire dépend essentiellement des évolutions des prix des combustibles fossiles. Ainsi l'ADEME a pu observer en 2016 sur le fonds chaleur un net renchérissement du coût rapporté à la tep<sup>147</sup> (ex : pour les chaufferies bois hors BCIAT, l'aide moyenne apportée est passée de 30 €/tep à

---

<sup>142</sup> Il s'agit du coût nécessaire pour qu'une installation produise un MWh supplémentaire. Par construction, ce coût est nul pour une installation dont la production est fatale. Pour une installation conventionnelle thermique à flamme (par exemple un Cycle Combiné Gaz), ce coût dépend du rendement énergétique de l'installation, du taux d'émission de CO<sub>2</sub>, des niveaux de prix des combustibles fossiles et du prix de la tonne de CO<sub>2</sub>.

<sup>143</sup> Contrats de vente qui prendront effet à une date et selon des conditions prédéfinies.

<sup>144</sup> Les prix de gros de l'électricité connaissent une forte volatilité. Ainsi, ils sont passés en France de 50-60 €/MWh<sup>144</sup> en 2009-2011 à un niveau de 30-40 €/MWh en 2015-2016 (proche du niveau de prix de l'ARENH).

<sup>145</sup> Il existe d'ailleurs, dans certains pays comme les Pays-Bas, des mécanismes d'aides qui limitent l'impact de l'évolution des prix de l'électricité sur les volumes de soutien accordés. Les appels d'offre pour les parcs éoliens en mer de Borssele ont ainsi été conçus par rapport à un montant maximal de soutien public.

<sup>146</sup> Selon RTE, le mécanisme de capacité a pour rôle de « stimuler les investissements dans les moyens de production et d'effacement de consommation pour sécuriser l'alimentation électrique à moyen terme. Il participe à la réussite de la transition énergétique en favorisant la flexibilité du système électrique et le développement des énergies renouvelables. Il place sur le même plan capacité à produire et capacité à s'effacer ». Ce mécanisme a ainsi vocation à résoudre les problèmes de rentabilité rencontrés par les installations de production qui ne peuvent, dans le contexte actuel des marchés de l'électricité, s'amortir sur la seule base des prix de marché.

<sup>147</sup> Ce coût est un indicateur du programme 174 (Objectif 1 : maîtrise l'énergie en réduisant la consommation et en développant l'usage des EnR - Indicateur I.1 : efficacité du fonds chaleur renouvelable de l'ADEME).

43,8 €/tep). Celui-ci s'explique par la complexité accrue des projets proposés, mais aussi par la nécessité d'un niveau d'aides unitaires plus élevé pour rétablir la compétitivité des projets face aux solutions fossiles, compte tenu du prix très bas de ces dernières (cf. *supra*). Un modèle d'aide intégrant une référence aux prix des énergies fossiles permettrait par ailleurs de s'affranchir des variations de ces derniers.

L'analyse prospective des besoins de soutien des différentes filières devrait donc tenir compte des incertitudes portant sur les variables influençant le dimensionnement des volumes de soutien. Une telle analyse n'est pas disponible à ce jour.

## **D - La nécessaire prise en compte des coûts induits pour les réseaux électriques et le stockage**

Les coûts évoqués ci-dessus s'entendent en termes de coûts de production des énergies renouvelables. Il s'agit toutefois d'une approche financière incomplète puisque la pénétration des énergies renouvelables va induire un besoin d'adaptation des réseaux de transport et de distribution de l'énergie. Les investissements nécessaires seront répercutés sur le TURPE<sup>148</sup> et ainsi facturés aux consommateurs et producteurs.

Cette nécessaire adaptation des réseaux à la progression des EnR dans le mix électrique tient à plusieurs facteurs : à l'échelle nationale, le caractère variable de la production issue des énergies éoliennes et photovoltaïques impose au système électrique des contraintes liées à la volatilité des flux, à leur réorientation géographique et à la modification de l'ordre d'appel des moyens de production. Par ailleurs, l'intégration des énergies renouvelables à l'échelle européenne, qui peut permettre un foisonnement des sources de production sur une large zone, augmente les besoins d'accroissement des interconnexions.

Il est aujourd'hui difficile de quantifier la part des investissements nécessaires pour faire face à ces défis, notamment car RTE n'identifie pas la part de ses investissements prévisionnels imputables à la transition énergétique, en dehors des investissements dont la finalité principale est l'accueil du nouveau mix EnR sur le réseau régional. Il serait pourtant souhaitable que RTE isole plus précisément la part de ses investissements de structures qui découle de la montée en puissance des EnR électriques. L'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE estimait ainsi en 2012 que, pour la France, le coût pour le système électrique de la pénétration des EnR à hauteur de 30 % du mix de production pourrait se situer dans une fourchette de 13 à 18 €/MWh.

Ces coûts pourraient nécessiter une évolution de la tarification des réseaux pour mieux prendre en compte le renforcement du rôle assurantiel<sup>149</sup> du réseau de transport et de distribution associé à la montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes. De même, les solutions d'autoconsommation ont aujourd'hui une attractivité financière qui repose en partie sur l'absence de paiement du tarif d'utilisation du réseau. Si la pénétration de l'autoconsommation croît de manière significative, la réduction du nombre de consommateurs

---

<sup>148</sup> Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

<sup>149</sup> Alors que l'électricité distribuée demeure stable, RTE constate une légère baisse des soutirages sur le réseau de transport due au développement des renouvelables et des solutions d'autoconsommation. Pour autant, les capacités du réseau de transport doivent être maintenues à titre assurantiel, en raison du caractère intermittent et non commandable des énergies renouvelables électriques (hors biomasse et bioénergie). Le réseau électrique intègre donc d'ores et déjà une logique probabiliste et donc « assurantielle » dans sa construction : il est dimensionné en fonction de la probabilité d'appel simultané des puissances installées, qui est inférieure à la somme de ces puissances.

acquittant ce tarif (TURPE) pourrait poser un problème de soutenabilité du financement d'un réseau dont le dimensionnement ne diminuera pas à dure concurrence (les autoconsommateurs n'étant pas autonomes sur le plan électrique).

Une attention particulière doit également être portée aux problématiques de stockage de l'électricité. En effet les travaux conduits par l'ADEME et par RTE (scénario « nouveau mix » présenté dans le bilan prévisionnel 2014) identifient un besoin de stockage supplémentaire de 1 à 2 GW si le taux de pénétration des EnR dans le mix de production électrique atteint et dépasse l'objectif de 40 % fixé par la PPE. La PPE fixe d'ailleurs comme objectif l'engagement de projets de stockage à hauteur de cette capacité sous forme de STEP<sup>150</sup>. L'actualisation en juin 2017 des travaux conduits avec l'ADEME sur les réseaux électriques intelligents fait également ressortir l'intérêt économique d'une contribution des batteries à la sécurité d'approvisionnement dans le cas d'un mix 2030 à 40 % d'EnR. Avec des hypothèses de baisse des coûts des batteries les amenant autour de 200 €/kWh stockable, il devient rentable de développer des stockages par batterie pour 1 à 2 GWh. Une baisse de coûts plus marquée conduirait à un développement plus important du stockage dans le système électrique.

Cet enjeu est particulièrement prégnant pour les zones non interconnectées (ZNI), caractérisées par un prix de l'électricité très élevé et par les faibles possibilités de foisonnement des énergies renouvelables intermittentes. Des expérimentations de stockage individuel ou décentralisé sont en cours dans ces zones.

### **III - Des dispositifs qui nécessitent encore des ajustements**

Indépendamment de la réflexion structurelle qui devrait être conduite dans le cadre de la PPE sur les coûts relatifs des filières et les besoins de soutien public qu'elles appelleront, l'analyse des dispositifs existants révèle également des marges d'amélioration significatives.

#### **A - Un besoin de rééquilibrage des soutiens vers les EnR thermiques**

##### **1 - Une composante carbone des taxes énergétiques encore trop peu incitative**

La composante carbone des taxes intérieures de consommation (TIC) a été créée par la loi de finances 2014<sup>151</sup>. Elle permet de renchérir le taux des taxes intérieures de consommation énergétiques<sup>152</sup> d'un montant proportionnel au contenu en carbone de ces produits à partir d'une valeur de la tonne de CO<sub>2</sub>, qui a été fixée à 7 €HT/tCO<sub>2</sub> en 2014.

<sup>150</sup> STEP : station de transfert d'énergie par pompage.

<sup>151</sup> Loi n° 2013-1278 du 29 décembre 2013 de finances pour 2014.

<sup>152</sup> Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) pour les produits pétroliers, TICGN pour le gaz naturel et TICC pour le charbon. Lors de l'introduction de la composante carbone des taxes intérieures de consommation, des dispositions ont été prévues pour éviter une double taxation des entreprises grandes consommatrices d'énergie (au sens de la directive 2003/96/CE) relevant déjà du système européen de quotas EU-ETS : ces entreprises ne sont donc pas assujetties à la composante carbone. Lorsque les activités de ces entreprises ne sont pas soumises au régime des quotas en raison de leur taille, elles restent soumises à un niveau limité de composante carbone (7€/t) à condition de figurer dans la liste des activités exposées à un risque important de fuite de carbone établie par la décision 2014/746/UE de la Commission européenne.



Elle renchérit progressivement le prix des énergies fossiles et favorisera la rentabilité des projets EnR. La LTECV a prévu une augmentation régulière de cette composante jusqu'à 56 €HT/tCO<sub>2</sub> en 2020 et 100 €HT/tCO<sub>2</sub> en 2030 (sans tenir compte de l'érosion monétaire). La LFI 2018 accélère cette trajectoire par rapport aux niveaux fixés par les précédentes lois de finances, qui s'étaient inscrites dans l'objectif moyen terme fixé par la LTECV.

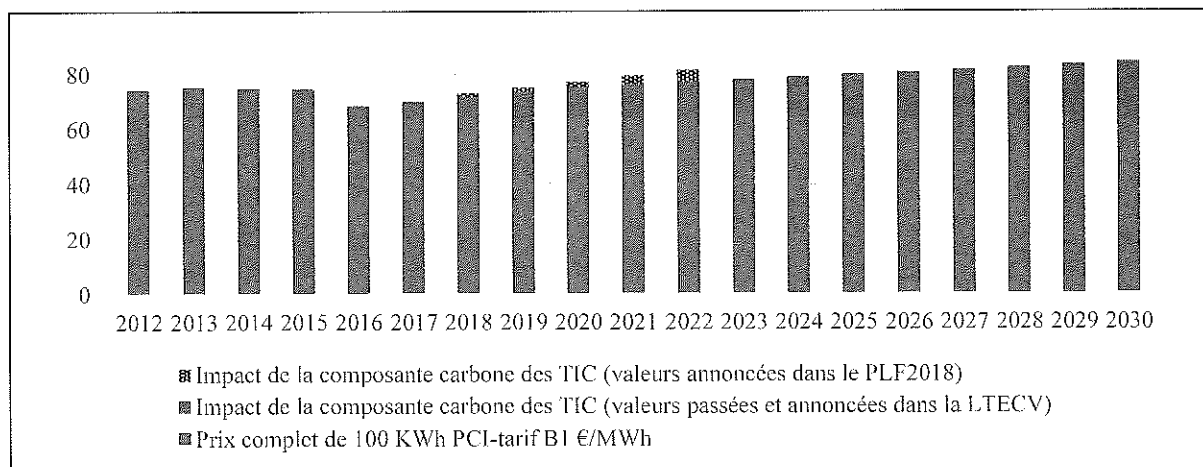
**Tableau n° 6 : évolution de la trajectoire de la composante carbone**

En €HT/tCO <sub>2</sub>	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2030
Lois finances + LTECV	30,5	39	47,5	56			100
LFI pour 2018		44,6	55	65,4	75,8	86,2	

Source : Cour des comptes

Toutefois, le niveau actuel de la composante carbone – qui s'ajoute au niveau des taxes intérieures de consommation définies pour chacun des produits énergétiques – n'est pas suffisamment incitatif : il ne permet pas d'avoir un impact significatif sur le prix complet des énergies fossiles, la baisse des prix de ces dernières peinant à être compensée par la hausse de cette composante (cf. graphique n° 12). Une mise en cohérence du niveau de la trajectoire carbone à 2030 avec les objectifs gouvernementaux en matière d'énergies renouvelables et de récupération thermiques devra ainsi être effectuée.

**Graphique n° 12 : impact de la composante carbone sur le prix du gaz\* (en €/MWh)**



Source : Cour des comptes, d'après base de données PEGASE SOeS

\* Prix du gaz pour un ménage (tarif B1<sup>153</sup>) avec hypothèse de stabilité à partir de 2016

<sup>153</sup> Plusieurs tarifs gaz sont proposés en fonction du volume annuel et de la saisonnalité de la consommation du client, afin de s'adapter à des profils de consommation divers (particuliers, chaufferies collectives, PMI, PME, etc.). Le tarif B1 concerne les ménages, avec des consommations annuelles comprises entre 6 000 et 30 000 kWh, le plus souvent pour des usages chauffage individuel, cumulés ou non avec la production d'eau chaude et usage cuisine.

Par ailleurs cette composante n'est pas prise en compte dans les anticipations des acteurs économiques du fait de l'incertitude perçue sur sa trajectoire d'évolution. Le caractère annuel du vote de la loi de finances semble dissuader les entreprises d'intégrer cette donnée à leurs choix d'investissement.

## 2 - Fonds chaleur : des moyens à mettre en cohérence avec les objectifs assignés aux EnR thermiques

En moyenne, sur la période 2009-2016, 214 M€ de fonds chaleur ont été octroyés annuellement par l'ADEME. L'appréciation de la trajectoire du fonds permettant l'atteinte des objectifs de la PPE constitue un exercice délicat de prospective, qui doit prendre en compte les évolutions des prix des énergies fossiles, le niveau de la trajectoire carbone des TICs, mais également des paramètres tels que le niveau du prix carbone sur le marché ETS pour les installations soumises à quotas. Il est cependant très probable que les moyens actuellement octroyés aux EnR thermiques ne permettent pas d'atteindre les objectifs de la PPE.

Celle-ci prévoyait en effet une forte augmentation du budget du fonds chaleur pour atteindre un maximum de près de 600 M€. Ce calcul avait été établi en prenant en compte pour chaque filière les objectifs fixés aux horizons 2018 et 2023 ainsi que le coût moyen de soutien du fonds chaleur en euros par tep pour chaque filière.

**Tableau n° 7 : trajectoire d'évolution du fonds chaleur selon la PPE**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Dépense en M€	410	510	590	600	500	450

Source : PPE

L'ADEME estime cependant que la confirmation de la trajectoire carbone des taxes intérieures de consommation figurant dans la LTECV pourrait progressivement réduire d'un quart voire d'un tiers ces besoins financiers. Ses dernières estimations indiquent ainsi qu'un accroissement de 106 M€ par an en moyenne du fonds chaleur par rapport à son niveau en LFI pour 2017 (222 M€), sur les 5 prochaines années, portant l'enveloppe annuelle à 328 M€, permettrait d'atteindre les cibles de la PPE. Ces estimations ne prennent cependant pas en compte la récente annonce d'augmentation de cette trajectoire carbone dans le cadre de la loi de finances initiale pour 2018.

Le montant d'AE retenu dans la LFI 2018 (200 M€) n'est pas suffisant pour satisfaire les besoins tels qu'évalués par l'ADEME pour atteindre les objectifs inscrits dans la PPE. Il est en régression par rapport aux montants octroyés ces dernières années pour le fonds chaleur<sup>154</sup>, et de 128 M€ inférieur au niveau nécessaire estimé par l'ADEME. Un pilotage fin des moyens alloués au fonds chaleur pour assurer leur cohérence avec les objectifs de développement des EnR thermiques est donc nécessaire.

<sup>154</sup> Projet annuel de performance du PLF 2018, *Mission écologie, développement et mobilité durables*.

### 3 - Un nécessaire recentrage du crédit d'impôt transition énergétique

Le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) participe également à l'atteinte des objectifs de développement des EnR thermiques, en soutenant les ménages dans leur achat d'équipements énergétiques performants. Si le CITE représente l'une des principales dépenses fiscales de l'État, avec 1 670 M€ inscrits en LFI pour 2017, la part consacrée au soutien à l'achat d'équipements destinés à utiliser des EnR pour la chaleur et le froid s'élevait en 2016<sup>155</sup> à 260 M€, pour une augmentation de 0,15 Mtep par an de la production de chaleur<sup>156</sup>.

Le CITE vise à la fois le développement des énergies renouvelables et une moindre consommation d'énergie dans les logements. Ainsi, certains équipements éligibles utilisent une source d'énergie conventionnelle : le montant consacré aux chaudières à condensation et micro-génération gaz représentait par exemple 178 M€ en 2015. L'éligibilité des chaudières à combustible à haute performance au CITE pose question dans un contexte où le prix des énergies fossiles est particulièrement bas et où le prix des chaudières au bois est plus élevé que celles utilisant des énergies fossiles. L'éligibilité au CITE des chaudières gaz et fioul à condensation est d'autant plus problématique que les chaudières de ce type constituent quasiment la norme des chaudières utilisant des énergies fossiles.

Les évolutions du CITE votées en loi de finances initiale pour 2018 devraient en partie remédier à cet écueil : les dépenses d'acquisition de chaudières à haute performance énergétique les plus carbonées, c'est-à-dire celles utilisant le fioul comme source d'énergie, verront en effet leur taux réduit à 15 % entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 30 juin 2018 et seront ensuite exclues du dispositif. La question de l'éligibilité des chaudières au gaz demeure néanmoins, la LFI 2018 ne prévoyant pas de les exclure.

Par ailleurs, s'il est compréhensible que pour des questions de lisibilité et de gestion, un taux unique de 30 % soit accordé pour l'ensemble des équipements éligibles depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2014, cette solution est défavorable aux technologies les plus chères à l'achat, même si sur le long terme elles se révèlent plus performantes et génèrent le plus d'économies pour les ménages. Ainsi, dans le cas de la géothermie très basse énergie, les coûts d'investissement initiaux peuvent représenter un obstacle au développement de la filière : or, avec un taux unique, le crédit d'impôt ne permet pas de développer les filières les plus efficaces. Dans ce cas, cela revient à favoriser les pompes à chaleur aérothermiques, moins performantes que les pompes géothermiques, ce qui constitue un usage inefficace de cette dépense fiscale<sup>157</sup>.

Le taux unique du CITE ne lui permet donc pas d'atteindre pleinement son objectif : la mise en place d'un taux majoré pour certains équipements pourrait être étudiée, en fonction des

---

<sup>155</sup> Estimation provisoire.

<sup>156</sup> Intervention ADEME – conférence de l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE) du 26 avril 2017.

<sup>157</sup> Comme le notait la Cour des comptes en juin 2013, « une forte baisse du volume des installations de PAC géothermiques aurait pour conséquence paradoxale de concentrer l'aide sur les PAC air/eau, qui sont moins productives. Dès lors, c'est la pérennité même de cette niche fiscale coûteuse qui pourrait être mise en cause et le redéploiement éventuel d'une partie des ressources correspondantes vers des projets affichant de meilleures performances » (Relevé d'observations définitives sur la politique publique en faveur de la géothermie, juin 2013).

technologies, du stade de développement des marchés, de critères de performances et de l'impact environnemental prenant en compte l'ensemble du cycle de vie de l'équipement.

Au-delà de ces dispositifs, les réglementations thermiques des bâtiments représentent une forme de soutien indirect aux EnR thermiques. La réglementation thermique actuelle (RT 2012) ne favorise pas toujours l'intégration des EnR dans les logements. En raison d'une dérogation de cette réglementation pour les bâtiments collectifs, les nouveaux logements collectifs se chauffent en très grande majorité au gaz. La suppression de cette dérogation devrait être mise à l'étude, de même que la mise en place – dans la prochaine réglementation thermique – d'une obligation d'intégrer des EnR thermiques dans les bâtiments neufs, à l'instar de ce qui existe en Allemagne et dans l'esprit de ce que préconise le droit européen<sup>158</sup>.

## **B - Des marges d'efficience pour les dispositifs de soutien aux EnR électriques**

Les dispositifs de soutien aux EnR électriques ont beaucoup évolué afin de limiter les rentabilités indues (cf. *supra*). On peut notamment souligner l'ajustement des tarifs en fonction des volumes de raccordement (ex : filière photovoltaïque ou géothermie) et la dégressivité automatique (ex : filière méthanisation où le tarif pour les installations de méthanisation diminue de 0,5 % chaque trimestre à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018). Certaines évolutions demeurent néanmoins souhaitables.

### **1 - Le dispositif des compléments de rémunération**

Le constat des effets pervers du mécanisme de l'obligation d'achat, qui incite les exploitants à produire même quand l'offre d'électricité est excédentaire, a conduit la Commission européenne à préconiser, pour les installations de taille significative, le passage à un mécanisme de primes. Elles viennent compléter la vente directe de l'électricité issue de sources renouvelables sur le marché de l'électricité.

