



Panorama énergies-climat

Renouvelables

Europe

International

Recherche

Industries

Infrastructures

Prix

Marchés

Innovation

CO₂

Efficacité énergétique



Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie

www.developpement-durable.gouv.fr

Sommaire

Les enjeux de la transition énergétique

- 1 - Lutter contre le changement climatique
- 2 - Maîtriser la demande en énergie et promouvoir l'efficacité énergétique
- 3 - Combattre la précarité énergétique
- 4 - Développer les technologies pour le système énergétique de demain

La France dans son environnement européen et international

- 5 - Les objectifs européens énergie-climat
- 6 - Les marchés pétroliers et gaziers mondiaux
- 7 - Les marchés européens de l'électricité
- 8 - Les importations et les exportations ; la facture énergétique

Le secteur pétrolier et gazier en France

- 9 - L'exploration et la production d'hydrocarbures en France
- 10 - Le raffinage
- 11 - Les carburants de substitution
- 12 - Les infrastructures pétrolières
- 13 - La distribution des produits pétroliers
- 14 - Les infrastructures gazières

Le système électrique en France

- 15 - La production d'électricité et l'effacement de consommation en France
- 16 - Les réseaux électriques
- 17 - Garantir la sécurité du système électrique

Les filières industrielles pour la production d'énergie décarbonée

- 18 - La biomasse énergie
- 19 - L'éolien
- 20 - Les énergies marines renouvelables
- 21 - La géothermie
- 22 - L'hydroélectricité
- 23 - L'industrie nucléaire
- 24 - Le photovoltaïque et solaire thermodynamique

Les filières industrielles pour un meilleur usage de l'énergie

- 25 - Augmenter la flexibilité des réseaux énergétiques grâce aux systèmes intelligents, au stockage d'énergie et aux conversions entre vecteurs énergétiques
- 26 - Le captage et stockage du CO₂ et sa valorisation
- 27 - Le véhicule décarboné et son écosystème

Les prix de l'énergie, la fiscalité, et les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables

- 28 - Les prix des produits pétroliers
- 29 - Les prix du gaz
- 30 - Les prix de l'électricité
- 31 - Les prix du carbone et les instruments de la politique climat
- 32 - La fiscalité de l'énergie
- 33 - Les dispositifs et le coût du soutien à la production d'énergie renouvelable

1 – Lutter contre le changement climatique

En route vers un nouvel accord international en 2015

L'impact du réchauffement climatique se traduit dans de nombreux domaines : climat, écosystèmes, énergie, alimentation, et santé. Les pays parties à la Convention cadre des Nations Unies sur les Changements climatiques se sont fixé pour objectif de contenir la hausse des températures à moins de 2°C par rapport à l'ère pré-industrielle. Pour atteindre cet objectif, les émissions mondiales doivent être réduites de moitié d'ici 2050, par rapport à celles de 1990.

La réduction des risques liés au changement climatique passe par deux champs d'action complémentaires : d'une part les efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'origine anthropique et d'autre part l'adaptation au changement climatique. Ces deux domaines sont l'objet de politiques internationales, nationales, régionales et locales permettant de réduire les émissions et de se préparer au mieux au climat de demain.

Émissions de gaz à effet de serre et changement climatique

Les émissions de gaz à effet de serre d'origine humaine provoquent l'augmentation de la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère et entraînent des changements climatiques. Le Groupe Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC) dans son cinquième rapport publié en 2013 et 2014 précise notamment que :

- **Il est extrêmement probable que l'influence humaine soit la cause dominante du changement climatique observé (+95 % de certitude). La concentration de CO₂ dans l'atmosphère a augmenté de 20 % depuis 1958 et de 40 % depuis 1750, début de l'ère industrielle ;** Au rythme d'émissions de gaz à effet de serre actuel, l'augmentation des températures serait de l'ordre de 4,6°C à la fin du siècle par rapport à la période pré-industrielle, avec des conséquences très importantes sur la fonte des glaces et le niveau des mers (hausse d'environ 60 cm) ;
- L'accélération de la fonte des glaciers de montagne est significative depuis le milieu du XX^{ème} siècle. Plus de 750 millions de tonnes ont fondu des montagnes chaque jour en moyenne sur les deux dernières décennies. Dans le même temps la fonte des glaces des calottes polaires du Groenland et de l'Antarctique ont représenté en moyenne 990 millions de tonnes par jour sur la dernière décennie ;
- Le niveau moyen mondial de la mer s'est élevé d'environ 20 cm depuis le début du XX^{ème} siècle ;

