

ANNEXE AU PROJET DE LOI DE FINANCES POUR

RAPPORT SUR LES MOYENS  
CONSACRÉS À LA POLITIQUE  
ÉNERGÉTIQUE





## TABLE DES MATIÈRES

<b>INTRODUCTION GÉNÉRALE</b>	<b>5</b>
<b>I. BILAN ENERGETIQUE DE LA FRANCE POUR 2014</b>	<b>7</b>
<b>II. MESURES PROMOUVANT UNE MEILLEURE MAITRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE</b>	<b>12</b>
<b>1. Les certificats d'économies d'énergie (CEE)</b>	<b>12</b>
<b>2. Les mesures pour l'amélioration énergétique des bâtiments</b>	<b>13</b>
2.1 Les réglementations thermiques	13
2.2 Les diagnostics de performance énergétique (DPE) dans le neuf et l'existant	15
2.3 Le guichet unique et les PRIS	16
2.4 Le crédit d'impôt transition énergétique et l'éco-prêt à taux zéro	16
2.5 Les aides de l'Agence nationale de l'habitat (Anah)	17
2.6 Le livret de développement durable (LDD)	18
2.7 L'éco-prêt logement social	18
2.8 Le dégrèvement de taxe foncière	19
2.9 La TVA à taux réduit	19
2.10 Les aides européennes	19
2.11 L'étude de faisabilité des approvisionnements en énergie	20
2.12 La limitation de l'usage des systèmes de refroidissement	20
2.13 L'entretien des chaudières et des climatisations	20
2.14 Extinction nocturne des enseignes et publicités lumineuses	21
2.15 Les contrats de performance énergétique	22
<b>3. Les mesures pour l'amélioration énergétique de l'industrie</b>	<b>23</b>
3.1. Système de plafonnement et d'échange de quotas	23
3.2. Vers une meilleure connaissance des potentiels d'efficacité énergétique	24
3.3. Outils incitatifs pour soutenir les investissements dans l'efficacité énergétique : Les Prêts verts	25
3.4. Soutien à la recherche et au développement	25
<b>4. Les aides à l'acquisition de véhicules et au retrait des véhicules les plus polluants (bonus-malus écologique)</b>	<b>26</b>
<b>III. MESURES DE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES</b>	<b>27</b>
<b>1. Dispositif de soutien aux énergies renouvelables électriques</b>	<b>27</b>
<b>2. Électrification des sites isolés</b>	<b>28</b>
<b>3. Le solaire</b>	<b>28</b>
3.1. Le solaire thermique	28
3.2. Le solaire photovoltaïque	29
<b>4. La biomasse</b>	<b>31</b>
4.1 Objectif	31
4.2 Soutien à la production de chaleur	31
4.3 Soutien à la production d'électricité	31
<b>5. L'énergie éolienne</b>	<b>33</b>
5.1 Le parc éolien terrestre	33
5.2 Le parc éolien en mer	34

<b>6. La géothermie .....</b>	<b>35</b>
6.1 La géothermie à très basse énergie .....	35
6.2 La géothermie à basse énergie .....	36
6.3 La géothermie à moyenne et haute énergie .....	36
<b>7. Les pompes à chaleur .....</b>	<b>38</b>
7.1 Objectif .....	38
7.2 Soutien à la production de chaleur .....	38
7.3 Résultats .....	38
<b>8. L'hydroélectricité .....</b>	<b>38</b>
8.1 Développement de l'hydroélectricité .....	39
8.2 Renouvellement des concessions hydroélectriques .....	39
<b>9. Le biogaz .....</b>	<b>39</b>
<b>10. Les biocarburants : bilan détaillé du développement de la production et de la consommation en France et perspectives .....</b>	<b>40</b>
10.1 Filière essence : ETBE et éthanol .....	41
10.2 Filière gazole : EMAG .....	41
10.3 Bilan d'incorporation des biocarburants .....	41
10.4 Niveau de la défiscalisation .....	41
10.5 Coût de la défiscalisation .....	42
10.6 Perspectives .....	42
<b>11. Le financement des énergies renouvelables .....</b>	<b>42</b>
11.1 L'électricité renouvelable .....	42
11.2 Le fonds chaleur .....	43
11.3 La TVA à taux réduit en faveur des réseaux de chaleur .....	44
<b>12. Évolution de l'impact sur l'environnement de la consommation énergétique .....</b>	<b>44</b>
<b>13. La R&amp;D .....</b>	<b>45</b>
13.1 L'effort budgétaire de recherche et développement énergie .....	45
13.2 Le captage et le stockage géologique du gaz carbonique .....	47
 <b>IV - Les émissions de CO<sub>2</sub> dues à la combustion d'énergie : un recul de plus de 9 % des émissions réelles</b>	 <b>51</b>

## INTRODUCTION GÉNÉRALE

### Contexte

Aux termes de la loi de programme n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique (dite POPE), il est précisé dans son article 106 : « *Est joint au projet de loi de finances de l'année un rapport sur les moyens consacrés à la politique énergétique. Ce rapport dresse notamment le bilan des actions de maîtrise de la demande d'énergie, des mesures de promotion des énergies renouvelables et de l'évolution de l'impact sur l'environnement de la consommation d'énergie, et notamment de l'évolution des rejets de gaz contribuant à l'effet de serre.* »

L'article 174 de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a abrogé l'article 106 de la loi POPE.

Le présent rapport est donc le dernier, rédigé sous cette forme. A compter de 2016, un nouveau rapport sera transmis par le Gouvernement au Parlement, portant sur le financement de la transition énergétique, quantifiant et analysant les moyens financiers publics et évaluant les moyens financiers privés mis en œuvre pour financer la transition énergétique ainsi que leur adéquation avec les volumes financiers nécessaires pour atteindre les objectifs et le rythme de transition fixés par la présente loi. Il dressera notamment le bilan des actions de maîtrise de la demande d'énergie, des mesures de promotion des énergies renouvelables et de l'évolution de l'impact sur l'environnement de la consommation d'énergie, notamment de l'évolution des émissions de gaz à effet de serre. Ce rapport portera également sur la contribution au service public de l'électricité et sur les charges couvertes par cette contribution et comprendra des scénarios d'évolution de cette contribution à moyen terme.

### **Rappel des objectifs de la politique énergétique définis par l'article 1<sup>er</sup> de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et tels que codifiés dans le code de l'énergie :**

#### **Article L. 100-1 du code de l'énergie**

La politique énergétique :

- 1° Favorise l'émergence d'une économie compétitive et riche en emplois grâce à la mobilisation de toutes les filières industrielles, notamment celles de la croissance verte qui se définit comme un mode de développement économique respectueux de l'environnement, à la fois sobre et efficace en énergie et en consommation de ressources et de carbone, socialement inclusif, soutenant le potentiel d'innovation et garant de la compétitivité des entreprises ;
- 2° Assure la sécurité d'approvisionnement et réduit la dépendance aux importations ;
- 3° Maintient un prix de l'énergie compétitif et attractif au plan international et permet de maîtriser les dépenses en énergie des consommateurs ;
- 4° Préserve la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre et contre les risques industriels majeurs, en réduisant l'exposition des citoyens à la pollution de l'air et en garantissant la sûreté nucléaire ;
- 5° Garantit la cohésion sociale et territoriale en assurant un droit d'accès de tous les ménages à l'énergie sans coût excessif au regard de leurs ressources ;
- 6° Lutte contre la précarité énergétique ;
- 7° Contribue à la mise en place d'une Union européenne de l'énergie, qui vise à garantir la sécurité d'approvisionnement et à construire une économie décarbonée et compétitive, au moyen du développement des énergies renouvelables, des interconnexions physiques, du soutien à l'amélioration de l'efficacité énergétique et de la mise en place d'instruments de coordination des politiques nationales.

#### **Article L. 100-2 du code de l'énergie**

Pour atteindre les objectifs définis à l'article L. 100-1, l'État, en cohérence avec les collectivités territoriales et leurs groupements et en mobilisant les entreprises, les associations et les citoyens, veille, en particulier, à :

- 1° Maîtriser la demande d'énergie et favoriser l'efficacité et la sobriété énergétiques ;
- 2° Garantir aux personnes les plus démunies l'accès à l'énergie, bien de première nécessité, ainsi qu'aux services énergétiques ;

- 3° Diversifier les sources d'approvisionnement énergétique, réduire le recours aux énergies fossiles, diversifier de manière équilibrée les sources de production d'énergie et augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale ;
- 4° Procéder à un élargissement progressif de la part carbone, assise sur le contenu en carbone fossile, dans les taxes intérieures de consommation sur les énergies, dans la perspective d'une division par quatre des émissions de gaz à effet de serre, cette augmentation étant compensée, à due concurrence, par un allègement de la fiscalité pesant sur d'autres produits, travaux ou revenus ;
- 5° Participer à la structuration des filières industrielles de la croissance verte ;
- 6° Assurer l'information de tous et la transparence, notamment sur les coûts et les prix des énergies ainsi que sur l'ensemble de leurs impacts sanitaires, sociaux et environnementaux ;
- 7° Développer la recherche et favoriser l'innovation dans les domaines de l'énergie et du bâtiment ;
- 8° Renforcer la formation initiale et continue aux problématiques et aux technologies de l'énergie, notamment par l'apprentissage, en liaison avec les professionnels impliqués dans les actions d'économies d'énergie ;
- 9° Assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins.

Pour concourir à la réalisation de ces objectifs, l'État, les collectivités territoriales et leurs groupements, les entreprises, les associations et les citoyens associent leurs efforts pour développer des territoires à énergie positive. Est dénommé " territoire à énergie positive " un territoire qui s'engage dans une démarche permettant d'atteindre l'équilibre entre la consommation et la production d'énergie à l'échelle locale en réduisant autant que possible les besoins énergétiques et dans le respect des équilibres des systèmes énergétiques nationaux. Un territoire à énergie positive doit favoriser l'efficacité énergétique, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la diminution de la consommation des énergies fossiles et viser le déploiement d'énergies renouvelables dans son approvisionnement.

#### **Article L.100-4 du code de l'énergie**

La politique énergétique nationale a pour objectifs :

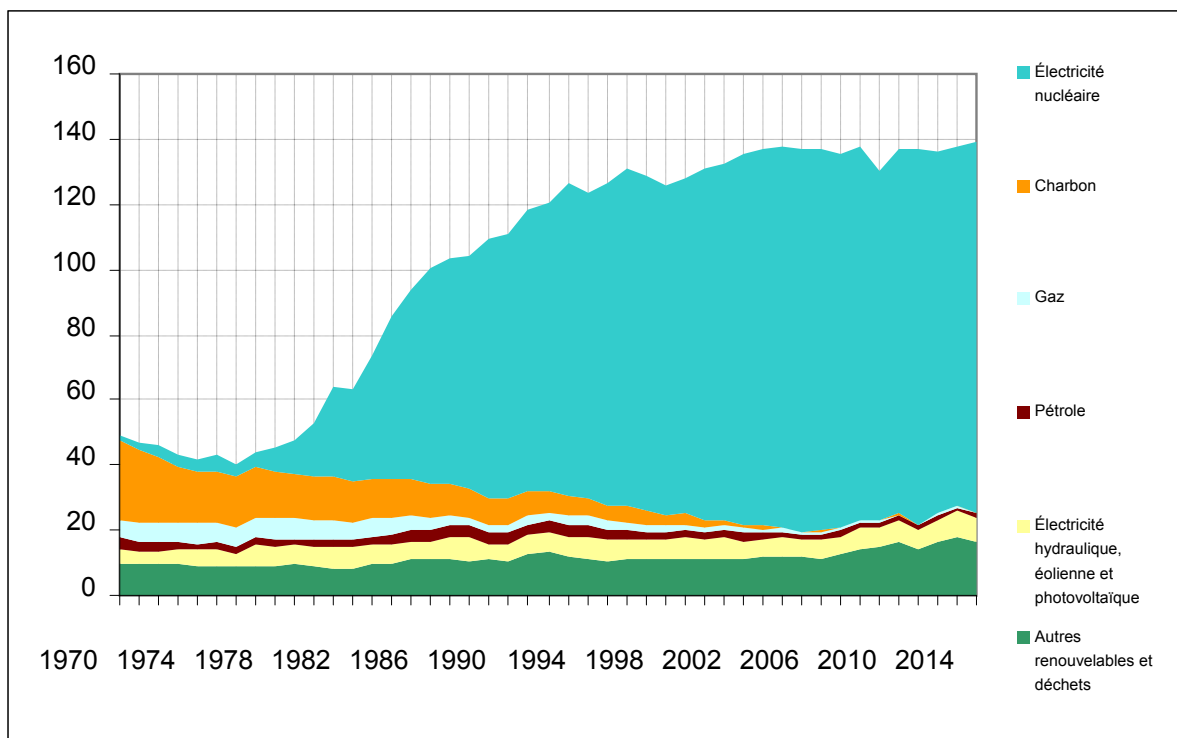
- 1° De réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050. La trajectoire est précisée dans les budgets carbone mentionnés à l'article L. 222-1 A du code de l'environnement ;
- 2° De réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030. Cette dynamique soutient le développement d'une économie efficace en énergie, notamment dans les secteurs du bâtiment, des transports et de l'économie circulaire, et préserve la compétitivité et le développement du secteur industriel ;
- 3° De réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à l'année de référence 2012, en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune ;
- 4° De porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030 ; à cette date, pour parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables doivent représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz ;
- 5° De réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025 ;
- 6° De contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction de la pollution atmosphérique prévus par le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques défini à l'article L. 222-9 du code de l'environnement ;
- 7° De disposer d'un parc immobilier dont l'ensemble des bâtiments sont rénovés en fonction des normes " bâtiment basse consommation " ou assimilées, à l'horizon 2050, en menant une politique de rénovation thermique des logements concernant majoritairement les ménages aux revenus modestes ;
- 8° De parvenir à l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer à l'horizon 2030, avec, comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2020 ;
- 9° De 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.

## I. BILAN ENERGETIQUE DE LA FRANCE POUR 2014<sup>1</sup>

L'année 2014 a battu des records en matière de température dans le monde, et notamment en France. En moyenne sur le pays, la température a été supérieure de 1,5°C à celle de la période de référence (1981-2010) et à celle de 2013 ; 2014 devient ainsi l'année la plus chaude depuis 1900, devant 2011, le précédent record. Les températures ont été particulièrement douces pendant la saison de chauffe : de janvier à avril, puis en octobre et novembre, les températures moyennes ont été supérieures de 2 à 3°C aux normales saisonnières.

Cette douceur exceptionnelle s'est concrètement traduite par des besoins de chauffage en baisse de 7 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) par rapport à une année moyenne de la période de référence, soit 10 Mtep de moins qu'en 2013 dont l'hiver avait été rigoureux. Les besoins énergétiques de la France ont ainsi fortement diminué en 2014. La consommation d'énergie primaire réelle est passée sous la barre symbolique des 250 Mtep, un plancher qu'elle n'avait pas franchi depuis 1995, diminuant de 4 % par rapport à 2013.

Graphique 1 : Production d'énergie primaire



Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie (en Mtep, données réelles, non corrigées des variations climatiques)

### 2014 : pic de la production primaire nationale à 139 Mtep

Parallèlement à ces besoins énergétiques en baisse, la production nationale d'énergie primaire a augmenté pour la deuxième année consécutive, à 139 Mtep, soit un peu plus d'un Mtep par rapport à 2013 (graphique 1). Le niveau de production des centrales nucléaires explique en grande partie ce résultat : elles ont produit 3 Mtep d'électricité de plus qu'en 2013. À près de 114 Mtep en 2014 elles sont néanmoins restées assez loin du plus haut niveau atteint de 118 Mtep en 2005. A contrario, la production d'électricité renouvelable s'est contractée de plus de 6 %. La forte progression des filières éolienne et photovoltaïque n'a pas compensé le repli de la production hydraulique (environ

<sup>1</sup> Une version complète et détaillée du bilan énergétique de la France en 2014 publiée par le Service de l'Observation et des Statistiques du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie est disponible à l'adresse suivante :

[http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/fileadmin/documents/Produits\\_editoriaux/Publications/References/2015/Ref-bilan-energie-2014-juillet2015.pdf](http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/fileadmin/documents/Produits_editoriaux/Publications/References/2015/Ref-bilan-energie-2014-juillet2015.pdf)

-11 %) dû aux conditions climatiques moins favorables qu'en 2013. La production d'énergie primaire provenant des énergies renouvelables thermiques et de la valorisation des déchets a également diminué de plus d'un Mtep, à 16,3 Mtep. L'essentiel de la baisse provient de la moindre production de bois-énergie, principale filière renouvelable en France, qui serait passée de près de 10 Mtep à 8,7 Mtep entre 2013 et 2014, en raison de l'hiver doux. Mais ce recul affecte également d'autres filières : valorisation des déchets (renouvelables ou non) et pompes à chaleur. La croissance de filières en essor, mais encore très minoritaires (biogaz, solaire thermique, biocarburants), n'a pas compensé ces baisses. Enfin, la production en France d'énergies fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon), déjà marginale, a continué à décroître avec la fin de l'injection, sur le réseau, de gaz naturel provenant du gisement de Lacq, depuis octobre 2013. Les infimes productions de charbon et de pétrole brut sont restées stables. Ensemble, ces trois filières ont produit en 2014 moins de 1,5 Mtep – en diminution de 300 ktep par rapport à 2013.

### **Déficit des échanges physiques d'énergie : un plancher record depuis 1988**

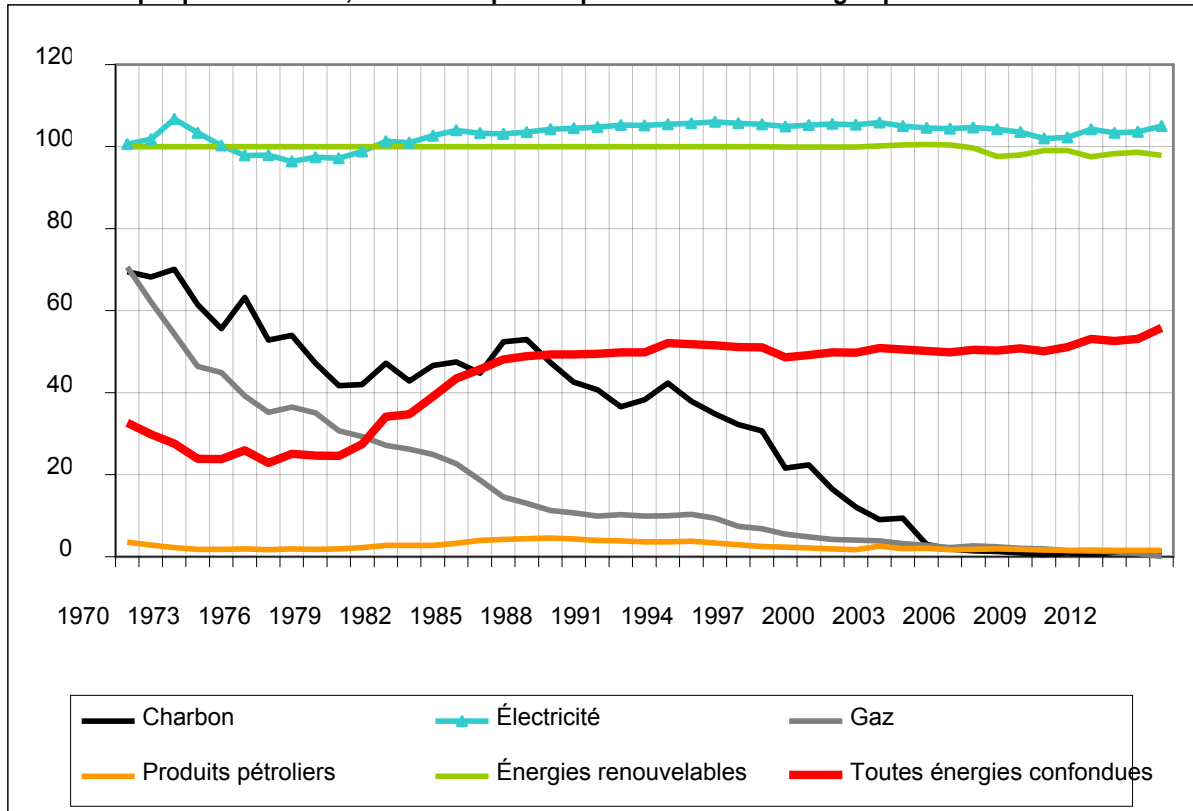
Avec le pic de la production primaire et le plancher atteint par la consommation d'énergie primaire, en données réelles, le déficit des échanges physiques d'énergie s'est réduit en 2014 de 10 Mtep, et s'est établi sous les 114 Mtep. Un niveau aussi bas n'avait plus été observé depuis 1988. Cette diminution du déficit résulte de deux mouvements convergents. D'une part, les importations se sont nettement contractées, passant sous la barre des 150 Mtep pour la première fois depuis 1995. Les achats se sont réduits dans des proportions proches pour presque tous les produits énergétiques – charbon, gaz, pétrole brut – seuls faisant exception les produits pétroliers raffinés, avec des imports en légère augmentation. D'autre part, les exportations ont augmenté de plus de 10 %, du fait de l'électricité mais aussi de réexportations de gaz naturel. La baisse, continue depuis 2008, des exportations de produits pétroliers raffinés semble être endiguée en 2014, avec toutefois une stabilité, sous la barre des 20 Mtep. Production d'énergie primaire en hausse de près de 1 %, consommation réelle en baisse de près de 4 % : ces deux évolutions ont concouru à la nette hausse du taux d'indépendance énergétique, qui a bondi entre 2013 et 2014 de 53,1 % à 55,8 % (graphique 2). Ce niveau n'avait jamais été atteint depuis que les séries du bilan énergétique existent, c'est-à-dire 1970.

### **Prix et quantités importées en baisse : un solde des échanges extérieurs d'énergie allégé de 17 %**

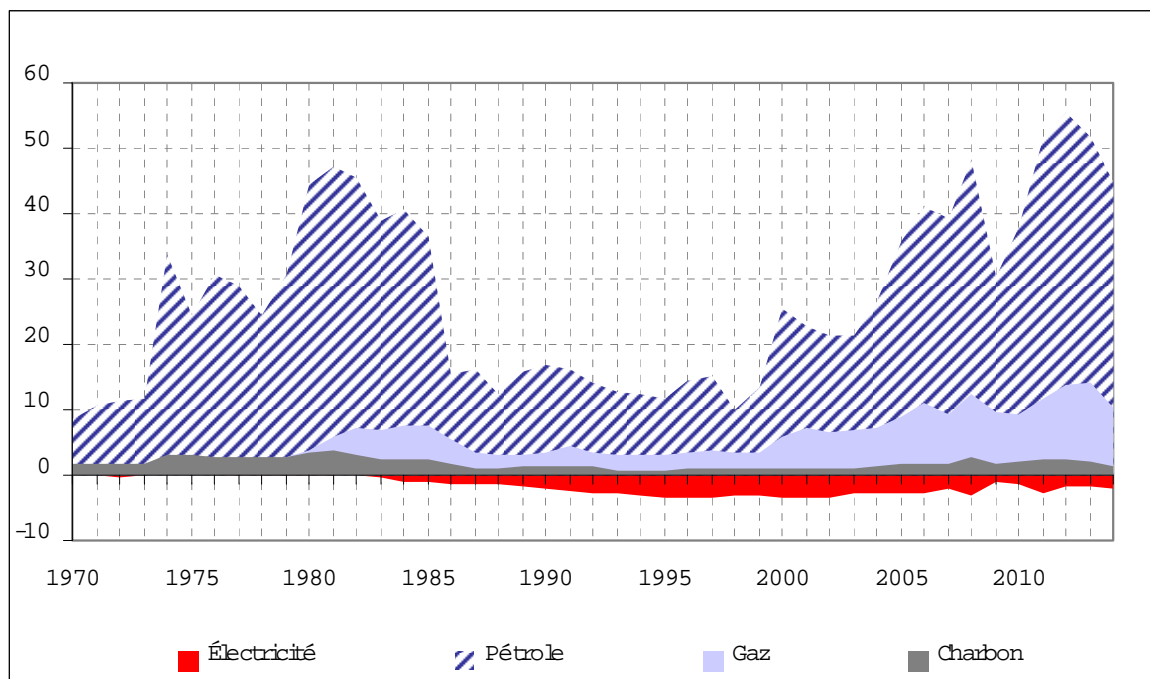
Les cours des matières premières énergétiques ont tous diminué en 2014, de façon parfois très forte. L'offre ayant été structurellement supérieure à la demande tout au long de l'année (d'un million de barils par jour en moyenne), le prix du baril de Brent daté a reculé de près de 9 % par rapport à 2013, passant sous la barre symbolique des 100 dollars en moyenne sur l'année 2014. Le prix de référence du gaz naturel sur le marché continental européen (National Balancing Point, coté à Londres) a baissé de 23 %, après quatre années de hausse. Celui de l'électricité sur la principale place boursière européenne (European Power Exchange) s'est replié de près de 20 %. Pour le charbon enfin, l'offre mondiale a été excédentaire, entraînant une baisse des prix de 8 % sur le principal marché spot européen, Anvers-Rotterdam-Amsterdam. Avec un solde des échanges physiques en nette diminution et des prix internationaux orientés à la baisse, la facture énergétique de la France s'est considérablement allégée en 2014 (graphique 3).