La plupart des pays, dont la France, ont ainsi récemment adopté un dispositif de complément de rémunération. Il s'agit d'une prime qui s'ajoute aux revenus du producteur, obtenus par la vente de son électricité sur les marchés de gros, permettant d'atteindre un tarif de référence. Ce mécanisme amortit presque intégralement l'effet des fluctuations de marché sur les revenus des producteurs. Celui-ci n'est exposé qu'à la différence entre la valorisation effective de son électricité qu'il tire du marché et une valorisation de référence, représentative du profil moyen de production de sa filière.

Pour les finances publiques, le passage des contrats d'obligation d'achat aux contrats de complément de rémunération serait neutre si la prime de gestion<sup>159</sup> était intégrée dans le tarif

<sup>158</sup> Directive européenne 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation des EnR.

<sup>159</sup> La prime de gestion est proportionnelle à l'électricité produite. Elle vise à couvrir les coûts de commercialisation des producteurs EnR pour vendre leur électricité sur le marché. Cela concerne notamment les coûts d'intermédiaires qui assurent cette fonction à moindre coût pour le producteur, mais qui facturent leur intervention au producteur tout en lui reversant la rémunération obtenue sur le marché.

de référence, ce qui n'est pas le cas dans le dispositif français. Le montant de la prime s'établit selon les filières entre 2 et 3 €/MWh, niveau considéré comme trop élevé par la CRE.

Le basculement de la filière éolienne terrestre au complément de rémunération a été fait tardivement par le ministère chargé de l'énergie. Face à une acceptabilité sociale limitée des éoliennes (cf. *supra*), les dispositifs de soutien ont longtemps cherché à préserver la filière en limitant la pression sur la baisse des prix. Ainsi, les tarifs d'achat ont bénéficié d'une indexation sur l'inflation favorable en cours de contrat et le recours aux procédures concurrentielles n'a été imposé qu'en 2017, du fait d'une mise en conformité avec les règles communautaires (cf. *infra*). Le basculement en 2017 de l'obligation d'achat vers le complément de rémunération pour l'éolien terrestre a conduit à retenir un tarif de référence de 72 à 74€/MWh – selon la taille de l'éolienne – sur une durée de 20 ans, contre 81 €/MWh sur 15 ans précédemment. Selon la CRE, ce nouveau tarif pourrait conduire à des rentabilités significativement supérieures aux rentabilités de référence pour les sites les plus ventés<sup>160</sup>. Le suivi de la rentabilité réelle de ces projets devrait faire l'objet d'une attention particulière.

## 2 - Les conditions de succès des appels d'offres

La ligne de partage entre aides octroyées à guichet ouvert et par appel à la concurrence a évolué sous l'effet des lignes directrices européennes, qui imposent désormais de passer des appels d'offres pour les installations les plus importantes.

Concernant l'éolien, la procédure d'appel d'offres pluriannuelle initiée en 2017 a un champ limité dans la mesure où elle ne touche que les projets de plus de six installations ou ayant recours à une turbine de plus de 3 MW. La CRE a pourtant recommandé de limiter à 6 MW la puissance des installations éligibles au guichet ouvert, afin d'accroître la pression concurrentielle sur la filière. Certains pays comme l'Allemagne ont d'ailleurs fait basculer la quasi-totalité des nouvelles installations dans le champ des appels d'offres.

Les quatre projets lauréats de l'appel à projets ADEME 2015 pour l'éolien flottant pourraient bénéficier, en plus des soutiens du PIA, d'un contrat d'obligation d'achat dont le coût pourrait s'élever à 220 €/MWh sur une durée de 20 ans. Cela porterait le coût total de ces projets pour les finances publiques à un montant proche de 1,7 Md€, pour une puissance installée inférieure à 100 MW, et une production estimée de 370 GWh par an, soit environ 0,07 % de la production électrique française. Les projets de fermes pilotes d'éoliennes flottantes entraîneront donc des charges équivalentes (par MWh produit) à celles des appels d'offres pour l'éolien *offshore* de 2011 et 2013. Bien que le ministère chargé de l'écologie ait annoncé que des appels d'offres commerciaux pour l'éolien flottant étaient déjà en préparation, le passage à un développement commercial ne devrait pas être envisagé sans une baisse de prix significative.

<sup>160</sup> Cf : avis du 23 mars 2017 de la CRE. Le problème pourrait notamment se poser dans le cas du *repowering* (démantèlement de tout ou partie de l'installation pour en construire une nouvelle) des sites les plus anciens, que la CRE conseille d'exclure du bénéfice du guichet tarifaire.

D'une manière générale, le recours croissant aux appels d'offres pour le soutien aux EnR électriques constitue une évolution favorable à la maîtrise des volumes de soutien<sup>161</sup>. D'après le ministère chargé de l'écologie, 80 % des nouvelles capacités d'EnR électriques soutenues dans le cadre de la PPE devraient désormais l'être au terme d'une procédure concurrentielle. La CRE considère pour sa part que ce pourcentage ne dépassera pas 50 %<sup>162</sup>. Dans tous les cas, pour que la concurrence s'exerce de manière effective, plusieurs conditions doivent être réunies :

- les critères qualitatifs (ex : la note environnementale, qui permet notamment d'intégrer le bilan carbone) ne doivent pas jouer un rôle prépondérant dans les projets ;
- la segmentation des appels d'offres en de trop nombreuses sous-familles (exemple des appels d'offres photovoltaïques qui distinguent les installations sur toiture des centrales au sol, et au sein des toitures les moyennes et grandes surfaces) interdit à la concurrence par les prix de jouer pleinement : bien que le ministère chargé de l'écologie soit attaché à cette stratification très fine, les enjeux financiers associés en termes de soutien public plaident en faveur d'une approche aussi économe que possible. De plus, une moindre segmentation des appels d'offres dédiés aux EnR les plus matures irait dans le sens de la neutralité technologique préconisée par la Commission européenne, tout en préservant la possibilité pour la puissance publique de décider de la pondération de chaque grande filière (éolienne terrestre, éolienne en mer, photovoltaïque, bioénergies) dans le mix électrique ;
- le partage des risques avec la puissance publique doit être optimisé. À titre d'exemple, les risques administratifs et contentieux auxquels ont été confrontés les lauréats des appels d'offres de 2011 et 2013 pour les éoliennes en mer ont entraîné un retard de plusieurs années dans la mise en service des installations. La nouvelle procédure de dialogue concurrentiel<sup>163</sup> vise à établir en amont un dialogue permettant de préciser avec les candidats le cahier des charges ainsi que le partage des responsabilités durant les phases de construction et d'exploitation du parc. Les études de levée de risques réalisées en amont par l'État dans le cadre de cette nouvelle procédure – sous réserve que des moyens suffisants leur soient accordés<sup>164</sup> – pourraient à la fois réduire le risque et sa perception par les financeurs et permettre des baisses de prix significatives. La réduction des risques associés aux projets (« dé-risquage ») telle qu'elle est déjà pratiquée par certains pays nordiques (Allemagne, Pays Bas, Danemark) pourrait ainsi être favorisée par cette approche ;
- la technologie ne doit pas être fixée trop tôt dans la procédure : la lenteur des projets conduit sinon à ce que les parcs entrant en service ne bénéficient pas des dernières innovations ni des améliorations du rapport qualité-prix que celles-ci portent. Les acteurs industriels ont ainsi indiqué que s'ils pouvaient changer de modèle d'éoliennes sur leurs parcs marins, ils pourraient réduire le coût à des montants de l'ordre de 160-170 €/MWh, au lieu des 217 €/MWh accordés dans le cadre de l'appel d'offres. À l'inverse, certains de nos voisins

<sup>161</sup> Les prix anticipés dans le cadre des appels d'offres solaires ont par exemple été systématiquement surévalués, ce qui indique que le mécanisme d'appel d'offres a permis de révéler les baisses de coûts de la filière.

<sup>162</sup> La CRE estime en particulier que l'essentiel du développement de l'éolien terrestre se fera sous le régime du guichet ouvert (cf. *supra*), en dépit du passage aux appels d'offres pour les parcs de plus de 18 MW.

<sup>163</sup> Décret n°2016-1129 du 17 août 2016.

<sup>164</sup> Le budget disponible pour les études du dialogue concurrentiel de Dunkerque (éoliennes en mer) n'est que de 1 à 2 M€, ce qui représente des montants dix fois inférieurs à ceux dont disposent nos voisins danois.

comme les Pays-Bas laissent aux lauréats une flexibilité technologique après l'attribution. Le Gouvernement prévoit d'ailleurs<sup>165</sup> de faire évoluer le cadre législatif relatif aux projets d'EnR en mer afin de permettre un débat public en amont de la désignation du lauréat et la remise d'un permis « enveloppe » (se fondant sur une installation aux impacts maximalisés, autorisant ensuite l'évolution du projet au sein de cette enveloppe d'impacts).

## **C - Une meilleure articulation à trouver entre les politiques énergétiques et les politiques de filières**

Les dispositifs issus des politiques énergétiques, dits de soutien « à la demande » au sens où ils visent à stimuler la production à travers des tarifs d'achat, appel d'offres, réglementations, etc., permettent d'atteindre les objectifs de développement des EnR que s'est fixés la France, en créant les conditions propices au développement des moyens de production et en donnant de la visibilité aux acteurs économiques sur les volumes (inscription de ces dispositifs de soutien dans une programmation énergétique, etc.). À ces dispositifs de soutien à la demande s'ajoutent les dispositifs de soutien « à l'offre » des filières, dont l'objectif est de soutenir l'émergence des filières industrielles, en agissant à l'amont sur la compétitivité de la production des entreprises, à travers des soutiens à la R&D, de l'aide à l'innovation, etc. : cf. *supra*. L'articulation entre les deux types de dispositifs, qui s'inscrivent dans les règles concurrentielles européennes, est cruciale pour la mise en œuvre d'une politique industrielle favorable aux filières.

Si la recherche française en matière d'EnR électriques est reconnue, notamment dans le solaire photovoltaïque, les innovations peinent souvent à trouver une application industrielle et commerciale. Le passage des phases de R&D, d'innovation et de démonstration, à celle de la commercialisation est en effet très critique. L'une des conditions de réussite des entreprises françaises portant des innovations est de pouvoir bénéficier de références commerciales sur le territoire national<sup>166</sup>. Pour que ces entreprises puissent passer de la phase de démonstration à la phase de commercialisation à grande échelle, il est important de leur donner une visibilité suffisante sur le marché.

Depuis 2011, l'ADEME a élaboré des notes d'opportunités non-publiques et publié des feuilles de route stratégiques sur une dizaine de filières et de thématiques associées aux EnR. Elles ont permis d'orienter et de mieux cibler les appels à manifestation d'intérêt et appels à projet du PIA, qui visent notamment à construire des démonstrateurs et sites pilotes. L'émergence d'une telle vision concertée préalablement à la mise en place de dispositifs de soutien permet d'en améliorer l'efficacité. Cette approche a été partiellement mais tardivement consolidée pour le soutien à l'offre avec la Stratégie Nationale Recherche Énergétique<sup>167</sup> parue

<sup>165</sup> Cf. article 34 du projet de loi sur la simplification déposée devant l'Assemblée nationale le 27 novembre 2017.

<sup>166</sup> Voire à l'étranger lorsque la technologie s'adresse essentiellement aux marchés à l'export.

<sup>167</sup> L'article 183 de la loi LTECV prévoyait la réalisation de cette stratégie ; elle a fait l'objet d'un arrêté conjoint du ministre chargé de l'énergie et de celui chargé de la recherche, publié au JO le 27 décembre 2016. La SNRE propose notamment d'amplifier le soutien à la démonstration des nouvelles technologies et recommande d'organiser un échange plus régulier avec les régions sur les actions de soutien à la R&D.

en 2016. L'articulation avec les dispositifs de soutien à la demande n'est pas encore explicite. Elle doit se faire dans le cadre d'un dialogue entre l'ensemble des parties prenantes, en associant notamment les structures travaillant sur des scénarios prospectifs comme l'ADEME ou l'ANCRE<sup>168</sup>.

S'agissant des EnR électriques, la visibilité sur la demande de production peut être donnée en lançant des appels d'offres avec un cadencement qui permette de ne pas peser sur la trésorerie des porteurs de projets. Ce point est particulièrement stratégique pour les énergies marines novatrices<sup>169</sup>, soutenues par le PIA, mais pour lesquelles la visibilité sur le marché est insuffisante. Ainsi, alors qu'en 2016 la PPE prévoyait l'engagement à horizon 2023 de projets d'une puissance comprise entre 200 et 2 000 MW en plus des appels d'offres lancés en 2011 et 2013, aucun nouvel appel d'offres n'a été lancé à ce jour. Les professionnels du secteur s'inquiètent de cette situation ; Naval Energies (DCNS) a par exemple indiqué que ce bon cadencement entre démonstrateurs et appels d'offres commerciaux était une condition de sa survie à horizon deux ans<sup>170</sup>. En mars 2017, pour remédier à cette fragilité, la DGEC a décidé de réaliser un appel d'offres entièrement dédié aux technologies innovantes, le critère innovation pesant alors 45 % dans la notation. Des familles d'innovation ont été ciblées en lien avec le potentiel des entreprises françaises, à la satisfaction du secteur industriel.

Le cadre de développement des filières électriques innovantes doit être reconsidéré. L'utilisation de l'enveloppe de 700 M€, annoncée en septembre 2017 par le gouvernement dans le cadre du plan d'investissement 2018-2022 et visant à démontrer à l'aide du PIA, l'intérêt d'une technologie novatrice pour la transition énergétique, pourrait constituer un des moyens de financement de l'innovation plus approprié, compte tenu du poids financier que peut faire peser ce type d'initiative sur les finances publiques (cf. *supra*).

Du côté des EnR thermiques, l'appel à projets Nouvelles technologies émergentes (NTE) lancé annuellement, depuis 2012, dans le cadre du fonds chaleur a permis de remédier en partie à cette difficulté. Cet appel à projets s'adresse à des technologies techniquement validées mais peu ou pas diffusées afin de les évaluer *in situ* et de consolider un retour d'expérience. Si elles sont considérées comme satisfaisantes, elles peuvent être rendues éligibles au fonds chaleur, en vue d'un déploiement plus massif de la technologie. Depuis 2012, cet appel à projets a permis d'aider plus d'une cinquantaine de dossiers pour un montant d'aides de près de 14 M€ et un coût d'investissement de l'ordre de 54 M€. Ici également, la question du cadencement est importante. Si le temps de l'évaluation est trop long, les entreprises qui portent la nouvelle technologie peuvent être mises en difficulté dans l'attente du bénéfice du fonds chaleur pour leurs clients potentiels, surtout si ce sont de petites entreprises. Si ce temps est trop court, le risque existe pour l'ADEME de rendre une technologie non viable éligible au fonds chaleur.

---

<sup>168</sup> Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie.

<sup>169</sup> Hors éolien *offshore* posé.

<sup>170</sup> De même, le cas de l'Institut national de l'énergie solaire (INES), centre de recherche européen de premier rang, illustre cette problématique. Bien que l'INES soit financée à hauteur de 42 % par des industriels et ait misé très fortement sur la technologie des cellules silicium à hétérojonctions, les industriels français initialement pressentis par l'INES pour investir et développer cette technologie se sont finalement retirés faute de visibilité sur les volumes de production soutenus en France.



Actuellement, le temps pour évaluer la technologie est estimé à trois ans ; ce temps pourrait être réduit en tenant compte de la situation des entreprises développant ces technologies innovantes.

L'accompagnement des filières et l'ajustement des dispositifs de soutien demeure un exercice complexe. La filière photovoltaïque a parfaitement illustré les effets délétères de l'incertitude sur les perspectives commerciales des filières industrielles en France (cf. *infra*). Pendant plus de quatre ans, entre le moratoire sur les tarifs garantis au secteur et la LTECV, la filière industrielle s'est trouvée exposée à une concurrence étrangère agressive et la filière intégrée au bâti a été exposée à des incertitudes sur les réglementations et volumes à pourvoir, ce qui a entraîné faillites et désinvestissements<sup>171</sup>. De même, l'activité de la filière du solaire thermique s'est effondrée au profit d'équipements concurrents lors de la mise en œuvre de la nouvelle réglementation thermique en 2012 (RT2012)<sup>172</sup>, sans que cet impact ait été anticipé au moment de l'adoption de la réglementation.

S'il est logique qu'une stratégie industrielle ne soit pas intangible, les à-coups de la politique française ont eu des conséquences très dommageables sur les acteurs économiques. En Allemagne, par exemple, les changements de la politique de soutien ont été mieux préparés, par l'intermédiaire d'expérimentations pilotes<sup>173</sup> assorties de tests fondés sur les retours des professionnels du secteur et qui ont nourri des adaptations de la réglementation envisagée.

Au-delà des dispositifs de soutien, les outils de financement notamment proposés par la Caisse des dépôts et consignations ou encore Bpifrance ont toute leur importance pour les filières. Ces organismes de financement, engagés depuis 2015 dans le soutien à la transition énergétique, octroient des prêts aux côtés de banques commerciales. Il est important que ces financeurs publics ne se substituent pas aux financeurs privés sur les technologies les plus matures et les accompagnent dans le développement des technologies les plus risquées.

### **La difficulté d'accompagner les filières françaises**

Certaines initiatives publiques, reposant sur des critères non discriminatoires conformes à la réglementation européenne, ont bénéficié à des entreprises françaises ou européennes. Ainsi, l'État a récemment introduit dans les différents appels d'offres des critères qui ont eu un effet favorable pour le tissu industriel français.

<sup>171</sup> On citera ici le cas d'entreprises en faillite ou rachetées par des concurrents étrangers : Q-Cells, Solon, Conergy, Solarion, SMA Solar, Sunways, Solarwatt, etc.

<sup>172</sup> Pour remplir l'obligation de la Réglementation thermique 2012 (RT 2012) de recourir à une part d'EnR dans les maisons individuelles, les maîtres d'ouvrage se sont tournés vers les solutions EnR les plus compétitives, à savoir les chauffe-eau thermodynamiques et le solaire photovoltaïque, aux dépens du solaire thermique. Dans le collectif, l'absence d'obligation de recours aux EnR et la dérogation permettant de consommer 15 % de plus (voir *supra*) ont rendu le solaire thermique superflu pour atteindre les performances exigées par la RT 2012.

<sup>173</sup> Le principe d'appels d'offres a ainsi d'abord été testé sur la filière photovoltaïque avec des appels d'offres pilotes pour les installations au sol, pendant plus de deux ans, avant sa généralisation aux autres filières actée par la loi sur les énergies renouvelables *Erneuerbare Energien Gesetz* - EGG 2017.

Cela a été le cas du critère carbone pour les appels d'offres sur le solaire. Cette initiative a eu pour conséquence d'augmenter la part de composants d'origine européenne dans les projets retenus dans les appels d'offres de 2014-2015. Cet effet positif a diminué depuis : l'état du secteur étant très volatil, le nombre de producteurs européens a largement diminué et le poids de ce critère a baissé dans les AO de 2016-2017. La méthode de calcul a également été modifiée pour renforcer le degré d'exigence environnementale. Ce critère, considéré comme un outil à vocation environnementale, pourrait engendrer des bénéfices indirects pour l'industrie européenne et française, sans que cela ne soit prouvé aujourd'hui. La DGE, non consultée sur la rédaction des cahiers des charges de ces appels d'offres, n'a pas eu l'occasion de contribuer à leurs évolutions. Dorénavant, la DGEC doit poursuivre, avec la DGE, l'approfondissement de l'évaluation de l'impact du critère sur les emplois industriels français.

Sur l'éolien *offshore*, des initiatives ont aussi été prises sur les AO lancés en 2011 et 2013. Ces derniers contenaient des critères visant à sécuriser l'approvisionnement en turbines et à apporter des garanties quant aux capacités des candidats à réaliser effectivement leurs projets, dans un contexte de marché très tendu. La notation comprenait ainsi un critère de capacité de production, dont les entreprises françaises ont bénéficié en raison de la proximité de leur site de production. Depuis l'attribution des offres, trois usines et un centre d'ingénierie ont vu le jour en France. En revanche, dans l'éolien terrestre, les AO pour les parcs de plus de six mâts ne retiennent qu'un critère prix.

La politique de soutien à la filière du solaire intégré au bâti (IAB), qui se voulait être une stratégie d'excellence technologique et d'innovation française, n'a quant à elle pas connu les résultats escomptés. Dès sa mise en œuvre, la prime IAB a créé un fort appel d'air chez les producteurs qui a essentiellement profité aux entreprises existantes, la plupart allemandes. L'offre des entreprises françaises n'était pas encore suffisamment mature pour investir ce marché de niche<sup>174</sup>. À cette époque également, les panneaux solaires connaissaient une chute vertigineuse de leurs coûts de production alimentée par la concurrence asiatique. Ce sont finalement des produits inattendus mais répondant parfaitement au dispositif réglementaire qui se sont imposés. L'effet d'aubaine subi par le dispositif de soutien au bâti a eu pour conséquence une explosion des volumes financiers supportés par l'État. L'IAB a ainsi créé des obligations d'achat pour l'État pour vingt ans, dont le montant total a été estimé par la Cour à 8,6 Md€ (dont 7,4 Md€ pour les engagements pris avant 2011). De nombreuses fraudes ont également été constatées dans l'attribution de la prime IAB et aucune évaluation de son efficacité économique ou énergétique n'a été établie. Malgré cet échec, quelques grandes entreprises françaises, positionnées sur l'aval de la chaîne de valeur (travaux publics, habitat ou services), continuent aujourd'hui de croire en ces technologies et d'investir dans des matériaux totalement intégrés, en dépit de l'absence de soutiens publics.