- Chacune des trois dernières décennies a été plus chaude que toutes les décennies précédentes depuis 1850. La première décennie du XXI^{ème} siècle (2001-2010) a donc été la plus chaude depuis 1850. La température moyenne à la surface du globe (terres et océans) a augmenté de 0.85°C au cours de la période 1880–2012 ;
- Le réchauffement climatique se traduira dans de nombreux domaines par des impacts sur les extrêmes climatiques, les écosystèmes, l'énergie, l'alimentation et la santé ;

La trajectoire la plus optimiste considérée par le GIEC indique qu'il est toujours possible de limiter la hausse de la température moyenne à la surface de la Terre à 2°C par rapport à l'ère pré-industrielle. Mais il faudrait pour cela stopper la croissance des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2020 et ensuite progressivement les réduire pour atteindre, en fin de XXI^{ème} siècle, des émissions négatives (c'est-à-dire retirer du CO₂ de l'atmosphère avec des technologies comme le captage et le stockage du CO₂).

Atténuation : des négociations internationales aux actions européennes

Des négociations internationales sur le climat entamées depuis 1992

Lors du sommet de la Terre à Rio de Janeiro en 1992, le premier traité international visant à éviter les impacts anthropiques dangereux pour le climat est adopté : la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) est née. Trois principes y sont reconnus :

- **principe de précaution** indiquant que les incertitudes scientifiques quant aux impacts du changement climatique ne doivent pas venir justifier l'inaction ;
- **principe de responsabilité commune mais différenciée** qui précise que les pays les plus industrialisés portent une responsabilité plus importante sur la concentration actuelle des gaz à effet de serre dans l'atmosphère ;
- **principe du droit au développement économique.**

Les pays partis à la CCNUCC se réunissent tous les ans en fin d'année dans le cadre de la Conférence des parties (COP) où sont prises les décisions importantes. La 19^{ème} COP s'est tenu en 2013 à Varsovie. La 20^{ème} COP aura lieu fin 2014 à Lima.

Le protocole de Kyoto de 1997 fixe pour la première fois des objectifs de réduction aux pays les plus industrialisés.

En 1997, le Protocole de Kyoto vient expliciter les objectifs et les moyens de la mise en œuvre de la CCNUCC en fixant des objectifs aux **40 pays les plus industrialisés** (listés à l'annexe B du Protocole), **qui doivent collectivement réduire leurs émissions d'au moins 5 %** sur la période 2008-2012 par rapport à 1990. L'objectif est différencié par pays. **Les émissions considérées comprennent six GES d'origine anthropique** : CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆. **Les pays hors annexe B n'ont pas d'engagements d'émissions.**

Pour entrer en vigueur, le Protocole de Kyoto devait atteindre le quorum de 55 États représentant au minimum 55 % des émissions de l'annexe B en 1990. Ce seuil a été atteint après la ratification de la Russie, permettant au Protocole d'être formellement lancé en 2005.

En vue de faciliter l'atteinte des engagements des pays industrialisés, trois mécanismes dits de flexibilité sont institués par le Protocole de Kyoto :

- Un **marché international de quotas carbone**. Chaque pays reçoit autant d'**Unités de Quantité Attribuée (UQA)** que son objectif d'émissions de GES fixé par le Protocole. Les UQA sont échangeables entre États.
- Le **Mécanisme pour un Développement Propre (MDP)** et le **Mécanisme de Mise en Œuvre Conjointe (MOC)** permettent de financer des réductions d'émissions hors du territoire national contre l'octroi de crédits carbone échangeables. Le MDP est un projet de réduction d'émissions ayant lieu dans un pays qui n'a pas d'engagement au titre du Protocole de Kyoto, la MOC dans un pays qui en a un.