Le solde des échanges extérieurs de produits énergétiques a ainsi reculé de 17 % par rapport à 2013 et s'est élevé à un peu moins de 55 milliards d'euros ( Md€) après avoir varié entre 60 et 70 milliards d'euros constants pendant trois ans, niveaux jamais vus depuis que les séries du bilan énergétique existent. Il retrouve son niveau d'entre le second choc pétrolier en 1979-1980 et le contre-choc de 1985 qui fit chuter les cours du baril de brut. La chute de la facture gazière (environ 10 Md€ en 2014) a été particulièrement spectaculaire : -27 %. La facture charbonnière a diminué quant à elle de plus d'un quart, à 1,4 Md€. Enfin, le déficit du commerce extérieur de produits pétroliers, à 45 Md€, a baissé de près de 13 %, notamment du fait du pétrole brut. Les exportations d'électricité, en hausse de 19 % par rapport à 2013, ont aussi contribué à la réduction du déficit.



**Graphique 2 : en 2014, la France a produit près de 56 % de l'énergie qu'elle a consommée**

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie (en %)

**Graphique 3 : en 2014, une facture énergétique allégée de 11 milliards d'euros**

Note : la facture de l'électricité, exportatrice, comptée en négatif, se lit sur la courbe du bas. Champ : France entière.  
Source : données des Douanes, calculs SOeS (en millions d'euros)

## Budget énergétique des ménages français : -240 euros par rapport à 2013

En conséquence du repli des prix internationaux et européens, les prix à la consommation de l'énergie ont, tous produits énergétiques confondus, diminué en France (-0,9 %), pour la première fois depuis la crise économique et financière de 2009. Le prix des carburants a notamment baissé de 4,1 % en 2014. Le prix du gaz s'est replié légèrement, pour la première fois depuis cinq ans. En revanche, celui de l'électricité a continué à augmenter de près de 6 % en 2014, une hausse à peine inférieure à celle de 2013 (+6,5 %). Au final, le prix de l'énergie utilisée pour le logement a crû de 2 %. Ces évolutions se sont répercutées sur le budget des Français. En 2014, la dépense courante annuelle moyenne en énergie d'un ménage est ainsi passée sous la barre des 3 000 euros, à 2 980 euros précisément, soit un reflux de plus de 7 % et de presque 240 euros par rapport au pic de 2013. La baisse des prix des carburants s'est traduite par une diminution de leur facture de 60 euros annuels. La douceur exceptionnelle des températures hivernales a jugulé l'impact négatif qu'aurait pu avoir la poursuite de la hausse des prix de l'énergie du logement : les dépenses d'énergie dans le logement ont chuté de près de 11 %, en raison d'une moindre consommation, en volume, et se sont allégées ainsi de 180 euros en 2014.

## Même hors effet climatique, une consommation d'énergie tendant à diminuer

Même en corrigeant l'effet des variations climatiques, la consommation d'énergie primaire a poursuivi sur une tendance de fond à la baisse. Cette dernière semble avoir débuté en 2005, et n'a été perturbée que par la chute due à la crise économique et financière mondiale de 2008 et le rebond qui a suivi. En une dizaine d'années, la consommation d'énergie primaire corrigée des variations climatiques est ainsi passée de 275 Mtep, son maximum, à 257 Mtep, soit -2 Mtep par an en moyenne. Et ce malgré le redressement de la consommation finale non énergétique (+4 %, à 14 Mtep), qui a retrouvé ainsi en 2014 son niveau post-crise de 2009. En effet, la consommation finale énergétique a baissé d'un Mtep par rapport à 2013, et atteint 150 Mtep, en données corrigées des variations climatiques (tableau 1). Il faut remonter à 1996 pour trouver un niveau aussi bas. L'essentiel de la baisse est imputable au secteur résidentiel : à moins de 46 Mtep, sa consommation finale a diminué de 1,2 %. Elle s'est effritée également dans l'industrie, le tertiaire et l'agriculture (respectivement 29 Mtep, 22 Mtep et moins de 5 Mtep), sensiblement au même rythme. A contrario, elle a été quasi stable dans les transports, premier secteur consommateur, à 49 Mtep. À rebours de ce mouvement global de baisse, la consommation finale non énergétique et corrigée des variations climatiques s'est redressée d'un peu plus de 4 %, à 14 Mtep. Elle a retrouvé ainsi le niveau post-crise de 2009, après la baisse de régime en 2013, mais pas ceux qui prévalaient avant la crise (entre 15 et 18 Mtep par an). Avec ces mouvements opposés (baisse de la consommation finale énergétique à 150 Mtep, mais hausse de la consommation finale non énergétique à 14 Mtep), l'intensité énergétique finale a diminué de 0,8 % en 2014, après correction des variations climatiques. Il s'agit du recul le plus faible depuis cinq ans. Outre que la consommation finale d'énergie n'a que très peu diminué, le produit intérieur brut (PIB) a stagné.

### Consommation finale d'énergie par secteur

	1973	1990	2002	2012	2013	2014	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2012	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Consommation finale énergétique											
Résidentiel-tertiaire	56,2	57,7	67,8	68,7	68,5	67,7	0,2	1,4	0,1	-0,3	-1,2
dont résidentiel	n.d.*	n.d.	46,1	46,4	46,3	45,8	n.d.	n.d.	0,1	-0,1	-1,2
dont tertiaire	n.d.	n.d.	21,7	22,3	22,2	21,9	n.d.	n.d.	0,3	-0,7	-1,1
Transports	25,9	40,8	50,1	49,1	48,7	48,8	2,7	1,7	-0,2	-0,6	0,2
Industrie	47,9	38,2	36,8	29,9	29,1	28,8	-1,3	0	-2,1	-2,6	-0,9
dont sidérurgie	12,5	6,7	6,1	4,8	4,9	5,1	-3,4	-1,1	-2,4	3,0	3,9
Agriculture	3,6	4,0	4,5	4,5	4,7	4,7	0,5	0,9	0,0	5,3	-1,2
Total consommation finale énergétique	133,6	140,7	159,2	152,1	151,0	150,0	0,3	1,1	-0,5	-0,7	-0,7
Consommation finale non énergétique	10,9	12,4	16,1	14,2	13,4	14,0	0,8	1,4	-1,3	-5,3	4,2
Consommation finale	144,6	153,1	175,3	166,3	164,5	164,0	0,3	1,1	-0,5	-1,1	-0,3

n.d. : non disponible.

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie (données corrigées des variations climatiques, en Mtep)

Ces différentes évolutions sectorielles se sont répercutées sur la consommation d'énergie finale par forme d'énergie : entre 2013 et 2014, et corrigée des variations climatiques, la consommation finale d'électricité s'est repliée de plus de 3 % (tableau 2), entraînée à la baisse par ses principaux secteurs consommateurs : résidentiel, tertiaire, et industrie. Les énergies renouvelables ont augmenté de plus de 4 %, grâce notamment au développement des biocarburants dans les transports, et à celui du bois et des pompes à chaleur dans le secteur résidentiel. Après avoir nettement chuté en 2013, la consommation finale énergétique de gaz est restée stable en 2014 ; celle de pétrole s'est légèrement effritée. Enfin, la consommation de charbon s'est redressée pour la seconde année consécutive, mais à un rythme moindre qu'en 2013, du fait de la reprise de la sidérurgie. Le bouquet énergétique final de la France n'a toutefois pas été modifié par ces légères évolutions : comme en 2013, il s'est composé à 41 % de produits pétroliers, à 24 % d'électricité, à 21 % de gaz, à 10 % d'énergies renouvelables et à 4 % de charbon.

### Consommation d'énergie finale par forme d'énergie

	1973	1990	2002	2012	2013	2014	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2012	Entre 2012 et 2013	Entre 2013 et 2014
Pétrole	85,4	70,8	73,6	61,9	61,0	60,7	-1,1	0,3	-1,7	-1,4	-0,5
Électricité	13,0	25,9	34,4	37,7	38,1	36,8	4,2	2,4	0,9	1,1	-3,6
Gaz	8,7	23,3	34,7	32,9	31,3	31,3	6,0	3,4	-0,5	-4,9	-0,2
Énergies renouvelables	8,9	10,5	9,9	14,3	15,1	15,7	1,0	-0,4	3,7	5,5	4,1
Charbon	17,7	10,2	6,5	5,2	5,5	5,5	-3,2	-3,6	-2,2	4,5	1,6
Total énergétique	133,6	140,7	159,2	152,1	151,0	150,0	0,3	1,0	-0,5	-0,7	-0,7
Non énergétique	10,9	12,4	16,1	14,2	13,4	14,0	0,8	2,2	-1,3	-5,3	4,2
<b>Total consommation finale</b>	<b>144,6</b>	<b>153,1</b>	<b>175,3</b>	<b>166,3</b>	<b>164,5</b>	<b>164,0</b>	<b>0,3</b>	<b>1,1</b>	<b>-0,5</b>	<b>-1,1</b>	<b>-0,3</b>

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie (données corrigées des variations climatiques, en Mtep)

## II. MESURES PROMOUVANT UNE MEILLEURE MAITRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE

Après deux décennies de croissance, la consommation finale énergétique de la France (corrigée des variations climatiques) a diminué entre 2002 et 2014, traduisant tout à la fois les mutations de l'économie française et l'efficacité des politiques publiques en faveur de l'amélioration de l'efficacité énergétique de la France. La consommation finale énergétique est ainsi passée de 159,2 Mtep en 2002 à 150,0 Mtep en 2014, soit -5,7 % en 12 ans.

L'intensité énergétique finale, qui est le ratio entre la consommation finale d'énergie et le PIB (produit intérieur brut) s'est améliorée d'environ 25 % entre 1990 et 2014. Cette évolution constitue un indicateur du découplage de notre croissance économique avec notre consommation. Elle traduit les améliorations en termes d'efficacité énergétique dans les différents secteurs de notre économie. La France possède ainsi aujourd'hui l'une des intensités énergétiques finales parmi les plus faibles de l'Union Européenne.

### Objectifs européens

Le paquet énergie-climat, adopté en décembre 2008 à l'échelle de l'Union européenne, prévoit un triple objectif, à l'horizon 2020 : faire passer la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen à 20 %, réduire les émissions de CO<sub>2</sub> des pays de l'Union de 20 %, et accroître l'efficacité énergétique de 20 %.

Afin de contribuer à l'objectif d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique de l'Union européenne en 2020, la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique a été adoptée en 2012, ce qui a permis à l'Union européenne de se doter d'un cadre communautaire ambitieux.

### Objectifs nationaux

En application de l'article 3 de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique, la France s'est fixé le double objectif de réduire sa consommation énergétique à 131,4 Mtep d'énergie finale et 219,9 Mtep d'énergie primaire en 2020 (hors transport aérien international, hors usages non énergétiques).

Enfin, pour atteindre l'objectif « facteur 4 », c'est-à-dire la division par quatre des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 par rapport à la situation en 1990, la loi de transition énergétique pour la croissance verte prévoit la réduction de 50 % de notre consommation énergétique finale à l'horizon 2050 par rapport à 2012, avec un objectif intermédiaire de -20 % en 2030. Elle prévoit également la réduction de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 2012.

Les principales politiques et mesures mises en œuvre pour atteindre ces différents objectifs sont détaillées ci-après.

### 1. Les certificats d'économies d'énergie (CEE)

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), créé par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE) repose sur une obligation triennale de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics aux fournisseurs d'énergie (les « obligés »). Ceux-ci sont ainsi incités à promouvoir l'efficacité énergétique auprès de leurs clients (ménages, collectivités locales ou professionnels).

Les CEE sont attribués, sous certaines conditions, par les services du ministère chargé de l'énergie, aux acteurs éligibles (obligés, collectivités locales, bailleurs sociaux ANAH, sociétés de tiers-financement) réalisant des opérations d'économies d'énergie ou, dans certains cas, de développement d'énergies renouvelables, et peuvent être échangés. En fin de période, les vendeurs d'énergie obligés doivent justifier, sous réserve d'une pénalité libératoire de deux centimes d'euro par kWhc manquant, de l'accomplissement de leurs obligations par la détention de certificats d'un montant équivalent à ces obligations.

L'objectif national d'économies d'énergie de la première période du dispositif (du 1<sup>er</sup> juillet 2006 au 30 juin 2009), a été fixé à 54 TWhc et réparti entre les obligés en fonction de leurs volumes de ventes et des prix TTC des énergies. Cet

objectif a été dépassé, avec près de 65 TWhc d'économies d'énergie certifiées au 1<sup>er</sup> juillet 2009, à plus de 86 % dans le secteur résidentiel.

Une période transitoire a été créée dès le 1<sup>er</sup> juillet 2009. Aucun objectif d'économies d'énergie n'a été fixé pour cette période durant laquelle les éligibles (dont certains obligés) ont continué à mener des actions d'économies d'énergie.

Au vu des résultats positifs de la première période, la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement a prorogé le dispositif des CEE pour une deuxième période de trois ans et étendu les obligations d'économies d'énergie aux metteurs à la consommation de carburants pour automobile. La deuxième période a débuté le 1<sup>er</sup> janvier 2011, avec un niveau d'obligation fixé à 345 TWhc, pour l'ensemble des vendeurs d'énergie.

Pour assurer la continuité du dispositif avec la troisième période, la deuxième période a été prolongée d'un an et s'est terminée le 31 décembre 2014. Les modalités de fonctionnement pour cette année supplémentaire sont identiques à celles de la période 2011-2013, et le taux d'effort en matière d'obligation d'économies d'énergie est constant (115 TWhc supplémentaires en 2014).

La troisième période a débuté le 1<sup>er</sup> janvier 2015, avec un objectif triennal de 700 TWhc, soit un doublement de l'ambition de la deuxième période.

Au 31 mai 2015, 744,5 TWhc ont été délivrés depuis le lancement du dispositif sur le registre national des certificats d'économies d'énergie. 83,3 % de ces opérations ont été réalisées dans les secteurs résidentiel et tertiaire, cible prioritaire du dispositif. Par ailleurs, 31,3 % des opérations portent sur l'enveloppe des bâtiments, tandis que 52,0 % portent sur les équipements thermiques.

## **2. Les mesures pour l'amélioration énergétique des bâtiments**

Ce secteur représente 45,1 % de la consommation énergétique finale de la France et constitue à ce titre un enjeu majeur des politiques d'efficacité énergétique. L'amélioration des performances énergétiques des bâtiments est incontournable pour atteindre les objectifs fixés en termes d'efficacité énergétique, de réduction de gaz à effet de serre et de développement des énergies renouvelables.

La France s'est ainsi fixé des objectifs très ambitieux :

- généraliser les bâtiments basse consommation (BBC) en 2013 pour les constructions neuves et des bâtiments à énergie positive à l'horizon 2020 ;
- rénover 500 000 logements anciens par an d'ici à 2017.

Si les potentiels de réduction de consommation énergétique et d'émissions sont élevés, il s'agit essentiellement de sources diffuses et donc de gisements plus difficiles à mobiliser. Ainsi, afin d'atteindre ces objectifs, la France mobilise une palette d'outils diversifiés : réglementations, incitations financières (budgétaires et fiscales), formations, information et sensibilisation.

### **2.1 Les réglementations thermiques**

#### **La réglementation thermique pour les bâtiments neufs en métropole**

L'application de la RT 2012 a été généralisée depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013 à tous les bâtiments résidentiels et tertiaires, à l'exception de ceux dont la température normale d'utilisation est inférieure ou égale à 12°C, des constructions provisoires (d'une durée d'utilisation inférieure à deux ans), des bâtiments d'élevage ainsi que des bâtiments chauffés ou climatisés en raison de contraintes liées à leur usage. Cette réglementation thermique permet de passer à un niveau de consommation conventionnelle de 50 kWh/(m<sup>2</sup>.an) en moyenne, contre 150 pour la RT 2005 pour la construction neuve (et 240 pour le parc existant). Ce seuil fait l'objet d'une modulation en fonction des usages des bâtiments, de leurs caractéristiques, de la localisation géographique ainsi que des émissions de gaz à effet de serre générées pour la biomasse et les réseaux de chaleur et de froid. Les besoins de chauffage sont réduits d'un facteur 2 à 3, grâce à une meilleure conception des bâtiments et une meilleure isolation.

La RT 2012 est avant tout une réglementation d'objectifs. Elle comporte trois exigences de résultats :

- *l'efficacité énergétique du bâti « Bbio < Bbiomax » :*

Cette exigence impose une limitation simultanée du besoin en énergie pour les composantes liées à la conception du bâti (chauffage, refroidissement et éclairage), imposant ainsi son optimisation indépendamment des systèmes énergétiques mis en œuvre. Il valorise notamment le niveau d'isolation, la mitoyenneté et la conception bioclimatique (accès à l'éclairage naturel, aux apports solaires, grâce à un maximum de surfaces vitrées orientées au Sud...). La valeur moyenne du Bbiomax est modulée selon la localisation géographique, l'altitude, le type d'usage du bâtiment, et, pour les maisons individuelles, la surface habitable.

- *la consommation conventionnelle d'énergie primaire « Cep < Cepmax » :*

Conformément à l'article 4 de la loi du 3 août 2009, la RT 2012 a pour objectif de limiter la consommation d'énergie primaire des bâtiments neufs à un maximum de 50 kWh/(m<sup>2</sup>.an) d'énergie primaire en moyenne. Elle porte sur les consommations de chauffage, de refroidissement, d'éclairage, de production d'eau chaude sanitaire et d'auxiliaires (pompes et ventilateurs). Ce seuil fait l'objet d'une modulation en fonction des usages des bâtiments, de leurs caractéristiques, de la localisation géographique ainsi que des émissions de gaz à effet de serre générées pour la biomasse et les réseaux de chaleur et de froid.

- *le confort d'été dans les bâtiments non climatisés : « Tic < Ticref »*

A l'instar de la RT 2005, la RT 2012 impose que la température la plus chaude atteinte dans les locaux, au cours d'une séquence de 5 jours très chauds d'été n'excède pas un seuil.

La RT 2012 fixe également des exigences de moyens (recours aux énergies renouvelables en maison individuelle, test de perméabilité à l'air, traitement des ponts thermiques) pour atteindre les objectifs cités ci-dessus.

La mise en place de la RT 2012 engendre une forte amélioration de la performance énergétique des bâtiments neufs ce qui se traduit également par une meilleure conception bioclimatique, une isolation renforcée et la généralisation des techniques les plus performantes.

Cette réglementation va permettre d'économiser 150 milliards de kWh et des gains de CO<sub>2</sub> entre 13 et 35 millions de tonnes d'ici 2020 sachant que la loi Grenelle I prévoit une généralisation des bâtiments neufs à énergie positive à partir de 2020.

### **La réglementation thermique pour les bâtiments d'habitation neufs dans les départements d'outre-mer**

Les exigences requises en métropole en thermique et énergétique pour les constructions neuves sont inadaptées en outre-mer, caractérisé par un climat tropical humide, voire équatorial en Guyane. Dans ce contexte, les textes réglementaires relatifs aux caractéristiques thermiques et énergétiques des bâtiments d'habitation neufs dans les DOM ont été adaptés en application de l'article L. 161-1 du code de la construction et de l'habitation (CCH).

Le décret n° 2009-424 et l'arrêté d'application du 17 avril 2009 définissent ces dispositions spécifiques dans les départements de Guadeloupe, Guyane, Martinique et La Réunion, qui sont applicables aux demandes de permis de construire et aux déclarations préalables déposés à compter du 1<sup>er</sup> mai 2010<sup>2</sup>.

Cette réglementation thermique définit les caractéristiques thermiques, d'acoustique et d'aération applicables aux logements neufs dans les départements d'outre-mer. Elle est définie selon des objectifs de moyens. Les objectifs en sont :

1- limiter la consommation énergétique des bâtiments en privilégiant la conception bioclimatique et en limitant le recours à la climatisation, notamment grâce aux dispositifs de protection solaire et au recours à la ventilation naturelle ;

---

2 À noter : en Guadeloupe, depuis mai 2011, la réglementation thermique Guadeloupe remplace la RT DOM (un ensemble de délibérations relatives à la thermique, l'énergétique et les énergies renouvelables ont été pris dans le cadre de l'habilitation du Conseil régional de Guadeloupe à réglementer sur ces domaines).

2- disposer d'eau chaude sanitaire dans tous les logements neufs (sauf en Guyane), et, pour toutes les installations, la produire par énergie solaire pour une part au moins égale à 50 % des besoins.

Le conseil régional de Guadeloupe, suite à l'habilitation énergie accordée par le Parlement, a mis en place une réglementation thermique Guadeloupe (RTG) s'appliquant également aux constructions neuves du secteur tertiaire. Elle permet la conception de bâtiments non seulement dans un objectif de moyens mais aussi par un objectif de résultats.

Le conseil régional de Martinique met en place la même démarche.

### **La réglementation thermique pour les bâtiments existants en métropole**

La rénovation énergétique des bâtiments existants apparaît comme un axe d'action majeur et la loi Grenelle du 3 août 2009 a fixé l'objectif de réduire les consommations du parc des bâtiments existants d'au moins 38 % d'ici 2020. En matière de bâtiments existants, des mesures coercitives ne peuvent être appliquées à tous les types de propriétaires. Ainsi, la politique en matière d'efficacité énergétique consiste en l'application d'une réglementation, la réglementation thermique des bâtiments existants, couplée à des dispositifs incitatifs, notamment financiers.

La réglementation thermique des bâtiments existants s'applique aux bâtiments résidentiels et tertiaires existants, à l'occasion de travaux de rénovation prévus par le maître d'ouvrage et portant sur l'enveloppe des bâtiments (murs, toitures, fenêtres,...) ou sur leurs équipements énergétiques liés au chauffage, au refroidissement, à la production d'eau chaude sanitaire, à l'éclairage et à la ventilation. Elle repose sur les articles L. 111-10 et R.131-25 à R.131-28 du CCH ainsi que sur leurs arrêtés d'application.

L'objectif général de cette réglementation est d'assurer une amélioration significative de la performance énergétique d'un bâtiment existant lorsqu'un maître d'ouvrage entreprend des travaux susceptibles d'apporter une telle amélioration. Les exigences réglementaires sont différentes selon l'importance des travaux entrepris par le maître d'ouvrage :

- pour les rénovations très lourdes de bâtiments de plus de 1000 m<sup>2</sup>, achevés après 1948, la réglementation définit un objectif de performance globale pour le bâtiment rénové. Ces bâtiments doivent aussi faire l'objet d'une étude de faisabilité des approvisionnements en énergie préalablement au dépôt de la demande de permis de construire. Ce premier volet de la RT, appelé « RT existant global » et défini selon l'arrêté du 13 juin 2008, est applicable pour les permis de construire déposés après le 31 mars 2008 ;
- pour tous les autres cas de rénovation, la réglementation définit une performance minimale pour l'élément remplacé ou installé. Ce second volet de la RT, appelé « RT existant par éléments » et défini selon l'arrêté du 3 mai 2007, est applicable pour les marchés ou les devis acceptés à partir du 1er novembre 2007.

Une révision des exigences de la réglementation thermique pour les bâtiments existants est prévue afin de s'adapter aux évolutions technologiques et d'assurer l'atteinte des objectifs de diminution de la consommation énergétique.

### **2.2 Les diagnostics de performance énergétique (DPE) dans le neuf et l'existant**

Le diagnostic de performance énergétique (DPE) est obligatoire lors de la vente de tout logement ou bâtiment, pour les particuliers comme pour les professionnels, depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2006 en France métropolitaine. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, il est étendu à la signature des contrats de location et à la livraison de constructions neuves. Les résultats doivent être tenus à disposition, par le vendeur ou le bailleur, de tout candidat acquéreur ou locataire qui en fait la demande, dès la mise en vente ou en location du bâtiment ou de la partie du bâtiment. Les établissements publics recevant du public et occupés par les services d'une collectivité ou d'un établissement public doivent afficher le DPE dans le hall d'accueil. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2011, l'affichage de la classe énergétique d'un logement est obligatoire sur toute annonce immobilière concernant la vente ou la location d'un bien. Par ailleurs, les diagnostiqueurs ont l'obligation de transmettre à l'ADEME l'ensemble des DPE réalisés, ce qui permettra à terme d'améliorer la connaissance du parc des bâtiments existants. A compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012 est entré en vigueur un programme d'actions axé autour de 6 mesures portant sur plus de transparence, une amélioration des méthodes de calcul, une meilleure formation des diagnostiqueurs et un contrôle plus efficace de la profession dans le but de fiabiliser et d'améliorer le DPE.