L'État doit à la fois clarifier ses objectifs de politique industrielle et revoir le cadre de développement des filières innovantes. Si les politiques publiques de soutien à la recherche et au développement de démonstrateurs sont jugées utiles par les acteurs privés, force est de constater que les tentatives de passage du stade de démonstrateur à des marchés de grande échelle se sont traduites par des coûts très élevés pour les finances publiques et par des échecs industriels. Il importe donc de mieux articuler, politique d'offre des filières et dispositifs de soutien à la demande. Ceci passe par un cadencement prévisible des appels d'offres, l'usage de moyens dédiés (appels d'offres innovation, enveloppe PIA spécifique), des volumes d'appels d'offres limités pour les segments technologiques non matures, assortis d'un suivi précis des

<sup>174</sup> *Filière Photovoltaïque Française : Bilan, Perspectives et Stratégie*, ADEME, 2015, <http://www.ademe.fr/etude-technico-economique-filiere-photovoltaïque-française-bilan-perspectives-strategie>.

baisses de coûts liées à l'accroissement des volumes. Un pilotage interministériel renforcé semble essentiel à la bonne mise en œuvre de cette politique.

## CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

*Le développement des énergies renouvelables repose sur des dispositifs de soutien public qui permettent de répondre aux enjeux de compétitivité des énergies renouvelables dans le contexte actuel des marchés de l'énergie. La situation est très contrastée entre les EnR thermiques et électriques. Les soutiens accordés aux EnR thermiques représentaient environ 690 M€ en 2016, alors que ceux accordés aux EnR électriques s'élevaient à 4,6 Md€.*

*Les charges de soutien aux énergies renouvelables électriques sont amenées à s'accroître significativement dans les prochaines années : les dernières estimations de la CRE évaluent ce montant à 7,5 Md€ en 2023. Pourtant, les décisions de programmation énergétique ne reposent pas suffisamment sur une analyse consolidée et comparative des coûts et des prix – actuels et prévisibles – des différentes filières de production énergétique, qui permettrait de fiabiliser les projections de soutiens nécessaires à leur déploiement, et donc de réaliser une programmation énergétique permettant de les minimiser.*

*Les montants aujourd'hui octroyés aux EnR thermiques ne sont pas suffisants pour atteindre les objectifs de la PPE, dans un contexte où la composante carbone des taxes intérieures de consommation n'a pas encore d'impact significatif sur les prix des combustibles fossiles. Le dispositif du CITE ne permet par ailleurs pas le ciblage des technologies les plus efficaces et une réflexion sur son périmètre doit donc être engagée, pour compléter les évolutions envisagées par la LFI 2018.*

*Les dispositifs de soutien aux EnR électriques ont fait l'objet de nombreuses évolutions, pour tenir compte des baisses de coût observées sur ces filières et se conformer aux lignes directrices de la Commission européenne. Le poids de décisions passées est cependant encore fort. Sur le solaire photovoltaïque, ces décisions auront ainsi encore pendant de longues années un impact majeur sur les dépenses de soutien : les arrêtés antérieurs au moratoire de 2010 auront engendré un coût pour les finances publiques de 38,4 Md€, pour un productible annuel de 4 TWh, soit environ 0,7 % de la production électrique française. De même, le poids des premiers projets éoliens offshore est déconnecté de leur contribution future à la production d'électricité renouvelable : il s'élèvera à 2,0 Md€/an, soit environ 40,7 Md€ sur 20 ans, pour 11 TWh d'électricité produite annuellement, c'est-à-dire 2% de la production française.*

*L'évolution du cadre réglementaire des dispositifs de soutien, notamment le recours aux procédures concurrentielles, a permis de rendre compte de la baisse des coûts. La simplification des procédures administratives, qui fait actuellement l'objet de propositions issues de groupes de travail ad hoc, pourrait encore contribuer à faire diminuer le coût des projets. Il est cependant regrettable que la révision des dispositifs de soutien à l'éolien terrestre n'ait pas plus favorisé les appels d'offres au détriment du guichet ouvert et qu'il n'existe pas de conditions de prix associées au développement de nouvelles capacités d'éolien offshore malgré les antécédents sur cette filière. Une moindre segmentation des appels d'offres au sein d'une même filière permettrait également de favoriser davantage les installations les plus compétitives.*

*La France dispose par ailleurs de dispositifs de soutien « à l'offre » des filières importants. Les montants consacrés à la R&D et à l'innovation sont en croissance depuis 2010, tirés par le PIA. Malgré cela, le système français peine à concrétiser les innovations, les échecs étant nombreux en phase d'industrialisation. Une meilleure articulation entre politiques énergétiques et politiques de filières serait de nature à diminuer cette faiblesse.*

*En conséquence la Cour formule les recommandations suivantes :*

- 1. publier le calcul des coûts de production et des prix, actuels et prévisionnels, de l'ensemble du mix énergétique programmé dans la PPE, et l'utiliser pour contenir le volume des soutiens publics associés aux objectifs de la politique énergétique, à court, moyen et long termes ;*
- 2. respecter la trajectoire d'augmentation de la composante carbone des taxes intérieures de consommation énergétiques telle que définie par la loi de finances initiale (LFI) pour 2018 jusqu'en 2022 et, au-delà, fixer cette trajectoire en cohérence avec les objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) en matière d'énergies renouvelables et de récupération thermique ;*
- 3. accroître les moyens du fonds chaleur pour atteindre les objectifs de développement fixés aux EnR thermiques ;*
- 4. améliorer l'efficacité des mécanismes de soutien aux EnR électriques, notamment :*
  - en faisant évoluer les procédures d'appels d'offres et d'autorisation administrative pour accélérer le déploiement des projets ;*
  - en étendant les appels d'offres pour l'attribution d'aide à la production d'électricité d'origine éolienne aux installations de plus de 6 MW ;*
  - en fixant des plafonds de prix pour les projets dans les filières non matures.*



## **Chapitre III**

### **Un pilotage peu lisible et insuffisamment intégré**

L'ampleur des engagements politiques formulés depuis le Grenelle de l'environnement en faveur des EnR montre que la réalisation des ambitions françaises constitue un changement global du mix énergétique. Il affecte un grand nombre de politiques publiques nationales et territoriales et d'acteurs économiques, en particulier les grands énergéticiens. Surtout, il mobilise durablement et à un haut niveau les finances publiques.

Dès lors, la politique de soutien aux EnR qui vise à mettre en œuvre les objectifs fixés depuis les années 2000 doit faire l'objet d'un pilotage rigoureux, cohérent et concerté. Ce pilotage doit garantir que la mobilisation des fonds publics en faveur des EnR n'échappe pas à l'exigence d'économie de moyens et aux règles de transparence budgétaire. Il doit aboutir à une programmation consolidée, intégrant les énergies renouvelables dans l'ensemble de la stratégie climatique et énergétique française.

#### **I - Une absence de transparence des engagements budgétaires**

##### **A - Une réforme opportune des charges de service public de l'énergie**

###### **1 - Des dynamiques budgétaires différentes entre les EnR électriques et thermiques**

Les soutiens publics apportés aux énergies renouvelables sont constitués essentiellement par le fonds chaleur, le CITE ainsi que le dispositif de compensation des charges de service public au titre du soutien aux EnR électriques (cf. *supra*). Les deux premiers dispositifs constituent des aides à l'investissement : le risque de rentabilité relative par rapport aux solutions conventionnelles est assumé par le porteur de projet et est sans incidence sur les finances publiques. Ces dispositifs font l'objet d'une procédure budgétaire classique. Le budget du fonds chaleur est approuvé en loi de finances au sein de la mission « *Écologie, développement et mobilité durables* ». Le CITE est approuvé au titre des dispositions fiscales du budget : ce mécanisme possède une assiette bien définie, dont les dynamiques de marché peuvent être anticipées.

En revanche, les soutiens aux EnR électriques relèvent d'une logique très différente : ils garantissent un niveau de prix aux producteurs ; le montant des charges de service dépendant des prix de marché de l'électricité (cf. *supra*), c'est l'État qui prend le risque de prix (des marchés de l'électricité) sur la durée du contrat. Ils sont soit octroyés à guichet ouvert, soit en fonction des résultats d'appels d'offres. Ce sont en effet les arrêtés de tarification et les décisions relatives aux appels d'offres qui engagent les volumes de soutien à honorer pour l'avenir.

## 2 - Une prise en charge récente par le contribuable des soutiens aux EnR électriques

Une différence fondamentale entre les EnR électriques et thermiques tient également au fait que le dispositif de soutien des EnR électriques a été porté jusqu'en 2015 par les consommateurs d'électricité et non par les contribuables.

Ce dispositif reposait, depuis 2003, sur la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Elle était acquittée par les consommateurs d'électricité au prorata de leur consommation et collectée par les fournisseurs historiques et les gestionnaires de réseau. Elle permettait ainsi de couvrir les compensations de charges de service public de l'électricité (dues aux opérateurs portant l'obligation d'achat de cette électricité renouvelable), mais également les charges de soutien aux dispositifs sociaux et à la solidarité énergétique. Son montant était fixé par arrêté ministériel, sur proposition de la CRE.

La compensation des charges de service public dans le secteur du gaz, qui était portée par deux contributions sur la consommation finale de gaz naturel, fonctionnait selon un mécanisme similaire reposant sur la contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS), instaurée en 2008, et la contribution biométhane, instaurée en 2011. Ces deux contributions étaient acquittées par les consommateurs de gaz au prorata de leur consommation et collectées par les fournisseurs.

Le mécanisme de la CSPE faisait l'objet de plusieurs fragilités :

- la progression du taux de CSPE était insuffisante pour couvrir les charges en très forte progression, entraînant un déficit de compensation pesant fortement sur EDF : le déficit accumulé au détriment d'EDF s'élevait à 5,8 Md€ au 31 décembre 2015 (intérêts financiers au titre de 2013 et 2014 compris). Il a entraîné une dette auprès d'EDF qui est dorénavant remboursée selon un échéancier défini ;
- il souffrait d'une faible gouvernance (ex : arrêtés fixant le taux de CSPE non pris en temps voulu par le ministre compétent ; supervision chronophage des opérations de recouvrement assurée par la CRE, dont il ne s'agit pas du cœur d'activité) ;
- il a fait et fait encore l'objet d'un contentieux de masse, plusieurs fragilités ayant été avancées par les requérants au premier rang desquelles la question de la compatibilité des mécanismes de soutien qu'il finançait avec le régime des aides d'État<sup>175</sup>, ainsi que celle de

<sup>175</sup> L'avis n° 388853 du Conseil d'État du 22 juillet 2015 a conclu qu'il n'existait pas de lien d'affectation contraignant entre l'ancienne CSPE et les aides d'État qu'elle permettait de financer, invalidant le motif correspondant qui avait été évoqué pour le remboursement par l'État de l'ancienne CSPE. Toutefois le juge n'a pas encore tranché la compatibilité de cet ancien mécanisme avec le droit européen des accises (cf : ndbp 178).

la compatibilité avec la directive 2003/96 sur le régime des accises<sup>176</sup>. Il devait également être mis en conformité avec les nouvelles lignes directrices adoptées par la Commission européenne sur les aides d'État en avril 2014<sup>177</sup>.

### 3 - L'introduction des charges de soutien aux EnR électriques dans le dispositif budgétaire

Pour répondre aux faiblesses du dispositif, une réforme du financement des charges de service public a eu lieu en 2015. Elle a conduit à :

- l'intégration des charges de service public de l'électricité et du gaz, regroupées sous la dénomination de charges de service public de l'énergie, dans le budget de l'État ;
- recourir, pour une large part de ces charges (celles imputables au compte d'affectation spéciale, cf. *infra*), à un financement d'abord par les taxes intérieures sur la consommation finale d'électricité et de gaz (TICFE et TICGN) en 2016, puis par la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE), en 2017 ;
- la suppression des contributions spécifiques antérieures. La taxe intérieure de consommation finale d'électricité (TICFE) a été rebaptisée CSPE, elle a vu son assiette s'élargir à l'ensemble des puissances souscrites et son montant a été porté à 22,5 €/MWh, soit le taux qui aurait été établi pour l'ancienne CSPE en l'absence de réforme.

Les charges de service public de l'énergie dédiées aux EnR, dont la CRE assure l'évaluation annuelle, sont désormais réparties de la façon suivante dans le budget de l'État :

- le compte d'affectation spéciale (CAS) *transition énergétique* regroupe les charges liées au soutien aux EnR électriques et au biométhane, ainsi que les charges liées au remboursement aux opérateurs du déficit de compensation de leurs charges de service public de l'électricité accumulé au 31 décembre 2015. Le CAS porte également les charges au soutien à l'effacement de consommation. Il comporte deux programmes : le programme 764 – *Soutien à la transition énergétique*, et le programme 765 – *Engagements financiers liés à la transition énergétique* ;
- le programme budgétaire P345 – *Service public de l'énergie*, porte notamment les intérêts de la dette accumulée vis-à-vis des opérateurs au titre du déficit de compensation. Il regroupe par ailleurs également les autres charges de service public de l'énergie<sup>178</sup>.

La mise en œuvre de la réforme de la CSPE a conduit à basculer la source de financement du soutien aux EnR du consommateur d'électricité vers le contribuable redevable de la TICPE.

<sup>176</sup> Dans une décision du 22 février 2017, le Conseil d'État a sursis à statuer sur la compatibilité de l'ancienne CSPE avec les directives 92/12/CE du 25 février 1992 et 2003/96/CE du 27 octobre 2003 relatives au régime des accises et à la taxation l'électricité jusqu'à ce que la Cour de justice de l'Union européenne se soit prononcée sur l'application de ces directives.

<sup>177</sup> Projet de loi et exposé des motifs de la loi de finances rectificative n°2015-1786 du 29 décembre 2015 : la Commission Européenne a décidé d'ouvrir en 2014 une enquête au titre des aides d'État sur les différents plafonnements applicables à la CSPE.

<sup>178</sup> Péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées – hors soutien aux EnR au titre de l'obligation d'achat, au soutien à la cogénération et aux dispositifs sociaux, ainsi que le budget du médiateur de l'énergie.



## B - Une absence de contrôle budgétaire

### 1 - Un dispositif qui donne une visibilité limitée sur les engagements à venir...

Cette réforme a permis de donner une visibilité sur un dispositif qui avait prospéré de manière extrabudgétaire, mais ce nouveau dispositif comporte un certain nombre de limites.

Tout d'abord, les autorisations d'engagement (AE) du CAS sont, par construction, égales aux crédits de paiement (CP), ce qui interdit toute comptabilisation des engagements juridiques. En effet, le CAS ne permet d'afficher que les charges annuelles de soutien. En revanche, les décisions de soutien en faveur de nouvelles installations, qui engagent le budget de l'État sur 20 ans en général, relèvent du pouvoir réglementaire. Ce sont ainsi les arrêtés de tarification et les décisions relatives aux appels d'offres qui engagent les volumes de soutien à honorer pour l'avenir. La procédure budgétaire aujourd'hui ne permet donc pas de retracer les nouveaux engagements, qui, en tenant compte des délais de mise en service des installations pouvant aller jusqu'à 5 ans, peuvent actuellement engager l'État jusqu'en 2050 environ. Ainsi, il n'existe aucune information permettant d'appréhender la dynamique d'évolution à venir de ces charges du fait des engagements passés ou nouveaux ni des reports induits par le calendrier de compensation<sup>179</sup>.

Le Parlement ne dispose pas aujourd'hui d'une information budgétaire et comptable suffisante sur le fonctionnement du dispositif et ses perspectives d'évolution. Concernant l'information comptable, le compte général de l'État pour l'exercice 2017 comportera en annexe une description du mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie et une information concernant l'obligation qui en résulte pour l'État.

Concernant l'impact budgétaire des choix de politique énergétique, il convient de souligner que la PPE est insuffisamment détaillée sur le sujet, alors qu'elle devrait permettre d'éclairer les parlementaires, les contribuables et les consommateurs sur les conséquences économiques et budgétaires des choix réalisés entre les différentes technologies et filières. Elle indique bien que les ressources mobilisées sur le soutien aux EnR électriques et à la cogénération progresseront pour atteindre en moyenne annuelle 9,2 Md€ sur la période 2016-2023 (cf. *supra*), mais les graphiques qui illustrent cette progression sont purement indicatifs et difficilement exploitables. En effet, le cadrage réalisé par la PPE porte sur les volumes d'EnR installés et non sur l'impact des soutiens sur les finances publiques. Au demeurant, la PPE étant adoptée par décret, le Parlement n'est pas amené à se prononcer sur les éléments de programmation qu'elle comporte.

### 2 - ... et qui reste très peu encadré

Un comité de gestion des charges de service public de l'électricité – doté de pouvoirs d'investigations larges et bénéficiant des simulations réalisées par la CRE – a néanmoins

---

<sup>179</sup> À ce titre, le bleu budgétaire du CAS *transition énergétique* indique, pour le programme 764, une évaluation à 0 des engagements non couverts par des paiements au 31 décembre 2017.

récemment été créé par la LTECV<sup>180</sup>. Il doit notamment rendre un avis sur l'évaluation des charges de service public qui sera faite par les rédacteurs de la PPE (cf. annexe n° 14).

La publicité de ses avis est susceptible de donner un certain poids à ses délibérations mais la création de ce comité n'est pas en elle-même garante d'une meilleure maîtrise de l'évolution des charges de soutien aux EnR électriques. Sa valeur ajoutée pose d'ailleurs question, dans la mesure où ce comité s'appuiera essentiellement sur les avis de la CRE (portant sur l'évolution des charges de service public de l'énergie). On peut d'ailleurs souligner que si la publication des avis de la CRE (relatifs aux projets d'arrêtés tarifaires ou aux cahiers des charges des appels d'offre) leur assure déjà une diffusion auprès de l'ensemble des décideurs, ces avis ne sont jamais contraignants pour le ministère, qui passe souvent outre des avis défavorables ou ne corrige qu'à la marge les projets critiqués. Dans ce domaine, la CRE en effet intervient essentiellement comme instance de conseil, sans disposer des pouvoirs de régulation qui lui sont reconnus pour l'accès au réseau de transport d'électricité. Les avis du comité de gestion n'étant pas plus contraignants, il est probable que sa création ne modifiera pas substantiellement l'équilibre des prises de décision et ne permettra pas un contrôle accru sur les décisions d'engagements.

Une évolution récente de cette architecture budgétaire doit cependant être soulignée. La loi de programmation des finances publiques pour 2018-2022 intègre en effet le CAS *transition énergétique* dans le périmètre des dépenses couvertes par l'objectif d'évolution de la dépense publique. Le dialogue quinquennal entre la direction du budget et la DGEC sur les charges de soutien aux EnR qui s'est engagé en 2017 est donc amené à se perpétuer. Si cette évolution doit être saluée, elle demeure insuffisante, notamment parce que l'échéance des dépenses de soutien aux EnR pesant sur les finances publiques dépasse largement l'horizon quinquennal.

### 3 - Un besoin de transparence en amont des engagements juridiques

Il est donc nécessaire de mieux associer le Parlement à la définition des objectifs de développement des énergies renouvelables (EnR) et des volumes financiers de soutien aux EnR, en lui permettant de s'appuyer sur une information précise, dans les documents budgétaires ou comptables, quant aux dépenses de soutien induites sur toute la durée d'engagement correspondante.

Dans la mesure où les AE, telles qu'elles sont mises en œuvre actuellement dans le CAS, ne permettent pas une comptabilité d'engagements (cf. *supra*), l'introduction d'une comptabilité d'engagements pour les nouvelles installations<sup>181</sup>, qui reflète les nouveaux engagements juridiques pris par l'État (mais qui ne concernerait en revanche pas directement le stock d'engagements déjà passés), serait une des solutions permettant de répondre à cet objectif. Elle supposerait la suppression du CAS. En effet, le fait que les autorisations d'engagement (AE) du CAS sont, par construction, plafonnées par le montant des recettes, interdit l'inscription en AE du véritable montant des engagements juridiques de l'année budgétaire. Le dimensionnement des autorisations d'engagement supposerait cependant de proposer une règle de budgétisation des charges à venir qui tienne compte des incertitudes

<sup>180</sup> Article L 121-28-1 du code de l'énergie : ce comité doit formuler un avis sur le volet consacré aux charges de service public de l'électricité de l'étude d'impact de la PPE.