Un premier bilan du Protocole de Kyoto

Les mécanismes de projet MDP et MOC ont **permis d'éviter à eux deux l'émission de près de 2Mds tCO₂eq**. Le MDP a enregistré à ce jour 5 000 projets et levé près de 200 Mds de dollars¹ depuis son lancement. Toutefois, ce mécanisme fait face à des critiques, notamment concernant le déséquilibre géographique dans la répartition des projets : 84 % des projets MDP sont situés dans la région Asie Pacifique, 12 % en Amérique latine et 2 % en Afrique. **Cinq pays comptent pour 93 % de l'offre de crédits émis**. Par ailleurs, la contribution au développement durable et le caractère additionnel de certains types de projets ont également été mis en cause.

La MOC a de son côté permis de développer de nombreux projets de réduction d'émissions dans les pays développés et en transition, notamment dans

les pays de l'Est de l'Europe, mais aussi en France qui accueille 17 projets.

Ces deux mécanismes sont aujourd'hui victimes de leur succès. En effet, si ces mécanismes ont permis de lancer de très nombreux projets, la demande pour les crédits issus de ces projets est limitée. En effet, le système européen d'échange de quotas est à ce jour la principale source de demande pour ces crédits. Pour garantir l'intégrité environnementale du marché carbone européen, les entreprises soumises à quotas ne peuvent restituer des crédits qu'en proportion limitée et la capacité d'utilisation de ces crédits est proche d'être atteinte. Sur la totalité de la période 2008 – 2020, l'offre de crédits internationaux devrait donc largement excéder la demande. Les prix des crédits ont ainsi chuté depuis mi 2011 et tout au long de 2012 : de 20€ en 2008, le cours des crédits MDP est passé en avril 2013 à 30 c€.

Figure 1 : évolution des cours des crédits MDP depuis 2008



Source : Thomson Reuters

L'objectif de réduction de 5 % des émissions de gaz à effet de serre des pays de l'annexe B a été réparti entre les pays en fonction de leur situation économique et leur potentiel de développement. Il est à noter que les pays d'Europe centrale et orientale ont reçu largement plus d'UQA que leurs émissions réelles compte tenu de la date de référence des émissions retenues dans le cadre de la CCNUCC (1990). Depuis 2008, les **pays de l'annexe B peuvent s'échanger leurs quotas UQA**.

Le surplus total d'UQA s'élève à environ **13 milliards de tonnes de CO₂ pour la période 2008-2012** sur un plafond total de 61 milliards sur cette période et a entraîné une forte dépréciation de la valeur des UQA. **Ce surplus représente près d'un quart des émissions mondiales annuelles**. Il est principalement détenu par la Russie (près de 6 milliards), l'Ukraine et les pays d'Europe de l'Est (Pologne en tête).

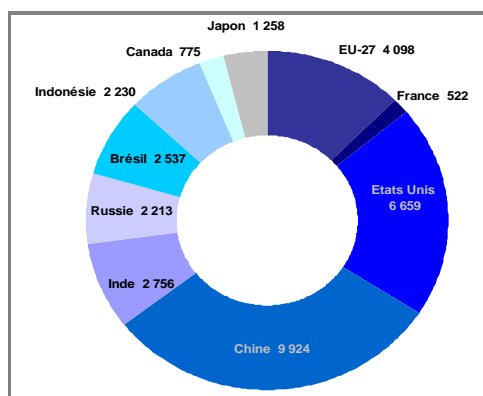
En décembre 2011, le Canada, ayant des difficultés à tenir ses engagements de réduction d'émissions, a annoncé son retrait du Protocole de Kyoto, accentuant de fait le déséquilibre offre / demande.

¹ CDC climat recherche (2012) sur la base des données financières publiques de 4000 projets.

Un Protocole reconduit sur une seconde période 2013-2020 et qui devrait laisser place à un nouvel accord international après 2020

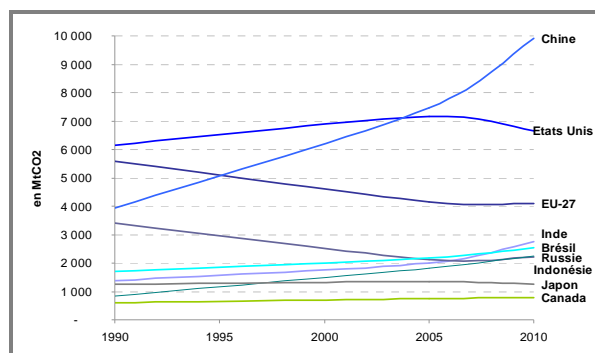
Ainsi, si le **Protocole de Kyoto a constitué la pièce maîtresse** de la mise en œuvre de la Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), **il a fait face à certaines limites**, avec un périmètre limité à 37 pays au cours de la deuxième période, ne couvrant que 14 % des émissions mondiales.