### 2.3 Le guichet unique et les PRIS

Le plan de rénovation énergétique de l'habitat vise à faciliter la prise de décision des propriétaires, par la mise en place d'un guichet unique national, et d'un réseau de proximité de la rénovation énergétique de l'habitat privé, véritable service public de proximité au service de la rénovation énergétique, constitué de 450 Points Rénovation Information Services (PRIS), présents sur l'ensemble du territoire.

Le guichet unique national repose sur un numéro azur national unique, le 0810 140 240, et un site internet (<http://www.renovation-info-service.gouv.fr/>). Sa mission est d'orienter les particuliers en fonction de leur profil et de leur localisation vers les points d'information et de conseil du réseau de proximité et de dispenser de premières informations simples.

Les PRIS ont pour mission de donner des informations techniques, financières, fiscales et réglementaires, de conseiller gratuitement et de manière objective le demandeur maître d'ouvrage dans la conception de son projet de rénovation énergétique de son logement. Ils sont publics et indépendants, et s'adressent à tous les particuliers (propriétaires, copropriétaires, public en situation de précarité énergétique).

Ils s'appuient :

- pour les publics éligibles aux aides de l'Anah : sur le réseau de l'Anah (DDT(M), collectivités délégataires, ADIL) ;
- pour les autres publics : sur le réseau Espace Info-Energie (EIE) cofinancé par l'ADEME, les conseils régionaux et certains conseils généraux et collectivités, ainsi que sur des structures créées par des collectivités (hors EIE). Créés en 2001 à l'initiative de l'ADEME, ils servent à conseiller les particuliers sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables. En 2012, 507 000 personnes ont été sensibilisées par les EIE, et 121 000 ont reçu des conseils individualisés par les 453 conseillers du réseau, ce qui s'est traduit par la réalisation de travaux à hauteur de plus de 520 M€ (55 % de passage à l'acte des personnes conseillées). La dernière évaluation de l'impact environnemental direct des EIE, réalisée en 2011 par l'ADEME, fait état d'une réduction des émissions de GES de 134 000 teq CO<sub>2</sub>.

Afin de faire connaître ces PRIS, la campagne d'information « j'éco-rénove, j'économise », lancée en septembre 2013 par le ministère de l'Égalité des territoires et du Logement et le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, a pour objet d'inciter les particuliers à engager des travaux de rénovation énergétique de leur logement et les aider dans leurs démarches. Une nouvelle campagne radio a été lancée en juillet 2015.

### 2.4 Le crédit d'impôt transition énergétique et l'éco-prêt à taux zéro

Les deux dispositifs d'aides principaux mis en place sont le crédit d'impôt en faveur de la transition énergétique (CITE) et l'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ).

Depuis 2005, les particuliers peuvent bénéficier d'un crédit d'impôt pour l'achat et l'installation de matériaux ou d'équipements les plus performants en matière d'économies d'énergie (dans l'existant uniquement) ou de production d'énergie d'origine renouvelable (dans le neuf jusqu'au 31 décembre 2012 et dans l'existant). Il est prévu de prolonger ce dispositif jusqu'à la fin 2016. Depuis sa création, la liste des équipements éligibles au CITE ainsi que les taux dont ils bénéficient sont régulièrement révisés afin d'accélérer le rythme des rénovations thermiques par étapes et de favoriser le recours aux technologies les plus performantes. De 2005 à 2011<sup>3</sup>, plus de 9 millions de travaux ont été déclarés au titre du CITE en France métropolitaine sur un ensemble de 27 millions de logements utilisés comme résidence principale. Plus de 7 millions de logements ont été rénovés grâce à ce dispositif. La dépense fiscale sur cette même période s'élève à 13 milliards d'euros pour 46 milliards d'euros de dépenses déclarées par les ménages. En 2012, 1,23 millions de ménages ont bénéficié d'un crédit d'impôt s'élevant à 1 107 € en moyenne pour un montant déclaré moyen de 5 549 €.

La dépense fiscale liée au CITE s'est élevée à 620 M€ en 2014 (au titre des revenus 2013). Le CITE a été renforcé, avec l'entrée en vigueur au 1er septembre 2014 d'un taux unique de réduction d'impôt de 30 %.

<sup>3</sup> Les années citées correspondent à celles de réalisation des travaux, la déduction fiscale intervient l'année suivante.



Disponible depuis le 1er avril 2009, l'éco-PTZ est destiné aux particuliers propriétaires occupants ou bailleurs pour le financement de travaux de rénovation lourds. Il se décline en trois options :

- mise en œuvre d'un « bouquet de travaux » ;
- atteinte d'un niveau de « performance énergétique globale » minimal du logement ;
- réhabilitation d'un système d'assainissement non collectif par un dispositif ne consommant pas d'énergie.

Ce prêt finance jusqu'à 30 000 € de travaux d'amélioration de l'efficacité énergétique d'un logement sur une durée de 10 ans (pouvant être étendue jusqu'à 15 ans par la banque, qui ne bénéficie alors pas du crédit d'impôt au titre des intérêts non perçus entre la dixième et la quinzième année). Depuis 2012, il peut à nouveau être cumulé avec le crédit d'impôt transition énergétique, sous réserve de respecter le plafond de ressources. La loi de finances initiale pour 2012 a mis en œuvre la possibilité d'allonger la durée de remboursement à 15 ans pour les rénovations les plus lourdes (réalisation d'un bouquet d'au moins trois travaux ou option performance globale minimale).

Parallèlement, des documents d'information à destination des particuliers et des professionnels du bâtiment ont été produits afin d'améliorer la qualité technique des dossiers de prêt et faciliter leur instruction par les établissements de crédit. En 2014, la responsabilité d'attester l'éligibilité des travaux de rénovation des logements à la réglementation de l'éco-PTZ a été transférée aux entreprises qui réalisent ces travaux ; les justificatifs transmis par l'emprunteur doivent faire apparaître les travaux induits ; le régime de sanctions administratives en cas de manquement par les entreprises à leurs obligations est modifié.

Enfin, afin de faciliter la réalisation de travaux en copropriété, la loi de finances rectificative pour 2011 du 28 décembre 2011 a prévu l'ouverture de l'éco-PTZ aux syndicats de propriétaires. La loi du 22 mars 2012 relative à la simplification du droit et à l'allègement des démarches administratives, dite « Warsmann » et son décret d'application (décret n°2013-205 du 13 mars 2013) ont permis de définir le cadre juridique pour la souscription d'un emprunt bancaire pour financer des travaux au nom du syndicat des copropriétaires. Le décret n° 2013-1297 du 27 décembre 2013 définit les modalités de l'éco-PTZ collectif.

Depuis juin 2011, les bouquets de travaux éligibles à l'éco-PTZ ainsi que les exigences de performances énergétiques globales ont été adaptés au contexte ultramarin. L'éco-PTZ permet ainsi de financer une partie des travaux de rénovation réalisés en Guadeloupe, en Martinique, à La Réunion, en Guyane et à St Martin.

Au total, le nombre d'éco-PTZ émis depuis l'origine est estimé à plus de 280 000 fin 2014 pour des dépenses moyennes de travaux s'élevant à 19 670 euros.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015, pour bénéficier de l'éco-PTZ ou du CITE, les travaux doivent être réalisés par un professionnel titulaire d'un signe de qualité conformément aux dispositions du décret n° 2014-812 du 16 juillet 2014 (écoconditionnalité).

## **2.5 Les aides de l'Agence nationale de l'habitat (Anah)**

L'Anah aide les propriétaires occupants sous plafond de ressources et les propriétaires bailleurs pour la réalisation de travaux d'amélioration de l'habitat, ainsi que les syndicats de copropriétaires pour des travaux sur les parties communes et équipements communs. Les priorités d'intervention de l'Anah sont la lutte contre la précarité énergétique, la lutte contre l'habitat indigne, la prévention et le traitement des copropriétés dégradées et l'adaptation des logements à la perte d'autonomie de leurs occupants du fait de l'âge ou du handicap. Depuis 2013, le budget de l'Anah est abondé par les revenus des enchères dans le cadre du marché européen de quotas carbone qui couvre les secteurs de l'énergie et de l'industrie, dans la limite de 550 M€ par an.

L'Anah met en œuvre le programme de lutte contre la précarité énergétique appelé « Habiter mieux » depuis fin 2010 : ce programme permet d'apporter des aides financières et d'accompagner socialement, techniquement et financièrement les ménages en situation de précarité énergétique pour réaliser leurs travaux de rénovation énergétique. Le programme est financé par le budget propre de l'Agence, par une participation des énergéticiens (EDF, GDF-Suez et Total) au budget de l'Anah fixée par convention, ainsi que par le programme Investissements d'avenir (PIA), à travers le fonds d'aide à la rénovation thermique (FART) doté de 483 M€.

Les premiers résultats du programme Habiter mieux, malgré une croissance régulière avec un doublement annuel, n'avaient pas permis d'atteindre les objectifs fixés par la convention, avec 6 700 logements accompagnés en 2011 et 12 800 en 2012. Dans le cadre du plan de rénovation énergétique de l'habitat (PREH) annoncé le 14 février 2013 par le Président de la République, les aides du programme Habiter Mieux ont été revalorisées et le champ de ses bénéficiaires potentiels élargi à l'ensemble des propriétaires occupants éligibles aux aides de l'Anah, aux propriétaires bailleurs et aux syndicats de copropriétés en difficulté. Ainsi, les aides aux travaux et à l'ingénierie versées par l'Anah ont été augmentées, en même temps que l'aide versée par le FART. Le programme présente désormais un rythme d'activité élevé, avec 31 200 logements aidés en 2013 et 50 000 en 2014. Depuis son lancement en 2011, ce programme a déjà permis la rénovation thermique de 100 000 logements, et devrait permettre d'en rénover 50 000 autres en 2015. Le gain énergétique moyen réalisé suite aux travaux financés dans le cadre du dispositif Habiter Mieux est de l'ordre de 39 % pour les propriétaires occupants et 64 % pour les propriétaires bailleurs.

## 2.6 Le livret de développement durable (LDD)

Le livret développement durable a été créé en 2007 sur la base d'une évolution du CODEVI pour garantir au secteur de la maîtrise de l'énergie dans l'habitat des liquidités et une offre de prêt dédiée dans chaque banque aux porteurs de projets particuliers.

Pour les épargnants, il fonctionne exactement comme le Livret A (même taux et défiscalisation) avec un plafond différent (12 000 € pour le LDD et 22 950 € pour le Livret A). En pratique, sur le total des encours de Livrets A et LDD, 59,5 % sont centralisés à la CDC<sup>4</sup>. Le reste doit être utilisé pour au moins 80 % pour des prêts aux PME (sans critère environnemental particulier) et pour au moins 10 % à des prêts destinés à la rénovation énergétique des logements (éco-prêts). Si la somme des prêts aux PME et aux travaux d'économie d'énergie n'est pas supérieure à l'encours décentralisé, il doit alors y avoir centralisation de l'enveloppe concernée à la CDC.

Les encours de livrets A et LDD non centralisés représentent 147,9 Md€ en 2014. Chaque établissement de crédit respecte le ratio réglementaire d'emploi d'au moins 80 % de ses ressources non centralisées dans des crédits octroyés aux PME. Concernant les prêts destinés à la rénovation énergétique, il est difficile pour les établissements de crédit de mesurer le financement direct ou indirect des travaux d'économie d'énergie puisqu'ils ne différencient pas leur offre de crédit destinée à l'habitat ancien en fonction de l'objet des travaux<sup>5</sup>.

## 2.7 L'éco-prêt logement social

L'éco-prêt logement social est un prêt au taux fixe bonifié distribué par la Caisse des dépôts et consignations depuis 2009. La première version de ce prêt, distribuée de 2009 à juin 2011, était à taux fixe de 1,9 % sur 15 ans et 2,35 % sur 20 ans. Il a permis d'engager la rénovation de 100 000 logements sociaux et représentait une enveloppe de 1,2 Md€.

Le dispositif de l'éco-prêt logement social est désormais pérennisé jusque fin 2020 et a pour objectif la rénovation de 70 000 logements sociaux/an. Une convention a été signée le 4 mai 2012 entre l'État et la Caisse des dépôts. Le prêt désormais distribué est à taux variable, adossé au taux du livret A, et sa durée maximum est portée à 25 ans. Le taux du prêt dépend de sa durée, pour avoir un équivalent-subvention équivalent quelle que soit la durée :

- au taux du livret A, sur une durée de 5 à 15 ans ;
- au taux du livret A + 0,15 %, sur une durée de 16 à 20 ans ;
- au taux du livret A + 0,25 %, sur une durée de 21 à 25 ans.

Concernant les conditions d'éligibilité, les organismes emprunteurs doivent désormais s'engager sur un programme d'intervention quinquennal contenant au maximum 70 % de logements de classe énergétique D. Il est accessible notamment aux organismes HLM, aux SEM ou aux communes possédant ou gérant des logements sociaux dans le

4 Pour financer principalement le logement social, mais aussi les lignes LGV, les transports en commun en site propre, les stations d'épuration, etc.

5 Rapport annuel de l'Observatoire de l'épargne réglementée, juillet 2015n 2011, <http://www.banque-france.fr/fr/institut/telechar/observatoire/oer-rapport-2010.pdf>, [https://www.banque-france.fr/fileadmin/user\\_upload/banque\\_de\\_france/publications/Rapport\\_OER\\_2014.pdf](https://www.banque-france.fr/fileadmin/user_upload/banque_de_france/publications/Rapport_OER_2014.pdf)

cadre de la rénovation énergétique de logements « énergivores » : le prêt finance les travaux d'économies d'énergie permettant à un logement de passer d'une consommation d'énergie primaire supérieure à 230 kWhep/m<sup>2</sup>/an à une consommation inférieure à 150 kWhep/m<sup>2</sup>/an. Les logements achevés avant le 1<sup>er</sup> janvier 1948 sont soumis à un régime alternatif. Ils peuvent bénéficier du prêt dès lors qu'ils sont situés en classe « énergie » E, F ou G du diagnostic de performance énergétique (DPE) et qu'une combinaison d'actions d'amélioration de la performance énergétique aux caractéristiques définies dans un menu de travaux est mise en place. Les logements situés en classe « énergie » D peuvent également en bénéficier, sous certaines conditions, depuis septembre 2010, dans la limite de 14 000 logements par an à partir de 2012.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2013, 23 000 logements étaient concernés par une demande d'éco-PLS. Depuis l'annonce des mesures constituant le plan de rénovation énergétique de l'habitat par le Président de la République le 21 mars 2013, des améliorations ont été apportées afin d'atteindre un rythme de rénovation énergétique annuel de 120 000 logements sociaux à l'horizon 2017 :

- La diminution du taux du prêt, égal au taux du livret A diminué de 75 points de base pour une durée inférieure ou égale à 15 ans (avec un taux similaire en termes d'équivalent subvention sur 20 ans et 25 ans) ;
- L'assouplissement des conditions d'éligibilité de la classe D, en autorisant un quota national de 50 000 logements de classe D par an. Par ailleurs les programmes de rénovation quinquennaux n'auront plus à garantir un minimum de 30 % de logement de classe E, F ou G,
- Les critères d'éligibilité techniques restent cependant inchangés.

## **2.8 Le dégrèvement de taxe foncière**

Les bailleurs sociaux peuvent bénéficier depuis 2008 d'un dégrèvement de taxe foncière pour les bâtiments, égal à un quart des dépenses engagées pour les travaux d'économies d'énergie. Ce dégrèvement vise l'ensemble des rénovations et pas uniquement les plus lourdes comme pour l'éco-PLS. Le coût du dispositif en 2012 a été de 77 M€.

## **2.9 La TVA à taux réduit**

Les travaux d'amélioration, de transformation, d'aménagement et d'entretien des locaux à usage d'habitation achevés depuis plus de deux ans bénéficient du taux réduit de la TVA, dispositif existant depuis le 15 septembre 1999 à titre expérimental et pérennisé par le droit communautaire (directive 2009/47/CE du 5 mai 2009). Sont concernés les travaux ouvrant droit au crédit d'impôt développement durable ainsi que les travaux induits et indissociablement liés à ces travaux principaux. Cela concerne les travaux annexes indispensables (déplacement de radiateurs ou dépose de sols par exemple) consécutifs aux travaux d'efficacité énergétique proprement dits. De ce fait, ils ne visent ni les autres travaux de rénovation, ni les travaux d'ordre esthétique (habillage d'un insert, pose de papiers peints, par exemple). Le taux est de 5,5 % au 1<sup>er</sup> janvier 2014.

## **2.10 Les aides européennes**

Depuis le 10 juin 2009, les investissements en efficacité énergétique et en énergies renouvelables dans le secteur du logement sont éligibles au fonds européen de développement régional (FEDER). Le montant mobilisable pour les travaux de réhabilitation énergétique est de 4 % de l'enveloppe nationale du FEDER, ce qui correspond à environ 230 M€ pour la métropole et 90 M€ pour les DOM, sur toute la période 2007 – 2013 et sans plafond de dépense annuel.

Une circulaire a été publiée le 22 juin 2009 afin d'apporter aux autorités régionales gestionnaires des recommandations sur l'utilisation de ces fonds : ces recommandations visent essentiellement à assurer une cohérence avec les dispositifs financiers actuels en faveur des travaux d'économies d'énergie. Ainsi, il a été recommandé de calquer les conditions d'attribution de cette subvention sur celles ouvrant droit à l'éco-prêt logement social. Dans les DOM, il est recommandé que les interventions visant à améliorer le confort d'été ou à utiliser les énergies renouvelables puissent être financées par le FEDER sous réserve qu'elles soient innovantes ou aient un coût important justifiant d'un besoin de sources de financement complémentaires. Les aides doivent être concentrées sur des opérations structurantes regroupant un nombre significatif de logements et visant une performance énergétique exemplaire, afin de donner de la visibilité à l'intervention des crédits européens sur ces mesures. A partir d'août 2012, les préfets de régions ont été autorisés à dé plafonner le taux de 4 % à l'échelle de chaque région, sous réserve que le taux de 4 % ne soit pas dépassé à l'échelle nationale.

Au niveau européen, pour la période 2014-2020, le nouveau règlement FEDER<sup>6</sup> prévoit dans son article 4, une obligation de concentration des fonds sur l'objectif thématique 4 (OT4) : « *soutenir la transition vers une économie à faible émission de carbone dans l'ensemble des secteurs* ». Cet objectif inclut en particulier l'efficacité énergétique et l'utilisation des énergies renouvelables dans les infrastructures publiques et dans le secteur du logement. Cette concentration thématique sur l'OT4 se décline comme suit, par catégorie de région :

- dans les régions les plus développées : au moins 20 % des ressources au niveau national ;
- dans les régions en transition : au moins 15 % des ressources au niveau national ;
- dans les régions les moins développées : au moins 12 % des ressources au niveau national.

A l'échelon national, les priorités d'investissements des fonds européens structurels et d'investissement (dont le FEDER) sont encadrées par l'Accord de Partenariat<sup>7</sup>. Ce document, élaboré après une large concertation, a été transmis à la Commission européenne le 31 décembre 2013 et adopté le 8 août 2014. L'OT4 insiste entre autres sur la place de l'efficacité énergétique dans le bâtiment qui « *constitue l'axe d'action prioritaire en vue d'une mutation vers une économie bas carbone* », avec une focalisation sur le secteur résidentiel et le secteur tertiaire public.

Au niveau régional, l'Accord de Partenariat prévoit que chaque programme régional FEDER appliquera les règles de concentration thématique mentionnées ci-dessus et fait état d'un soutien total aux priorités de l'objectif thématique 4 de 1 711 M€ pour le FEDER et 349 M€ pour le FEADER (Fonds Européen Agricole et de Développement Rural).

Par ailleurs, l'Accord de Partenariat prévoit également que « *tous les programmes opérationnels (FEDER, FSE, FEDER/FSE) devront contribuer à l'atteinte des objectifs de l'Union de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans tous les secteurs et être évalués en ce sens* ».

### 2.11 L'étude de faisabilité des approvisionnements en énergie

Cette étude est obligatoire depuis le 2 janvier 2008 dans certains bâtiments neufs et parties nouvelles de bâtiments et depuis le 1<sup>er</sup> avril 2008 pour certaines rénovations. Les maîtres d'ouvrage doivent faire réaliser une étude thermique afin d'évaluer la pertinence de chacun des types d'approvisionnements listés par arrêté. Le maître d'ouvrage disposera ainsi des éléments nécessaires pour estimer s'il convient de conserver le mode d'approvisionnement envisagé ou si le recours à un autre type d'énergie est plus pertinent.

Cette nouvelle mesure en faveur des économies d'énergie dans le domaine du bâtiment a été introduite par le décret n° 2007-363 du 19 mars 2007 relatif aux études de faisabilité des approvisionnements en énergie, aux caractéristiques thermiques et à la performance énergétique des bâtiments existants et à l'affichage du diagnostic de performance énergétique. Ses modalités de mise en œuvre ont été définies dans l'arrêté du 18 décembre 2007 relatif aux études de faisabilité des approvisionnements en énergie pour les bâtiments neufs et parties nouvelles de bâtiments et pour les rénovations de certains bâtiments existants en France métropolitaine.

### 2.12 La limitation de l'usage des systèmes de refroidissement

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, les articles R.131-29 et R.131-30 du code de la construction et de l'habitation limitent l'utilisation des systèmes de climatisation. Ainsi, l'article R.131-29 spécifie notamment que « *dans les locaux dans lesquels est installé un système de refroidissement, celui-ci ne doit être mis ou maintenu en fonctionnement que lorsque la température intérieure des locaux dépasse 26 °C* ».

### 2.13 L'entretien des chaudières et des climatisations

En application de la directive 2010/31/UE sur la performance énergétique des bâtiments, la France a mis en œuvre une obligation d'entretien annuel des chaudières<sup>8</sup>. Elle concerne toutes les chaudières (gaz, fioul, biomasse, multi-

6 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:347:0289:0302:FR:PDF>

7 <http://www.europe-en-france.gouv.fr/Centre-de-ressources/Etudes-rapports-et-documentation/Accord-de-partenariat-2014-2020>

8 Cf. le décret n°2009-649 du 9 juin 2009 relatif à l'entretien annuel des chaudières dont la puissance nominale est comprise entre 4 et 400 kilowatts, l'article L.111-9 du Code de la construction et de l'habitation, introduit par la loi du 13 juillet 2005, et l'arrêté du 15 septembre 2009 relatif à l'entretien annuel des chaudières dont la puissance nominale est comprise entre 4 et 400 kilowatts.

combustibles) dont la puissance est comprise entre 4 et 400 kW. L'entretien doit être réalisé chaque année et une attestation d'entretien doit être remise au commanditaire, au plus tard 15 jours après sa visite et être conservée 2 ans par le commanditaire de l'entretien pour présentation en cas de contrôle. Cette attestation permet d'informer le commanditaire de l'entretien sur l'état de sa chaudière et de son système de chauffage. L'entretien doit être réalisé par un professionnel qualifié.

Par ailleurs, afin d'expliquer la nouvelle réglementation au grand public, un guide destiné aux particuliers a été publié en décembre 2009<sup>9</sup>. Les professionnels du secteur se sont également coordonnés pour élaborer un guide de fiches techniques à destination des professionnels afin d'assurer la bonne application de la réglementation<sup>10</sup>.

Les chaudières de puissance de 400 kW à 20 MW sont quant à elles soumises à des rendements énergétiques minimaux<sup>11</sup>. L'exploitant a également l'obligation de mettre en place des appareils de contrôle et de mesure du rendement, et d'appréciation de la qualité de la combustion.

Par ailleurs, elles sont soumises à un contrôle obligatoire, au minimum bisannuel, de façon à s'assurer qu'elles respectent les rendements minimaux réglementaires et que les exploitants procèdent aux opérations de contrôle et de réglage auxquels ils sont astreints.