<sup>181</sup> Cette comptabilité d'engagements a également été recommandée par la CRE (délibération du 13 juillet 2017).

pesant sur celles-ci : les charges réellement supportées dépendent en effet de l'évolution de variables telles que le prix de marché de l'électricité.

Soumettre la PPE à l'approbation du Parlement lui permettrait également de se prononcer sur les objectifs de développement des énergies renouvelables (EnR) et les volumes financiers de soutien aux EnR.

Dans tous les cas, le Parlement doit pouvoir disposer des résultats d'un mécanisme d'évaluation des charges à venir analogue à celui mis en œuvre par la CRE pour les estimations de charges de service public que les différents appels d'offres induiront (cf. tableau n° 8). Ces estimations révèlent que les appels d'offres lancés depuis 2011 devraient représenter 65,4 Md€ de charges sur l'ensemble de la durée de vie des contrats, dont 49,1 Md€ d'ores et déjà engagés au titre de la part attribuée ou en cours d'attribution. Sur les cinq années à venir, ces appels d'offres représenteront 3,1 Md€, dont 2,5 Md€ déjà engagés.

**Tableau n° 8 : charges induites par les appels d'offres en M€**

		2011		2013		2014		2016				2017			
		Appels d'offres lancés		Appels d'offres attribués		Appels d'offres attribués		Appels d'offres attribués		Appels d'offres attribués		Appels d'offres attribués		Appels d'offres attribués	
		Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans	Total	5 ans
Appels d'offres		26 450	940	340	80	560	150	1 950	320	20	10	500	80	150	50
								(710)	(150)			(170)	(40)	(60)	(20)
								1 960	350	4 690	-	180	30	3 820	210
								(750)	(170)	(0)	(-)	(0)	(0)	(1 350)	(140)
								140	10	2 390	220	4 680	-	530	20
										(1 560)	(180)	(0)	(-)	(180)	(10)
								720	60	180	140				
										(0)	(0)				

La colonne « Total » donne les charges totales générées par le dispositif sur la durée de vie des contrats de soutien. La colonne « 5 ans » donne les charges de service public engendrées par le dispositif pour les cinq prochaines années. Les chiffres entre parenthèses donnent les charges effectivement engagées pour les appels d'offres attribués ou en cours d'attribution. Les appels d'offres marqués d'une étoile n'ont à ce jour pas été lancés. Les appels d'offres pour lesquels les charges à 5 ans ne sont pas remplies sont ceux pour lesquels il existe une incertitude sur la date réelle de mise en service des installations. N.B. : il n'y a pas eu d'appel d'offres en 2012.

Source : CRE

## II - Une politique énergétique cloisonnée

Le déploiement des énergies renouvelables fait intervenir un grand nombre d'acteurs publics – nationaux et territoriaux – et d'acteurs privés. Leur mobilisation conjointe et

coordonnée est une condition essentielle à la réalisation des objectifs français. Pour être efficace, la bonne coordination des acteurs et des moyens déployés pour soutenir les énergies renouvelables doit se faire entre les différentes filières d'EnR, entre les EnR électriques et thermiques, mais aussi plus largement avec les autres composantes de la politique énergétique, notamment nucléaire.

## **A - Un manque de cohérence préjudiciable à la première programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)**

Si en 2016 la PPE n'a pas atteint son objectif initial d'offrir de la visibilité à la stratégie nationale de développement des EnR (cf. *supra*), son actualisation prévue au cours de l'année 2018 offre l'occasion de corriger les erreurs du passé.

Ainsi, la problématique nucléaire ne peut plus être appréhendée de façon étanche à celle des énergies renouvelables. Plus que jamais, les acteurs de l'énergie aspirent à disposer d'une programmation crédible, réaliste et consolidée de la stratégie énergétique française. La PPE est l'outil pertinent pour l'incarner. En novembre 2017, lorsqu'il a admis la non-réalisation des objectifs formulés en 2016 dans la PPE, le ministre chargé de l'énergie n'a pas remis en cause la cible de 50 % d'électricité de source nucléaire dans le mix ; en revanche son échéance de réalisation se situerait, d'après ses déclarations, entre 2030 et 2035<sup>182</sup>. Dès lors, l'actualisation de la PPE 2018 doit être l'occasion de donner une traduction précise et chiffrée assortie d'un calendrier de réalisation des objectifs que la France se fixe en matière de développement des EnR électriques et de dénucléarisation du mix. Selon les déclarations ministérielles formulées et la réponse apportée par le Premier ministre aux observations provisoires de la Cour, c'est dans cet esprit que l'exercice d'actualisation est actuellement réalisé<sup>183</sup>.

En dehors de l'intégration de la déterminante nucléaire, l'actualisation de la PPE devra intégrer les contraintes de réalisation de certaines installations de production, et en particulier les retards qui ont été pris. La trajectoire fixée par la PPE actualisée devrait ainsi être étayée par l'analyse des prérequis nécessaires à sa mise en œuvre : la faisabilité de la mobilisation des différentes filières selon le rythme escompté devrait être analysée et les moyens de politique publique à déployer évalués (articulation des politiques forestières, agricoles, du logement, et de qualité de l'air par exemple). La PPE doit également être objectivée par des considérations économiques et reposer sur une analyse des coûts des différentes filières de production d'énergie, pour pouvoir mieux objectiver les choix de politique de soutien mis en œuvre au regard des objectifs à atteindre (cf. *supra*). Enfin, c'est dans le cadre de l'actualisation de la PPE que la France pourrait clarifier l'ambition industrielle qu'elle souhaite se donner sur le secteur de la production d'EnR (cf. *supra*).

<sup>182</sup> Communication du ministre chargé de l'écologie à l'issue du conseil des ministres du 7 novembre 2017.

<sup>183</sup> La communication du ministre de la transition écologique et solidaire intervenue en conseil des ministres le 7 novembre 2017 indique que la future trajectoire de la PPE « fixera les orientations en matière de réduction du parc nucléaire existant en intégrant les incertitudes sur les avis futurs de l'autorité de sûreté nucléaire (...) concernant la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de leur quatrième visite décennale ».

Plus généralement, l'exercice d'actualisation devra répondre au défi majeur de la programmation énergétique nationale, celui de réconcilier les différents horizons temporels qu'agrège la politique de développement des énergies renouvelables : la mise en cohérence de la PPE par rapport à la trajectoire sur laquelle la France s'est engagée jusqu'en 2030, la vision de très long terme dont les industriels ont besoin dans la conception de leurs projets d'investissement et d'innovation et qui est celle de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC)<sup>184</sup> et la logique budgétaire quinquennale qui constitue le cadre d'analyse budgétaire des dépenses de soutien.

## **B - Une gouvernance insuffisamment intégrée**

### **1 - Des instances nombreuses**

L'élaboration de la politique énergétique et la définition de la stratégie publique à l'égard des énergies renouvelables fait l'objet de concertations au sein de différentes instances. Ces concertations sont essentielles dans la mesure où la réalisation des réalisations de projets EnR font intervenir généralement un nombre d'acteurs très divers. L'alignement des réalisations nationales et territoriales est essentiel pour parvenir à l'atteinte des objectifs globaux de développement, de même que la concertation des administrations et des industriels sur les outils de soutien aux réalisations en matière d'EnR.

Les structures existantes visent à agréger les différentes parties prenantes à la politique énergétique, les administrations, les instances de régulation, les professionnels du secteur et les collectivités territoriales (cf. annexe n° 14). Ces structures de gouvernance sont nombreuses, ce qui confère indéniablement à la gouvernance des EnR un caractère peu lisible. La plupart d'entre elles ont moins de cinq années d'existence et il demeure, à ce stade, difficile de tirer un bilan exhaustif de leur contribution.

Le conseil national pour la transition énergétique (CNTE), créé en 2012 et héritier du Grenelle de l'environnement, est l'instance la plus globale et rassemble la majorité des parties prenantes à la politique énergétique. Il n'est cependant pas un lieu d'arbitrage ni de débat direct sur les questions relatives aux énergies renouvelables. En dehors du CNTE et à la suite de la LTECV (art. 177), un comité d'experts pour la transition énergétique a été créé en 2015. Il est chargé d'émettre des avis sur la PPE et la stratégie bas carbone. Composé d'un nombre restreint de personnalités scientifiques expertes, sa contribution à l'élaboration de la stratégie EnR est difficile à identifier, faute, sans doute de suffisamment de recul sur son activité. En 2016, le comité avait été très critique de l'élaboration de la première PPE<sup>185</sup>, notamment sur l'articulation entre la montée en puissance des capacités renouvelables électriques et l'objectif

---

<sup>184</sup> La stratégie nationale bas carbone est un instrument de pilotage dont la réalisation est prévue par la loi LTECV et qui vise à formaliser la stratégie de long terme de la France pour assurer la réalisation de ses engagements climatiques. Sa première édition a été publiée en novembre 2015 (décret n° 2015-1491 du 18 novembre 2015 relatif aux budgets carbone nationaux et à la stratégie carbone nationale).

<sup>185</sup> Avis du comité d'experts sur la transition énergétique sur la PPE rendu le 30 juillet 2016.

de réduction de la part du nucléaire à 50 % d'ici 2025<sup>186</sup>, sans être pourtant suivi sur le fond. D'autres instances disposent de prérogatives plus circonscrites, à l'image du Conseil supérieur de l'énergie, consulté sur la plupart des textes réglementaires intéressant la politique énergétique. Toutes ces entités s'ajoutent naturellement aux directions administratives intéressées par les politiques de soutien aux EnR (cf. *infra*) ainsi qu'aux opérateurs de l'État comme l'ADEME, et aux instances de régulation à l'image de la CRE.

## 2 - Une représentativité à renforcer

En dépit de son caractère foisonnant, la gouvernance actuelle dédiée aux EnR ne permet pas de garantir la représentativité de l'ensemble des parties prenantes. La réalisation et l'actualisation de la PPE constitue l'une des trop rares occasions de rassemblement des principales parties prenantes au soutien aux EnR dans le cadre des ateliers de réflexion. Ces occasions de concertation doivent être plus systématiques et non laissées à la seule initiative du ministère chargé de l'énergie. Elles doivent également associer un certain nombre d'acteurs hors État essentiels à l'atteinte des objectifs nationaux.

Ainsi la contribution des collectivités territoriales à l'atteinte des objectifs renouvelables est essentielle, en particulier dans le domaine des EnR thermiques. Les collectivités exercent en effet des compétences réglementaires ayant un impact sur l'implantation d'installations de production, notamment s'agissant du raccordement aux réseaux<sup>187</sup>. Elles ont surtout un rôle décisionnaire et financier pour la réalisation de projets d'EnR (ex : installation d'un réseau de chaleur, rénovation thermique de bâtiments publics, etc.) ainsi qu'un rôle d'animation et d'impulsion fort dans les territoires pour susciter de nouveaux projets et en faciliter la réalisation, en particulier dans le cadre de projets participatifs<sup>188</sup>. L'articulation des objectifs énergétiques décidés au niveau national avec la somme des engagements territoriaux constitue donc un enjeu majeur dans la réalisation de la trajectoire d'objectifs, qui est aujourd'hui mal pris en compte. Les objectifs de la PPE ont ainsi vocation à être correctement articulés avec les objectifs sous-jacents à chaque schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) définis dans les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE). De même, la coordination entre les dispositifs de soutien nationaux (ex : fonds chaleur, appels d'offres) et les outils déployés par les collectivités (ex : fonds de soutien régionaux) constitue

---

<sup>186</sup> Extrait de l'avis du 30/07/2017 : « Le traitement des différentes sections est très hétérogène, au-delà de ce que la spécificité de chaque question abordée est en mesure de justifier (...) Certaines sections font l'objet d'une rédaction extensive et analytique (...) d'autres sections (évolution de la demande, parc nucléaire, cycle combustible notamment, n'apportent pas les éléments minimums requis au vu des enjeux couverts, ni en termes de justification des choix, ni en termes d'objectifs et de moyens associés ».

<sup>187</sup> Articles L. 712-1 à L. 712-3 et R. 712-1 à R. 712-12 du code de l'énergie.

<sup>188</sup> Les articles 109 et 110 de la LTECV ouvrent ainsi aux collectivités une participation au capital d'une société anonyme ou d'une société par actions simplifiée dont l'objet social est la production d'énergies renouvelables. Cette prise de participation n'est pas conditionnée au respect d'un seuil ou d'un plafond précis. De même les sociétés commerciales par actions peuvent également proposer, aux citoyens et aux collectivités, de participer au financement de projets de production d'EnR. En Allemagne par exemple, 50 % de la puissance d'électricité renouvelable installée depuis 2000 est détenue par des personnes privées. (*Source* : publication du ministère de la transition écologique et solidaire, THEMA « financement participatif pour la croissance verte », janvier 2017).

un point de vigilance pour assurer une allocation optimale des moyens de soutien. L'intégration des collectivités dans le système actuel de gouvernance apparaît donc perfectible.

La dimension industrielle est également trop faiblement représentée au sein de la gouvernance actuelle des politiques de soutien aux EnR, notamment car les initiatives de structuration des filières industrielles renouvelables n'ont pas abouti. Ainsi, à la suite du Grenelle de l'environnement et des États généraux de l'industrie<sup>189</sup>, un comité stratégique des éco-industries (COSEI) a été créé. Couvrant des domaines variés et confronté à des problématiques hétérogènes, le COSEI s'organise autour de groupes de travail thématiques (eau, déchets, énergies renouvelables, efficacité énergétique) et transverses (financement, innovation, emploi, international, relations inter-entreprises). Son secrétariat et son suivi sont assurés par la DGE et le syndicat des énergies renouvelables (SER). Il réunit les pouvoirs publics, les entreprises, les fédérations professionnelles et les syndicats de salariés.

Toutefois, le COSEI ne s'est plus réuni depuis le 2 avril 2015<sup>190</sup>. La DGE fait valoir que le périmètre de cette structure était trop large pour réussir à dégager des enjeux communs aux différentes filières et permettre un pilotage efficace. Selon elle, si certains axes de travail ont donné des résultats encourageants (club export, soutien à l'innovation), la représentation des entreprises par le biais des nombreux syndicats professionnels était trop éparpillée pour donner une vision consolidée de la filière, notamment en ce qui concerne le développement industriel.

En 2013, l'un des 34 plans de réindustrialisation formalisé dans le cadre de la première phase de l'initiative *Nouvelle France Industrielle*<sup>191</sup> était entièrement dédié aux énergies renouvelables. La Cour n'a toutefois pu identifier aucune mesure concrète conduite à cette occasion, ni aucun bilan formalisé des actions entreprises. En 2015, à la faveur de la refonte de la *Nouvelle France Industrielle*, les énergies renouvelables disparaissent formellement du champ des secteurs industriels promus par les pouvoirs publics. Certaines filières sont absorbées dans des périmètres plus larges, comme ceux de la « ville durable » et « mobilité durable ». D'après la DGE, qui n'était pas favorable à cette évolution, c'est au COSEI, malgré sa mise en sommeil, qu'il revient de suivre les actions engagées pendant la première phase de la *Nouvelle France Industrielle*. Les EnR ne disposent donc pas à ce jour de structure d'animation active pour dynamiser la coordination et la structuration des filières et tenir compte des synergies existantes sur l'ensemble du tissu industriel lié à l'énergie.

---

<sup>189</sup> Les états généraux de l'industrie avaient été lancés en 2009 et visaient à dresser un état des lieux de l'industrie française et à fournir des éléments d'analyse permettant la redéfinition de la politique industrielle nationale. Le rapport final de cette concertation a été remis le 25 janvier 2010.

<sup>190</sup> Le COSEI a surtout suivi les évolutions réglementaires visant à favoriser l'émergence de solutions techniques innovantes et a accompagné la rédaction de la LTECV. Son groupe de travail le plus actif est le groupe de travail à l'export. Le COSEI s'est ainsi spécifiquement mobilisé à l'occasion de la COP 21 pour démontrer le savoir-faire français en vue de conquérir des marchés. Les volets « innovation » et « financement » ont en revanche largement échappé au COSEI. Il n'a d'ailleurs pas été consulté pour le lancement des actions PIA dans le secteur des EnR et la préparation des feuilles de route associées.

<sup>191</sup> L'initiative de la « Nouvelle France industrielle » a été lancée le 12 septembre 2013 par le Président de la République et le ministre chargé de l'industrie. Elle formalisait 34 plans visant à réindustrialiser certains secteurs productifs. Le 18 mai 2015, une nouvelle phase est inaugurée ; elle conduit à supprimer les 34 plans et à consacrer 10 solutions industrielles.

### 3 - Mieux éclairer la stratégie énergétique

Le caractère peu intégré de la gouvernance des politiques de soutien aux EnR nuit à la cohérence de la stratégie énergétique nationale. Les structures intervenant dans le champ des EnR et celles intervenant dans les autres champs de la politique énergétique, notamment le nucléaire, fonctionnent en silo. Cette étanchéité contrarie l'émergence d'une vision consolidée sur ces sujets dont l'articulation est pourtant essentielle à la cohérence de la politique énergétique (cf. *supra*). En matière de gouvernance, les questions relatives à la production nucléaire se traitent en dehors des instances de gouvernance précédemment citées ; la stratégie est arrêtée à haut niveau et en lien direct avec les grands énergéticiens. Ils émergent notamment au sein du conseil de politique nucléaire créé en 2008 et présidé par le Président de la République. Même au sein du champ des énergies renouvelables, une étanchéité existe entre les structures compétentes et les outils de financement dédiés aux EnR électriques (CRE, CSPE) et celles et ceux fléchés vers les EnR thermiques (ADEME, fonds chaleur).

Parmi l'ensemble des structures précédemment citées, aucune n'est réellement en mesure d'éclairer le gouvernement sur l'ensemble des enjeux relatifs à l'avenir de la politique énergétique, y compris le nucléaire et la chaleur alors qu'il serait nécessaire de construire des scénarii comprenant les questions de réseaux et de stockage, des projections de coûts ou encore des analyses portant sur les problématiques industrielles associées au développement des EnR (cf. *supra*). Ce type d'instances de réflexion et d'aide à la décision existe pourtant dans d'autres secteurs de politiques publiques à l'image du conseil d'orientation des retraites (COR) opérant dans le champ social<sup>192</sup>. Les enjeux liés à ces deux politiques publiques ne sont d'ailleurs pas si éloignés : enjeux financiers publics de long terme, multiplicité des parties prenantes, technicité de la réalisation de scénarii prospectifs, etc. La constitution d'un comité pérenne de concertation et de programmation de la politique énergétique apparaît donc souhaitable. Elle se réaliserait au travers d'une nécessaire rationalisation des structures déjà existantes.

Cette nouvelle instance pourrait utilement opérer la synthèse de travaux réalisés par les différents opérateurs et structures intervenant dans le champ des EnR (ADEME, CRE, RTE, etc.) et associer en son sein des membres de l'administration et des industriels. Sa mise en place pourrait se faire selon des modalités différentes, en faisant évoluer le cas échéant les structures déjà existantes. Ainsi pourrait-il être envisagé d'élargir les missions et la composition du comité d'experts pour la transition énergétique et de le rattacher aux services du Premier ministre, ou d'étendre les missions du conseil de politique nucléaire aux énergies renouvelables pour faire émerger un véritable conseil de politique énergétique.

Dans sa réponse aux observations provisoires de la Cour, le Premier ministre indique partager les analyses de la Cour et envisager la création d'un « *comité dédié à la prospective, qui rassemblerait des expertises multiples, tant publiques que privées, dans le but de contribuer à la production de consensus technique et scientifique sur l'avenir de notre système énergétique (...)* Cette instance serait chargée de suivre la réalisation des grands objectifs de la politique de l'énergie, notamment des documents de planification comme la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Outre son rôle de suivi, elle pourrait éclairer le Gouvernement sur les évolutions technologiques et économiques, voire sociales dans le secteur

<sup>192</sup> Créé en 2000, le Conseil d'orientation des retraites (COR) a vu son rôle consacré et élargi par les lois n° 2003-775 du 21 août 2003 et n° 2010-1330 du 9 novembre 2010 portant réforme des retraites.



de l'énergie, et recommander le cas échéant des évolutions des orientations de l'État pour en tenir compte ». D'après cette réponse, cette structure émergerait au préalable d'une rationalisation des instances de concertation intervenant dans le domaine de l'énergie. Le Premier ministre ne précise toutefois pas l'étendue des compétences de la structure envisagée ni le périmètre de rationalisation des instances existantes. Pour autant, la réflexion engagée, si elle était confirmée dans les faits, serait de nature à répondre aux observations et à la recommandation formulées par la Cour.

### **III - Une organisation interministérielle à renforcer**

#### **A - Des erreurs de pilotage ayant freiné le développement des capacités d'énergies renouvelables**

L'animation de la politique de soutien aux énergies renouvelables au cours de la période sous revue a été marquée par un certain nombre de dysfonctionnements préjudiciables au développement des EnR comme à la maîtrise de leurs coûts, en partie du fait des difficultés juridiques rencontrées avec les règles communautaires.