Figure 2 : Émissions de GES par principal émetteur en 2010 (MtCO₂-eq)



Source : Commission européenne (2013) et MEDDE (2013)

Figure 3 : Evolution des émissions de GES par principal émetteur 1990 - 2010



Source : Commission européenne (2013)

Depuis, les accords adoptés lors des Conférences de Cancun en 2010 et Durban en 2011 ont néanmoins permis de préserver le système multilatéral sur le climat en le dotant de nouvelles institutions et nouveaux mécanismes, et ont également scellé les fondations nécessaires pour décider en 2015 des modalités du futur accord pour le régime climatique post-2020 qui devra prendre en compte les émissions des plus grands émetteurs. Ainsi, la **conférence des Parties de Cancun** en 2010 a permis de réintégrer dans le processus onusien les décisions prises dans le cadre de

l'accord de Copenhague non approuvées à l'époque par l'ensemble des Parties de la Convention climat :

- objectif de contenir la hausse de la température mondiale **en dessous de 2 degrés Celsius** par rapport à l'ère pré-industrielle ;
- confirmation du **financement précoce** (« fast-start ») de 30 milliards de dollars US sur la période 2010-2012 et engagement des pays industrialisés à mobiliser des financements à hauteur de 100 milliards de dollars US par an d'ici à 2020 en faveur des pays en développement ; création d'un **Fonds vert pour le climat** ;
- renforcement de l'**action pour l'adaptation**, avec la création d'un comité pour l'Adaptation.

La **Conférence de Doha en 2012** a abouti à une décision permettant de :

- Mettre en œuvre une **deuxième période du protocole de Kyoto**, avec 14 % des émissions mondiales en 2010 (Outre les États-Unis et le Canada, le Japon, la Russie et la Nouvelle-Zélande ont annoncé ne pas vouloir participer à la deuxième période d'engagement du protocole de Kyoto (CP2)) ;
- Instaurer un mécanisme de **revue de l'ambition en cours de période** ;
- **Limiter les possibilités d'utilisation du surplus de quotas UQA de la période 2008 - 2012** pour la phase 2013 -2020 ;
- **Définir le programme de travail de la plateforme de Durban (ADP) pour 2013** qui doit permettre d'aboutir à une première version de l'accord international d'ici fin 2014 pour une adoption en 2015 ;
- **Poursuivre des travaux initiés sur les pertes et dommages** permettant un approfondissement de la question de la gestion du risque climatique.

La Conférence de Varsovie en 2013 a permis de baliser le chemin vers Lima (COP20, 2014) et Paris (COP21, 2015) et de poursuivre la négociation d'un nouvel accord universel sur le climat d'ici décembre 2015.

Une politique climat européenne adossée au Protocole de Kyoto jusqu'en 2020

Dans le cadre de la première période du Protocole de Kyoto, les 15 États membres de l'Union européenne de l'époque se sont engagés conjointement à réduire leurs émissions de 8 % par rapport à 1990 en 2012. Depuis, l'UE s'est élargie à douze pays supplémentaires qui avaient tous pris des engagements dans le cadre du Protocole de Kyoto (à l'exception de Malte et Chypre). Pour l'ensemble de la deuxième période (2013-2020), les 28 États-membres s'engagent conjointement sur une réduction de 20 % par rapport à la référence (schématiquement 1990).

Au-delà de ces grands objectifs, le paquet énergie climat adopté en 2009 décline en droit communautaire les moyens mis en œuvre et les engagements correspondants des États-membres. Cet ensemble est décrit dans la fiche n°5, qui aborde également la négociation engagée sur le dispositif à horizon 2030.