La directive 2002/91/CE prévoyait également que les États membres mettent en œuvre une inspection périodique des systèmes de climatisation d'une puissance nominale supérieure à 12 kW. En France, cette obligation a été transposée dans le cadre d'un décret en date du 31 mars 2010<sup>12</sup>. Il définit les grandes étapes de l'inspection : inspection documentaire, évaluation du rendement du système, évaluation du dimensionnement du système par rapport aux exigences en matière de refroidissement du bâtiment, fourniture des recommandations nécessaires portant sur le bon usage du système en place, les améliorations possibles de l'installation, l'intérêt éventuel de son remplacement et les autres solutions envisageables. L'inspection a lieu tous les 5 ans. Elle concerne 300 000 installations en France (10 % du parc installé).

## 2.14 Extinction nocturne des enseignes et publicités lumineuses

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2012, les nouvelles enseignes et publicités lumineuses doivent être éteintes entre 1 heure et 6 heures du matin<sup>13</sup>. Cette nouvelle réglementation s'applique progressivement à l'ensemble des installations existantes d'ici 2018. La mise en œuvre de cette mesure constitue une source d'économies d'énergie conséquente et permettra d'économiser environ 800 GWh chaque année pour les enseignes et plus de 200 GWh pour les publicités.

Le 1<sup>er</sup> juillet 2013 est entré en vigueur l'arrêté encadrant les durées de fonctionnement de certaines installations d'éclairage afin de supprimer les gaspillages énergétiques et de réduire les nuisances lumineuses<sup>14</sup>. L'arrêté fixe une règle générale d'extinction qui se décline de différentes manières selon le type d'éclairage concerné :

- les éclairages intérieurs de locaux à usage professionnel doivent être éteints une heure après la fin d'occupation desdits locaux ;
- les éclairages des façades des bâtiments sont éteints au plus tard à 1 heure ;
- les éclairages des vitrines de magasins de commerce ou d'exposition sont éteints au plus tard à 1h ou une heure après la fin d'occupation desdits locaux si celle-ci intervient plus tardivement.

9 Téléchargeable sur : [www.ademe.fr](http://www.ademe.fr) ou [www.developpement-durable.gouv.fr](http://www.developpement-durable.gouv.fr)

10 Disponible sur <http://www.energies-avenir.fr/>.

11 Articles R. 224-20 à R. 224-30 du code l'environnement

12 Cf. décret n° 2010-349 du 31 mars 2010 relatif à l'inspection des systèmes de climatisation et des pompes à chaleur réversibles, complété par deux arrêtés : l'arrêté du 16 avril 2010 relatif à l'inspection périodique des systèmes de climatisation et des pompes à chaleur réversibles dont la puissance frigorifique est supérieure à 12 kilowatts et l'arrêté du 16 avril 2010 définissant les critères de certification des compétences des personnes physiques réalisant l'inspection périodique des systèmes de climatisation et des pompes à chaleur réversibles dont la puissance frigorifique nominale est supérieure à 12 kilowatts et les critères d'accréditation des organismes de certification.

13 Décret n° 2012-118 du 30 janvier 2012

14 Arrêté du 25 janvier 2013 relatif à l'éclairage nocturne des bâtiments non résidentiels afin de limiter les nuisances lumineuses et les consommations d'énergie

Les règles qui encadrent l'horaire de rallumage de ces éclairages sont également spécifiées :

- les éclairages des vitrines de magasins de commerce ou d'exposition peuvent être allumés à partir de 7 heures ou une heure avant le début de l'activité si celle-ci s'exerce plus tôt ;
- les éclairages des façades des bâtiments ne peuvent être allumés avant le coucher du soleil.

Selon l'ADEME, les économies d'énergie attendues représentent 2 TWh par an, soit l'équivalent de la consommation électrique annuelle (hors chauffage et eau chaude) d'environ 750 000 ménages. Cette disposition permet également d'éviter le rejet chaque année de 250 000 tonnes de CO<sub>2</sub>.

### 2.15 Les contrats de performance énergétique

Le contrat de performance énergétique (CPE) est défini dans la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique de la manière suivante : il s'agit d'un « accord contractuel entre le bénéficiaire et le fournisseur d'une mesure visant à améliorer l'efficacité énergétique, vérifiée et surveillée pendant toute la durée du contrat, aux termes duquel les investissements (travaux, fournitures ou services) dans cette mesure sont rémunérés en fonction d'un niveau d'amélioration de l'efficacité énergétique qui est contractuellement défini ou d'un autre critère de performance énergétique convenu, tel que des économies financières ».

Le rapport Ortega<sup>15</sup>, publié en mars 2011, a permis d'identifier les principaux freins au développement des CPE, et d'en favoriser l'essor. En particulier, consécutivement à la parution de ce rapport, les marchés CREM (voir plus bas) ont été intégrés au code des marchés publics. Des modèles de contrats ont également été mis à disposition<sup>16</sup>.

Concernant le secteur résidentiel, l'article 7 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 introduit l'obligation de l'étude d'un CPE (ou d'un plan de travaux d'économies d'énergie) par les copropriétés privées à la suite de l'audit obligatoire (cf. partie Résidentiel-tertiaire).

Concernant le secteur public, l'article 5 de la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 a permis de modifier le droit de la commande publique pour permettre la passation de CPE, notamment sous la forme d'un marché global regroupant les prestations de conception, de réalisation et d'exploitation ou de maintenance, dès lors que les améliorations de l'efficacité énergétique sont garanties contractuellement. En mars 2010, la Mission d'Appui aux Partenariats Public-Privé (MAPPP)<sup>17</sup> a édité un modèle de contrat adaptant le CPE, dans le cadre de la réhabilitation de bâtiments publics, aux modalités d'un contrat de partenariat. Enfin, le ministère chargé de l'énergie a publié en juillet 2010, à l'attention des personnes publiques et des opérateurs, un guide du contrat de performance énergétique relatif aux ouvrages publics<sup>18</sup>, de façon à accompagner et éclairer les acteurs publics qui souhaiteraient s'appuyer sur des CPE pour réaliser des économies d'énergie.

Plusieurs possibilités s'offrent aux pouvoirs publics qui souhaitent mettre en œuvre un CPE :

- via un marché public de performance énergétique<sup>19</sup>. Depuis le décret n°2011-1000 du 25 août 2011 qui a modifié l'article 73 du code des marchés publics, le marché peut être global, associant :
  - soit la réalisation, exploitation, maintenance ;
  - soit la conception-réalisation de travaux, l'exploitation et la maintenance en vertu (marchés « CREM »).
- via un contrat de partenariat<sup>20</sup>.

15 Consultable à l'adresse suivante :

[http://www.planbatimentdurable.fr/IMG/pdf/rapport\\_contrats\\_de\\_performance\\_energetique\\_ortega\\_mars\\_2011.pdf](http://www.planbatimentdurable.fr/IMG/pdf/rapport_contrats_de_performance_energetique_ortega_mars_2011.pdf)

16 Des modèles de contrats sont disponibles aux liens suivants : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/document126820> ;

[http://www.economie.gouv.fr/files/directions\\_services/ppp/cpe\\_clausier\\_type.pdf](http://www.economie.gouv.fr/files/directions_services/ppp/cpe_clausier_type.pdf)

17 La MAPPP est un organisme expert rattaché au Ministère de l'Économie et qui fournit aux personnes publiques qui le demandent un appui dans la réalisation de partenariats public-privé. Le modèle de contrat est téléchargeable sur [http://www.ppp.bercy.gouv.fr/cpe\\_clausier\\_type.pdf](http://www.ppp.bercy.gouv.fr/cpe_clausier_type.pdf).

18 Téléchargeable sur <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Guide-du-contrat-de-performance.html>

19 Cf. Code des marchés publics et ordonnance n°2005-649 du 6 juin 2005

20 Ordonnance n°2004-559 du 17 juin 2004

Par ailleurs, le dispositif des certificats d'économies d'énergie encourage également au développement des CPE. Deux fiches d'opérations standardisées spécifiques, dans le secteur résidentiel et dans le secteur tertiaire, permettent une bonification des actions d'économies d'énergie menées dans le cadre d'un CPE.

### 3. Les mesures pour l'amélioration énergétique de l'industrie

#### 3.1. Système de plafonnement et d'échange de quotas

La politique de la France en termes d'efficacité énergétique pour l'industrie s'appuie d'abord sur la directive européenne 2003/87/CE établissant un système de plafonnement et d'échange de quotas au sein de l'Union européenne.

L'Union européenne a voté en 2003 le marché carbone européen, ou European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS). Il est entré en vigueur en 2005 sur le secteur électrique et les principaux secteurs industriels. Couvrant aujourd'hui plus de 11 000 installations, il s'applique de façon harmonisée aux 28 États membres de l'Union européenne ainsi qu'à la Norvège, l'Islande et le Liechtenstein. Il doit permettre aux secteurs couverts de contribuer à l'atteinte des objectifs climatiques de l'Union européenne en réduisant leurs émissions de 21 % en 2020 et de 43 % en 2030 par rapport à 2005.

Cet instrument ciblé sur la lutte contre les émissions de gaz à effets de serre a cependant également un impact important sur l'efficacité énergétique du secteur industriel.

Après une période test de 2005 à 2007, le système est entré dans sa pleine application depuis 2008 pour une première période de 5 ans, jusqu'en 2012. Pendant la période test puis la première période, la France, comme chaque État membre, a établi un plan national d'affectation des quotas, suivi d'une allocation de ces quotas aux entreprises. Chaque entreprise est tenue de rendre, chaque année, un montant de quotas équivalent à ses émissions vérifiées. Les participants peuvent acheter ou vendre des quotas, et doivent restituer une quantité de quotas équivalente à leurs émissions. Chaque participant a donc intérêt à réduire la part de ses émissions dont le coût de réduction est inférieur au prix du quota sur le marché via des ajustements opérationnels ou via des investissements dans les technologies bas carbone (dont efficacité énergétique). En troisième phase de l'EU ETS (2013-2020), l'objectif de réduction des émissions des secteurs de l'EU ETS est fixé à -21 % entre 2005 et 2020, soit une réduction annuelle moyenne de -1,74 % par rapport au niveau moyen 2008-2012.

Jusqu'en 2012, la quasi-totalité des quotas étaient alloués gratuitement. Depuis 2013, plus de la moitié des quotas sont vendus aux enchères. En 2013, les recettes des enchères ont rapporté à la France 219 M€. En 2014, la mise aux enchères de quotas a généré des recettes de 215,3 M€.

Entre le premier janvier et le 16 juin 2015, la France a vendu 19,3 M de quotas pour des recettes de 136 M€.

Les États Membres ont l'obligation de rapporter à la Commission européenne l'utilisation qui est faite des recettes des enchères. Dans ce cadre, l'article 43 de la loi de finance initiale pour 2013 précise que « le produit de la vente d'actifs carbone [...] et le produit de la mise aux enchères des quotas d'émission de gaz à effet de serre [...] sont affectés à l'Agence nationale de l'habitat, mentionnée à l'article L. 321-1 du code de la construction et de l'habitation, dans la limite de 550 millions d'euros par an. » Cette mesure concourt à l'atteinte des engagements communautaires de la France en matière de maîtrise de ses émissions de gaz à effet de serre, d'autant que la consommation d'énergie dans le secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire) induit près d'un quart des émissions de gaz à effet de serre de la France (si on tient compte des consommations électriques). De plus, elle contribue à l'objectif de 500 000 rénovations lourdes par an à partir de 2015, rappelé par le Président de la République lors de la présentation du Plan des investissements pour le logement de mars 2013.

L'affectation prévue à l'ANAH permet également de respecter les dispositions de la directive européenne du 13 octobre 2003 qui prévoit que 50 % au moins des recettes tirées de la mise aux enchères des quotas soient utilisés notamment pour financer des mesures destinées à améliorer l'efficacité énergétique et l'isolation ou à fournir une aide financière afin de prendre en considération les aspects sociaux en ce qui concerne les ménages à revenus faibles et moyens.

Après avoir atteint plus de 30 € mi-2008, le cours du quota a chuté à des niveaux proches de 3 € en avril 2013 pour se rétablir progressivement depuis janvier 2014 et est, en juillet 2015, au-dessus de 8 €/tCO<sub>2</sub>.

L'effondrement des cours a été provoqué à partir de 2011 essentiellement par trois causes : la visibilité des acteurs et des investisseurs sur la contrainte carbone à long-terme était insuffisante ; la crise ainsi que les autres instruments de politique climatique de l'Union européenne ont réduit la demande de quotas alors que l'offre de quotas était fixe, créant ainsi un déséquilibre entre l'offre et la demande ; le surplus d'offre ainsi créé a réduit fortement la contrainte, et ne sera résorbé qu'entre 2025 et 2030.

Une première action de court terme (« *Backloading* ») a été décidée en janvier 2014 en rééchelonnant la quantité de quotas à mettre aux enchères sur la phase III (2013 – 2020) en attendant de réformes plus structurelles. De plus une réforme du marché carbone européen, avec la création d'une réserve annuelle de quotas (« *market stability reserve* ») qui a pour objectif d'apporter une meilleure flexibilité de l'offre de quotas et ainsi permettre au SCEQE de s'adapter à des chocs de demande non ou mal anticipés, a été décidée au printemps 2015. Cette réforme répond notamment à la nécessité exprimée dans les conclusions du Conseil européen du 22 et 23 mars de réformer le SCEQE : « un système réformé d'échange de quotas d'émission jouant un rôle capital ».

Cette réserve établit un corridor définissant un seuil maximal et minimal de quotas en circulation (surplus). En plus de ce mécanisme, le texte de compromis sur la décision instaurant la réserve de stabilité du marché prévoit un démarrage anticipé à 2019 (au lieu de 2021), et il est également prévu que les 900 M de quotas issus du *backloading* y soient versés directement ainsi que les quotas non alloués en fin de phase.

Depuis le vote des conclusions du Conseil européen d'octobre 2014 concernant un cadre énergie climat à l'horizon 2030, et avec la perspective d'un accord sur la réserve de stabilité du marché, le prix du quota s'est redressé pour repasser la barre des 8 € courant juillet 2015 (plus haut niveau depuis 2012). Les projections des analystes prévoient un prix en moyenne de 23 € pour 2021 – 2030.

Dans la perspective clairement affichée de promouvoir un accord global sur le climat attendu fin 2015 à Paris, l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre domestiques de l'Union d'au moins 40 % en 2030 par rapport à 1990, est le seul contraignant à la fois au niveau de l'Union européenne et pour les États membres (EM) : il constitue la clé de voûte du cadre énergie climat 2030.

Sur la base de cet objectif, la Commission européenne a lancé le 19 décembre 2014 une consultation publique portant sur la révision de la directive EU ETS pour sa phase IV (post 2020) qui s'est clôturée le 15 mars 2015.

La consultation publique s'articule autour de six chapitres invitant les participants à préciser leur vision des règles de fonctionnement et des pistes d'amélioration à envisager pour : l'allocation gratuite de quotas et les risques de fuite de carbone, le fonds pour l'innovation (« *NER400* »), le fonds de modernisation, la revue et l'amélioration de l'article 10c de la directive (quotas alloués gratuitement au secteur électrique dans certains États Membres), les coûts de fonctionnement de l'EU ETS (en particulier pour les PME) et enfin l'évaluation générale de l'EU ETS. La France a répondu à cette consultation.

Une proposition de révision de la directive sur le marché carbone européen a été faite le 15 juillet 2015 par la Commission européenne. Il s'agit de l'unique initiative législative initiée au niveau de l'UE avant la COP21 en vue de mettre en œuvre l'objectif de réduction d'au moins 40 % des émissions de gaz à effet de serre de l'UE d'ici 2030. Les discussions au Conseil sur ce projet de texte devraient commencer début septembre 2015.

Cette directive est complétée réglementairement par la directive 2010/75/CE sur les émissions industrielles (IED) qui s'applique depuis début 2012 et qui rend les conclusions des « *BREFs* » (Meilleures Technologies Disponibles – MTD) obligatoires, notamment les conclusions en matière d'énergie des *BREFs* sectoriels.

### 3.2. Vers une meilleure connaissance des potentiels d'efficacité énergétique

Les pouvoirs publics ont initié et apporté leur soutien à l'élaboration de référentiels afin de mettre à disposition des entreprises, notamment du secteur industriel, des méthodes de gestion normalisées pour améliorer leur performance énergétique. Un référentiel français pour les diagnostics énergétiques (AFNOR BP X30-120) a été publié dès 2006. Une participation active aux travaux du comité européen de normalisation puis de l'organisation internationale de normalisation a contribué à la publication en juin 2011 de la norme NF EN ISO 50001 relative aux systèmes de management de l'énergie.



Dans le cadre de la transposition de l'article 8 de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique, le principe de l'audit énergétique obligatoire tous les quatre ans pour toutes les entreprises<sup>21</sup> à l'exception des PME a été fixé dans les articles L.233-1 à L.233-4 du code de l'énergie par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine du développement durable (article 40) et par le décret n° 2013-1121 du 4 décembre 2013 relatif aux seuils au-delà desquels une personne morale réalise un audit énergétique. Les entreprises concernées devront réaliser un premier audit énergétique de leurs activités avant le 5 décembre 2015, qui devra ensuite être renouvelé au minimum tous les quatre ans. Le dispositif prévoit que les entreprises ayant un système de management de l'énergie certifié sont dispensées de l'obligation d'audit énergétique. Les PME sont dispensées de l'obligation mais sont encouragées à mener un diagnostic.

Par ailleurs, une analyse coûts-avantages pour les installations génératrices de chaleur fatale est rendue obligatoire en application de l'article 14 de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique, afin d'évaluer l'opportunité de valoriser cette chaleur fatale à travers un réseau de chaleur ou de froid.

### 3.3. Outils incitatifs pour soutenir les investissements dans l'efficacité énergétique : Les Prêts verts

Spécifiquement dédié au secteur industriel et mis en place dans le cadre des investissements d'avenir, le dispositif des « Prêts verts », doté d'une enveloppe de 500 M€<sup>22</sup> lors de sa mise en place en juillet 2010, permet aux PME et ETI industrielles de bénéficier de prêts à taux bonifiés et de garanties de prêts (PME uniquement) pour les investissements permettant d'accroître la compétitivité et la performance énergétique et environnementale de leur procédé ou de leurs produits. Dans la continuité de cette initiative, une nouvelle enveloppe de 340 M€ de prêts sera disponible pour la période de 2014 à 2017, bonifiés à hauteur de 200 points de base, gérés par BPI-France, pour financer des investissements de PME et ETI dans toutes les filières industrielles. Les modalités en seront infléchies par rapport aux prêts verts existants afin de renforcer le ciblage de ces produits et l'évaluation adéquate des retombées environnementales des projets financés.

#### Le Prêt éco-énergie

Le « Prêt Eco-Energie » a été mis en place par BPI-France à partir de mars 2012, grâce à un financement de l'État de 33 M€ qui doit permettre de distribuer et garantir des prêts à hauteur de 100 M€. Destiné aux TPE et PME, le dispositif permet de financer l'installation et les travaux de mise aux normes de certains postes particulièrement consommateurs en énergie. Quatre familles d'équipements sont concernées : éclairage, chauffage, climatisation et motorisation électrique. Le montant du prêt varie entre 10 000 et 50 000 euros pour une durée de 5 ans, dont 1 an de différé d'amortissement en capital. Son taux fixe est bonifié de 2 %. En outre, aucune garantie ni caution personnelle ne sont demandées au dirigeant.

Le **dispositif des certificats d'économies d'énergie** présenté dans la partie « Bâtiments » permet d'apporter une aide aux entreprises qui investissent dans des opérations d'économies d'énergie.

Enfin, l'ADEME propose des **aides à la réalisation de projets à caractère démonstrateur ou exemplaire**, qui représentent environ 500 k € par an.

### 3.4. Soutien à la recherche et au développement

Dans le cadre des investissements d'avenir, pour soutenir la recherche et l'innovation dans le domaine des produits et procédés plus performants sur le plan environnemental et énergétique, des fonds ont été mis à disposition par le biais de deux appels à manifestation d'intérêt ADEME portant sur « biens et services éco-conçus et écologie industrielle » (clôturé en mai 2012, en cours d'instruction) et sur les « systèmes de production éco-efficients » (en cours). Deux instituts d'excellence pour les énergies décarbonées (IEED) labellisés traitent de procédés industriels, les IEED INDEED et PIVERT, et un projet spécifiquement dédié à l'efficacité énergétique des systèmes industriels, PS2E, est en cours de structuration.

<sup>21</sup> Tous secteurs d'activité confondus.

<sup>22</sup> 300 M€ pour les prêts, 200 M€ pour les garanties

Enfin, la France compte sur l'innovation pour améliorer non seulement l'efficacité énergétique des filières industrielles mais aussi pour permettre l'émergence de nouvelles activités porteuses de croissance. Outre les programmes de recherche et développement pilotés par l'ANR, l'ADEME et OSEO, la France s'est engagée dans l'organisation des filières industrielles d'avenir, afin d'être en mesure de proposer les technologies et services permettant la transition vers une économie verte. La démarche filière verte doit répondre à trois défis majeurs : soutenir l'émergence de nouveaux métiers, accompagner les mutations de certains secteurs, adapter les dispositifs existants, ou en créer de nouveaux le cas échéant, pour l'orientation et la qualification de la main d'œuvre vers les secteurs en développement. Une vingtaine de filières stratégiques de l'économie verte en termes de potentiel de croissance et d'emploi ont été identifiées en décembre 2009. Les filières identifiées sont notamment les réseaux énergétiques intelligents, les énergies renouvelables, mais également le bâtiment à faible impact environnemental, les activités de recyclage et de valorisation des déchets, la chimie verte - chimie du végétal, l'optimisation des procédés industriels.

#### **4. Les aides à l'acquisition de véhicules et au retrait des véhicules les plus polluants (bonus-malus écologique)**

Le 5 décembre 2007, le gouvernement annonçait l'une des premières mesures issues du Grenelle Environnement : le système du « bonus-malus écologique ». Il vise à récompenser, via un bonus, les acquéreurs de voitures neuves émettant le moins de CO<sub>2</sub>, et à pénaliser, via un malus, ceux qui optent pour les modèles les plus polluants, le bonus des uns étant théoriquement financé par le malus des autres.

Le décret n°2013-971 du 30 octobre 2013 a précisé les règles de calcul du montant de l'aide pour les véhicules loués, en respectant le principe de proportionnalité de l'aide par rapport à l'effort financier consenti par l'utilisateur du véhicule. Le montant de l'aide était ainsi calculé sur la base d'un pourcentage du montant total des loyers, là où l'aide est calculée sur la base d'un pourcentage du prix d'achat du véhicule dans le cas d'une acquisition ferme. Cependant, compte tenu de l'émergence d'offres de commercialisation de véhicules électriques et hybrides du type locations de longue durée, présentant des loyers abordables susceptibles d'attirer à la mobilité électrique de nouveaux clients encore réticents à un achat direct de ces véhicules, le Gouvernement a introduit une nouvelle définition du montant de référence utilisé pour le calcul du plafond de l'aide des véhicules loués à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2014. Ce montant de référence est devenu le coût d'acquisition du véhicule. Ainsi, les aides versées dans le cas de la location ou de l'acquisition directe d'un même véhicule seront désormais identiques. Les véhicules concernés par ce changement sont les véhicules 100 % électriques ainsi que les véhicules hybrides et hybrides rechargeables éligibles au bonus.

Le décret n°2014-1672 du 30 décembre 2014 instituant l'aide à l'acquisition des véhicules propres a confirmé la poursuite du dispositif en 2015 et défini un barème de bonus. Le Gouvernement a privilégié les véhicules les plus vertueux en aidant les véhicules présentant les meilleures performances environnementales :

- une aide est accordée à l'achat ou à la location des véhicules électriques (27 % du coût d'acquisition ou de location du véhicule pour 2015, sans être supérieur à 6 300 €).
- le montant de l'aide maximale accordée aux véhicules émettant de 21 à 60 g CO<sub>2</sub>/km est fixé en 2015 à 20 % du coût d'acquisition, sans être supérieur à 4000 €. Dans l'état actuel du marché, les véhicules entrant dans cette catégorie sont des véhicules hybrides rechargeables, seuls capables d'atteindre des niveaux d'émissions de CO<sub>2</sub> aussi faibles.
- une aide est accordée à l'achat ou à la location des véhicules hybrides émettant entre 61 et 110g CO<sub>2</sub>/km ; le montant de l'aide maximale est fixé à 2000 €.