À titre d'illustration, l'annulation par le Conseil d'État de l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant de l'énergie éolienne s'appuyait sur le défaut d'interprétation par l'État des règles européennes relatives aux aides d'État. La juridiction administrative avait estimé que les mécanismes de soutien étaient constitutifs d'une aide d'État et devaient à ce titre faire l'objet d'une notification à la Commission. Un nouvel arrêté a été publié en 2014<sup>193</sup>. Toutefois, la réforme de la CSPE (cf. *supra*) a remis en cause l'agrément européen obtenu par ce nouvel arrêté : la Commission a souhaité que la France procède à une nouvelle notification du tarif d'achat, jugeant que le mécanisme de soutien français n'était plus compatible avec ses lignes directrices. La France s'est alors retrouvée contrainte de passer rapidement au mécanisme de complément de rémunération, en 2017.

L'absence de notification des aides aux EnR a d'ailleurs généré un contentieux de masse à l'encontre de l'ancien mécanisme de la CSPE (cf. *supra*). Les régimes de plafonnement et d'exonérations de l'ancienne CSPE ont également constitué des aides d'État non notifiées pour lesquelles la Commission européenne a ouvert une enquête en mars 2014, engendrant un risque de remboursement pour les entreprises concernées.

Enfin la création du CAS transition énergétique a donné lieu des discussions avec la Commission européenne au titre du respect des règles de l'Union douanière. La Commission a en effet considéré, que, lorsqu'en 2016 (cf. *supra*), le CAS bénéficiait des ressources de la nouvelle CSPE (ancienne TICFE), l'électricité renouvelable importée, bien qu'assujettie à la CSPE, ne bénéficiait pas en retour des recettes de cette taxe, affectées au développement des EnR sur le territoire national. Pour lever cette difficulté, la solution, acceptée par la

---

<sup>193</sup> Arrêté du 17 juin 2014 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre.

Commission, a donc consisté à supprimer le lien d'affectation entre les recettes de CPSE et le CAS qui finance le soutien aux EnR.

Par ailleurs, s'agissant du respect des règles communautaires relatives au droit de la concurrence, la France fait également l'objet depuis octobre 2015 d'une procédure anti-trust ouverte par la Commission européenne. La France a en effet pris du retard avec la pleine application prescrite par les règles communautaires de l'attribution des concessions hydroélectriques sur la base d'une procédure compétitive. La Cour des comptes a, à de multiples reprises, constaté les carences de l'État en la matière<sup>194</sup>.

## B - Une insuffisante coordination entre directions

Les acteurs ministériels intéressés à la définition et à la mise en œuvre des politiques de soutien aux énergies renouvelables sont nombreux. La responsabilité principale de celles-ci revient au ministère chargé de l'énergie. D'autres acteurs ministériels ont également à connaître ou à contribuer à ces politiques. C'est le cas naturellement des ministères financiers et du ministère chargé de l'industrie, mais également du ministère chargé de l'agriculture et de la forêt pour la mobilisation de la biomasse, du ministère de l'Intérieur s'agissant de l'implantation de certaines installations de production d'EnR, ou encore du ministère chargé de la recherche.

Le pilotage de la politique de soutien aux énergies renouvelables reste néanmoins marqué par le rôle prépondérant de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) au sein du ministère de la transition écologique et solidaire<sup>195</sup>. Elle a en charge la plupart des prérogatives de gestion de cette politique publique, en particulier la préparation des objectifs de programmation énergétique, la fixation des réglementations applicables aux installations d'EnR, la définition des tarifs d'achat, la signature des appels d'offres, l'instruction des dossiers et l'animation territoriale des projets d'EnR électriques, etc. Cette situation, si elle n'est pas illégitime, est toutefois en pratique préjudiciable au pilotage des politiques de soutien aux EnR.

D'abord, les moyens de cette direction sont limités face à l'ampleur des tâches qu'elle doit remplir<sup>196</sup>. Par rapport à d'autres pays européens (Danemark, Allemagne, Pays-Bas), les services de la DGEC sont réduits : nos voisins disposent d'une quarantaine de personnes en charge des projets EnR dans les équipes publiques, contre une petite douzaine à la DGEC.

Surtout, au regard des enjeux associés à cette politique, les autres directions ministérielles intéressées sont particulièrement peu associées au pilotage de la politique de soutien. Si elle ne remet pas en cause la prépondérance du ministère chargé de l'énergie et le rôle de la DGEC dans le pilotage des politiques de soutien aux EnR, la Cour constate qu'au regard de ses enjeux, cette politique mérite un dialogue interministériel plus nourri. Les services du Premier ministre

---

<sup>194</sup> Référé du 2 septembre 2013 *Renouvellement des concessions hydroélectriques*. Notes d'exécution budgétaire annuelles du compte de commerce n° 914 *Renouvellement des concessions hydroélectriques*.

<sup>195</sup> L'intégralité des missions de la DGEC sont restituées au sein de l'article 4 du décret n° 2008-680 du 9 juillet 2008 portant organisation de l'administration centrale du ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire.

<sup>196</sup> Le projet annuel de performance 2017 de la mission Écologie, développement et mobilités durables indique un plafond d'emplois fixé à 218 ETP pour la DGEC, destiné à effectuer l'ensemble de ces missions (y compris extérieures au champ des EnR) auquel il faut ajouter une partie des 550 ETP des services déconcentrés des DREAL. Le PAP indique que 40 % de ces effectifs locaux sont consacrés aux politiques énergie et climat.

doivent en particulier être associés à la définition de la stratégie énergétique dans le cadre de la PPE et dans le suivi de l'exécution de celle-ci, ce qui est très insuffisamment le cas à ce jour.

Le ministère chargé des finances, du budget et de l'industrie intervient quant à lui de manière dispersée, sans disposer du levier important que constitue l'exercice d'une procédure budgétaire annuelle classique. Pour des raisons historiques qui tiennent à l'impératif de protection du consommateur face aux acteurs du système électrique, la direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF) instruit pour le ministère les projets d'arrêtés tarifaires qui font ensuite l'objet d'une signature conjointe des ministres chargés des finances et de l'énergie. Aucune intervention (consultation en amont, validation des montants, discussion autour des clauses, etc.) n'est toutefois prévue s'agissant des appels d'offres qui constituent pourtant désormais le droit commun des dispositifs de soutien (80 % des installations électriques).

La direction générale du Trésor, l'agence des participations de l'État, et la direction générale des entreprises (DGE) restent focalisées sur les principaux objets et acteurs du système historique – EDF et AREVA – et le devenir des sites d'anciens grands industriels comme Alstom. La participation de l'État à l'actionnariat d'EDF et d'AREVA, acteurs mondiaux de la filière nucléaire, peut d'ailleurs rendre difficiles des arbitrages de l'État entre objectifs contradictoires<sup>197</sup>. Ces directions restent également attachées à la préservation de conditions de production compétitives pour l'industrie française (faibles prix de l'énergie pour les industriels). La DGE est peu engagée sur les questions industrielles liées aux énergies renouvelables, faute de moyens humains qui y sont consacrés en interne<sup>198</sup> et faute d'une visibilité suffisante au sein du jeu interministériel. Si elle participe aux principales instances associées à la définition de la stratégie énergétique, sa contribution à la définition des arbitrages stratégiques réalisés dans le cadre de la préparation de la PPE est limitée. Elle ne participe pas non plus aux processus deancements d'appels d'offres destinés à installer de nouvelles capacités.

Si la création du CAS *transition énergétique* a permis de mettre en œuvre un dialogue interministériel entre la DGEC et les ministères chargés des finances et du budget, ce dialogue demeure perfectible. Il est également essentiel, au-delà des seules questions budgétaires, de faire entrer les politiques de soutien aux énergies renouvelables dans le cadre usuel du dialogue interministériel. Dès lors que l'ensemble des ministères intéressés seront davantage associés aux enjeux des politiques de soutien aux EnR, il est probable – et souhaitable – que les services du Premier ministre recourent davantage à des arbitrages sur les questions les plus cruciales ayant trait à ces politiques. La mise en place en leur sein d'une structure interministérielle légère, à l'image d'un secrétariat ou d'un comité interministériel, pourrait alors apparaître opportune.

---

<sup>197</sup> Cour des comptes, *Rapport public thématique, l'État actionnaire*, disponible sur [www.ccomptes.fr](http://www.ccomptes.fr)

<sup>198</sup> D'après la DGE, moins de 2 ETP sont consacrées aux problématiques industrielles renouvelables à la DGE.

---

## CONCLUSION, ORIENTATION ET RECOMMANDATIONS

---

*Le dispositif d'encadrement budgétaire des dépenses de soutien aux énergies renouvelables électriques n'est, à l'heure actuelle, pas suffisamment opérant, en dépit du progrès qu'a représenté la réforme de la CSPE. De même qu'il est indispensable d'asseoir la politique énergétique sur des arbitrages rationnels, fondés sur la prise en compte du coût complet des différentes technologies, il serait également nécessaire de mieux associer le Parlement à la définition des nouveaux engagements de soutien aux énergies renouvelables.*

*La définition de la stratégie énergétique dans laquelle s'inscrit la montée en puissance des EnR doit faire l'objet d'une même recherche de cohérence et de fiabilisation. De ce point de vue, l'actualisation de la PPE qui interviendra en 2018 doit être l'occasion d'une articulation claire entre les objectifs d'intégration des EnR dans le mix énergétique et les arbitrages retenus s'agissant de la réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique. Cette articulation pourra être favorisée par une intégration plus forte des structures de gouvernance œuvrant dans le champ de la politique énergétique dont aucune n'est à ce jour capable d'éclairer complètement les choix gouvernementaux sur ce sujet.*

*Enfin, au sein des services de l'État, le pilotage des politiques de soutien aux EnR doit gagner en efficacité. Aujourd'hui concentré entre les mains de la DGEC, il doit faire l'objet d'arbitrages interministériels systématiques sur les questions d'importance stratégique, en dehors du seul champ budgétaire et à haut niveau, associant notamment les grandes directions des ministères chargés de l'économie et de l'industrie.*

*En conséquence la Cour formule l'orientation suivante :*

- 2. mieux associer le Parlement à la définition des objectifs de développement des énergies renouvelables (EnR) et des volumes financiers de soutien aux EnR.*

*La Cour formule en outre les recommandations suivantes :*

- 5. créer, à l'image du Conseil d'orientation des retraites (COR) et en remplacement d'autres instances existantes, un comité chargé d'éclairer les choix gouvernementaux relatifs à l'avenir de la politique de l'énergie ;*
  - 6. mettre en place une instance de pilotage interministériel de la politique énergétique placée auprès du Premier ministre.*
-



## Conclusion générale

La politique énergétique française, redéfinie par les objectifs de la loi de transition énergétique pour une croissance verte, est en profonde mutation. La production électrique, aujourd'hui principalement nucléaire, doit se préparer à l'arrêt progressif des plus anciennes centrales nucléaires, tout en intégrant graduellement les énergies de source renouvelable. La production de chaleur doit plus fortement contribuer à l'objectif de décarbonation du mix énergétique français qu'elle ne le fait aujourd'hui et surmonter ainsi le caractère fragmenté de ce secteur qui agrège de multiples décisions individuelles.

Ces évolutions s'inscrivent dans un contexte énergétique mondial très mouvant, dans lequel le coût des énergies renouvelables continue de baisser, tout comme celui de certaines énergies fossiles. Elles incluent par ailleurs de nouveaux modes de programmation énergétique, dans lesquels la production d'énergie décentralisée revient à l'ordre du jour, les frontières entre production et usages sont moins étanches, de même que les synergies entre secteurs de consommation. Le domaine du stockage de l'électricité illustre ainsi les nouvelles possibilités qui commencent à s'offrir à l'utilisateur, de produire sa propre électricité, de l'auto-consommer dans son logement, puis de stocker le surplus d'énergie qu'il produirait en dehors de ses périodes de consommation habituelles.

La programmation énergétique peine aujourd'hui à intégrer toutes ces nouvelles dimensions. Elle parvient difficilement à se fonder sur une analyse réaliste des prix constatés pour la production d'énergie en France, dans la mesure où ceux-ci se forment sous l'effet conjoint de divers mécanismes tels que l'évolution des cours mondiaux des énergies fossiles, le fonctionnement du marché carbone européen, la libéralisation du marché de l'électricité, le maintien de certains tarifs régulés, le subventionnement des énergies renouvelables ou encore le provisionnement de charges futures de démantèlement. Elle doit par ailleurs appréhender le difficile arbitrage entre vecteurs énergétiques (électricité, gaz et chaleur), dont la pertinence se modifie en raison de l'émergence de nouveaux usages (développement des véhicules électriques ou au gaz par exemple), ainsi que de nouvelles perspectives de production. Elle doit enfin effectuer le difficile choix des outils de régulation et d'orientation, qui peuvent combiner, avec des pondérations diverses, taxation (composante carbone des taxes intérieures de consommation), réglementation, subventionnement, et déductions fiscales.

La complexité de l'exercice ne doit cependant pas conduire à renoncer à certains principes directeurs, garantissant rationalité économique et bon usage des deniers publics. Le présent rapport a cherché à rappeler un certain nombre de principes, en soulignant la manière dont la politique de soutien aux EnR s'en était parfois écartée ces dernières années.

Parmi les principes qui doivent guider la programmation énergétique, la Cour met en avant la nécessaire transparence des coûts et des prix de production (et donc des rentabilités associées au développement des projets), celle des volumes de soutien mobilisés pour développer certaines filières, l'explicitation des critères d'arbitrage entre filières à partir de cette connaissance, la mise en cohérence des arbitrages réalisés entre les différentes filières (notamment entre la filière nucléaire et les filières EnR électriques) et la clarification des ambitions industrielles. Les principes qui doivent guider la mise en œuvre des dispositifs permettant la traduction concrète de la programmation, reposent quant à eux sur la lisibilité et

la simplicité, l'adéquation des moyens aux objectifs fixés (dont l'exemple du fonds chaleur illustre l'intérêt), l'adaptation des dispositifs aux meilleurs pratiques en termes de maîtrise des volumes de subvention accordés, etc.

Ces principes ne pourront être pleinement appliqués sans un cadre de gouvernance repensé. Le Parlement doit être mieux associé à la définition des objectifs de développement des énergies renouvelables (EnR) et des volumes financiers de soutien aux EnR. La définition de la programmation énergétique ne peut se faire que dans un cadre interministériel renforcé, sous l'égide du Premier ministre, apportant ainsi la légitimité nécessaire à la prise de décisions stratégiques et garantissant l'alignement des ministères dans leur mise en œuvre. Ce cadre renouvelé permettra également de mieux asseoir les critères de succès de la politique conduite et de clarifier les ambitions associées à sa mise en œuvre.

## Glossaire

AAP.....	Appel à projets
ADEME.....	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AE .....	Autorisation d'engagement
AIE.....	Agence internationale de l'énergie
AMI.....	Appel à manifestation d'intérêts
ANCRE.....	Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie
ANR.....	Agence nationale de la recherche
AO.....	Appel d'offres
APE.....	Agence des participations de l'État
BCIAT.....	« Biomasse Chaleur Industrie, Agriculture, Tertiaire », appel à projets national annuel du fonds chaleur pour la production de chaleur issue de la biomasse
CAS.....	Compte d'affectation spéciale
CDC .....	Caisse des dépôts et consignation
CEE.....	Certificat d'économies d'énergie
CET.....	Chauffe-eau thermodynamique
CGDD .....	Commissariat général au développement durable
CITE.....	Crédit d'impôt pour la transition énergétique
CNTE.....	Conseil national pour la transition énergétique
COSEI.....	Comité stratégique des filières éco-industries
CP.....	Crédit de paiement
CPER.....	Contrat de plan État-Région
CRE.....	Commission de régulation de l'énergie
CSE.....	Conseil supérieur de l'énergie
CSF.....	Comité stratégique de filière
CSPE.....	Contribution au service public de l'électricité
CTSS.....	Contribution au tarif spécial de solidarité
DB.....	Direction du budget (MINEFI)
DGCCRF.....	Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (MINEFI)
DGE.....	Direction générale des entreprises (MINEFI)
DGEC.....	Direction générale de l'énergie et du climat (MTES)
EGG.....	<i>Erneuerbare Energien Gesetz</i> , loi allemande sur les énergies renouvelables
ELD.....	Entreprise locale de distribution
EnR.....	Énergies renouvelables
ETI.....	Entreprise de taille intermédiaire
EU-ETS.....	<i>European Emissions Trading System</i> , marché européen de régulation des émissions de gaz à effet de serre



FASEP.....	Fonds d'étude et d'aide au secteur privé (soutien à l'export)
FEDER.....	Fonds européen de développement régional
IAB.....	Intégration au bâti - en anglais <i>Building-integrated photovoltaics</i> (BIPV)
ICPE.....	Installations classées pour la protection de l'environnement
INES.....	Institut national de l'énergie solaire
IRENA.....	<i>International renewable energy agency</i> (Agence internationale pour les énergies renouvelables)
ISDND.....	Installations de stockage de déchets non-dangereux
ITE.....	Institut pour la transition énergétique
LTECV.....	Loi pour la transition énergétique et la croissance verte
Mbtu.....	<i>Mega British Thermal Unit</i> , unité de mesure d'énergie thermique (1 btu= 252 calories)
MINEFI.....	Ministère de l'économie et des finances
MTES.....	Ministère de la transition écologique et solidaire
NTE.....	Nouvelles technologies émergentes (appel à projets de l'ADEME)
OM.....	Ordures ménagères
PAC.....	Pompe à chaleur
PIA.....	Programme des investissements d'avenir
PNA.....	Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables (2009-2020).
PPE.....	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PV.....	Photovoltaïque (solaire)
RT 2012.....	Réglementation thermique des bâtiments 2012
SER.....	Syndicat des énergies renouvelables
SGAE.....	Secrétariat général des affaires européennes
SNBC.....	Stratégie nationale bas carbone
SNMB.....	Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse
SNRE.....	Stratégie nationale de la recherche énergétique
SRCAE.....	Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie
SSC.....	Système solaire combiné (eau-chaude sanitaire et chauffage solaires thermiques)
STEP.....	Station de transfert d'énergie par pompage
TEP.....	Tonne d'équivalent pétrole, unité de mesure de l'énergie (1 tep =11 630 kWh)
TIC.....	Taxe intérieure de consommation
TICFE.....	Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité
TICGN.....	Taxe intérieure sur la consommation finale de gaz
TICPE.....	Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques
TURPE.....	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
UIOM.....	Unité d'incinération d'ordures ménagères
ZDE.....	Zones de développement de l'éolien
ZNI.....	Zones non-interconnectées

## Annexes

Annexe n° 1 : saisine de la Présidente de la commission des finances du Sénat .....	94
Annexe n° 2 : courrier du Premier président à la Présidente de la commission des finances du Sénat .....	95
Annexe n° 3 : liste des personnes rencontrées.....	96
Annexe n° 4 : répartition des objectifs européens fixés pour 2020 .....	98
Annexe n° 5 : comparaisons internationales .....	99
Annexe n° 6 : objectifs fixés par filières dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)....	103
Annexe n° 7 : présentation du mix renouvelable électrique et thermique.....	105
Annexe n° 8 : valeur des marchés et de la production économique nationale des EnR .....	106
Annexe n° 9 : présentation des emplois par filière.....	107
Annexe n° 10 : dispositifs de soutien aux EnR .....	108
Annexe n° 11 : hypothèses relatives aux prévisions de charges de service public de l'énergie.....	110
Annexe n° 12 : détail des soutiens publics accordés aux énergies renouvelables .....	111
Annexe n° 13 : détail des montants engagés sur la recherche et l'innovation.....	114
Annexe n° 14 : principales instances de concertation sur la politique énergétique.....	116

## Annexe n° 1 : saisine de la Présidente de la commission des finances du Sénat

R É P U B L I Q U E F R A N Ç A I S E

KCC A1607866 KZZ  
20/12/2016



Monsieur Didier MIGAUD  
Premier président de la  
Cour des comptes  
13, rue Cambon  
75100 PARIS CEDEX 01

Paris, le 19 décembre 2016

*N°Réf. : XV/16-269*

MICHÈLE ANDRÉ

PRÉSIDENTE  
DE LA COMMISSION  
DES FINANCES

Monsieur le Premier président,

J'ai l'honneur de vous demander, au nom de la commission des finances du Sénat, la réalisation par la Cour des comptes, en application de l'article 58-2° de la loi organique du 1<sup>er</sup> août 2001 relative aux lois de finances, de cinq enquêtes portant respectivement sur :

- la chaîne de paiement des aides agricoles (organisation, coûts et efficacité) et l'Agence de services et de paiement (ASP),
- le soutien aux énergies renouvelables,
- le recours aux personnels contractuels dans l'éducation nationale,
- les matériels et équipements de la police et de la gendarmerie (acquisition et utilisation),
- le programme « Habiter mieux ».

Ces enquêtes pourraient être remises de manière échelonnée entre janvier et mars 2018.

Comme à l'accoutumée, le choix de ces sujets a fait l'objet d'échanges préalables entre le secrétariat de la commission des finances et le Rapporteur général de la Cour des comptes.