Une politique française ambitieuse

La France s'est engagée à diviser par 4 ses émissions de GES, entre 1990 et 2050. C'est l'un des premiers pays à avoir pris un engagement de long terme et à se placer dans le cadre des recommandations du GIEC afin de limiter à 2 °C la hausse des températures. Cet engagement se décline en de nombreuses politiques et mesures mises en œuvre dans les domaines de l'énergie, du bâtiment ou encore des transports.

Ces actions sont abordées dans les fiche n°2, 5, 11, 18 à 24 puis 31 à 33. Elles sont également décrites dans le plan climat et détaillées dans le rapport sur les mécanismes de surveillance, tous deux disponibles sur internet.

Adaptation : une prise en compte grandissante

L'adaptation au changement climatique consiste en une **gestion des conséquences du changement climatique** – à la différence de l'atténuation du changement climatique qui traite les causes par la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

L'adaptation au changement climatique (désignée plus loin par « l'adaptation ») était une notion encore relativement peu connue jusqu'au début des années 2000 ; les politiques d'adaptation restaient une notion relativement abstraite. Les années récentes ont vu cette thématique sortir du domaine des spécialistes, se répandre et prendre une place croissante dans le champ de l'action publique et des politiques climatiques.

Ceci est sensible dans les politiques publiques des pays en développement comme dans celles des pays développés, et s'accompagne corrélativement de la montée de ce thème dans le champ des négociations climatiques mondiales sous l'égide de la CCNUCC.

Pour les pays en développement, **l'adaptation est, depuis la fin des années 1990, le terrain de négociation prioritaire dans le cadre de la CCNUCC**. La conception de plans nationaux d'adaptation est favorisée, et elle est une étape préparant l'accès ultérieur de ces pays à des fonds internationaux de coopération et d'aide tels que le Fonds d'adaptation ou le Fonds Vert en cours de création par les Nations-Unies.

Dans les pays développés, la planification de l'adaptation s'intensifie depuis 2 à 3 ans. **L'Union Européenne a publié en avril 2013 sa première stratégie d'adaptation pour renforcer la résilience de l'Union face à l'évolution du climat** (revue des normes, accompagnement des planifications

nationales, ouverture de crédits pour l'adaptation dans les financements européens, etc.). La plupart des pays européens viennent d'adopter des plans nationaux ou sont en train d'y travailler. **La France a officialisé pour la période 2011-2015 un premier Plan national d'adaptation (PNACC)**, intersectoriel et interministériel, incluant 84 actions dans 20 domaines. Une évaluation à mi-parcours de ce plan a été faite fin 2013. Des plans à échelle régionale ou locale le complètent. Un réseau de compétences décentralisées et de ressources d'expertise se développe en Europe et en France.

Les méthodes de l'adaptation ont pour effet bénéfique d'engager des **approches nouvelles sur les relations de chaque activité économique avec son environnement naturel**, ce qui est une voie d'entrée dans un raisonnement plus large sur le développement durable de cette activité dans un climat en évolution.

Le secteur de l'énergie, avec ses très grandes entreprises publiques et privées, s'est engagé très tôt dans de telles études. En effet, d'une part ses investissements pour la production ou la distribution ont en général une très longue durée de vie et d'autre part l'analyse montre de nombreuses interactions entre ces systèmes et l'environnement atmosphérique, les rivières, le littoral, la ressource en eau ... tous domaines affectés potentiellement par le changement climatique. L'énergie solaire ou éolienne, les énergies marines et la géothermie peu sensibles au changement climatique constituent par là des voies pour l'adaptation en même temps que pour l'atténuation. Les profils et modes de consommation de l'énergie évolueront aussi en fonction du climat, et un effort continu de prospective à cet égard est nécessaire. **L'adaptation du secteur de l'énergie est une anticipation, qui s'avère possible, et économiquement justifiée**, même dans une situation d'incertitudes sur ce que sera exactement le climat de demain.

- Cécile GOUBET ; Bertrand REYSSET.