Le décret n°2015-361 du 30 mars 2015, modifiant le décret n°2014-1672 du 30 décembre 2014, instaure une aide complémentaire lorsque l'achat ou la location s'accompagne du retrait de la circulation à des fins de destruction d'un véhicule, appartenant à la catégorie des voitures particulières diesel (la mesure ne concerne pas les véhicules utilitaires légers), ayant fait l'objet d'une première immatriculation avant le 1<sup>er</sup> janvier 2001 :

- une aide complémentaire de 3700 € est accordée pour une voiture particulière électrique ;
- les véhicules dont le taux d'émission est compris entre 21 et 60 g CO<sub>2</sub>/km peuvent bénéficier d'une prime à la conversion de 2500 € ;
- une aide de 500 € est prévue pour les ménages non imposables au titre de l'impôt sur le revenu en cas d'achat d'un véhicule neuf émettant de 61 à 110 g CO<sub>2</sub>/km et respectant la norme Euro 6 ou d'achat d'un véhicule d'occasion soit émettant jusqu'à 60 g CO<sub>2</sub>/km (véhicule électrique ou hybride rechargeable), soit émettant de 61 à 110 g CO<sub>2</sub>/km et respectant la norme Euro 6. L'imposition prise en référence est celle de l'année précédant la facturation du véhicule.

### III. MESURES DE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

#### 1. Dispositif de soutien aux énergies renouvelables électriques

Après avoir transmis au Parlement le rapport relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI), le ministre de l'énergie a signé le 15 décembre 2009 un arrêté fixant des objectifs, exprimés en termes de puissance à installer, pour les différentes sources d'énergie. Cet arrêté, qui détaille les investissements nécessaires à l'horizon 2020 pour que la rencontre entre l'offre et la demande d'électricité soit assurée, permet au ministre, quand les acteurs du marché n'ont pas prévu suffisamment d'investissements, de lancer des appels d'offres pour différentes catégories d'outils de production d'électricité.

Pour atteindre ces objectifs concernant la production d'électricité, le gouvernement dispose principalement de deux dispositifs de soutien : **l'obligation d'achat et les appels d'offres.**

L'article L314-1 du code de l'énergie (ex-article 10 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité) dispose qu'EDF ou les distributeurs non nationalisés sont tenus de conclure avec les producteurs d'électricité d'origine renouvelable qui en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité produite sur le territoire national par des installations n'excédant pas une puissance installée de 12 MW.<sup>23</sup> Le niveau du tarif d'achat est défini par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie. Ce principe est dénommé « obligation d'achat ». Chaque filière fait l'objet d'un arrêté spécifique.

L'article L311-10 du code de l'énergie (ex-article 8 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000) prévoit que le ministre en charge de l'énergie peut lancer des appels d'offres afin d'atteindre les objectifs définis dans la PPI. Ces appels d'offres sont instruits par la Commission de régulation de l'énergie sur la base de critères définis par le ministre. Dès lors, EDF et les distributeurs non nationalisés sont tenus de conclure un contrat d'achat de l'électricité avec les producteurs lauréats de l'appel d'offres selon les conditions définies dans leur offres.

La loi de transition énergétique pour la croissance verte prévoit l'élaboration d'une programmation pluriannuelle en énergie qui se substituera à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité et qui fixera de nouveaux objectifs de développement des énergies renouvelables.

La loi prévoit également la mise en œuvre de nouveaux mécanismes de soutien plus adaptés pour développer les filières d'énergies renouvelables électriques et favoriser leur intégration au marché électrique. Il ouvre notamment la possibilité de créer un dispositif de soutien sous la forme d'un « complément de rémunération » versé en complément de la vente sur le marché de l'électricité produite par les énergies renouvelables.

La part des EnR dans le mix électrique européen devenant de plus en plus significative, les modalités de leur soutien engendrent des impacts d'une part sur le marché de l'électricité et d'autre part sur le système électrique. En effet, de par leur mode de soutien, sous la forme d'un tarif d'achat fixe, les bénéficiaires des tarifs d'achat produisent sans avoir à tenir compte des besoins réels et des contraintes du système électrique, ce qui peut engendrer des anomalies sur le marché de l'électricité.

Ces constats ont amené le gouvernement à lancer dès l'automne 2013 une consultation auprès des parties prenantes sur l'avenir des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables.

Cette consultation a suscité l'intérêt d'un grand nombre d'acteurs du secteur, plus d'une centaine de contributions ayant été reçues. Les contributeurs présentent des profils variés : syndicats professionnels, producteurs d'électricité, fournisseurs, gestionnaires de réseaux, autres acteurs du secteur de l'énergie, organismes publics, ONG, particuliers, etc.

---

<sup>23</sup> Seuil non applicable à l'énergie éolienne, marine, solaire thermique, géothermique et hydrothermique.

Cette consultation a notamment permis d'anticiper les réformes à venir et de préparer l'adaptation des acteurs qui se sont engagés dans cette réflexion. Elle va désormais permettre d'enclencher un processus de réforme des dispositifs de soutien des EnR en France, de manière progressive et sur une période transitoire suffisamment longue. Cette réforme s'effectuera dans le nouveau cadre fixé par les lignes directrices européennes, dont une partie des mesures sont déjà mises en place au niveau national (appels d'offres). Ces lignes directrices prévoient les principes suivants pour le soutien aux énergies renouvelables ou à la cogénération :

- tarifs d'achat garantis pour les installations d'une puissance inférieure à 500 kW, ou 3 MW ou 3 unités de production pour la filière éolienne ;
- mécanisme de rémunération sur le marché avec prime pour les installations de puissance supérieure à 500 kW, ou 3 MW ou 3 unités de production pour la filière éolienne, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016 ;
- obligation de passer par des appels d'offres technologiquement neutres pour les installations de puissance supérieure à 1 MW, ou 6 MW ou 6 unités de production pour la filière éolienne, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017. Des exemptions au critère de neutralité technologique sont prévues.

## 2. Électrification des sites isolés

Un dispositif budgétaire et financier contribue à apporter des aides aux autorités organisatrices d'un réseau public de distribution d'électricité pour des travaux d'électrification rurale relatifs aux sites isolés (habitat éloigné du réseau de distribution, par exemple fermes isolées, refuges en montagne...), dont elles assurent la maîtrise d'ouvrage.

Jusqu'en 2011 ce dispositif était un fonds extrabudgétaire rattaché à un compte d'EDF, piloté partiellement par le ministère chargé de l'énergie. Pour assurer la sécurité juridique de la gestion des aides à l'électrification rurale et notamment les aides aux sites isolés, il a été ouvert, au 1<sup>er</sup> janvier 2012, un compte d'affectation spéciale intitulé « Financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale » (CAS FACÉ) reprenant l'ensemble des droits et obligations de l'ancien fonds.

Le CAS FACÉ finance donc, pour éviter des solutions d'extension des réseaux qui se révéleraient plus coûteuses, des opérations d'alimentation par des EnR de sites non raccordés au réseau de distribution (photovoltaïque en général, plus rarement petite hydraulique ou petite éolienne), des opérations de production d'électricité de proximité dans les DOM (essentiellement en Guyane) et les opérations liées à la maîtrise de la demande en énergie.

En 2011, ont ainsi été rendus éligibles aux aides du CAS FACÉ 27 projets d'installations EnR, 3 projets en DOM et 2 projets MDE, pour un montant total de 6,5 M€.

En 2012, 30 projets d'installations EnR et un projet MDE ont été retenus pour un montant total de 1 M€. Pour 2013, 7,4 M€ de crédits ont été ouverts en vue d'être affectés à des projets de ce type. 4 projets d'installations EnR et 2 projets MDE ont été retenus pour un montant total de 221 710 €.

Pour 2013, 30 projets d'installation EnR ont été retenus pour un total de 1 M€. Parmi ces projets, 21 sont situés à la Réunion et s'inscrivent dans le cadre d'un programme pluriannuel d'électrification de l'ensemble des sites du cirque de Mafate.

Pour 2015, 7,4 M€ de crédits ont à nouveau été ouverts pour soutenir des projets de ce type.

## 3. Le solaire

### 3.1. Le solaire thermique

S'agissant du secteur individuel, la relance du marché lié au plan Soleil lancé par l'ADEME en 2000 s'est accélérée avec la mise en place du crédit d'impôt développement durable, applicable aux acquisitions d'équipements performants (capteurs certifiés) et qui se substitue aux aides octroyées par l'ADEME ciblant les particuliers. Le solaire thermique est éligible à l'éco-PTZ et au dispositif des certificats d'économies d'énergie. En outre, des aides complémentaires individuelles sont attribuées par certaines collectivités territoriales.

Pour développer les installations solaires dans les bâtiments du logement collectif et des secteurs tertiaire, agricole et industriel, deux dispositifs existent :

- pour les installations de petite taille, un dispositif de soutien ADEME est maintenu dans le cadre de la contractualisation avec les régions (CPER) ;
- les installations de taille supérieure (> 25 m<sup>2</sup>) sont éligibles aux aides du fonds chaleur lancé en 2009.

### 3.2. Le solaire photovoltaïque

#### L'obligation d'achat et les appels d'offres

Le dispositif de soutien au solaire photovoltaïque a été refondu par arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil. Ce dispositif vise un équilibre entre le développement d'une filière industrielle compétitive, notamment à l'export, l'amélioration des performances énergétiques et environnementales et la maîtrise de la hausse du coût pour les consommateurs d'électricité.

Ce dispositif a été ajusté par l'arrêté du 7 janvier 2013 dans le cadre des mesures d'urgence pour le photovoltaïque. Le dispositif de soutien prévoit maintenant une trajectoire-cible de nouveaux projets de 1 000 MW par an pour les prochaines années réparties de la manière suivante :

- 400 MW pour les installations sur toitures de puissance inférieure à 100 kWc (correspondant à environ 1 000 m<sup>2</sup> de panneaux photovoltaïques), soutenus par des tarifs d'achat. Les tarifs d'achat sont ajustés chaque trimestre en fonction du volume de projets déposés au cours du trimestre précédent. Ainsi, autour d'une trajectoire tendancielle de baisse des tarifs d'achat de 10 % par an, les tarifs évoluent plus fortement à la baisse en cas de dépassement de cible, et moins fortement si la puissance installée reste en-deçà de la cible.

Les installations soutenues par les tarifs d'achat sont réparties en deux catégories :

- 1) les installations intégrées au bâti (IAB) de puissance inférieure à 9 kWc pour lesquelles la cible annuelle est de 200 MW ;
  - 2) les installations sur bâtiments intégrées simplifiées au bâti (ISB) de moins de 100 kWc, pour lesquelles la cible annuelle est de 200 MW également.
- 600 MW pour les autres installations (moyennes et grandes toitures et centrales au sol), soutenues par des appels d'offres.

Ces installations se divisent en deux catégories :

- 1) les installations sur bâtiments entre 100 et 250 kWc bénéficient d'un système d'appel d'offres simplifié pour une cible annuelle de 120 MW
- 2) les installations sur très grandes toitures (plus de 2 500 m<sup>2</sup> de panneaux) et les centrales au sol sont soutenues par des appels d'offres annuels multicritères (prix, environnement, innovation...). Ces appels d'offres sont réalisés sur des espaces à faible valeur concurrentielle (friches industrielles notamment) – afin de préserver la biodiversité et les usages agricoles et forestiers – et intègrent des critères environnementaux et industriels afin de privilégier le rendement énergétique des équipements et l'innovation industrielle.

Conformément à l'article L314.1, un tarif d'achat est également en place pour les installations de toute nature jusqu'à 12 MW. Ce tarif n'est pas auto-ajustable : il suit une dégressivité fixe de -10 % par an. Son niveau à fin 2014 est de 68 €/MWh.

En 2014, 927 MW de nouvelles capacités photovoltaïques ont été raccordés en France. Le parc photovoltaïque a ainsi atteint une puissance de 5 631 MW en fin d'année 2014, dépassant ainsi l'objectif de développement fixé pour la filière par la PPI (5 000 MW à l'horizon 2020). La production photovoltaïque s'élève à 5,5 TWh en 2014, représentant 1,2 % de la consommation électrique nationale.

### Évolution des tarifs d'achat auto-ajustables depuis le 4 mars 2011

Les tarifs sont auto-ajustables chaque trimestre en fonction des demandes de raccordement déposées au cours du trimestre précédent. Les tarifs diminuent de 10 % par an si le nombre de demandes de raccordement est conforme à la trajectoire cible. Ce dispositif permet notamment de s'adapter à l'évolution des coûts de la filière.

Dans le cadre des mesures d'urgence pour le photovoltaïque adoptées début 2013, le volume cible pour les installations de puissance inférieure à 100 kWc a été doublé, passant de 200 MW/an à 400 MW/an. Par ailleurs, le tarif d'achat pour les installations en intégration simplifiée au bâti été revalorisé de 5 %, et la baisse maximale annuelle des tarifs a été plafonnée à 20 %.

Par ailleurs, la bonification tarifaire du « Made in Europe » a été abrogée par l'arrêté du 25 avril 2014 suite à la mise en demeure de la Commission européenne.

Compte tenu du flux de demandes de raccordement, les tarifs d'achats pour les installations IAB de puissance inférieure à 9 kWc ont diminué de 15 % en 2011, de 18 % en 2012, de 10 % en 2013 suite au doublement des volumes cibles début 2013 et de 7 % en 2014. Pour les installations ISB, la baisse a été de 26 % en 2011, de 19 % en 2012, de 20 % en 2013 et de 7 % en 2014. L'arrêté du 7 janvier 2013 a limité à 20 % la baisse annuelle maximale des tarifs d'achat.

Pour les installations sur bâtiments intégrées simplifiées au bâti (ISB) de moins de 100 kWc, l'arrêté du 26 juin 2015 a mis en place un tarif réévalué et stabilisé pour la seule année 2015, de façon transitoire, dans l'attente de la redéfinition du cadre de soutien. Le dispositif actuel de frein d'urgence est maintenu (-20 % sur le tarif si les volumes déposés sur un trimestre sont supérieurs à 250 MW), ainsi qu'un système de dégressivité progressive du tarif au-delà de l'objectif trimestriel de 50 MW afin d'assurer un pilotage des volumes déposés en cas de baisse des coûts de production. Dans une perspective de reprise de la baisse des coûts, l'arrêté prévoit également la réintroduction d'un seuil de dégressivité supplémentaire à 30 MW dès janvier 2016.

### Appels d'offres

Deux types d'appels d'offres distincts existent selon la puissance des installations :

Des appels d'offres simplifiés pour les installations sur bâtiments entre 100 et 250 kilowatts :

- un premier appel d'offres comprenant une vague de 7 périodes de candidature successives a été lancé en 2011, portant sur 300 MW. Le prix proposé par les candidats était l'unique critère de sélection. Les lauréats des 5 premières périodes de candidature ont été désignés par le gouvernement en 2012 et 2013. Les deux dernières périodes de candidature ont été annulées car les résultats n'étaient pas jugés satisfaisants ;
- un second appel d'offres a été lancé en mars 2013, portant sur 120 MW. Cet appel d'offres comporte trois périodes de candidatures de 40 MW unitaires. La première période court jusqu'au 31 octobre 2013. Alors que pour le premier appel d'offres le prix était le critère de sélection unique, désormais, outre le prix, le bilan carbone du panneau solaire compte pour un tiers de la notation. Cette évolution vise à prendre en compte la contribution des lauréats à la protection du climat ;
- un troisième appel d'offres a été lancé en mars 2015, portant sur 120 MW. Cet appel d'offres comporte trois périodes de candidatures de 40 MW unitaires. La première période court jusqu'au 21 septembre 2015. Le bilan carbone du panneau solaire compte pour un tiers de la notation.

Des appels d'offres ordinaires pour les installations supérieures à 250 kWc. Il concerne les centrales au sol et les installations sur toiture de grande taille :

- un premier appel d'offres a été lancé en septembre 2011. Cet appel d'offres visait une puissance globale de 450 mégawatts, répartis sur sept technologies. Au terme du processus de sélection, il a été décidé de retenir 105 projets pour une puissance totale de 520 MW ;
- un deuxième appel d'offres portant sur 400 MW a été lancé en mars 2013. Au terme du processus de sélection, il a été décidé de retenir 121 projets pour une puissance totale de 380 MW ;
- un troisième appel d'offres portant sur 400 MW a été lancé en novembre 2014.

Par ailleurs, un appel d'offres portant sur une puissance de 50 MW dans les zones non interconnectées a été lancé en mai 2015.

## 4. La biomasse

### 4.1 Objectif

La biomasse est la principale filière contributrice à l'atteinte de l'objectif de 23 % d'ENR dans la consommation énergétique en 2020 fixé dans le cadre du paquet énergie-climat (soit 20 Mtep d'ENR supplémentaires) et représente au final plus de la moitié de l'objectif (chaleur, électricité et biocarburant) :

- La PPI « chaleur » retient comme objectif un accroissement de la production annuelle de chaleur à partir de biomasse (hors biogaz) de 6,2 Mtep à l'horizon 2020 par rapport à 2006 dont 3,8 Mtep de chaleur seule issue du secteur collectif/tertiaire/industriel et 2,4 Mtep de chaleur issue d'une cogénération ;
- La PPI « électricité » retient comme objectif un accroissement de la capacité de production d'électricité à partir de biomasse (biogaz compris) de 520 MW à l'horizon 2012 et de 2 300 MW à l'horizon 2020 par rapport à 2006. Ce qui correspond à un parc installé pour la biomasse « solide » d'environ 1 020 MW en 2012 et de 2 380 MW à l'horizon 2020.

### 4.2 Soutien à la production de chaleur

Dans le secteur résidentiel individuel, les appareils de chauffage au bois sont éligibles au crédit d'impôt transition énergétique, à l'éco-prêt à taux zéro ainsi qu'au dispositif des certificats d'économies d'énergie.

Pour développer les installations biomasse dans les bâtiments du logement collectif et des secteurs tertiaire, agricole et industriel, deux dispositifs existent :

- Pour les installations de petite taille, un dispositif de soutien ADEME est maintenu dans le cadre de la contractualisation avec les régions (CPER) ;
- Les installations de taille supérieure (> 100 tep/an) sont éligibles aux aides du fonds chaleur lancé en 2009.

### 4.3 Soutien à la production d'électricité

La puissance électrique du parc des installations de production d'électricité à partir de biomasse, que ce soit la biomasse solide (bois, part renouvelable des déchets ménagers) ou le biogaz, a atteint 1579MWe fin décembre 2014, contre un point de passage prévu à 1672MWe dans la PPI « électricité ».

Ce léger retard devrait être rapidement comblé par les actions engagées par le Gouvernement en 2015 qui visent à donner une impulsion nouvelle aux différentes filières biomasse grâce à la mise en place d'un nouveau dispositif de soutien, conforme aux lignes directrices de la Commission européenne, qui donnera de la visibilité aux acteurs.

#### 4.3.1 La filière bois énergie

La politique de soutien à la production d'électricité à partir de bois énergie est la suivante à ce jour :

- le développement des installations de cogénération de plus de 12 MWe est soutenu par des appels d'offres. Les installations remettent annuellement un rapport au préfet démontrant le respect des contraintes relatives au plan d'approvisionnement et à l'efficacité énergétique. Le quatrième et dernier a été lancé le 27 juillet 2010 pour une puissance de 200 MW. Finalement, l'ensemble des candidats considérés comme éligibles par la CRE ont été retenus en février 2012 – soit 15 projets pour 420 MW ;
- le développement des installations de cogénération entre 5 et 12MWe est soutenu par un tarif d'achat réglementé. Le tarif d'achat a été revalorisé début 2011. Les scieries peuvent bénéficier de ce tarif dès 1 MW.

Ce dispositif de soutien sera remplacé à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, conformément aux lignes directrices européennes, par des appels d'offres en complément de rémunération. Le premier appel d'offres de cette série devrait être lancé d'ici la fin de l'année 2015.

#### 4.3.2 La filière méthanisation

La politique de soutien à la production d'électricité par méthanisation est la suivante à ce jour :

- le développement des installations de cogénération entre 0 et 12 MWe est soutenu par un tarif d'achat réglementé. Le tarif d'achat a été revalorisé début 2011 et en 2013, dans le cadre du plan Énergie Méthanisation Autonomie Azote ;
- des aides à l'investissement de l'ADEME, des fonds européens (FEDER/FEADER) et des collectivités territoriales.

Fin mars 2013, le Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie et le Ministère de l'Agriculture, de l'Agroalimentaire et de la Forêt ont lancé le plan « Énergie Méthanisation Autonomie Azote » (EMAA), qui s'inscrit dans une double logique : atteindre le développement de 1000 méthaniseurs à la ferme d'ici 2020 d'une part, encourager une gestion globale de l'azote sur les territoires d'autre part, en valorisant l'azote organique et en diminuant la dépendance de l'agriculture française à l'azote minéral, pour une agriculture à la fois plus compétitive et plus écologique.

Un an et demi après l'annonce de ce plan, le Ministère de l'Écologie a déjà mis en œuvre l'ensemble des mesures annoncées dans ce plan et relevant de sa compétence, dont :

1. La revalorisation du tarif d'achat de l'électricité produite à partir de biogaz : l'arrêté modificatif a été publié au Journal officiel le 7 août 2013. Il prévoit une revalorisation de la prime à l'utilisation d'effluents d'élevages ;
2. Le soutien à l'innovation : l'appel à manifestation d'intérêt « Recyclage et valorisation des déchets » a été ouvert le 19 août 2013 dans le cadre du programme « Économie circulaire » de l'ADEME ;
3. La simplification des procédures administratives :
  - pour simplifier et harmoniser l'instruction des dossiers administratifs, l'expérimentation d'un certificat de projet a débuté dans quatre régions. Le décret relatif à cette expérimentation a été publié le 20 mars 2014 au Journal officiel ;
  - une expérimentation de permis unique rassemblant les procédures environnement (ICPE, espèces protégées), urbanisme (permis de construire), défrichement et autorisation d'exploiter au titre du code de l'énergie a été mise en place pour les éoliennes terrestres et les installations de méthanisation et de valorisation du biogaz dans sept régions. Le décret pour l'expérimentation de cette autorisation unique a été publié au Journal officiel le 4 mai 2014 ;
  - les textes réglementaires ouvrant la voie à l'injection, dans les réseaux de gaz, du biométhane issu des boues de stations d'épurations des eaux usées des collectivités (STEP) ont été publiés au Journal officiel à la fin du mois de juin 2014.

Dans le cadre de la procédure pour les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), le seuil d'enregistrement pour les projets de méthanisation agricole a été relevé de 50 tonnes de déchets traités par jour à 60 tonnes. Le décret de nomenclature a été publié au Journal officiel le 4 septembre 2014.

Si les mesures du plan EMAA ont permis d'impulser une bonne dynamique pour le développement de la filière méthanisation, notamment agricole, la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a souhaité accélérer le développement de cette filière qui contribue pleinement aux objectifs de la transition énergétique pour la croissance verte, (développement des énergies renouvelables, réduction des émissions de gaz à effet de serre et développement d'une économie circulaire). En parallèle de la loi pour la transition énergétique pour la croissance verte, qui acte notamment la généralisation de l'expérimentation du permis unique à toute la France pour les méthaniseurs, plusieurs mesures fortes en faveur d'une accélération du développement de la filière méthanisation ont d'ores et déjà été confirmées :

1. lancement, le 4 septembre 2014, de l'appel à projets « 1500 méthaniseurs », dont l'objectif est d'identifier les porteurs de projets de méthanisation pour mieux les accompagner dans la réalisation de leur projet ;
2. mise en place du « Comité National Biogaz », dont la première réunion s'est tenue le mardi 24 mars 2015. Ce comité, qui réunit l'ensemble des acteurs de la filière biogaz, a acté la mise en place de plusieurs groupes de travail :
  - un groupe de travail dédié à l'évolution des mécanismes de soutien au biogaz, pour donner de la visibilité aux porteurs de projets sur les nouveaux systèmes de soutien à la filière qui doivent être



mis en place dans le cadre des nouvelles lignes directrices de la commission européenne sur les aides d'État à l'environnement ;

- un groupe de travail dédié au déroulement des procédures qui devra proposer des mesures permettant de faciliter et d'accélérer le développement des projets de méthanisation ;
- un groupe de travail dédié au développement du bioGNV ;
- un groupe de travail dédié au développement d'une filière industrielle française ;
- un groupe de travail sur l'injection du biométhane, qui se réunit régulièrement depuis 2 ans déjà, se poursuivra dans le cadre de ce comité.

Au-delà de ces groupes de travail, le Comité national biogaz devrait faciliter les interactions entre parties prenantes. Il devrait permettre au Ministère de l'Écologie d'avoir un retour d'expérience rapide sur sa politique afin de redresser, corriger ou améliorer sa stratégie si besoin.

#### 4.3.3 La filière des énergies de récupération

Le développement de la production d'électricité à partir d'énergies de récupération est soutenu à ce jour par des tarifs d'achat réglementés. Ce dispositif de soutien permet d'inciter l'équipement des incinérateurs de déchets ménagers, des stations d'épuration et des décharges de moyens de production d'électricité pour valoriser une énergie qui serait autrement perdue.