Je vous prie de croire, Monsieur le Premier président, à l'assurance de mes sentiments les meilleurs.

Michèle ANDRÉ

15, RUE DE VALOIRARD - 75291 PARIS CEDEX 05 - TÉLÉPHONE : 01 42 34 29 76

## Annexe n° 2 : courrier du Premier président à la Présidente de la commission des finances du Sénat

Cour des comptes



Le Premier président

1700138

Le 11 JAN. 2017

Madame la Présidente,

En réponse à votre courrier en date du 19 décembre dernier concernant la réalisation d'enquêtes en application de l'article 58-2 de la loi organique n° 2001-692 du 1<sup>er</sup> août 2001 relative aux lois de finances, j'ai le plaisir de vous confirmer que la Cour devrait être en mesure de réaliser les travaux que vous avez demandés.

Les enquêtes sur *la chaîne des aides agricoles (organisation, coûts et efficacité) et l'Agence de services et de paiement*, préparée par la septième chambre, présidée par Mme Evelyne Ratte, et sur *le soutien aux énergies renouvelables*, réalisée par la deuxième chambre de la Cour, présidée par M. Guy Piolé, pourront être transmises au mois de janvier 2018.

Les communications relatives aux *personnels contractuels dans l'éducation nationale*, préparée par la troisième chambre de la Cour, présidée par Mme Sophie Moali, et au *programme Habiter mieux*, réalisée par la cinquième chambre de la Cour, présidée par M. Pascal Duchadeuil, vous seront remises au mois de février 2018.

Le rapport sur *les matériels et équipements de la police et de la gendarmerie (acquisition et utilisation)* sera réalisé par la quatrième chambre de la Cour, présidée par M. Jean-Philippe Vachia, et vous sera remis en mars 2018.

Je vous propose que, comme les années précédentes, des échanges entre les rapporteurs spéciaux et les présidents de chambre et magistrats concernés puissent avoir lieu très rapidement afin de préciser le champ, l'approche et la date de remise de ces enquêtes.

M. Henri Paul, Rapporteur général du comité du rapport public et des programmes, se tient à votre disposition sur l'ensemble de ces sujets.

Je vous prie d'agréer, Madame la Présidente, l'expression de ma haute considération.

Didier Migaud

Madame Michèle André  
Présidente de la Commission des  
finances  
SÉNAT  
15, rue de Vaugirard  
75006 Paris

### Annexe n° 3 : liste des personnes rencontrées

<b>Organisme</b>	<b>Personnes rencontrées</b>
<i>ADEME</i>	M. Rémi CHABRILLAT, Directeur Productions et énergies durables M. David MARCHAL, Chef de service adjoint Réseaux et Énergies Renouvelables
<i>Commissariat à l'énergie atomique (CEA)</i>	M. Vincent BERGER, Directeur de la Recherche Fondamentale
<i>Commissariat Général à l'Investissement (CGI)</i>	M. Ivan FAUCHEUX, Directeur de programme énergie et économie circulaire
<i>Commission de régulation de l'énergie (CRE)</i>	M. Brice BOHUON, Directeur général M. Christophe LEININGER, Directeur du développement des marchés et de la transition énergétique M. Adrien THIRION, Chef du département Dispositifs de soutien aux EnR
<i>Direction du budget</i>	M. Denis CHARISSOUX, Sous-directeur (4e sous-direction) M. Nicolas LAGNOUS, Chef du bureau développement durable (4BDD) M. Olivier DUFREIX, Rédacteur (4BDD)
<i>Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)</i>	Mme Virginie SCHWARZ, Directrice de l'énergie M. Pascal DUPUIS, Chef du service du climat et de l'efficacité énergétique M. Olivier DAVID, Sous-directeur du système électrique et des énergies renouvelables
<i>Direction générale de la recherche et de l'innovation (DGRI)</i>	M. Alain BERETZ, Directeur général de la recherche et de l'innovation
<i>Direction générale des entreprises (DGE)</i>	M. Julien TOGNOLA, Chef du service de l'Industrie M. Marc GLITA, Chef du bureau des industries de l'énergie

<i>Organisme</i>	<i>Personnes rencontrées</i>
<i>DG Trésor</i>	M. Benjamin DELAUZIER, Sous-directeur « politiques sectorielles » M. Alexis LOUBLIER, Chef du bureau POLSEC 3 M. Arthur SOULETIE, Adjoint au chef de bureau POLSEC 3 Mme Laetitia DUFAY, Chef du bureau « Pôle secteurs prioritaires à l'international »
<i>France Stratégie</i>	Mme Bérangère MESQUI, Directrice du Département Développement Durable et Numérique
<i>Institut national de l'énergie solaire (INES)</i>	M. Philippe MALBRANCHE, Directeur général
<i>Syndicat des énergies renouvelables (SER)</i>	M. Jean-Louis BAL, Président M. Alexandre ROESCH, Délégué général

## Annexe n° 4 : répartition des objectifs européens fixés pour 2020

### Tableau n° 9 : objectifs fixés par la directive 2009/28/CE

<i>Pays</i>	Objectif pour la part d'énergie produite à partir de source renouvelables dans la consommation d'énergie finale brute en 2020 (en %)	Part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale brute en 2014 (en %)	Part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale brute en 2005 (en %)
Suède	49	52,6	39,8
Finlande	38	38,7	28,5
Danemark	30	29,2	17
Autriche	34	33,1	23,3
Portugal	31	27	20,5
France	23	14,3	10,3
Espagne	20	16,2	8,7
Allemagne	18	13,8	5,8
Grèce	18	15,3	6,9
Italie	17	17,1	5,2
Irlande	16	8,6	3,1
Royaume-Uni	15	7	1,3
Pays-Bas	14	5,5	2,4
Belgique	13	8	2
Luxembourg	11	4,5	0,9
UE - 28	20	16	8,4

Sources : directive 2009/28/CE et Eurostat

## Annexe n° 5 : comparaisons internationales

### Allemagne

Si l'Allemagne a poursuivi une politique globalement comparable à celle intervenue en France, sa transition énergétique répond à des problématiques différentes, puisqu'il s'est peu à peu fondé sur un double objectif, celui de sortir définitivement du nucléaire<sup>199</sup> et celui de réduire le recours au charbon<sup>200</sup> encore significatif dans le mix allemand. Des cibles ambitieuses de pénétration des EnR dans la consommation énergétique ont donc été fixées (18 % d'EnR dans la consommation finale brute d'énergie d'ici 2020, 40 % d'ici 2025 et 50-60 % d'EnR d'ici 2035).

La politique de soutien aux EnR allemandes a véritablement émergé en 2000 au travers de la loi dite *EEG*, grâce à laquelle l'Allemagne a favorisé le développement de filières électriques renouvelables en instituant un accès prioritaire au réseau et un tarif d'achat pendant vingt ans au bénéfice des producteurs. Ce dispositif a toutefois rapidement généré un coût important pour les finances publiques, évalué à plus de 20 Md€ par an depuis 2013<sup>201</sup>. Deux révisions successives de la loi EEG ont alors été adoptées en 2014 et 2016 pour mettre le cadre de soutien allemand en conformité avec les prescriptions européennes et garantir la soutenabilité de ce soutien. Les tarifs d'achats ont donc progressivement disparu au profit d'une commercialisation directe de l'électricité produite assortie d'une prime de marché. Comme la France, l'Allemagne recourt depuis 2016 à des procédures d'appel d'offres. Elle disposait en 2015 du premier parc EnR électrique européen : l'éolien représentait en 2015 près de 12,2 % de la production électrique allemande et le PV 6 %.

Longtemps conçu pour favoriser le développement des seules EnR électriques, le cadre de soutien allemand aux EnR s'est adapté afin de promouvoir la production de chaleur renouvelable. Depuis 2009, ce soutien repose sur des dispositions réglementaires rendant obligatoire l'utilisation partielle de chaleur renouvelable dans tous les bâtiments neufs, ainsi que dans les bâtiments publics existants. Un programme d'aide à l'investissement spécifique a été conçu dans le même temps. Enfin, outre ces dispositifs de soutien direct, l'Allemagne a mis en place une politique active d'aide à la recherche dans le domaine des EnR électriques et thermiques, par le biais du sixième programme de recherche énergétique fédéral lancé en 2015 qui a alloué près de 300 millions d'euros à la recherche sur les EnR. Pour l'avenir, la montée en puissance des EnR nécessitera d'autres investissements particulièrement lourds pour adapter les réseaux et assurer la gestion de l'intermittence énergétique, estimés à environ 40 Md€<sup>202</sup> sur la prochaine décennie.

Sur le plan industriel, l'Allemagne est, depuis 2009, le premier marché européen pour les énergies renouvelables<sup>203</sup>, porté notamment par le poids de l'éolien, du photovoltaïque et du biogaz. Le pays est parvenu à développer des filières renouvelables solides en particulier dans le secteur éolien, dans un contexte de concurrence internationale pourtant exacerbée. Ce succès repose à la fois sur les dispositifs de soutien volontaristes, mais aussi sur la compétitivité du tissu industriel allemand ainsi que sur le fort consensus en faveur des EnR qui prévaut dans le pays.

<sup>199</sup> L'énergie de source nucléaire représente près de 14,2 % de la production brute d'électricité en 2015.

<sup>200</sup> Près de 18 % de la production brute d'électricité en Allemagne en 2015 provenait du charbon.

<sup>201</sup> *Source* : ministère de l'économie et des finances allemand.

<sup>202</sup> D'après les estimations des quatre gestionnaires de réseaux de transports formulées dans le plan de développement du réseau d'électricité 2024 (*Netzentwicklungsplan*).

<sup>203</sup> Le marché allemand des énergies renouvelables pour l'année 2015 s'élevait ainsi à 27 milliards d'euros.



### Suède

En matière d'énergies renouvelables, la Suède fait figure d'exemple au sein de l'Union européenne car les EnR y représentent plus de la moitié de la consommation brute finale d'énergie et la cible de pénétration de 49 % d'EnR dans la consommation d'ici 2020 a été dépassée dès 2015. Les énergies renouvelables atteignaient au début de l'année 2016 près de 54 % de la consommation énergétique finale de la Suède. D'ici 2030, le pays ambitionne de faire passer cette part à 65 % de la consommation finale brute d'énergie. Ainsi, les émissions nationales de gaz à effet de serre suédoises ont été réduites de 27 % depuis 1995, contre 16 % en France, essentiellement grâce à la disparition des combustibles fossiles dans le secteur du chauffage.

Pour atteindre ces performances, la Suède a pu compter sur des ressources naturelles très riches, mais également sur une politique environnementale volontariste assise sur un consensus politique solide et ancien en faveur des énergies renouvelables. À la différence de la France, le spectaculaire développement des EnR suédoises a concerné de façon relativement homogènes les EnR électriques et thermiques<sup>204</sup>. La transition énergétique suédoise a conduit au développement d'un mix énergétique assez peu diversifié, reposant principalement sur l'hydraulique<sup>205</sup>, l'éolien terrestre, la biomasse-bois et les biocarburants, faute de ressources plus diversifiées, notamment dans le domaine de l'énergie solaire.

Contrairement à beaucoup de pays européens, ce n'est pas grâce à la multiplication de dispositifs de soutien que la Suède est parvenue à développer massivement sa production d'énergies renouvelables. Elle s'est davantage appuyée sur le levier fiscal dès 1991, *via* une taxe carbone élevée (120 €/tCO<sub>2</sub>) rendant le recours aux énergies fossiles particulièrement prohibitif. Quelques dispositifs de subventions ont également été mis en place pour l'écoconstruction, la microproduction d'électricité ou encore le stockage. Parallèlement, la Suède a mis en place jusqu'en 2030 un mécanisme de certificats verts. Enfin, les filières suédoises bénéficient d'une subvention directe de 130 M€ de l'agence suédoise de l'énergie pour des projets de R&D consacrés aux énergies renouvelables. Cette subvention directe à la recherche est complétée par des investissements d'un montant équivalent de la part du secteur privé.

Le volontarisme politique en faveur des EnR a nettement profité à l'industrie suédoise : en 2014, le chiffre d'affaires des entreprises opérant dans le champ du renouvelable était de 27 Md€ et le secteur comptait près de 47 300 emplois. À l'avenir, l'augmentation de la part des EnR dans la production d'énergie suédoise devrait reposer sur le remplacement progressif des capacités nucléaires d'ici 2045 qui représentent aujourd'hui près de 30 % du mix électrique du pays.

<sup>204</sup> En 1980, la part des combustibles fossiles pour le chauffage des logements suédois atteignait par exemple près de 60 % ; en 2015, elle n'était plus que de 2 % grâce au très fort développement de la filière biomasse-bois (*source* : statistiques de l'agence suédoise pour l'énergie).

<sup>205</sup> Près de 47 % de l'électricité produite en Suède en 2015 provenait de l'hydroélectricité (*source* : STEM)

### Espagne

L'Espagne a conduit depuis la fin des années 1990 une politique volontariste de soutien aux EnR destinée à accompagner sa transition énergétique en réduisant son parc de centrales au charbon et à rééquilibrer sa dépendance énergétique<sup>206</sup>. Au travers d'un plan de développement pour la période 1999-2010, les filières éolienne et solaire ont ainsi été les principales bénéficiaires de la politique de soutien public déployée. Comme en France, un système très favorable de subventions aux producteurs d'EnR électriques a été mis en place, fondé sur un accès prioritaire au réseau et un système de prix garantis *via* des tarifs d'achats, assorti de primes par kWh produit. Ce dispositif de soutien a permis aux EnR - portées notamment par l'énergie éolienne - de constituer la première source de production d'électricité au sein du mix espagnol<sup>207</sup> et de créer un tissu industriel relativement performant.

Rapidement, ce cadre très incitatif a conduit à la formation d'une bulle spéculative et à des surcoûts importants pour les finances publiques espagnoles<sup>208</sup>. Un rééquilibrage est donc intervenu en 2014 : depuis cette date, les installations en service sont garanties par le principe dit « de rentabilité raisonnable », dont le taux est fixé à 7,5 %, c'est-à-dire bien en deçà de leur niveau de rentabilité antérieure. En conséquence, la dynamique de croissance des capacités renouvelables électriques a été freinée pour le solaire et l'éolien terrestre. Aucun projet d'éolien *offshore* n'est envisagé avant 2022.

Malgré ces dérives, ce cadre a toutefois permis de stimuler les opportunités industrielles espagnoles dans le domaine énergétique. Ainsi, la bonne santé de l'industrie renouvelable acquise aujourd'hui s'explique pour partie par le positionnement précoce du pays en faveur des EnR qui a permis le développement de filières industrielles très tôt positionnées à l'export et leader technologiquement. Le modèle espagnol a permis de faire émerger de grands acteurs tournés vers l'exportation, comme IBERDROLA (énergéticien), GAMESA (turbinier éolien), ABENGOA (photovoltaïque et biomasse) ou ACCIONA (solaire thermodynamique et biomasse) et un réseau de sous-traitants et d'installateurs notamment dans le solaire thermique. Les quatre firmes précédemment mentionnées réalisent entre 37 % et 88 % de leur chiffre d'affaires à l'étranger. La refonte du cadre de soutien aux EnR en 2014 a d'ailleurs eu pour effet de renforcer le positionnement à l'export des groupes espagnols, les opportunités industrielles sur le territoire national ayant été réduites.

Ces bonnes performances industrielles cachent toutefois des situations contrastées selon les filières. Ainsi, malgré un net ralentissement après 2012, la filière éolienne a connu une forte croissance (+125 % de puissance installée en moins de dix ans) et l'Espagne figure d'ailleurs au 1<sup>er</sup> rang des producteurs européens d'électricité éolienne, devant l'Allemagne<sup>209</sup>. Les filières solaires thermodynamiques et thermiques et la filière photovoltaïque ont en revanche souffert du repli du marché national après 2012. La biomasse pour sa part ne représente qu'une part très faible du mix énergétique espagnol, mais a un gros potentiel, aujourd'hui encore peu exploité en raison de la diminution des subventions. Quant à l'hydraulique, un développement conséquent des petites installations a été observé entre 2012 et 2015, mais la production électrique, dépendant de précipitations très aléatoires, est variable d'une année à l'autre. Pour l'avenir, l'Espagne s'est dotée d'un nouveau plan EnR pour la période 2011-2020 prévoyant des objectifs de développement ambitieux dont le pays est toutefois encore relativement éloigné (20,8 % d'EnR dans la consommation finale d'énergie d'ici 2020).

<sup>206</sup> 72,8 % de l'énergie espagnole est importée (2015), ce qui constitue l'une des dépendances énergétiques les plus fortes d'Europe et coûte près de 38 Md€ par an au pays.

<sup>207</sup> En 2015, 37,2 % de la production électrique provenait d'installations EnR ; l'Espagne disposait alors du 2<sup>ème</sup> parc européen d'éoliennes après l'Allemagne.

<sup>208</sup> Le coût annuel de ces dispositifs de soutien avait atteint plus de 9 Md€ pour l'année 2013.

<sup>209</sup> L'Espagne produit 23,2 % de l'énergie éolienne européenne contre 22,8 % en Allemagne.

### Royaume-Uni

Privilégiant la fin du recours au charbon qui représentait encore 23 % de son mix électrique en 2015, le Royaume-Uni a engagé une politique volontariste de soutien aux EnR électriques. Malgré les progrès réalisés, à l'échelle de l'Union européenne, la proportion d'EnR dans la consommation finale d'énergie britannique (8,3 % en 2015) ainsi que la trajectoire retenue par le pays pour 2020 demeure modeste (15 % en 2020), et ses perspectives d'évolution incertaines. Le pays accuse notamment un certain retard dans le domaine de la chaleur renouvelable : 4,5 % de la chaleur consommée était d'origine renouvelable en 2015, quand l'objectif pour 2020 a été fixé à 12 %.

Le soutien public du Royaume-Uni aux EnR est encadré par le mécanisme du *levy control framework*. La loi a ainsi fixé un plafond annuel maximal d'aides publiques à destination des EnR, atteignant 7,6 Md£ + 20% en 2020. En dehors de cette spécificité, les dispositifs de soutien mis en œuvre sont proches de ceux déployés en France. Les EnR productrices de chaleur bénéficient quant à elles depuis 2011 d'un régime de subventions ad hoc ne relevant pas du plafond fixé par la loi. Il s'agit d'un dispositif de rémunération des installations de chauffage à la biomasse, panneaux solaires thermiques et pompes à chaleur, plafonné à 486 M£ pour 2016. Le gouvernement a également mis en place une banque verte dont le rôle est de financer des installations renouvelables. Enfin, différents fonds ont été créés pour abonder par appels d'offres des projets de R&D dans le domaine des EnR.

Ces dispositifs ont permis un large développement des EnR, notamment électriques dont la part dans le mix atteignait près de 25 % en 2015. Une nette inflexion dans cette politique de soutien a toutefois été engagée en 2016, le gouvernement ayant constaté que la trajectoire d'évolution des coûts associés à ces différents outils dépasserait de 1,5 Md£ le plafond fixé par le *levy control framework* en 2020, à dispositifs constants. Ce constat s'est accompagné d'un audit sévère conduit par le *National Audit Office* (NAO) critiquant l'architecture des dispositifs de soutien mis en place, qui privilégiait de fait les projets lancés avant 2015 au lieu de garder des marges de manœuvres financières pour l'avenir, en espérant alors bénéficier de technologies plus matures et moins coûteuses. Seul l'éolien *offshore* a conservé des objectifs de développement ambitieux<sup>210</sup> alors que le soutien à l'éolien terrestre a été interrompu et celui au solaire réduit de moitié. Le choix de l'éolien *offshore* comme principale filière soutenue se relève bien adapté aux avantages structurels du Royaume Uni mais il va toutefois entraîner des coûts importants pour assurer l'adaptation du réseau : le montant des travaux de renforcement d'ici 2020 et des coûts de raccordement est estimé à 34 Md£<sup>211</sup>.

En outre, la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne pourrait avoir des répercussions importantes sur sa politique énergétique. Le pays devra en particulier négocier sa participation à l'ETS, clarifier ses objectifs climatiques en dehors du cadre de l'UE, sécuriser son approvisionnement énergétique, clarifier sa situation vis-à-vis des financements européens en matière de R&D et des prêts de la banque européenne d'investissement pour les énergies renouvelables et surtout rassurer les investisseurs dans le domaine des énergies renouvelables. La stratégie post-2020 doit encore faire l'objet d'arbitrages pour donner davantage de visibilité aux nombreux acteurs du secteur.

Sur le plan industriel, le Royaume-Uni a valorisé différents types de filières pour entreprendre sa transition énergétique mais se positionne globalement avec un certain retard dans la plupart d'entre elles par rapport à l'Allemagne notamment, en dehors de l'éolien *offshore*. Le développement du marché britannique n'a donc que peu bénéficié à l'industrie, une grande partie des équipements étant fournie par des acteurs étrangers : le secteur des énergies renouvelables au Royaume-Uni compte ainsi près de quatre fois moins d'emplois que celui de l'Allemagne.