2- Maîtriser la demande en énergie et promouvoir l'efficacité énergétique

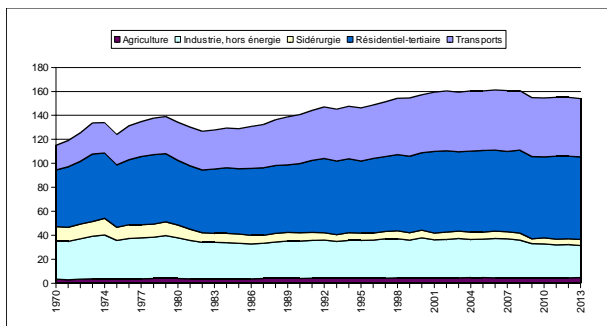
Des enjeux majeurs pour l'atteinte de nos objectifs énergie et climat

Les économies d'énergie sont l'un des axes prioritaires de la transition énergétique : elles apportent en même temps pouvoir d'achat pour les ménages, compétitivité pour les entreprises, innovation et création d'activité économique. Elles sont également essentielles pour réduire la facture énergétique de la France, ainsi que le déficit de la balance commerciale. Pour être durable, notre économie doit diminuer sa dépendance à l'énergie.

L'évolution en France de la consommation depuis 1970

Après deux décennies de croissance, la consommation d'énergie finale de la France (corrigée des variations climatiques) a été quasiment stable depuis 2001, autour de 160 Mtep par an, 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. En 2009, du fait de la crise économique notamment, la consommation d'énergie a baissé de 3 % et s'est stabilisée depuis autour de 155 Mtep depuis (voir figure 1).

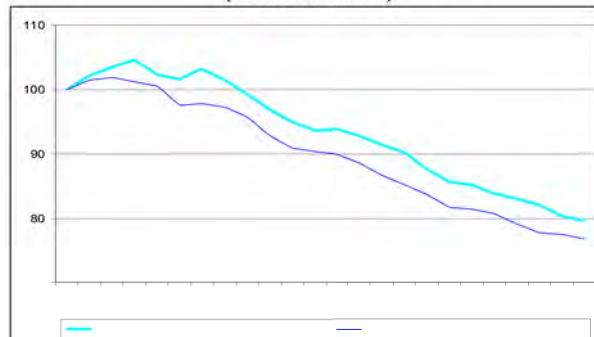
Figure 1 : Évolution de la consommation d'énergie finale de la France entre 1970 et 2013, corrigée des variations climatiques, par secteur (source : SoeS)



L'évolution de l'intensité énergétique de la France depuis 1990

L'intensité énergétique finale est le ratio entre la consommation finale d'énergie et le PIB (produit intérieur brut). La figure 2 exprime l'évolution de cette intensité énergétique finale depuis 1990 en éliminant l'effet de l'inflation.

Figure 2 : Evolution de l'intensité énergétique finale et primaire 1990-2013 (en tep par M€ 2005) (source : SOeS)



L'intensité énergétique finale diminue de 1,0 % en 2013 par rapport à 2012, après correction des variations climatiques. En 2013 il a ainsi fallu consommer environ 75 tonnes-équivalent-pétrole (tep) pour produire un million d'euros 2005 de valeur ajoutée, soit près d'une de moins qu'en 2012. La baisse annuelle moyenne de l'intensité énergétique depuis 2005 s'établit désormais à -1,3 %.

L'intensité énergétique finale constitue un indicateur du découplage de notre croissance économique et de notre consommation énergétique.

La France se situe en 2011 à la 8^{ème} place pour l'intensité énergétique au même niveau que l'Allemagne et devant les pays nordiques (source : Odyssée, 2013).

Objectifs et mesures en matière d'efficacité énergétique

La France s'est fixé un double objectif ambitieux de réduire sa consommation énergétique à 131,4 Mtep d'énergie finale et 236,3 Mtep d'énergie primaire en 2020 dont 16,4 Mtep de consommation non énergétique.

La transition énergétique nécessite l'implication de tous pour faire émerger un projet de société mobilisateur autour d'un nouveau modèle économique et de nouveaux modes de vie, sobres et efficaces en énergie. Ainsi, après le débat national qui s'est tenu en 2013, le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte permettra d'atteindre les objectifs fixés par le Président de la République lors de la 2^e conférence environnementale en septembre 2013, à savoir :

- Une diminution de 30 % de la consommation d'énergies fossiles en 2030 ;
- Une diminution de 50 % de la consommation d'énergie finale en 2050.

La directive efficacité énergétique

Afin de contribuer à l'objectif d'amélioration de 20 % de son efficacité énergétique, l'Union européenne s'est dotée en 2012 d'un cadre législatif ambitieux avec une nouvelle directive relative à l'efficacité énergétique

2012/27/UE.