Ce dispositif de soutien sera remplacé à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, conformément aux lignes directrices européennes, par des tarifs en complément de rémunération.

## 5. L'énergie éolienne

La PPI fixe des objectifs ambitieux pour l'éolien à l'horizon 2020 avec 19 GW pour l'éolien terrestre et 6 GW pour l'éolien en mer et les énergies marines renouvelables.

### 5.1 Le parc éolien terrestre

La puissance du parc éolien français a franchi le cap des 9 000 MW et pour s'établir à 9 143 MW fin décembre 2014. Après trois années de baisse en 2011, 2012 et 2013, les puissances nouvelles rebondissent en 2014. Elles devraient avoisiner 1 000 MW, une fois les chiffres provisoires du Commissariat général au développement durable dans son tableau de bord trimestriel consolidés. Avec un niveau de raccordement soutenu sur le dernier trimestre, 2014 s'inscrit comme la quatrième meilleure année en termes de puissance éolienne raccordée : seules les années 2008 à 2010 avaient eu un niveau de raccordement supérieur. La production éolienne atteint 16,2 TWh sur l'ensemble de l'année 2014, soit une progression de 6 % par rapport à 2013. Elle représente ainsi 3,5 % de la consommation électrique nationale.

Ce sont les actions menées par le gouvernement depuis 2013 pour la simplification des procédures administratives et pour la sécurisation du dispositif de soutien à l'éolien terrestre qui ont permis le redressement des installations terrestres après trois années consécutives de baisse.

Le Gouvernement s'est engagé dans une démarche de sécurisation et de simplification forte des procédures administratives relatives aux projets éoliens. Dans cette optique, le Gouvernement a pris l'ordonnance du 20 mars 2014 qui met en place l'expérimentation d'une autorisation unique délivrée par le préfet de département et qui concerne les parcs éoliens terrestres soumis à autorisation au titre de la procédure des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), dans sept régions expérimentatrices (Basse-Normandie, Bretagne, Champagne-Ardenne, Franche-Comté, Midi-Pyrénées, Nord-Pas-de-Calais et Picardie.). Cette autorisation unique vaut autorisation ICPE et, le cas échéant, permis de construire, autorisation de défrichement, autorisation d'exploiter au titre du code de l'énergie et dérogation dite « espèce protégées ». D'une durée maximale de trois ans cette expérimentation doit permettre de relever les modalités de simplification les plus efficaces avant d'éventuellement envisager une généralisation du dispositif. Le projet de loi de transition énergétique pour la croissance verte prévoit la généralisation de cette expérimentation à l'ensemble de la France.

À la suite de l'annulation, prononcée par le Conseil d'État le 28 mai 2014, de l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les éoliennes terrestres et de l'arrêté du 23 décembre 2008 le complétant, un nouvel arrêté tarifaire daté du 17 juin 2014 et qui offre le même tarif d'achat à l'éolien terrestre a été publié au journal officiel le 1er juillet 2014. La Commission européenne, par une décision du 27 mars 2014, a en effet validé le dispositif en jugeant que le régime français octroyant un soutien à la production d'électricité à partir d'éoliennes terrestres était compatible avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État.

## 5.2 Le parc éolien en mer

Le programme « Éolien en Mer » a été lancé le 11 juillet 2011 avec un premier appel d'offres. Quatre zones, déterminées à la suite d'une planification concertée, visant à prévenir au mieux les conflits d'usages, ont été attribuées pour une capacité totale de 2 000 MW. Elles sont situées au large des communes de Fécamp, de Courseulles-sur-Mer, de Saint-Brieuc et de Saint-Nazaire.

Les lauréats ont été annoncés le 6 avril 2012. Il s'agit de :

- Éolien Maritime France, consortium mené par EDF et Dong Energy, pour les lots de Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Nazaire ;
- Ailes Marines SAS, consortium mené par Iberdrola et Éole RES, pour le lot de Saint-Brieuc.

Suite à leur désignation, les projets lauréats ont fait l'objet de débats publics menés sous l'égide de la Commission nationale du débat public et d'une phase de levée progressive des risques au cours de laquelle ils ont réalisé des études approfondies. Cette phase s'est achevée en octobre 2013 et l'ensemble des lauréats a confirmé la poursuite de leur projet. Les porteurs de projets entament la phase de demandes d'autorisations administratives environnementales et domaniales et feront dans ce cadre l'objet d'enquêtes publiques.

Dans la continuité de la démarche initiée par le premier appel d'offres, le gouvernement a lancé un deuxième appel d'offres pour l'installation de 1 GW réparti sur deux zones, au large du Tréport, et des îles d'Yeu et de Noirmoutier. Cet appel d'offres doit contribuer à consolider la filière industrielle qui a commencé à se structurer suite au premier appel d'offres.

Les lauréats de cet appel d'offres ont été désignés par le ministre en juin 2014. Il s'agit, pour les deux lots, du groupement de sociétés composées par les sociétés les Éoliennes en mer de Dieppe-Le Tréport et les Éoliennes en mer de Vendée, consortium mené par GDF Suez et EDP Renewables. Depuis, ces projets avancent selon le calendrier initialement prévu. Les débats publics se sont déroulés au premier semestre 2016.

Les objectifs de puissance appelés dans ces appels d'offres permettent :

- de donner de la visibilité aux acteurs de la filière ;
- une optimisation des coûts des projets (commandes unitaires d'équipements importantes ;
- concentration des moyens d'installation, limitation du nombre des raccordements) et donc du prix du kWh produit ;
- la désignation d'un acteur énergéticien (ou d'un consortium d'acteurs) unique pour les parties prenantes locales d'un territoire donné ;
- de regrouper les démarches administratives, de faciliter l'instruction par les autorités compétentes tout en assurant une meilleure prise en compte des enjeux du projet à l'échelle du territoire.

En plus du critère déterminant du prix comptant pour 40 % de la note finale, les offres ont été jugées sur le volet industriel (40 % de la note) et sur la prise en compte des activités existantes et des impacts environnementaux potentiels (20 % de la note).

## 6. La géothermie

### *Objectifs*

Les engagements de la France dans le cadre du paquet énergie-climat ont conduit à identifier des objectifs ambitieux de développement de la géothermie, officialisés dans l'arrêté ministériel du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production de chaleur : il convient en l'espèce de multiplier par 6 environ la production de chaleur par géothermie entre 2006 et 2020. Il a plus précisément, été retenu des objectifs audacieux en matière de production annuelle de chaleur : passage de 50 à 250 ktep pour la géothermie « intermédiaire » (PAC pour le tertiaire et le petit collectif), passage de 130 à 500 ktep pour la géothermie « profonde » (notamment réseaux de chaleur) et passage de 200 à 1600 ktep (la part de la géothermie représentant au moins 20 % de cet objectif) pour les pompes à chaleur individuelles (aérothermie et géothermie).

Concernant la production d'électricité, la géothermie a pour objectif global d'arriver à produire 80 MW d'ici à 2020. Cet objectif est inscrit dans le Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables (période 2009-2020, en application de l'article 4 de la directive 2009/28/CE de l'Union européenne).

### *Structuration de la filière*

La filière de la géothermie comprend une variété importante d'applications et un grand nombre d'acteurs français dans ses différents segments : l'ADEME et le BRGM restent des acteurs-clés du développement de la géothermie française, les professionnels apportant leur concours par la mise en œuvre d'une structure dédiée à ces activités.

L'ADEME est un acteur essentiel du paysage géothermique. Ses objectifs sont d'assurer une meilleure connaissance des ressources géothermales, de faciliter l'aide à la décision, de soutenir des opérations exemplaires et d'encourager le renforcement des réseaux professionnels et des filières par l'information technique et la formation. L'ADEME et le BRGM ont par ailleurs signé en juin 2008 un accord de coopération pour développer toutes les formes de géothermie.

Le BRGM mène des travaux de recherche scientifique, d'exploration géothermale et d'appui aux politiques publiques de l'État et des collectivités. Ses activités concernent notamment la caractérisation des ressources géothermiques, l'évaluation de leur potentiel, la maîtrise et l'amélioration de leurs modes d'exploitation, l'intégration de la géothermie au bâtiment et l'information autour de la géothermie.

L'ADEME et le BRGM ont soutenu la création de l'Association Française des Professionnels de la Géothermie (AFPG), qui a vu le jour mi-2010. L'AFPG se positionne comme le partenaire professionnel des pouvoirs publics pour la géothermie.

### *Soutien par segment géothermique*

La géothermie française se décline selon trois volets, décrits dans les paragraphes suivants.

#### **6.1 La géothermie à très basse énergie**

La géothermie à très basse énergie est définie par l'exploitation d'une ressource présentant une température inférieure à 30°C, qui ne permet pas, dans la plupart des cas, une utilisation directe de la chaleur par simple échange. Elle nécessite donc souvent la mise en œuvre de pompes à chaleur (PAC) qui prélèvent cette énergie à basse température pour l'augmenter à une température suffisante. Il est également possible d'utiliser les ressources géothermiques très basse température en refroidissement (avec groupe frigorifique) ou en rafraîchissement (en « free-cooling »).

La géothermie à très basse énergie concerne l'exploitation de deux types de ressources : l'énergie naturellement présente dans le sous-sol à quelques dizaines de mètres et dans les aquifères qui s'y trouvent, et est accessible sur l'ensemble du territoire.

La géothermie à très basse énergie recouvre des applications qui vont du chauffage de maisons au chauffage de logements en petit collectif.

La réglementation applicable à ce segment de la géothermie a été revue en 2015. Le périmètre de la géothermie de minime importance a été élargi et vise les travaux de forage d'une profondeur allant entre 10 et 200 mètres et d'une puissance jusqu' à 500 kW. Les procédures administratives ont également été simplifiées. Les textes qui réforment ce domaine sont les suivants :

- Décret 2015-15 du 8 janvier 2015
- Arrêté du 25 juin 2015 relatif aux prescriptions générales applicables aux activités géothermiques de minime importance
- Arrêté du 25 juin 2015 relatif à l'agrément d'expert en matière de géothermie de minime importance
- Arrêté du 25 juin 2015 relatif à la carte des zones en matière de géothermie de minime importance
- Arrêté du 25 juin 2015 relatif à la qualification des entreprises de forage intervenant en matière de géothermie de minime importance

Les mesures soutenant le développement de la géothermie à très basse énergie sont : dans le secteur résidentiel individuel, le CITE, l'éco-prêt à taux zéro et les CEE ; et dans les secteurs collectif, tertiaire, agricole et industriel, le fonds chaleur et les aides ADEME aux opérations exemplaires.

### 6.2 La géothermie à basse énergie

La géothermie à basse énergie est définie par l'exploitation d'une ressource présentant une température comprise entre 30°C et 90°C. Suivant le niveau de température, elle permet une utilisation directe de l'énergie géothermique (chauffage de bâtiments principalement), notamment par le biais des réseaux de chaleur urbains (dont le fonds chaleur soutient également le développement).

Ce domaine connaît une nouvelle dynamique depuis 1999 grâce à l'extension, en 2000, de la garantie long terme apportée aux maîtres d'ouvrage géothermiques en Île-de-France. L'ADEME a réabondé en 2009, par le biais du fonds chaleur, le fonds de garantie de péréquation des risques pour un montant de 6,5 M€.

Au cours de l'année 2015, l'ADEME a également mis en place une garantie complémentaire pour l'exploration de nouveaux aquifères en Aquitaine. En effet, Bordeaux Métropole a décidé la mise en place d'une politique de relance de la géothermie en Aquitaine par l'exploration de nouveaux aquifères plus profonds que ceux exploités jusqu'ici. La garantie mise en place par l'ADEME permet à un opérateur de limiter l'impact économique d'un aléa géothermique, en complément de la garantie du fonds géothermie existant.

En sécurisant le risque financier pris par les industriels, ces fonds permettent de soutenir le développement de la filière.

Depuis 2009, le Fonds Chaleur a permis de contribuer fortement à la relance de la géothermie notamment en Ile-de-France en finançant de nouveaux moyens de production et le renouvellement des forages existants. Ainsi le Fonds Chaleur a accompagné une dizaine d'opérations de géothermie dont huit nouvelles opérations. Sur ces huit nouvelles opérations, six puisent leur chaleur dans la nappe du Dogger et deux dans des nappes intermédiaires, l'Albien à Issy les Moulineaux et le Néocomien au Plessis Robinson.

### 6.3 La géothermie à moyenne et haute énergie

La géothermie à moyenne et haute énergie est définie par l'exploitation d'une ressource présentant une température supérieure à 90°C, permettant notamment la production d'électricité et/ou de chaleur. La géothermie à haute température est plus précisément considérée comme issue d'une ressource présentant une température supérieure à 150°C (décret n° 78-798). La France dispose en 2010 de deux centrales électriques géothermiques opérationnelles :

- une installation de 16 MW de puissance à Bouillante en Guadeloupe exploitée depuis plus de 20 ans par la société Géothermie Bouillante sur une concession de la commune de Bouillante octroyée par décret du 17 juin 2009 (JORF du 19/06/2009).
- et l'installation expérimentale de Soultz-Sous-Forêts en Alsace d'une puissance électrique de 1,5 MW, pouvant passer prochainement à 3 MW, exploitée sur le permis exclusif de recherches de gîtes géothermiques de Soultz-sous-forêts accordé au GEIE Exploitation minière de la chaleur (arrêté du 27 septembre 2002 publié au JORF du 5/10/2002) et prolongé par arrêté du 4 juillet 2008 (JORF du 16/07/2008). Actuellement, une demande de concession vient d'être déposée et est en cours d'instruction.

Outre cette concession et ce permis exclusif de recherche (PER), 4 autres permis exclusifs de recherches de gîtes géothermiques ont été octroyés en France depuis 2008 :

- le PER de Hatten-Rittershoffen en Alsace octroyé aux sociétés Roquette Frères et Électricité de Strasbourg (arrêté du 14 mars 2008 publié au JORF du 22/03/2008) ;
- le PER de la Limagne d'Allier en Auvergne octroyé à la société Geopetrol SA (arrêté du 9 juillet 2008 publié au JORF du 19/07/2008) ;
- le PER de Wissembourg en Alsace octroyé à la société Électricité de Strasbourg SA (arrêté du 25 novembre 2011 publié au JORF du 3/12./011) ;
- le PER de Lauterbourg en Alsace octroyé aux sociétés Électricité de Strasbourg SA et Géopetrol SA, conjointes et solidaires (arrêté du 25 novembre 2011 publié au JO 3/12/2011) ;
- 18 autres demandes de PER ont été déposées sur le territoire français (Alsace, Auvergne, Aquitaine, Rhône-Alpes, PACA).

En France métropolitaine, de nouveaux projets sont en développement, associant, en fonction des besoins locaux, production d'électricité et valorisation thermique des ressources géothermiques profondes. L'Alsace fait partie des territoires propices à ces développements, mais aussi d'autres régions comme l'Aquitaine ou l'Auvergne avec des nouveaux acteurs industriels parmi lesquels Fonroche Géothermie ou Electerre de France.

En ce qui concerne l'Outre-mer et l'export, l'Arc antillais (Guadeloupe, Dominique, Martinique) présente un potentiel de développement important, ainsi que de manière plus générale l'Amérique Centrale. Un potentiel important à l'export a ainsi été identifié pour la production d'électricité à partir de la géothermie et une réflexion de positionnement de la filière française à l'export a été engagée sous l'égide de l'ADEME et de l'AFPG. Par ailleurs, un projet de 100 MW est à l'étude à la Dominique (projet GéoCaraïbes), ainsi que la mise en place d'une capacité supplémentaire de 20 à 40 MW sur le site de Bouillante.

La période 2000-2006 a vu le programme de géothermie profonde de Soultz-sous-Forêts en Alsace changer d'échelle, grâce aux moyens financiers mis en place conjointement, et à parts égales, par l'ADEME (11,6 M€), la Commission européenne et le Ministère allemand de l'environnement. L'objectif de réaliser un pilote en matière d'expérimentation scientifique a été atteint grâce à trois forages de 5 000 mètres de profondeur, ce qui constitue un jalon technique d'importance. L'objectif de validation industrielle d'une nouvelle filière de cogénération en géothermie profonde est atteint avec la mise en fonctionnement d'une centrale de production d'électricité de 1,5 MW installée en juin 2008, permettant l'injection des premiers kWh sur le réseau électrique. Le site de Soultz-sous-Forêts représente un site pionnier à l'échelle mondiale. En outre, force est de constater que le projet en développement d'Électricité de Strasbourg et de Roquette, à Beinheim en Alsace, un des projets phares du fonds chaleur en matière de géothermie visant à alimenter l'usine de Roquette en vapeur industrielle, s'appuie justement sur l'expérience acquise à Soultz-sous-Forêts.

La revalorisation des tarifs d'achat de l'électricité produite par géothermie s'est concrétisée en deux étapes créant de fait un contexte économique nettement plus favorable aux projets :

- l'article 88 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (« Loi Grenelle 2 ») supprime le plafond de puissance de 12 MW et les distances minimales entre les centrales de production pour l'accès à l'obligation d'achat et au tarif réglementé ;
- l'arrêté ministériel du 23 juillet 2010 porte le tarif d'achat de l'électricité produite par géothermie à 130 €/MWh en Outre-mer et 200 €/MWh en métropole.

Ce dispositif de soutien sera remplacé à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, conformément aux lignes directrices européennes, par des tarifs en complément de rémunération.

En complément aux mesures de soutien détaillées ci-dessus, la filière géothermique est soutenue par les Investissements d'avenir.

Dans le cadre du programme « Énergie et économie circulaire » doté de 3,6 Mds €, la filière est éligible à l'obtention de financement sur deux actions :

- la mise en place d'Instituts d'excellence dans le domaine des énergies décarbonées (« IEED »), dotée de 1 Md€ ;
- la mise en place de « Démonstrateurs & de plateformes technologiques en énergies renouvelables et décarbonées et chimie verte », dotée d'1,35 Mds €.

Parmi les projets soutenus dans le cadre des Investissements d'avenir figurent le laboratoire d'excellence « G-Eau-Thermie profonde » en Alsace, sélectionné en février 2012 et plusieurs projets candidats en lien avec des démonstrateurs préindustriels de production d'électricité par la géothermie déposés dans le cadre de l'AMI Géothermie clos en mars 2012.

## **7. Les pompes à chaleur**

### **7.1 Objectif**

Des objectifs ambitieux de développement des pompes à chaleur ont été officialisés dans l'arrêté ministériel du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production de chaleur : il a ainsi été retenu de faire passer la production des pompes à chaleur individuelles (aérothermie et géothermie) de 200 à 1600 ktep (la part de la géothermie représentant au moins 20 % de cet objectif), et la production annuelle de chaleur par géothermie « intermédiaire » (PAC pour le tertiaire et le petit collectif) de 50 à 250 ktep.

### **7.2 Soutien à la production de chaleur**

Les mesures soutenant le développement des PAC sont : dans le secteur résidentiel individuel, le crédit d'impôt pour la transition énergétique, l'éco-prêt à taux zéro et les CEE ; et dans les secteurs collectif, tertiaire, agricole et industriel, le fonds chaleur et les aides ADEME aux opérations exemplaires.

### **7.3 Résultats**

L'évolution du parc de pompes à chaleur est présentée la version détaillée du bilan énergétique de la France en 2014<sup>24</sup>.

## **8. L'hydroélectricité**

L'hydroélectricité est une composante fondamentale de la production d'électricité d'origine renouvelable en France. En effet, plus de 75 % de la production électrique d'origine renouvelable provient de l'hydroélectricité. La production hydroélectrique moyenne annuelle s'élève à 67 TWh, ce qui représente 13 % de la consommation intérieure brute. De plus, une partie des installations hydroélectriques constitue l'instrument idéal pour l'équilibre offre-demande du fait de sa rapidité de mise en œuvre. En effet, alors que les installations de fil de l'eau fonctionnent en base et produisent de l'ordre de 36 TWh, les éclusées, les usines de lac et les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) permettent de produire 31 TWh modulables. Ces installations permettent donc de passer la pointe de la consommation et de répondre aux besoins d'ajustement. Hormis ces installations, seules les turbines à combustion ont des temps de démarrage comparables. Ainsi, près de la moitié de la production hydroélectrique contribue à l'équilibre offre-demande national en tant que moyen de pointe et se substitue directement à de la production thermique classique, fortement émettrice de CO<sub>2</sub>.

---

24 Voir la version complète et détaillée du bilan énergétique de la France en 2014 publiée par le Service de l'Observation et des Statistiques du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, disponible à l'adresse suivante : [http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/fileadmin/documents/Produits\\_editoriaux/Publications/References/2015/Ref-bilan-energie-2014-juillet2015.pdf](http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/fileadmin/documents/Produits_editoriaux/Publications/References/2015/Ref-bilan-energie-2014-juillet2015.pdf)

### 8.1 Développement de l'hydroélectricité

Si une grande partie du potentiel hydroélectrique français est déjà exploitée, une relance des investissements dans les installations de production hydroélectriques permettrait de compenser les baisses de production consécutives à l'augmentation des exigences de protection des milieux aquatiques, favorisant ainsi l'atteinte des objectifs en matière de production d'électricité d'origine renouvelable, mais aussi de contribuer à la nécessaire augmentation de la capacité de production installée, afin de garantir la sécurité du réseau face à des appels de puissance en périodes de pointe de plus en plus élevés chaque année.

Cette relance pourrait être favorisée par le renouvellement des concessions hydroélectriques, et le lancement d'appel d'offres pour le développement ou la rénovation de petites installations hydroélectriques sous le régime d'autorisation. En particulier, le Ministère de l'écologie a défini en 2015, en concertation avec les parties prenantes du secteur les modalités d'un appel d'offres pour la petite hydroélectricité qui devrait être lancé en 2016.

### 8.2 Renouvellement des concessions hydroélectriques

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a créé de nouvelles dispositions pour traiter le cas des concessions arrivées à échéance : le regroupement des concessions par vallées cohérentes permettra un renouvellement plus respectueux de l'optimisation énergétique et environnementale déjà réalisée aujourd'hui; la création de sociétés d'économie mixte hydroélectriques apportera une garantie supplémentaire de contrôle public sur l'hydroélectricité. Le renouvellement des concessions hydroélectriques est une opportunité pour accroître l'investissement dans ce secteur, qu'il s'agisse de modernisation ou d'augmentations de puissance, ainsi que pour faire mieux profiter les collectivités publiques des fruits de l'exploitation des concessions : une redevance, répartie également entre l'État et les collectivités locales, sera en effet appliquée pour les concessions renouvelées.

## 9. Le biogaz

Le biogaz, qui est un gaz composé principalement de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et de méthane (CH<sub>4</sub>), est produit à partir d'un processus naturel de fermentation, qui se déroule lors de la dégradation de matières organiques animales et/ou végétales, en milieu anaérobie (en l'absence d'oxygène). Lorsque ce processus de dégradation s'effectue dans le cadre d'une production contrôlée, au cours de laquelle le biogaz est piégé puis récupéré par captage, on parle de « méthanisation ».

Le biogaz peut être employé de trois manières :

- Pour produire directement de l'énergie : lorsqu'il est brûlé, il permet la production de chaleur, d'électricité ou les deux combinées (ce qui donne de la cogénération).
- Pour être injecté : lorsqu'il est épuré pour être uniquement composé de méthane (et atteindre alors une qualité similaire à celle du gaz naturel), le biogaz devient du biométhane, qui peut être injecté dans les réseaux de gaz naturel.
- Pour produire du biocarburant : lorsqu'il est également sous forme de biométhane, injecté ou non, il peut être destiné à un usage biocarburant, permettant la circulation de véhicules roulant au « bioGNV ».

L'injection du biométhane dans les réseaux est encouragée à l'aide de deux dispositifs spécifiques :

- Un tarif d'achat réglementé et garanti : dans ce cadre, le producteur bénéficie d'une garantie de vente de son biométhane, pour une durée de 15 ans, à un tarif fixé par l'un des arrêtés susmentionnés. Le tarif d'achat, financé par une contribution sur les fournisseurs de gaz naturel, varie entre 50 et 140 €/MWh (à titre de comparaison, le prix de marché moyen du gaz naturel était de 21 €/MWh en 2014). Ce biométhane peut être acheté par tout fournisseur de gaz naturel ou, le cas échéant, par un acheteur de dernier recours.
- Un système de garanties d'origine : ces dernières permettent aux fournisseurs de gaz de tracer le biométhane une fois qu'il est injecté dans les réseaux. Elles peuvent être valorisées par l'acheteur de biométhane au travers d'offres de fourniture de gaz « vert », attestant ainsi que le gaz vendu est renouvelable.

L'ADEME apporte aussi parfois des aides à l'investissement au titre du fonds chaleur renouvelable. 26 projets biogaz ont été aidés dans ce cadre entre 2009 et 2014.