<sup>210</sup> 8 à 9 GW de capacité installée pour 2021

<sup>211</sup> Source : Ministère de l'énergie du gouvernement Cameron (mars 2015)

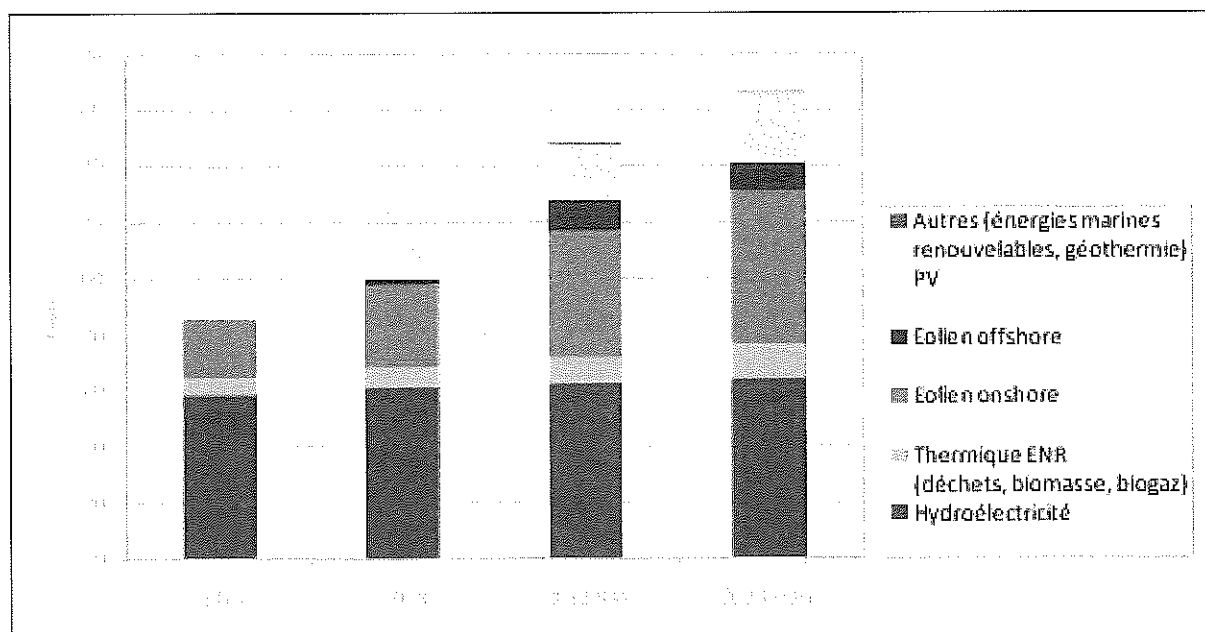
## Annexe n° 6 : objectifs fixés par filières dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

Tableau n° 10 : objectifs pour la production d'électricité renouvelable

Objectifs de développement (en MW)	2018	2023	
		Hypothèse haute	Hypothèse basse
Éolien terrestre	15 000	26 000	21 800
Solaire	10 200	20 200	18 200
Hydroélectricité	25 300	26 050	25 800
Éolien en mer	500	3000	
Énergies marines		100	
Géothermie électrique	8	53	
Bois-énergie	540	1040	790
Méthanisation	137	300	237

Source : décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016

Graphique n° 13 : objectifs PPE pour la production électrique renouvelable par filière (en TWh)

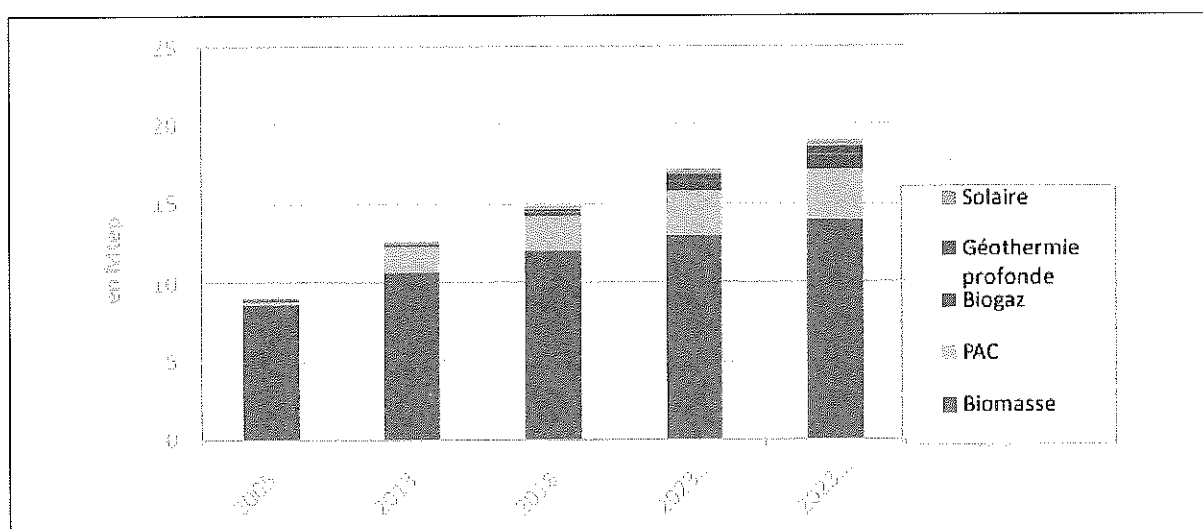


Source : Synthèse du dossier de présentation de la PPE

**Tableau n° 11 : objectifs pour la production de chaleur et de froid renouvelables**

Objectifs de développement (en Ktep)	2018	2023	
		Hypothèse haute	Hypothèse basse
Biomasse	12 000	14 000	13 000
	300	900	700
Pompes à chaleur	2 200	3 200	2 800
Géothermie	200	550	400
Solaire thermique	180	400	270

Source : décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016

**Graphique n° 14 : objectifs PPE pour la consommation finale de chaleur renouvelable par filière (en Mtep)**

Source : Synthèse du dossier de présentation de la PPE

**Tableau n° 12 : objectifs de réduction de la consommation d'énergie primaire fossile**

Objectifs	2018	2023
Gaz naturel	-8,4 %	-15,8 %
Pétrole	-15,6 %	-23,4 %
Charbon	-27,6 %	-37,0 %
Objectif de réduction de la consommation finale d'énergie par rapport à 2012	-7,0 %	-12,6 %

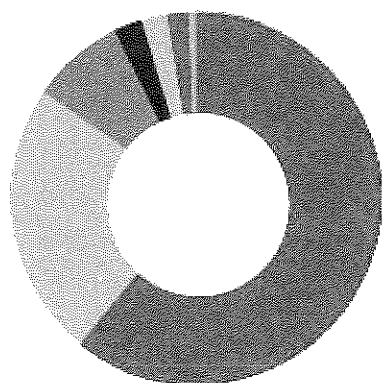
Source : décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016

## Annexe n° 7 : présentation du mix renouvelable électrique et thermique

### PRODUCTION BRUTE D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE PAR FILIÈRE EN 2015

TOTAL : 89,5 TWH

En %



- Hydraulique renouvelable : 61,1
- Éolien : 23,8
- Solaire photovoltaïque : 8,1
- Biogaz : 2,4
- Biomasse solide : 2,2
- Déchets renouvelables : 1,9
- Énergie marémotrice : 0,5

Champ : métropole.

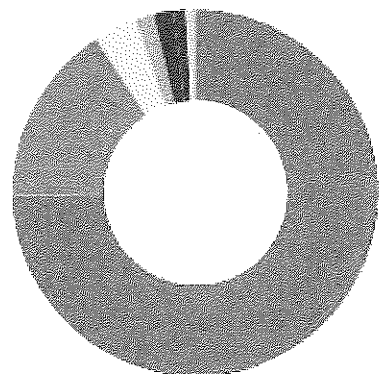
Source : SOeS, d'après les sources par filière

### CONSOMMATION PRIMAIRE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES POUR LA PRODUCTION DE CHALEUR, EN 2015

TOTAL : 12,3 MTEP (143,3 TWH)

Données corrigées des variations climatiques

En %



- Bois-énergie : 74,9
- Pompes à chaleur : 16,1
- Déchets renouvelables : 3,7
- Résidus agricoles et agroalimentaires : 1,7
- Géothermie : 1,7
- Biogaz : 1,1
- Solaire thermique : 0,8

Champ : métropole.

Source : SOeS, d'après les sources par filière

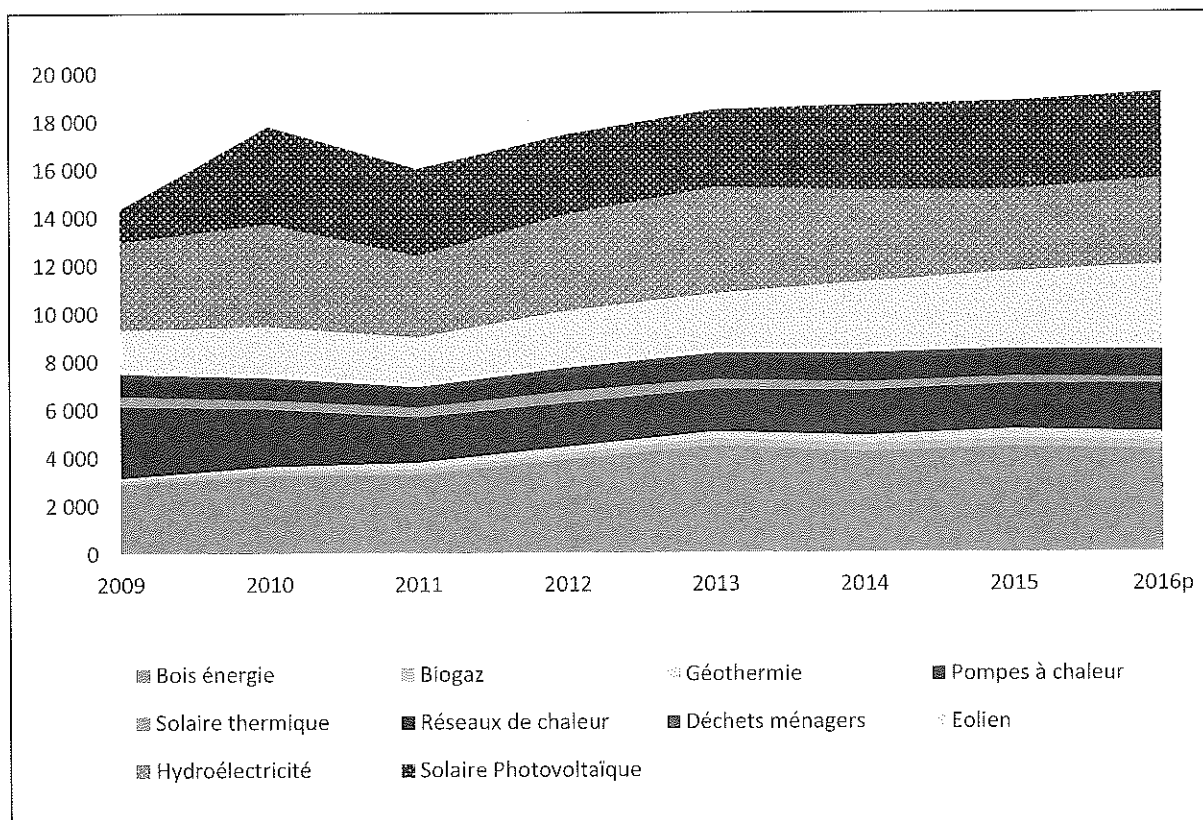
Source : extrait des chiffres clés des énergies renouvelables (édition 2016, parue en février 2017) - DATALAB

## Annexe n° 8 : valeur des marchés et de la production économique nationale des EnR

La valeur des marchés français, représentant le montant des chiffres d'affaires des différentes activités liées au développement des EnR y compris la vente de l'énergie produite incluant le soutien public (fabrication d'équipements dont les importations et exportations, montage de projets, études, construction, distribution, installation, exploitation-maintenance, vente d'énergie) est passée de 10,4 en 2006 à 21,3 Md€<sup>212</sup> en 2016.

La production économique nationale, prenant en compte la valeur des exportations et du marché domestique hors importations d'équipements, s'élevait quant à elle à environ 19,2 Md€ en 2016<sup>1</sup>, représentant près de 1% du PIB. À l'intérieur de ces marchés, les trois filières électriques (solaire photovoltaïque, éolien et hydroélectricité) sont prédominantes.

Graphique n° 15 : valeur de la production économique nationale par filière EnR (M€)

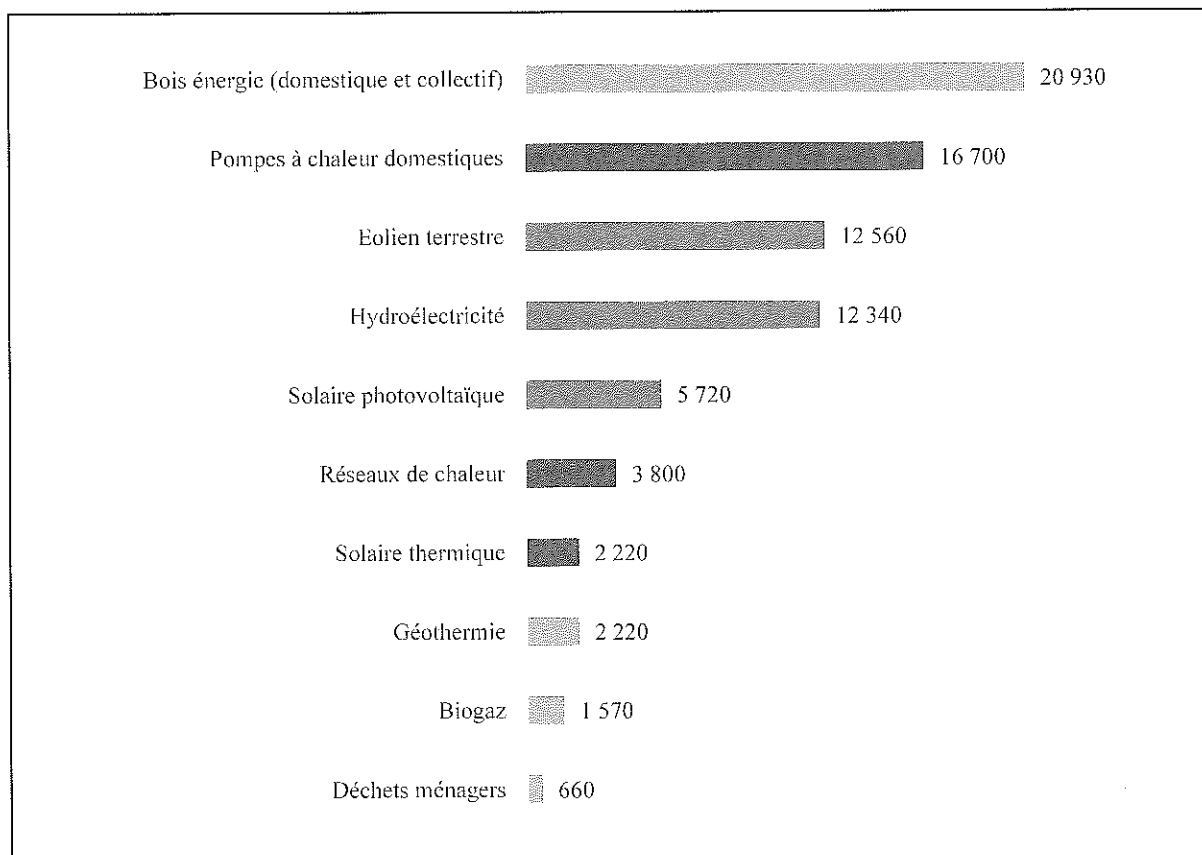


Source : Cour des comptes d'après étude ADEME « Marchés & emplois dans le domaine des EnR » de juillet 2017

<sup>212</sup> Source : étude ADEME « Marchés & emplois dans le domaine des énergies renouvelables » de juillet 2017.

## Annexe n° 9 : présentation des emplois par filière

Graphique n° 16 : nombre d'emplois directs par filière en 2016 (ETP)



Source : étude « Marchés et emplois dans le domaine des énergies renouvelables » de l'ADEME, juillet 2017

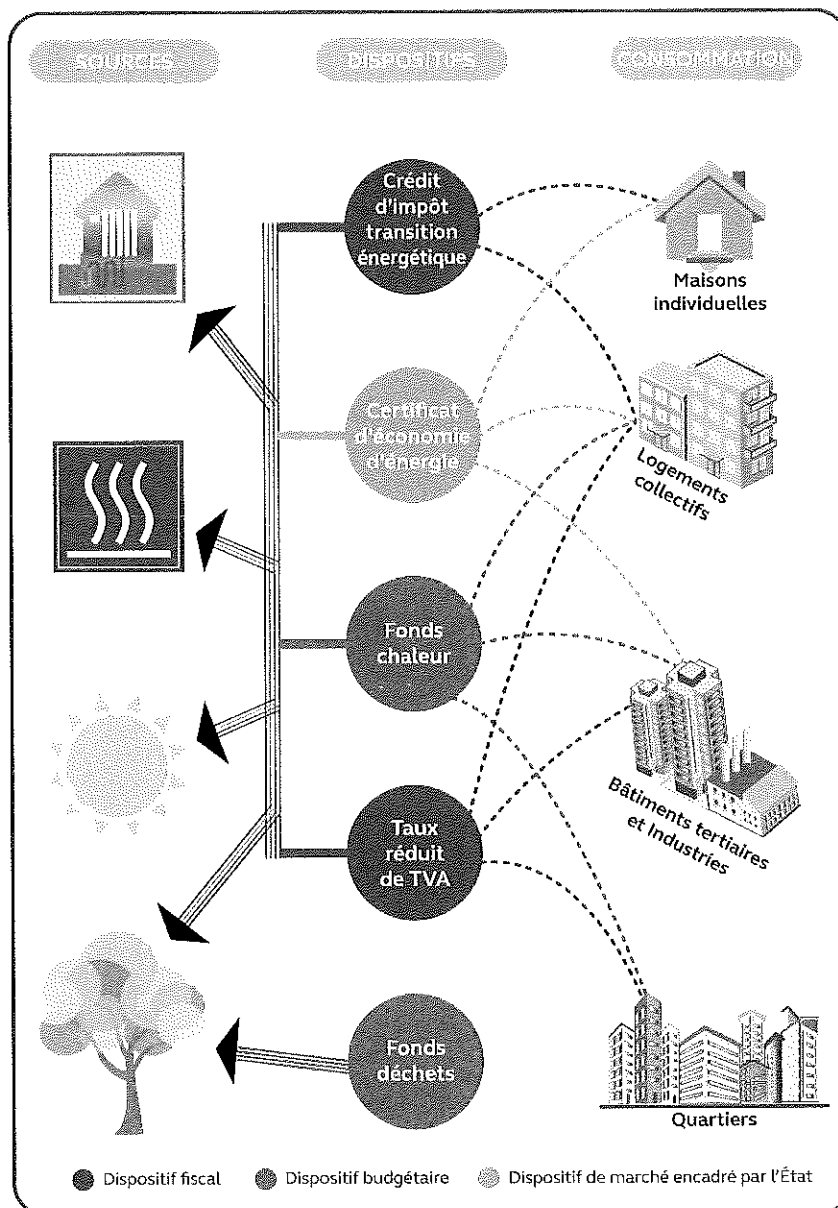


## Annexe n° 10 : dispositifs de soutien aux EnR

### Tableau n° 13 : dispositifs de soutien par type d'ENR électrique en 2017

Guichets ouverts		Appels d'offres (obligation d'achat ou complément de rémunération, obligatoire pour les puissances $\geq 500$ kW )
Obligation d'achat	Complément de rémunération	
photovoltaïque $\leq 100$ kWc		photovoltaïque $> 100$ kWc (contrat d'achat si $< 500$ kWc, complément de rémunération si $\geq 500$ kWc)
éoliennes terrestres (abrogé avril 2017)	installations éoliennes terrestres ne possédant aucune turbine $> 3$ MW et dans la limite de 6 mâts	installations éoliennes terrestres $\geq 7$ mâts ou dont une turbine $> 3$ MW
		éoliennes en mer (dialogue concurrentiel pour nouveaux projets)
biogaz méthanisation traitement eaux usées $< 500$ kW	biogaz méthanisation traitement eaux usées et ISND $\geq 500$ kW et $\leq 12$ MW	
biogaz méthanisation déchets non dangereux et matières végétales brutes et ISND $< 500$ kW		méthanisation $\geq 500$ kW
renouvellement ISND $< 500$ kW	renouvellement ISND $> 500$ kW	bois-énergie $> 300$ kW
	électricité dégagée par le traitement thermique des déchets ménagers	
hydroélectricité $< 500$ kW	hydroélectricité $< 1$ MW renouvellement possible si investissements	hydroélectricité $\geq 500$ kW ( $\geq 35$ kW pour équipement seuil existants), puis seuil relevé à $\geq 1$ MW
	géothermie	

## Schéma n° 3 : représentation des dispositifs de soutien aux EnR thermiques



Source : Cour des comptes

## Annexe n° 11 : hypothèses relatives aux prévisions de charges de service public de l'énergie

<b>HYPOTHESES PRINCIPALES</b>				
<i>Filière</i>	Volumes	Prix	Prix de marché de l'électricité	Valorisation de la capacité
<i>PV</i>	2 ans de délai de mise en service - 300 MW/an sous arrêté S17 sur 2019-2024 - Entre 2,1 et 2,3 GW/an sur 2019-2022 pour les appels d'offres	AO pluriannuels : prix moyen constaté sur la première période et hypothèse de décroissance annuelle des prix - AO PV Bâtiments : 108,20 €/MWh et baisse de 5 %/an - AO PV Sol : 72,70 €/MWh et baisse de 5 %/an	Prix 2018-2020 : moyenne des cotations des produits à terme observés sur EEX du 15 au 31 mai 2017	Hypothèse normative issue de la première enchère : 10 000 €/MW
<i>Éolien terrestre</i>	3 ans de délai de mise en service - 1 GW/an sous arrêté E17 sur 2020-2025 - 1 GW/an sur 2021-2023 pour l'appel d'offres	AO pluriannuel : prix moyen estimé sur la première période et hypothèse de décroissance annuelle des prix - AO 2017 : 71 €/MWh et baisse de 2 %/an	- 2018 : 35,91 €/MWh - 2019 : 36,09 €/MWh - 2020 : 38,30 €/MWh	
<i>Éolien offshore</i>	Échéancier de mise en service particulier - Mise en service de l'AO 2011 sur 2021-2024 avec 500 MW/an - Mise en service de l'AO 2013 sur 2024-2025 avec 500 MW/an - Mise en service du DC Dunkerque en 2026 pour 500 MW - Mise en service du DC Oléron en 2027 pour 500 MW	- AO 2011 : 214,88 €/MWh en 2021 - AO 2013 : 213,98 €/MWh en 2024 - DC Dunkerque : 160 €/MWh en 2026 - DC Oléron : 160 €/MWh en 2027	A partir de 2021 : croissance de 1 %/an	

Source : CRE

## Annexe n° 12 : détail des soutiens publics accordés aux énergies renouvelables

L'estimation des soutiens publics aux EnR mentionnée au chapitre 2 repose sur le détail des montants figurant dans les deux tableaux ci-après.