Ce texte prévoit des mesures d'économies d'énergie sur l'ensemble de la chaîne énergétique (production, transport, distribution, utilisation et information) qu'appliqueront tous les États membres. Les 30 articles et 15 annexes doivent être transposés en droit national avant le 5 juin 2014. Ainsi, une des mesures les plus importantes du texte prévoit un objectif contraignant de réduction de 1,5 % par an de l'ensemble des ventes d'énergies, hors transports. Des flexibilités sont possibles pour les États membres, mais leur utilisation est limitée à 25 % de l'ambition initiale.

La directive introduit également un objectif de 3 % de rénovation annuelle des bâtiments de l'État. Il s'agit d'un engagement particulièrement important pour la France, étant donné la dimension du parc immobilier de l'État. De plus, les États devront développer une stratégie de réduction des consommations de l'ensemble du parc bâti existant à long terme, au-delà de 2020.

Perspectives

Entre 2007 et 2012, la consommation française finale d'énergie n'a diminué que de 6 Mtep d'économies d'énergie. L'objectif pour 2020 est très ambitieux et ne pourra être atteint que grâce à une montée en puissance très rapide des mesures engagées.

L'efficacité énergétique doit être la clé de voûte pour atteindre nos objectifs, tant en termes de climat que de sécurité énergétique et de compétitivité de nos économies: moins de gaz à effet de serre, moins de polluants atmosphériques, moindre pression sur des ressources non renouvelables, tout en stimulant notre économie : moindre dépendance énergétique, allègement de notre facture, surcroît d'activité lié aux investissements de maîtrise de l'énergie.

Les mesures sectorielles

Le bâtiment

Ce secteur représente 44 % de la consommation énergétique finale de la France en 2012 et constitue à ce titre un enjeu majeur des politiques d'efficacité énergétique. Les objectifs fixés dans ce secteur sont très ambitieux :

- pour les constructions neuves, la généralisation des bâtiments basse consommation (BBC) depuis 2012 et des bâtiments à énergie positive à l'horizon 2020 ;
- porter à un niveau de performance thermique élevé un million de logements neufs et anciens par an d'ici à 2017.

En ce qui concerne la construction des bâtiments neufs, la mise en place de la réglementation thermique 2012 au 1^{er} janvier 2013 permet d'atteindre le niveau BBC : la consommation d'énergie primaire des bâtiments neufs est ainsi limitée à un maximum de 50 kWhEP/(m².an) en moyenne.

En ce qui concerne les logements anciens, le plan de

rénovation énergétique annoncé le 21 mars 2013 traduit l'engagement présidentiel d'en rénover 500 000 par an d'ici à 2017. Il contient de nombreuses mesures qui concernent tous les aspects de la rénovation :

- la prise de décision (guichets uniques, ambassadeurs de la rénovation thermique),
- le financement (crédit d'impôt développement durable, éco-prêt à taux zéro et éco-prêt logement social, certificats d'économies d'énergie, prime exceptionnelle, mise en place de tiers-financement),
- et la structuration de la filière pour répondre correctement et avec qualité à la demande (formation et qualification des professionnels).

La lutte contre la précarité énergétique est également une priorité, notamment au travers des actions de l'Agence Nationale de l'Habitat, et de programmes tels que « Habiter mieux ».

Les transports

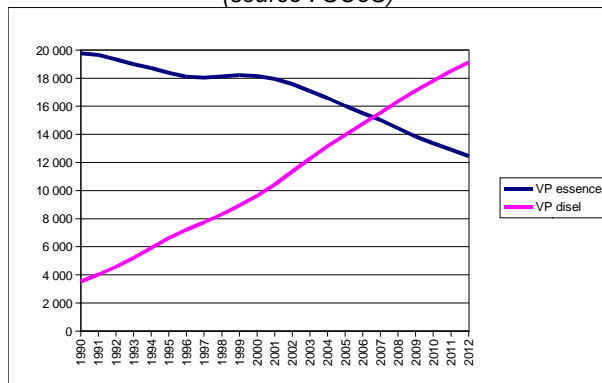
Le secteur des transports représente 32 % de la consommation d'énergie finale française en 2012. Après une période de forte croissance entre 1985 et 2002 (+ 2,4 % en moyenne annuelle), la consommation d'énergie finale du secteur s'est depuis doucement effritée de - 0,1 % par an en moyenne entre 2003 et 2012.