De la même façon que la production d'électricité par méthanisation, l'injection du biométhane dans les réseaux bénéficie également du plan « Énergie Méthanisation Autonomie Azote » (EMAA), de l'appel à manifestation d'intérêt « Recyclage et valorisation des déchets », ainsi que des mesures de simplification des procédures administratives.

Ces dispositifs de soutien induisent un fort dynamisme pour cette filière. En 2012, il n'existait qu'une seule installation, qui produisait 6 GWh/an. Fin 2014, six sites de production injectent leur biométhane dans les réseaux. Dix unités supplémentaires de méthanisation devraient débuter leur injection courant 2015 et la capacité d'injection annuelle pourrait représenter 170 GWh fin 2015.

A présent, environ 600 nouveaux projets d'injection de biométhane sont à l'étude par les gestionnaires de réseau de gaz, dont près de deux tiers par des gestionnaires de réseau de distribution. Bien que leur concrétisation dépende de différents facteurs (financements possibles, rentabilité, facteurs techniques), ces données véhiculent une vision optimiste à moyen terme pour la filière de l'injection de biométhane.

La valorisation sous forme de biométhane carburant ne dispose actuellement pas de dispositif de soutien spécifique, à l'exception d'une disposition spécifique relative à la valorisation des garanties d'origines qui permet aux fournisseurs de valoriser de manière plus économique leur biométhane sous forme de GNV. Cette disposition est toutefois limitée au biométhane injecté et son impact incitatif semble limité.

## 10. Les biocarburants : bilan détaillé du développement de la production et de la consommation en France et perspectives

La France s'est engagée dans un programme de développement des biocarburants et met en œuvre une série de mesures permettant d'encourager leur production et leur mise sur le marché. Ce plan a fixé des objectifs ambitieux d'incorporation de biocarburants dans les carburants traditionnels d'origine fossile.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Objectif d'incorporation en % (filière gazole)	3,50	5,75	6,25	7,00	7,00	7,00	7,00	7,70
Objectif d'incorporation en % (filière essence)	3,50	5,75	6,25	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00

En 2013, l'objectif de 7 % reste inchangé. En 2014, l'objectif est porté à 7,7 % pour la filière gazole (dont 0,7 % venant des déchets et résidus avec double comptage) et maintenu à 7 % pour la filière essence. En 2015, ces objectifs d'incorporation sont identiques. Les biocarburants apporteront la contribution la plus importante à l'objectif européen de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports à l'horizon 2020.

La production issue d'unités agréées pour le marché français a été quasiment stable jusqu'en 2010 et a baissé en 2011. En 2012, la production de biocarburants a repris du fait de la baisse du taux d'importation de biocarburants. Cette baisse du taux d'importation peut s'expliquer par la modification des mesures de soutien à la filière de certains pays, tels que l'Argentine par exemple, et le plafonnement du double comptage.

	2010	2011	2012	2013	2014
Production issue d'unités agréées en kt	2 846	2 374	2 573	2 513	2 223
Agréments totaux en kt	4 268	4 268	3 871	2 780	2 413



### 10.1 Filière essence : ETBE et éthanol

Pour la filière bioéthanol, c'est de l'éthanol ou son dérivé l'ETBE (Ethyl tertio butyl éther) qui sont incorporés dans l'essence. La production d'ETBE se fait à partir de 47 % en volume d'éthanol. Seule cette fraction bénéficie de la défiscalisation si l'ETBE a été produit dans une unité agréée, dans la limite des quantités fixées.

	2010	2011	2012	2013	2014
Production d'ETBE issue d'unités agréées en kt	188	178	150	86	107
Agréments ETBE en kt	225	225	189	92	107

Chiffres exprimés en équivalent éthanol

En 2014, la filière éthanol a produit près de 80 % des capacités agréées. Une grande partie de cet éthanol sert à la production d'ETBE.

	2010	2011	2012	2013	2014
Production d'éthanol issue d'unités agréées en kt	522	469	470	525	487
Agréments d'éthanol en kt	867	867	802	636	606

### 10.2 Filière gazole : EMAG

Pour la filière oléagineuse, ce sont essentiellement les EMAG (Esters Méthyliques d'Acide Gras) qui sont incorporés dans les gazoles. La production de biodiesel issue des unités agréées s'est élevée à 1608 kt en 2014 contre 1 903 kt en 2013. La filière a ainsi produit un peu plus de 96 % des capacités agréées en 2014, contre 95 % en 2013.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Production EMAG issue d'unités agréées en kt	1 146	2 085	2 095	2 120	1 695	1 953	1 903	1 608
Agréments EMAG en kt	1 347	2 487	2 647	3 070	3 077	2 779	2 000	1 660

### 10.3 Bilan d'incorporation des biocarburants

% pci	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Objectif	3,5	5,75	6,25	7,00	7,00	7,00	7,00	7,70 (gazole) & 7,00 (essence)
Réalisé	3,57	5,71	6,04	6,04	6,84	6,83	6,78	7,45

En 2014, le pourcentage énergétique (pci) de biocarburants dans les carburants a été de 7,45 % pour l'ensemble des deux filières (6,11 % pour les essences et 7,72 % pour le gazole), contre 6,78 % en 2013 (5,66 % pour les essences et 7,01 % pour le gazole).

### 10.4 Niveau de la défiscalisation

Seuls les biocarburants issus d'unités agréées peuvent bénéficier d'une défiscalisation, dans la limite des quantités fixées lors de l'agrément. En 2006, pour la première année, les esters éthyliques d'huiles végétales (EEHV), les esters méthyliques d'huiles animales (EMHA) et le biogazole de synthèse incorporés dans le gazole ont bénéficié d'une défiscalisation. L'article 34 de la LFI 2014 supprime cette défiscalisation à horizon 2016.

€/hl	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ETBE	38	33	33	27	21	18	14	14	14	8,25	7
Ethanol	37	33	33	27	21	18	14	14	14	8,25	7
Biodiesel	33	25	25	22	15	11	8	8	8	4,5	3
EEHV	-	30	30	27	21	18	14	14	14	8,25	7
EMHA	-	25	25	22	15	11	8	8	8	4,5	3
Biogazole de synthèse	-	25	25	22	15	11	8	8	8	4,5	3

### 10.5 Coût de la défiscalisation

L'exonération partielle de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) permet de compenser le surcoût de fabrication des biocarburants (issus des unités agréées) par rapport aux carburants d'origine fossile.

Après une diminution régulière, les taux de défiscalisation des biocarburants ont été stabilisés à partir de 2011 jusqu'en 2013. Ils vont diminuer jusqu'à l'extinction de la défiscalisation au 31 décembre 2015.

Les montants de la défiscalisation sont estimés à 145 M€ en 2014.

	2010	2011	2012	2013	2014
Coût de la défiscalisation	425 M€	271 M€	288 M€	280 M€	145 M€

### 10.6 Perspectives

Les biocarburants apporteront la contribution la plus importante à l'objectif européen de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports à l'horizon 2020. Après l'atteinte des objectifs de chacune des filières, les objectifs devraient être relevés progressivement ; puis avec le concours des biocarburants de deuxième génération (attendus en fin de décennie), la progression des taux d'incorporation devrait être plus soutenue.

## 11. Le financement des énergies renouvelables

### 11.1 L'électricité renouvelable

Instituée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, la contribution au service public de l'électricité (CSPE) vise notamment à compenser aux opérateurs qui les supportent les surcoûts résultant des politiques de soutien à l'effacement de consommation, la cogénération et aux énergies renouvelables. La CSPE finance en outre les autres missions du service public de l'électricité, à savoir la péréquation tarifaire entre la métropole et les territoires non interconnectés (Corse et DOM) et les dispositifs sociaux.

Elle est acquittée par les consommateurs finals d'électricité et elle compense intégralement les charges de service public. En application du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004, après déclaration des charges supportées par les opérateurs, la CRE détermine chaque année le montant de la contribution unitaire, défini comme le quotient du montant total des charges de service public par le nombre de kilowattheures soumis à contribution. Le ministre arrête ensuite le montant de la contribution. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2011, à défaut d'arrêté du ministre, le montant proposé par la CRE entre en vigueur dans la limite d'une augmentation de 3 €/MWh.

Depuis 2004, les missions de service public se sont développées. Les charges ont suivi cette évolution, et sont passées de 1 535 M€ en 2004 à 5 266 M€ en 2013 (soit environ 6 % de croissance par an). Les évolutions les plus fortes concernent, par ordre d'importance, la péréquation tarifaire et le soutien aux énergies renouvelables.

Au titre de l'année 2015, la CRE a estimé les charges prévisionnelles de service public à 6 341 M€. Dans ce montant des charges prévisionnelles pour 2015, les obligations d'achat d'énergie renouvelable représentent le poste le plus important (4 041 M€). Viennent ensuite les surcoûts liés à la péréquation tarifaire (1 484 M€), le soutien à la cogénération au gaz naturel (460 M€) et le financement de dispositions sociales (350 M€). Pour couvrir les charges

prévisionnelles en 2015, la CRE a estimé la contribution nécessaire à 25,93 €/MWh, dont 17,7 €/MWh pour couvrir les charges au titre de l'année 2015, le reste ayant pour but de compenser le déficit de couverture des charges des années précédentes.

Depuis le 1er janvier 2015, la CSPE est fixée à 19,5 €/MWh.

### Montant des charges de service public supportées par les opérateurs

M€	2012 <i>constaté en 2013</i>	2013 <i>constaté en 2014</i>	2014 <i>prévu en 2013</i>	2015 <i>prévu en 2014</i>
Péréquation tarifaire (y compris les contrats d'achat hors énergies renouvelables dans les ZNI à partir de 2010)	1 296,7	1 422,1	1 651,0	1 484,3
Cogénération	743,8	546,9	412,1	460,1
Énergies renouvelables	2 673,4	3 156,1	3 722,4	4 041,4
Dispositions sociales	93,8	133,4	350,3	350,2
<b>Total</b>	<b>4 830,1</b>	<b>5 265,7</b>	<b>6 185,7</b>	<b>6 340,9</b>

### 11.2 Le fonds chaleur

Créé en décembre 2008, le fonds chaleur a été mis en place afin de soutenir la production de chaleur à partir de sources renouvelables.

Le fonds chaleur soutient le développement de l'utilisation de la biomasse (sylvicole, agricole, biogaz...), de la géothermie (en utilisation directe ou par le biais de pompes à chaleur), du solaire thermique, des énergies de récupération, ainsi que le développement des réseaux de chaleur utilisant ces énergies.

Les secteurs concernés sont l'habitat collectif, le tertiaire, l'agriculture et l'industrie, secteurs pour lesquels l'objectif de production supplémentaire de chaleur renouvelable d'ici 2020 représente près de 5,47 millions de tonnes équivalent pétrole (tep), soit plus du quart de l'objectif global de 20 millions de tep d'énergie renouvelable supplémentaires à l'horizon 2020.

En incitant les réseaux de chaleur à recourir aux énergies renouvelables et de récupération, le fonds chaleur a également un impact positif important en termes sociaux (diminution et stabilisation de la facture de chauffage de logements essentiellement sociaux) et de diversification des approvisionnements énergétiques.

La gestion du fonds chaleur a été déléguée à l'ADEME. Deux modes d'intervention du fonds chaleur existent :

- pour les installations biomasse de grande taille (production de chaleur renouvelable supérieure à 1 000 tep/an) dans les secteurs industriel, agricole et tertiaire, sont mis en place des appels à projets nationaux de périodicité annuelle « Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire » (BCIAT).
- pour les autres filières, quel que soit le secteur, et pour les installations biomasse ne relevant pas des appels à projets (hors secteur industriel, ou installation dans le secteur industriel mais de production inférieure à 1 000 tep/an), le fonds chaleur est géré au niveau régional par les directions régionales de l'ADEME. Il concerne les installations supérieures à une certaine taille, et vient donc en complément des aides actuellement versées dans le cadre des contrats de projets État-Région (CPER) qui peuvent concerner les projets de plus petite taille par ailleurs non éligibles aux autres dispositifs d'aide (crédit d'impôt développement durable, éco-prêt à taux zéro...). En raison de l'afflux de projets, des mécanismes d'appels à projets régionaux ont été mis en place depuis le début de l'année 2011 2 à 3 fois dans l'année à l'exception de l'instruction des dossiers dont l'aide est supérieure à 1,5 M€ qui est réalisée de gré à gré. L'objectif du fonds chaleur est de financer les projets de production de chaleur à partir d'énergies renouvelables thermiques, tout en garantissant un prix de la chaleur produite inférieur d'environ 5 % à celui obtenu avec des énergies conventionnelles.

Les aides du fonds chaleur ne sont cumulables ni avec les certificats d'économies d'énergie (CEE) lorsque ceux-ci portent sur le même objet que l'aide du fonds chaleur, ni avec les projets domestiques (« crédits carbone »).

En revanche, les aides du fonds chaleur sont cumulables avec d'autres subventions (fonds européens, aides des collectivités locales) sous réserve de la prise en compte de ces aides lors de l'étude du projet. Par ailleurs, les entreprises ou réseaux de chaleur soumis au système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre sont éligibles : le calcul de l'aide prend alors en compte « le revenu carbone » selon des hypothèses raisonnables actualisées.

### Bilan du Fonds chaleur

Chiffres clés 2014	2009-	Nombre de projets	Montant des investissements éligibles ( M€)	Aide ADEME ( M€)	tep ENR/an	Aide ADEME ( €/tep sur 20 ans)
<b>Total</b>		<b>3 250</b>	<b>3 908</b>	<b>1 201</b>	<b>1 482 316</b>	<b>40,5</b>

Comme l'a noté la Cour des comptes dans son rapport relatif à la politique de développement des énergies renouvelables, le fonds chaleur est un dispositif de soutien à la chaleur renouvelable très efficient, avec notamment un coût pour la puissance publique très faible : 40 €/tep soit 3,4 €/MWh. Pour l'instant, le coût en €/tep produite est plus faible que prévu (notamment en raison d'une proportion plus importante de biomasse et plus faible de solaire thermique que prévue) ce qui permet d'être globalement en ligne avec les objectifs.

Malgré un vif succès, seul 28 % de l'objectif national pour 2020 est aujourd'hui atteint :

#### 11.3 La TVA à taux réduit en faveur des réseaux de chaleur

Conformément à l'accord intervenu au niveau européen sur la directive TVA en février 2006, la loi n° 2006-872 du 13 juillet 2006 portant engagement national pour le logement instaure, en son article 76, un taux réduit de TVA à 5,5 % sur les abonnements des réseaux de chaleur. Elle a introduit également un taux réduit de TVA sur la fourniture de chaleur lorsque celle-ci est produite à partir de biomasse, de la géothermie des déchets et d'énergie de récupération. La part d'énergie renouvelable ou de récupération permettant de bénéficier du taux réduit sur la fourniture de chaleur est fixée à 50 % à compter du 1er mars 2009 depuis la loi n° 2008-1443 du 30 décembre 2008 de finances rectificative pour 2008.

Le montant budgétaire associé à l'application du taux de TVA réduit à la fourniture par réseaux d'énergie d'origine renouvelable ou de récupération est estimé à 25 M€.

## 12. Évolution de l'impact sur l'environnement de la consommation énergétique

Les énergies renouvelables participent à l'atteinte des objectifs de la France pour l'atténuation du changement climatique. Elles permettent de limiter le recours aux énergies fossiles. La France s'est dotée d'objectifs ambitieux, tant au plan quantitatif – 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie finale en 2020 – que qualitatifs – en visant des énergies à haute qualité environnementale.

Dans cette optique, le ministère en charge de l'écologie et de l'énergie s'est attaché à promouvoir les meilleures pratiques d'intégration environnementale en diffusant des guides méthodologiques :

- Guide de l'étude d'impact sur l'environnement des parcs éoliens – Initié en 2005 et actualisé en 2006 et 2010 ;
- Guide de l'étude d'impact des projets photovoltaïques – édition 2011 ;
- Étude méthodologique des impacts environnementaux et socio-économiques des énergies marines renouvelables – version 2012 ;
- Projet de guide de l'étude d'impact sur les parcs éoliens off-shore – 2014.

Ces guides ont été établis en concertation avec toutes les parties prenantes. Destinés en priorité aux maîtres d'ouvrage, ils compilent et font la synthèse à leur attention de nombreuses études et rapports scientifiques et techniques, dont beaucoup de travaux de l'ADEME.

La définition des Schémas Régionaux Éoliens (SRE) annexés aux Schémas Régionaux de l'Air de l'Énergie et du Climat a permis de promouvoir une approche intégrée et concertée, prenant en compte l'impact paysager de cette technologie.

Quand c'est nécessaire, le recours à la réglementation permet d'assurer la bonne prise en compte des problématiques sensibles. C'est le cas de la qualité de l'air, avec notamment une réglementation stricte des installations utilisant la biomasse en termes d'émissions de particules.

La durabilité des biocarburants fait dorénavant l'objet d'un suivi précis, avec une traçabilité des éléments d'impact portant sur l'ensemble du processus de production et donc mise en œuvre par l'ensemble des acteurs des filières concernées. Ce dispositif est contrôlé par l'État. Il permet de rendre compte du caractère « durable » des productions au regard des objectifs et des seuils précisés dans l'article 17 de la directive 2009/28/CE. Dès 2009, l'étude réalisée par l'ADEME sur l'analyse du cycle de vie des biocarburants de première génération utilisés en France confirmait que le bilan de gaz à effet de serre « du puits à la roue » de ces carburants répondait au seuil de réduction de 35 % fixé par la directive. Ce seuil sera porté à 50 % en 2017.

Si cette approche ne prend pas en compte les effets du changement d'affectation des sols indirects (CASI) induits par le développement des biocarburants, y compris sur la sécurité alimentaire, la décision du gouvernement de limiter à 7 % la part des biocarburants de première génération issus de cultures alimentaires permet de limiter cet impact. Ce seuil sera bientôt confirmé au plan européen par la prochaine directive, dite ILUC, relative aux changements indirects d'affectation des sols.

## 13. La R&D

### 13.1 L'effort budgétaire de recherche et développement énergie

Selon une étude annuelle du MEDDE, les dépenses de R&D en énergie financées par l'État<sup>25</sup> en 2013 étaient de 1,08 milliard d'euros (G €) dont :

- 440 M€ sur les nouvelles technologies de l'énergie (41 %),
- 514 M€ sur l'énergie nucléaire (47 %),
- 69 M€ sur les énergies fossiles (6 %),
- et le reste sur des domaines de recherche transversaux.

Ce budget global de 2013 a été maintenu à un niveau équivalent à celui de 2011 et 2012. A cela s'ajoutent les aides aux entreprises, en particulier via le crédit impôt recherche et le Programme des Investissements d'Avenir (PIA).

Les nouvelles technologies de l'énergie incluent :

- l'efficacité énergétique (industrielle, tertiaire, résidentielle et dans les transports) ;
- les énergies renouvelables (solaires, éoliennes, marines, bio-énergies, géothermie et hydroélectricité) ;
- la capture, le stockage et la valorisation du CO<sub>2</sub> ;
- le stockage d'énergie, les réseaux électriques, l'hydrogène et les piles à combustible.

Il convient de noter l'attention particulière portée depuis plusieurs années sur la recherche dans les énergies non fossiles et l'efficacité énergétique, sujets à forts enjeux pour la transition énergétique.

<sup>25</sup> L'investissement public dans la R&D pour l'énergie regroupe les dépenses financées par l'État des centres de recherche dans ce domaine

**Dépenses publiques totales de R&D sur l'énergie en France**

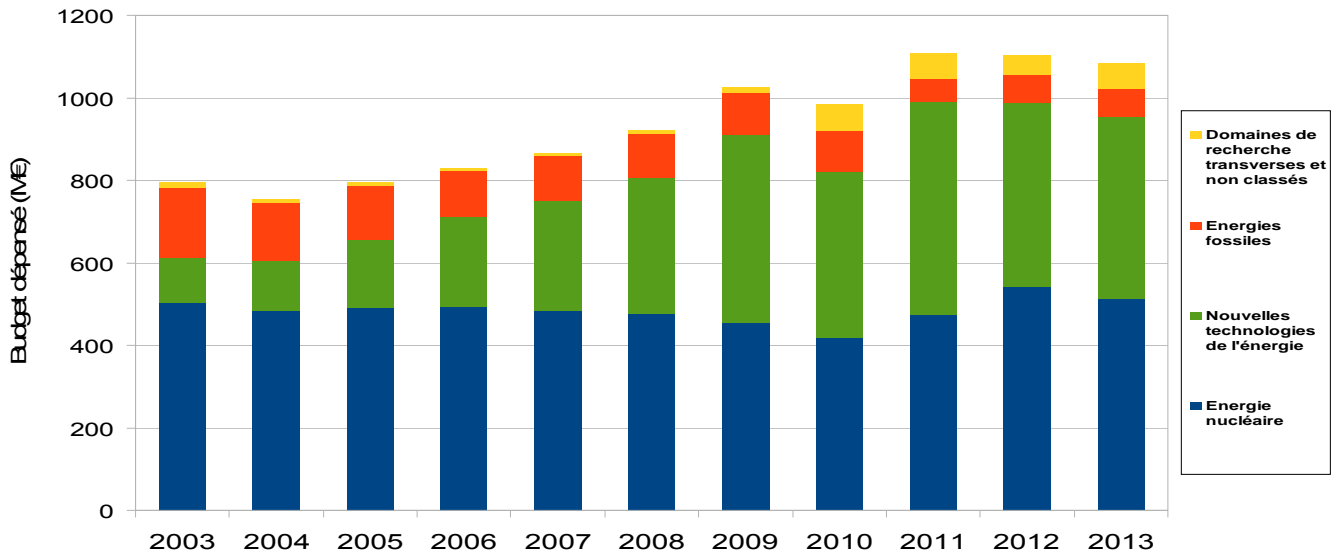
En M€ courants	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Efficacité énergétique	53,2	57,4	64,5	83,9	100,8	125,7	152,0	175,9	234,9	202,3	167,3
Energies fossiles	172,0	148,1	142,5	139,9	136,6	135,1	167,6	144,3	110,9	106,0	102,4
dont CSC (*)	3,1	5,8	9,8	25,8	28,0	30,6	67,3	43,0	53,2	39,5	33,1
Energies renouvelables	25,4	30,7	42,6	53,5	70,1	91,2	151,2	114,5	154,9	147,6	172,1
Fission et fusion nucléaire	501,5	483,2	491,2	493,4	482,9	477,4	455,8	419,0	474,2	542,5	513,6
Hydrogène et piles à combustible	26,0	22,9	45,0	51,1	57,7	58,1	52,8	46,2	50,2	35,4	36,6
Stockage d'énergie et électricité	3,1	4,2	2,6	2,8	11,9	25,0	32,5	21,7	21,9	22,3	31,8
Autres travaux	13,8	8,7	7,4	6,5	7,2	9,5	13,5	63,3	62,8	46,7	60
<b>Total</b>	<b>795,0</b>	<b>755,2</b>	<b>795,8</b>	<b>831,0</b>	<b>867,2</b>	<b>921,9</b>	<b>1 025,3</b>	<b>984,8</b>	<b>1 109,8</b>	<b>1 102,8</b>	<b>1 083,8</b>

(\*) Captage et stockage du CO2

Source : MEDDE/CGDD (questionnaire AIE)

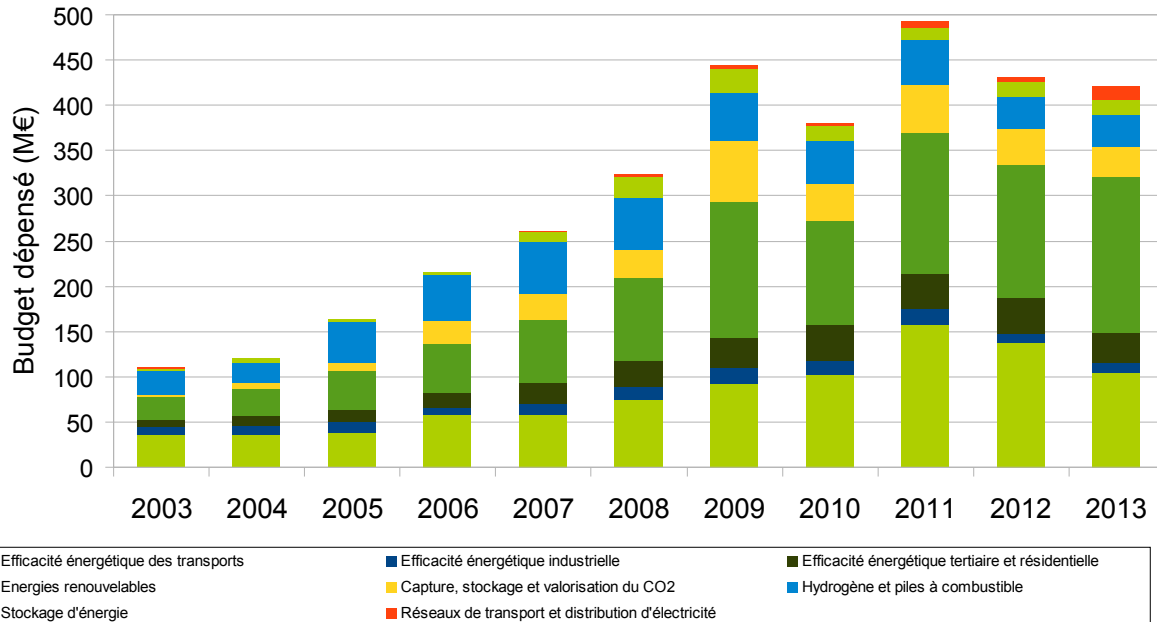
**Évolution des financements publics de la recherche et développement sur l'énergie en France de 2003 à 2013**

Source : CGDD, 2014, données transmises à l'AIE



### Évolution des financements publics de la recherche et développement des nouvelles technologies de l'énergie en France de 2003 à 2013

Source : CGDD, 2014, données transmises à l'AIE



Les hypothèses retenues pour cette évaluation excluent un certain nombre d'autres dépenses publiques sur ce secteur, notamment les recherches de l'ANDRA financées par la taxe INB « recherche » ou certaines dépenses de recherche économique du CEREN.