**Tableau n° 14 : moyens mobilisés par an pour le soutien des EnR thermiques + injection biogaz (estimation pour 2015 – actualisation 2016 quand disponible)**

<i>Opérateur du financement</i>	<i>Facilités de financement en M€</i>	<i>Dépenses budgétaires en M€</i>	<i>Dépenses fiscales en M€</i>	<i>Total* en M€</i>
<i>État et ses opérateurs</i>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- 216 fonds chaleur (213 en 2016)</li> <li>- 15 de fonds déchets (17 en 2016)</li> <li>- 7,1 soutien au biométhane (20,9 en 2016)</li> <li>- NC : part du fonds de mobilisation biomasse</li> <li>- crédits recherche : environ 12,5 (1)</li> <li>- FASEP : 2,1 (2)(3)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 290 au titre du crédit d'impôts transition écologique (CITE) consacré aux EnR (261,5 en 2016)</li> <li>- 55 au titre du taux de TVA réduite (réseaux de chaleur) (55 en 2016)</li> <li>- NC : taux de TVA applicable aux équipements EnR éligibles au CITE</li> <li>- NC : taux intermédiaire de TVA sur le bois de chauffage</li> </ul>	598 en 2015 (env. 581 en 2016)
<i>Collectivités locales</i>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- 50 à 60 au titre des CPER (2)(3)</li> <li>- 25 à 30 de FEDER (2)(3)</li> <li>- NC : subventions directes des communes</li> </ul>		Environ 75 à 90
<i>Opérateurs du PIA</i>		Environ 25,2 (1) (3)		Environ 25
<i>Caisse des dépôts et consignation (CDC)</i>	Environ 8 en fonds propres			
<i>Banque Publique d'Investissement (BPI)</i>	Environ 160 M€ de prêts depuis 4 ans, auxquels s'ajoutent des financements relatifs aux			

<i>Opérateur du financement</i>	<b>Facilités de financement en M€</b>	<b>Dépenses budgétaires en M€</b>	<b>Dépenses fiscales en M€</b>	<b>Total* en M€</b>
	centres de tri avec valorisation thermique			
<i>Total en M€</i>		Environ 353 à 368 en 2015 Environ 365 à 380 en 2016	345 en 2015 316,5 en 2016	<b>Environ 698 à 713 de soutien public en 2015 (hors facilités de financement)</b>  <b>Environ 681 à 696 en 2016</b>

- (1) Crédits répartis entre les EnR thermiques et électriques en appliquant des hypothèses de ventilation basées sur les répartitions des volumes de production<sup>213</sup>.
- (2) Les montants attribués aux collectivités locales et au FEDER, ainsi qu'au FASEP, ont été attribués à 100% à chacune des catégories d'EnR (électriques et thermiques) faute de pouvoir distinguer la part imputable à chacune d'entre elles.
- (3) En considérant une moyenne annuelle des engagements annuels. Pour le FASEP moyenne sur 7 ans. Pour le PIA : PIA 1 et 2 consacrés aux EnR entre le T4 2010 et le T2 2017, sans distinction de la nature des engagements : maastrichtiens ou pas (donc prises de participation incluses par exemple). Pour la CDC, moyenne sur la période 2012-2016.

\* Le total figurant sur le graphique n°9 correspond à la moyenne des valeurs présentées dans le total du présent tableau

Source : Cour des comptes

EnR thermiques : 100 % bois domestique + 80 % bois énergie collectif + 20 % biogaz + 95 % géothermie + 100 % pompes à chaleur + 100 % solaire thermique + 100 % réseaux de chaleur + 60 % UIOM) + 10 % biogaz injection.

EnR électriques : 100 % éolien + 100 % solaire PV + 100 % hydraulique + 5 % géothermie + 70 % biogaz + 20 % bois énergie collectif + 40 % UIOM.

**Tableau n° 15 : moyens mobilisés par an pour le soutien des EnR électriques**  
(estimation pour 2015 – actualisation 2016 quand disponible)

<i>Opérateur du financement</i>	<i>Facilités de financement en M€</i>	<i>Dépenses budgétaires en M€</i>	<i>Total* en M€</i>
<i>État et ses opérateurs</i>		- 4 205,8 au titre de 2015 pour dispositifs de soutien 4 380,6 en 2016 - 66,8 en crédits recherche (1) - FASEP : 2,1 (3)(4)	Environ 4 275 en 2015 Environ 4 450 en 2016
<i>Collectivités locales</i>		- 50 à 60 au titre des CPER (2)(3) - 25 à 30 de FEDER (2)(3) - NC : subventions directes des communes	Environ 75 à 90
<i>CDC</i>	Environ 32 en fonds propres		
<i>BPI</i>	NC		
<i>Opérateurs du PIA</i>		Environ 137,6 (1)(3)	Environ 137,6
<i>Total en M€</i>		Environ 4 487 à 4 502 en 2015 Environ 4 662 à 4 677 en 2016	<b>Environ 4 487 à 4 502 en 2015 de soutiens publics (hors facilités de financement)</b> <b>Environ 4 662 à 4 677 en 2016 de soutiens publics (hors facilités de financement)</b>

(1) Crédits répartis entre les EnR thermiques et électriques en appliquant des hypothèses de ventilation basées sur les répartition des volumes de production<sup>214</sup>.

(2) Les montants attribués aux collectivités locales et au FEDER, ainsi qu'au FASEP ont été attribués à 100% à chacune des catégories d'EnR (électriques et thermiques) faute de pouvoir distinguer la part imputable à chacune d'entre elles.

(3) En considérant une moyenne annuelle des engagements annuels. Pour le FASEP moyenne sur 7 ans. Pour le PIA : PIA 1 et 2 consacrés aux EnR entre 2010 et le T2 2017, sans distinction de la nature des engagements : maastrichtiens ou pas (donc prises de participation incluses par exemple). Pour la CDC, moyenne sur la période 2012-2016.

\* Le total du graphique n°9 représente le total présenté dans ce tableau, contributions des collectivités locales exclues (qui ont été affectées aux EnR thermiques dans le graphique n°9)

Source : Cour des comptes

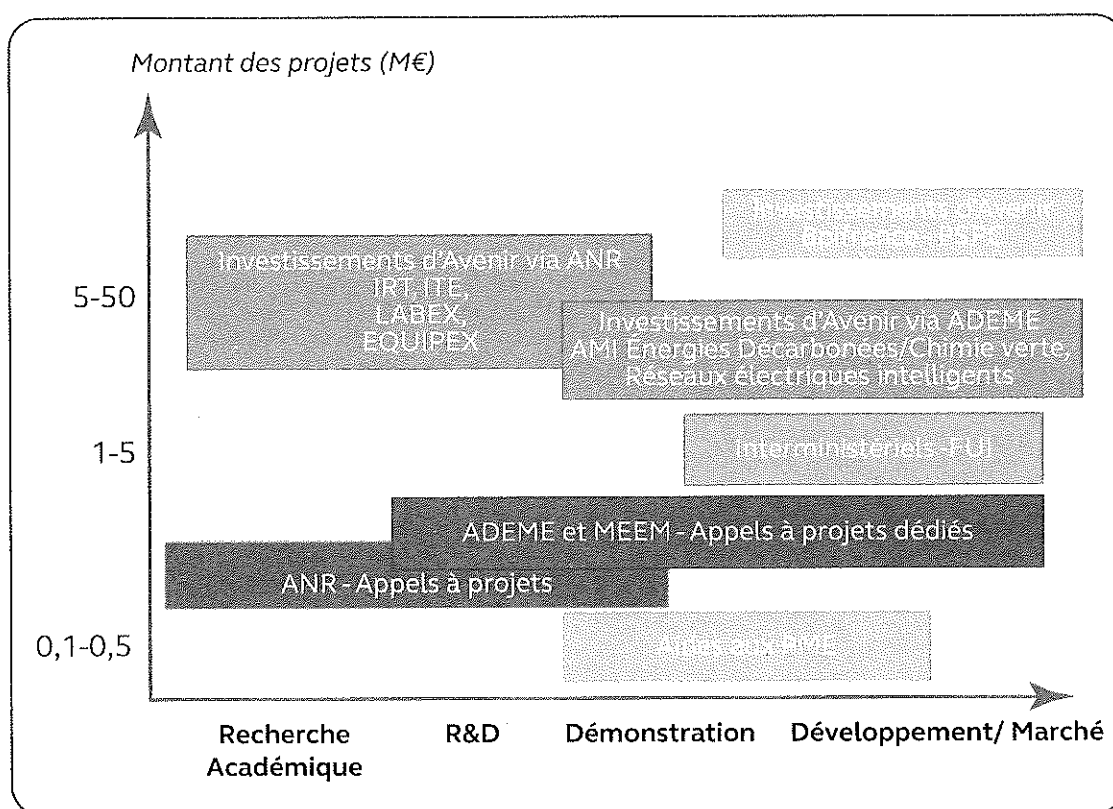
NB : BPI France a annoncé le 03/07/2017 la création du fonds France Investissement Énergie Environnement doté de 100 M€ dédiés à la Transition énergétique et écologique, qui devrait concerner les EnR à 50 % (du volume des investissements).

<sup>214</sup> Voir ndbp 216.

### Annexe n° 13 : détail des montants engagés sur la recherche et l'innovation

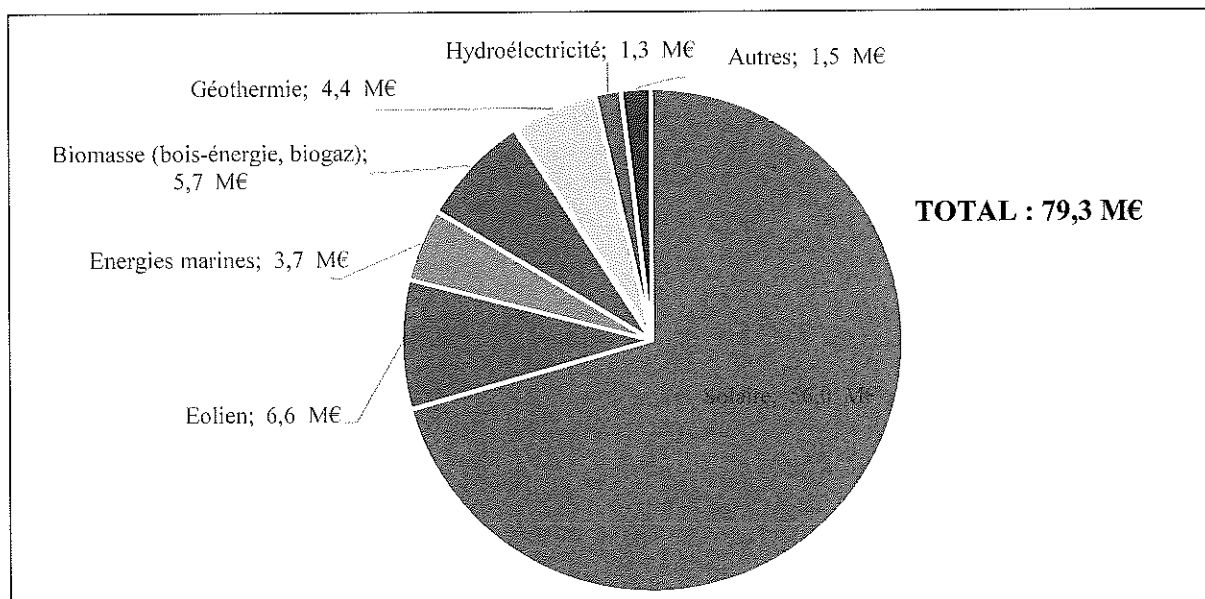
Les dispositifs de soutien à l'offre favorisant la recherche et développement (R&D) et l'innovation sont nombreux. Ils interviennent successivement le long de la chaîne de développement des projets (cf. schéma n° 4).

Schéma n° 4 : principaux dispositifs nationaux de soutien à l'innovation



Source : Stratégie nationale de la recherche énergétique

Parmi les différentes filières, le solaire photovoltaïque est la mieux pourvue avec 47,9 M€ sur cette technologie (56 M€ pour l'ensemble des technologies solaires). L'éolien et la biomasse arrivent ensuite loin derrière avec des budgets respectifs de 6,6 et 5,7 M€.

**Graphique n° 17 : répartition des budgets de recherche hors PIA en 2015 (M€)**

Source : Cour des comptes d'après données du CGDD

Concernant les crédits des PIA 1 et 2, on peut estimer qu'entre fin 2010 et mi-2017, 1,1 Md€ a été engagé sur les projets d'EnR, soit une moyenne annuelle d'environ 163 M€. Les EnR électriques se voient attribuer 80 % de cette somme soit 900 M€, dont 395 M€ sur l'éolien y compris éolien *offshore*.

**Tableau n° 16 : montants totaux engagés dans le cadre des PIA 1 et 2 par type d'EnR pour les quatre actions spécifiques aux EnR**

<i>Engagements entre T4 2010 et T2 2017 (en M€)</i>	Démonstrateurs	Instituts pour la Transition Énergétique *	Fonds Ecotechs	Total	Moyenne annuelle
<i>Photovoltaïque</i>	132,1	68,0	0,0	<b>200,1</b>	29,6
<i>Éolien (y compris éolien offshore, prépondérant)</i>	390,0	0,0	5,0	<b>395,0</b>	58,5
<i>Énergies marines (hors éolien offshore)</i>	247,9	32,5	4,0	<b>284,4</b>	42,1
<i>Hydroélectricité</i>	23,1		0	<b>23,1</b>	3,4
<i>Géothermie</i>	36,7	15,8	0,0	<b>52,5</b>	7,8
<i>Biomasse</i>	50,4	61,5	7,0	<b>118,9</b>	17,6
<i>Solaire thermique</i>	25,2	0,0	0,0	<b>25,2</b>	3,7
<b>Total</b>	<b>905,3</b>	<b>177,9</b>	<b>16,0</b>	<b>1 099,2</b>	<b>162,8</b>

\*Dont une partie octroyée en dotations non consommables  
Source : CGI



## Annexe n° 14 : principales instances de concertation sur la politique énergétique

**Tableau n° 17 : recensement et présentation des principales instances**

INSTANCES	COMPOSITION	FONCTIONNEMENT
<i>CSE - Conseil supérieur de l'énergie</i> <sup>215</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 5 parlementaires,</li> <li>- Un membre du Conseil d'État,</li> <li>- Représentants du ministère chargé de l'énergie, des collectivités territoriales, des consommateurs, des industries du secteur de l'énergie et du personnel des industries gazières et électriques</li> </ul> <p>→ Nomination par arrêté du ministre chargé de l'énergie</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Instance placée auprès du ministre chargé de l'énergie</li> <li>- Consultation sur les actes réglementaires pris par le ministre chargé de l'énergie en matière de politique énergétique,</li> <li>- Évaluation de la progression nationale des énergies renouvelables et du respect par la France des engagements climatiques européens et internationaux.</li> </ul>
<i>CNTE - Conseil national pour la transition énergétique</i> <sup>216</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Présidé par le ministre chargé de l'écologie,</li> <li>- 50 membres répartis en 8 collèges associant de nombreuses parties prenantes (représentants des élus, organisations syndicales, employeur, ONG, membres de la société civile, etc.)</li> </ul> <p>→ Sauf exception, le nomination des membres du CNTE se fait par arrêté du ministre chargé de l'énergie<sup>217</sup></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Réunie en moyenne une fois tous les deux mois,</li> <li>- Instance de dialogue sur l'ensemble de la politique environnementale chargée de rendre des avis, notamment sur la PPE et la SNBC.</li> </ul>
<i>Comité d'experts pour la transition énergétique</i> <sup>218</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 8 membres nommés par arrêté du ministre chargé de l'écologie en raison de leurs compétences scientifiques et universitaires<sup>219</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sur saisine du ministre chargé de l'écologie, formule des avis sur la SNBC, la PPE, la synthèse des SRCAE,</li> <li>- Chargé d'éclairer le débat public sur les problématiques scientifiques liées à la transition écologique</li> </ul>

<sup>215</sup> Décret n°2006-366 du 27 mars 2006 relatif à la composition et au fonctionnement du Conseil supérieur de l'énergie.

<sup>216</sup> Loi n° 2012-1460 du 27 décembre 2012 relative à la mise en œuvre du principe de participation du public défini à l'article 7 de la Charte de l'environnement.

<sup>217</sup> Décret n° 2013-753 du 16 août 2013 relatif au Conseil national de la transition écologique.

<sup>218</sup> Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et décret n° 2015-1222 du 2 octobre 2015 relatif au comité d'experts pour la transition énergétique.

<sup>219</sup> Arrêté du 5 octobre 2015 portant nomination des membres du comité d'experts pour la transition énergétique.

INSTANCES	COMPOSITION	FONCTIONNEMENT
<i>Comité de gestion pour la CSPE</i> <sup>220</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 2 parlementaires<sup>221</sup></li> <li>- Un représentant de la Cour des comptes,</li> <li>- Un représentant de la CRE;</li> <li>- Des représentant du ministre chargé de l'énergie, de l'économie, du budget, des outre-mer ;</li> <li>- 3 personnalités qualifiées</li> </ul> <p>→ Composition fixée par décret du Premier ministre</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Placé auprès du ministre chargé de l'énergie,</li> <li>- Suivi et analyse semestriels de l'ensemble des charges de CPSE</li> <li>- Émet des avis publics et peut disposer de l'expertise de la CRE pour conduire ses missions.</li> </ul>
<i>Conseil de politique nucléaire</i> <sup>222</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Présidé par Président de la République,</li> <li>- Décret fixant la liste exhaustive de la composition du conseil ; 9 ministres présents ainsi que des personnalités civiles et militaires,</li> <li>- Possibilité d'entendre toute personnalité extérieure et de se réunir en formation restreinte.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les missions du conseil sont fixées par décret<sup>223</sup>,</li> <li>- La fréquence des réunions est assez limitée, mais le conseil avalise les grandes orientations en matière de politique nucléaire.</li> </ul>

<sup>220</sup> Loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 et décret n° 2016-310 du 16 mars 2016 relatif au comité de gestion des charges de service public de l'électricité.

<sup>221</sup> Aucun ne siège toutefois à ce jour au CSPE.

<sup>222</sup> Décret n° 2008-378 du 21 avril 2008 instituant un conseil de politique nucléaire.

<sup>223</sup> Article premier du décret du 21 avril 2008 (cf. *supra*) : « le conseil définit les grandes orientations de la politique nucléaire et veille à leur mise en œuvre, notamment en matière d'exportation et de coopération internationale, de politique industrielle, de politiques énergétique, de recherche, de sûreté, de sécurité et de protection de l'environnement ».