### 13.2 Le captage et le stockage géologique du gaz carbonique

La combustion de produits fossiles, extraits du sous-sol, provoque l'envoi dans l'atmosphère de grandes quantités de gaz carbonique. Pour réduire ces émissions, il est nécessaire de :

- limiter les besoins en combustible en améliorant l'efficacité énergétique ;
- substituer aux énergies fossiles des énergies non productrices de gaz à effet de serre (renouvelables et nucléaires).

Toutefois, au cours des prochaines décennies, les combustibles fossiles devraient continuer à jouer un rôle prédominant au plan mondial, par exemple pour assurer la production d'électricité dans des zones qui disposent de réserves de charbon abondantes comme la Chine.

Le développement de technologies de captage et stockage du CO<sub>2</sub> (CSC), en complément de la maîtrise des consommations et du développement des énergies sans carbone, apparaît donc nécessaire à court et moyen terme. Le captage et stockage géologique du CO<sub>2</sub> consiste à extraire le dioxyde de carbone des effluents gazeux normalement rejetés dans l'atmosphère afin de le stocker de façon sûre et permanente dans des formations géologiques adaptées. En complément au stockage, le CO<sub>2</sub> peut également être valorisé en tant que matière première dans des procédés industriels.

Il est à noter que les technologies de CSC s'appliquent aux installations fortement émettrices de dioxyde de carbone, dont les centrales électriques à énergies fossiles, mais aussi à d'autres secteurs industriels fortement émetteurs tels que la sidérurgie ou la production de ciment. Le captage et le stockage du gaz carbonique pourraient ainsi représenter la « soupape de sécurité » des politiques mondiales de lutte contre l'effet de serre. Rapidement disponible, à l'échelle temporelle d'une transition énergétique vers une économie sobre en carbone, cette nouvelle technologie pourrait être acceptée par les pays les moins disposés - jusqu'à présent - à réduire leurs consommations énergétiques et la part des énergies fossiles dans leur production d'énergie. Elle permettrait de donner à l'humanité le temps nécessaire pour migrer vers une civilisation plus économe et décarbonée.

### Une filière émergente avec des besoins ciblés de R&D et de démonstration industrielle

Le captage et stockage du CO<sub>2</sub> et sa valorisation représentent une filière à caractère émergent avec aujourd'hui un nombre limité de projets intégrés, de taille commerciale, opérationnels dans le monde. Alors que le rôle que pourrait jouer cette filière dans la lutte contre le changement climatique continue à être reconnu par de nombreux experts et organismes internationaux, son niveau de développement reste loin du potentiel théorique. Dans un contexte économique difficile doublé d'un marché européen du carbone en berne, le CSC est à la recherche d'un second souffle qui pourrait passer par la concentration des efforts sur l'aboutissement de 1 à 2 démonstrateurs industriels, la relance de projets pilotes de R&D sur les différentes briques technologiques. Ces points ont également été mis en avant par la Commission européenne dans l'accord-cadre conclu en octobre 2014 sur le « Paquet Énergie Climat 2030 ». Plus largement les modalités de soutien de cette filière nécessitent d'être examinées quant à leur aptitude à catalyser des investissements privés. La période de 2025-2030 est aujourd'hui ciblée pour la mise en place de démonstrateurs industriels des technologies utilisées, suivie par leur commercialisation et leur déploiement progressif. Parmi les principaux axes de recherche et d'innovation pour la mise en place de ces technologies on peut citer la réduction de la surconsommation énergétique du captage du CO<sub>2</sub>, la maîtrise des substances annexes lors du transport des flux captés, la caractérisation des sites de stockage ou encore le développement de catalyseurs performants pour l'activation du CO<sub>2</sub> à des fins de valorisation.

En France, les activités de recherche sont à la fois menées par les établissements publics de recherche, parmi lesquels on trouve le BRGM et l'INERIS, dont les compétences sont reconnues au niveau mondial dans ce domaine, et par le secteur privé, où un certain nombre d'acteurs sont à la pointe à l'échelle mondiale. Il s'agit par exemple de TOTAL, qui conduit à Lacq (64) un des premiers projets pilotes au monde testant la chaîne complète de captage sur une chaudière gaz, transport et injection à terre du CO<sub>2</sub> (voir ci-dessous).

L'ADEME est un acteur de tout premier plan dans l'accompagnement et le financement de projets de recherche et de démonstration dans la filière du captage, stockage et valorisation du CO<sub>2</sub>. Entre 2003 et 2012, 30 projets de R&D ont été soutenus par l'agence pour une aide totale de 5,7 M€. Elle a également mis en place un fonds démonstrateurs décidé dans le cadre du Grenelle de l'environnement. Ce fonds finance trois projets de démonstrateurs de captage et de stockage du dioxyde de carbone (CSC) pour une aide totale de l'ordre de 38 M€ : France-Nord (stockage en aquifère salin), ULCOS (projet de démonstrateur de CSC appliqué à la sidérurgie, qui a depuis été reconfiguré) et C2A2 (captage en postcombustion sur une centrale au charbon). Le projet France-Nord a été arrêté après une première phase d'études, tout comme le projet ULCOS suite à la décision d'ArcelorMittal de ne pas procéder à la mise en œuvre du démonstrateur commercial. Enfin, le projet C2A2 s'est terminé en mars 2014.

Les 4 appels à projets de l'ANR des années 2005 à 2008 sur le captage & stockage de CO<sub>2</sub> ont permis de favoriser la constitution d'un tissu dense de recherche en la matière en France. Lors de ces appels à projets, 33 projets ont été financés à hauteur de 27 M€ et couvrant l'ensemble des maillons de la chaîne de valeur. Aujourd'hui, l'ANR poursuit son action de soutien du CSC dans le cadre du programme « Systèmes énergétiques efficaces et décarbonés » (SEED) décliné au travers de ses appels à projets annuels : en 2011- 2012, 7 projets concernant le CSC ont été financés pour un montant total de 5,4 millions d'euros.

Les technologies de captage, transport, stockage et valorisation du CO<sub>2</sub> sont également soutenues dans le cadre du programme « Énergie et économie circulaire », la filière est éligible à l'obtention de financement sur deux actions :

- la mise en place d'Instituts d'Excellence en matière énergies décarbonées (« IEED »), dotée de 1 Md€. L'IET « Geodnergies » traitant entre autres du stockage géologique de CO<sub>2</sub> avait initialement été labellisé sous conditions en mars 2012 pour un financement de 15,9 M€. Toutes les conditions n'ayant pu être respectées, un Groupement d'Intérêt Scientifique (GIS) a été constitué par 12 industriels, 7 établissements publics de recherche et 2 pôles de compétitivité nationaux, unissant leurs efforts pour l'émergence de filières dédiées à une énergie sans carbone mobilisant le sous-sol. Ce GIS a été présenté officiellement au Commissariat général à l'investissement le 18 novembre 2014 ;
- la mise en place de « démonstrateurs & de plateformes technologiques en énergies renouvelables et décarbonées et chimie verte », dotée de 1,35 Md€ en 2010. Un appel à manifestation d'intérêt pour soutenir la mise en place de démonstrateurs et de plateformes technologiques de CSC a été organisé fin 2011 sans toutefois déboucher sur des projets lauréats.

Les acteurs français sont de diverses natures :

- centres publics de recherche. Le BRGM et l'IPGP consacrent ainsi une partie significative de leurs budgets à cette thématique, mais on peut citer aussi le CNRS, les universités, Armines, etc. qui travaillent sur le CSC ;



- industriels issus de l'important secteur parapétrolier (fournisseurs d'équipements et de services pour les compagnies pétrolières et gazières) français qui, de par leur expertise développée dans l'industrie pétrolière (l'industrie pétrolière pratique depuis longtemps l'injection souterraine de CO<sub>2</sub>), trouveront des activités complémentaires à leurs activités traditionnelles et pourront jouer un rôle majeur dans la fourniture des équipements et services associés à ces technologies, principalement à l'exportation ;
- industriels issus d'autres secteurs, comme Alstom et Air Liquide, pour ce qui concerne le captage et le transport du CO<sub>2</sub>;
- utilisateurs actuels et futurs (production d'électricité, sidérurgie, raffinage, cimenterie principalement) : EDF, ENGIE, Total, ArcelorMittal, Lafarge ...

Les acteurs du monde industriel et de la recherche sont regroupés au sein du Club CO<sub>2</sub> fondé en 2002 à l'initiative de l'ADEME. Il constitue un élément clé de la structuration des actions françaises dans le domaine du CSC. Lieu d'échanges, d'information et d'initiatives entre ses membres dans le domaine des études et des développements technologiques en matière de CSC, le Club encourage la coopération à l'échelle nationale entre les secteurs public et privé, et ses initiatives sont à l'origine de plusieurs projets de recherche.

Les équipes françaises de recherche sont aujourd'hui reconnues sur le plan mondial pour leurs compétences dans le domaine du CSC. Elles participent en tant que contributeurs importants à plusieurs projets européens et ont une implication forte dans les projets du PCRD traitant du CSC (CASTOR, ENCAP, le réseau CO<sub>2</sub>GeoNet, etc.).

### Partenariats internationaux

Le thème du captage et du stockage géologique du CO<sub>2</sub> est aujourd'hui très présent dans les discussions nationales et internationales relatives à la lutte contre le changement climatique.

La dimension internationale de la filière du CSC s'explique avant tout par l'enjeu d'ordre mondial que représente la lutte contre le réchauffement climatique, ainsi que par sa proximité avec des secteurs industriels fortement internationalisés, en particulier celui de l'énergie. De plus, les centrales de production d'énergie à base de combustibles fossiles et les sites industriels, tels que les cimenteries ou aciéries, sont des unités émettrices de CO<sub>2</sub> fortement déployées à l'échelle internationale. Il s'agit d'une filière émergente avec des barrières financières et sociétales importantes nécessitant d'avoir recours à une mutualisation des efforts et des risques. Les coopérations internationales servent donc de plateforme de promotion permettant aux États impliqués de mettre en avant les compétences des acteurs nationaux dans une logique de positionnement sur le futur marché mondial.

La Commission européenne, de son côté, a mis en place une « plateforme technologique » relative aux centrales thermiques à énergies fossiles « zéro-émission » (ZEP). Cette plateforme s'est fixé l'objectif suivant : faire en sorte que toutes les nouvelles centrales thermiques à énergies fossiles qui démarrent dans l'Union à partir de 2020 n'émettent plus (ou quasiment plus) de CO<sub>2</sub>.

Une analyse des différentes collaborations internationales permet d'identifier les acteurs les plus fortement impliqués, tels que les États-Unis, le Royaume-Uni, l'Australie ou encore la Norvège. La Chine affiche un intérêt marqué à la fois pour le stockage et la valorisation du CO<sub>2</sub>, dans un contexte d'utilisation massive de charbon.

Enfin, les acteurs français dont les autorités françaises participent activement aux initiatives internationales de soutien de la filière CSC, qu'elles soient pilotées par la plateforme technologique européenne ZEP (Zero Emissions Platform), la Commission Européenne, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) ou d'autres organismes et forums.

### Perspectives de R&D

Une perspective à moyen terme est la mise en place, en France, d'installations pilotes et de démonstration. Ces installations, véritables catalyseurs des efforts nationaux, serviront en particulier à :

- améliorer la communication entre les équipes de R&D, facilitant en particulier le transfert de savoir des centres de recherche publics vers l'industrie et une meilleure appréhension de la problématique industrielle par ces centres ;
- la réalisation d'une vitrine du savoir-faire national en vue de faciliter l'exportation de biens et de services ;
- la concertation.

Depuis janvier 2010, TOTAL opère à Lacq, dans le sud-ouest de la France, un projet intégré de captage, transport et injection de CO<sub>2</sub>. Celui-ci est capté à la sortie d'une chaudière modifiée de la plate-forme industrielle de Lacq, transporté par pipe sur 29 km et injecté à 4 500 mètres de profondeur dans le gisement de gaz de Rousse qui est en

fin de vie. L'objectif du pilote est de tester, en vue d'applications à plus grande échelle sur d'autres opérations, le captage par oxycombustion et le stockage dans un gisement de gaz épuisé. Depuis le début des opérations, un peu plus de 50 000 tonnes de CO<sub>2</sub> y ont été injectées. Les tests d'injection se sont terminés en mars 2013. L'exploitant est entré à présent dans une phase de surveillance de 3 ans au terme de laquelle il devra démontrer que le CO<sub>2</sub> injecté restera confiné de manière sûre et permanente dans la formation géologique dans laquelle il a été injecté.

### **La mise en place d'un cadre juridique adapté accompagne ces développements**

La réalisation de telles installations ne peut être, toutefois, considérée comme l'aboutissement de toutes les autres actions. Divers travaux essentiels doivent être poursuivis en parallèle, portant par exemple sur la réduction des coûts de captage et de transport et la mise au point de méthodes de modélisation, de confinement et surveillance du stockage sur le long terme, dans des environnements géologiques diversifiés.

Dans ce contexte, l'accompagnement juridique de la filière joue un rôle-clef. La transposition de la directive 2009/31/CE relative au stockage géologique du CO<sub>2</sub> a permis la mise en place d'un cadre juridique. La transposition a été achevée au cours du dernier trimestre 2011. Les dispositions de niveau législatif de la directive ont été transposées dès 2010 dans le cadre de la loi Grenelle 2. L'encadrement des installations de stockage géologique du dioxyde de carbone se fonde d'une part sur la législation des « installations classées pour la protection de l'environnement » (ICPE) pour réglementer l'exploitation des sites de stockage géologique de dioxyde de carbone et d'autre part sur le code minier (en cours de modification par ailleurs) pour l'encadrement des activités d'exploration et l'attribution de droits patrimoniaux (permis exclusif de recherche et concession de stockage). Un décret en Conseil d'État transpose les dispositions de niveau réglementaire. Par ailleurs, la loi Grenelle 1 prévoit que tout projet de nouvelle centrale à charbon devra intégrer un programme de démonstration de CSC.

Par ailleurs, en ce qui concerne le domaine de la normalisation, les travaux internationaux commencent à s'organiser avec la mise en place d'un comité technique auprès de l'ISO dédié aux activités de CSC (ISO TC265) dont la réunion de lancement avait été accueillie en France en juin 2012. Les acteurs français restent impliqués dans ces travaux et partagent avec la Chine de rôle de leader sur deux des cinq thèmes de travail à savoir ceux de la « quantification et vérification » et des « sujets transverses ». Ces travaux de normalisation vont contribuer à l'encadrement technique des activités du CSC.

## IV - Les émissions de CO<sub>2</sub> dues à la combustion d'énergie : un recul de plus de 9 % des émissions réelles

Le bilan de l'énergie fournit une estimation précoce des émissions de CO<sub>2</sub> liées à la combustion d'énergie. Elle n'est pas aussi précise que celle transmise dans le cadre du protocole de Kyoto aux instances internationales, mais est disponible bien plus tôt.

Selon ce calcul partiel et provisoire, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la combustion d'énergie chutent de 9,4 % en 2014 en données réelles. L'ampleur de cette baisse s'explique principalement par les températures exceptionnellement douces en 2014, qui ont entraîné une demande moindre d'énergie, notamment fossile.

Après avoir longtemps plafonné, les émissions, corrigées des variations climatiques, diminuent désormais nettement : elles ont reculé de 2,4 % par an en moyenne depuis 2007. Ainsi, en 2014, leur niveau est inférieur de 15,6 % à celui de 1990.

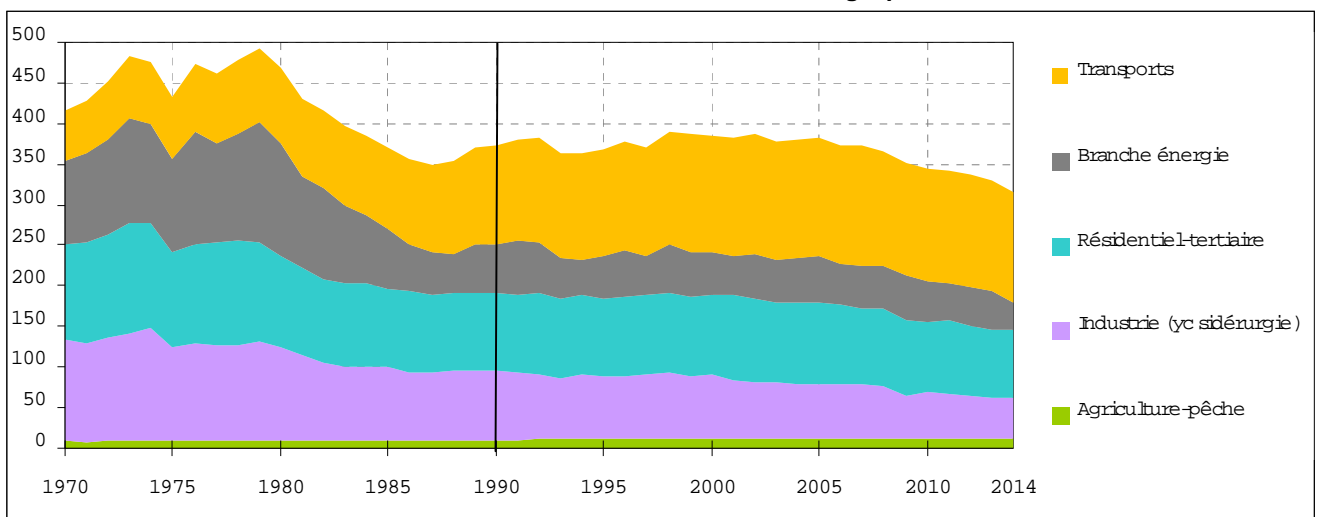
Avec 46 % du CO<sub>2</sub> émis par la combustion d'énergie, le transport est le premier émetteur, loin devant le résidentiel-tertiaire (24 %) et l'industrie (17 %). Ses émissions de CO<sub>2</sub> réelles ont très peu reculé en 2014 (-0,3 %), au niveau de la consommation de carburants pétroliers, qui satisfont toujours plus de 90 % de sa demande énergétique.

Dans le résidentiel-tertiaire les émissions réelles ont diminué de plus de 17 %. Les émissions liées à l'industrie (y compris la sidérurgie, mais excepté la branche énergie) diminuent quant à elles de 3,2 %.

Dans la branche énergie, les émissions réelles reculent. D'une part, les températures plus élevées en 2014 par rapport à 2013, ont réduit la demande d'énergie pour le chauffage des bâtiments, et d'autre part, les combustibles fossiles ont été moins sollicités pour la production d'électricité. Cela affecte surtout le charbon, dont la part dans le bouquet électrique thermique est tombée à 2,4 % en 2014 (après 5,3 % en 2013), suite à une moindre sollicitation des centrales utilisant ce combustible, mais aussi à la fermeture de plusieurs d'entre elles. Le poids dans les émissions de CO<sub>2</sub> de la branche énergie tombe ainsi à 9 %, alors qu'il dépassait 12 % depuis 1990.

Dans l'agriculture, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la combustion d'énergie reculent de 1,4 %, suivant peu ou prou la consommation des produits pétroliers (-1,1 %), qui composent les trois quarts du bouquet énergétique du secteur. La part de l'agriculture dans les émissions reste minime (4 %), en lien avec la faible consommation d'énergie de ce secteur.

Émissions de CO<sub>2</sub> dues à la combustion d'énergie par secteur



Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie (En Mt CO<sub>2</sub> ; données corrigées des variations climatiques sauf branche énergie)

Émissions de CO<sub>2</sub> dues à la combustion d'énergie (données réelles)

	1990	2010	2012	2013	2014	Évolution 1990-2014 (en %)	Évolution 2013-2014 (en %)	Contribution à l'évolution 2013-2014 (en %)
Transports*	122	139	138	137	136	11,7	-0,3	-0,1
Résidentiel-tertiaire	88	94	85	87	72	-18,4	-17,1	-4,4
Industrie** hors énergie	84	58	54	52	50	-40,5	-3,2	-0,5
Agriculture	11	11	11	11	11	7,5	-1,4	0,0
Branche énergie	61	52	48	48	33	-45,4	-30,5	-4,3
dont production d'électricité	39	34	29	29	16	-58,6	-45,2	-3,9
Total	366	353	335	335	303	-17,2	-9,4	-9,4

\* Hors émissions des transports internationaux maritimes, y compris transports internationaux aériens.

\*\* Y compris combustibles destinés à l'auto-production d'électricité (production d'électricité en complément d'une activité principale, par exemple industrielle).

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie (en Mt CO<sub>2</sub>)

Émissions de CO<sub>2</sub> dues à la combustion d'énergie (données corrigées)

	1990	2010	2012	2013	2014	Évolution 1990-2014 (en %)	Évolution 2013-2014 (en %)	Contribution à l'évolution 2013-2014 (en %)
Total	374	345	336	331	316	-15,6	-4,6	-4,6
dont Transports*	122	139	138	137	136	11,7	-0,3	-0,1
Résidentiel-tertiaire	95	86	86	83	84	-12,1	0,4	0,1
Industrie** hors énergie	85	57	54	51	51	-40,1	-0,8	-0,1
Agriculture	11	11	11	11	11	7,3	-1,4	0,0

\* Hors émissions des transports internationaux maritimes, y compris transports internationaux aériens.

\*\* Y compris combustibles destinés à l'auto-production d'électricité (production d'électricité en complément d'une activité principale, par exemple industrielle).

Source : calculs SOeS, d'après les sources par énergie (en Mt CO<sub>2</sub>, données corrigées des variations climatiques).

**La correction des variations climatiques concerne le résidentiel-tertiaire et l'industrie.**

## Méthodologie du calcul simplifié des émissions dues à l'énergie

Les émissions de CO<sub>2</sub> ici calculées sont celles issues de la combustion d'énergie fossile. Elles représentent 95 % des émissions totales de CO<sub>2</sub> et environ 70 % des émissions de gaz à effet de serre en France.

Le SOeS applique des facteurs d'émissions moyens aux consommations de sources fossiles (produits pétroliers, gaz, combustibles minéraux solides), hors usages non énergétiques. Les inventaires officiels en matière d'émissions de gaz à effet de serre, dont le CO<sub>2</sub>, font appel à une méthodologie beaucoup plus complexe et précise, nécessitant des données détaillées par secteur et qui couvrent l'ensemble des gaz à effet de serre du protocole de Kyoto. Il faut également signaler des différences de périmètre :

- les émissions des déchets non renouvelables utilisés comme combustibles sont comptabilisées dans les inventaires officiels mais pas par le SOeS ;
- le SOeS prend en compte les émissions liées au transport international aérien, les inventaires les excluent ;
- le SOeS ne prend pas en compte les émissions des départements d'outre-mer.

De plus, dans le bilan de l'énergie, les émissions dues à l'auto-production d'électricité sont généralement affectées à la branche énergie. Dans les inventaires, elles sont affectées aux secteurs consommant l'électricité.

Les inventaires officiels comme l'estimation du SOeS, ne mesurent que les émissions de CO<sub>2</sub> directes, c'est-à-dire dues aux activités sur le territoire. Les émissions de gaz à effet de serre engendrées par les importations sont estimées dans « Chiffres clés du climat France et Monde, édition 2015 », Repères, novembre 2014.