Les mesures mises en œuvre dans ce secteur visent principalement à soutenir le report modal et améliorer l'efficacité des modes de transports utilisés.

Les enjeux en matière d'efficacité énergétique sont particulièrement importants pour le mode routier, qui représente à lui seul près de 80 % de la consommation énergétique du secteur des transports.

Le parc automobile français se stabilise en volume ces dernières années, autour de 32 millions de véhicules. Tandis que le parc des voitures « essence » ne cesse de diminuer, celui des voitures « diesel » croît de façon soutenue. Depuis 2007, le parc « diesel » est plus important que le parc « essence ».

Figure 3 : Évolution du parc automobile en France
(source : SOeS)



La consommation moyenne de carburant des voitures particulières immatriculées en France et donc leurs émissions en CO₂ a fortement diminué depuis 1998 grâce à deux grandes mesures :

- Suite à l'uniformisation de la mesure des

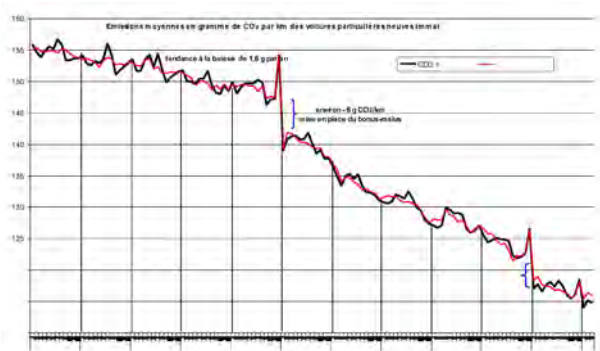
consommations de carburant et des émissions de dioxyde de carbone des véhicules à moteur au niveau européen¹, la France a introduit l'indicateur des émissions de CO₂ dans le mode de calcul de la puissance administrative des véhicules à moteur à partir de 1998. Cette fiscalité, en faveur des véhicules les moins émetteurs, a contribué à la baisse de la consommation moyenne de carburant des voitures particulières immatriculées en France.

- La création du dispositif de bonus malus fin 2007 a permis de soutenir le renouvellement du parc automobile et de réduire significativement les émissions moyennes de CO₂ des voitures particulières. Ainsi par l'octroi de subvention pour les voitures faiblement émettrices (moins de 90 g CO₂/km en 2014) et la taxation des véhicules fortement émetteurs (plus de 131 g CO₂/km en 2014) les émissions qui atteignaient 149 g CO₂/km en moyenne en 2007 ont été réduites à 117 g CO₂/km en 2013.

Compte tenu de la dépendance du secteur des transports aux énergies carbonées (50 % de la facture pétrolière de la France est attribuée au seul secteur des transports) et de la capacité d'innovation technologique des constructeurs automobiles, plusieurs mesures ont été mises en place pour déployer les véhicules électriques et hybrides rechargeables (pour plus d'informations se reporter à la fiche n°27 sur le véhicule décarboné et son écosystème).

Des programmes de recherche importants sont aussi soutenus, que ce soit par exemple sur les véhicules électriques ou les véhicules thermiques (« véhicules 2L/100km »)

Figure 4: Émissions moyennes en g CO₂/km des voitures particulières neuves immatriculées chaque mois (source : SoeS)



Les professionnels du transport sont également impliqués dans des accords volontaires, notamment au travers du programme « Objectif CO₂, les transporteurs s'engagent ».

L'industrie

Dans ce secteur, la politique de la France en termes d'efficacité énergétique s'appuie notamment sur la directive européenne 2003/87/CE établissant un système de plafonnement et d'échange de quotas au

¹ directive 80/1268/CEE modifiée relative aux émissions de dioxyde de carbone et à la consommation de carburant des véhicules à moteur

sein de l'Union européenne, ainsi que sur des mesures incitatives financières, des mesures réglementaires, un soutien aux processus de normalisation, et un soutien au développement des technologies les plus efficaces, notamment par le biais du dispositif des Investissements d'avenir.

Les grandes entreprises devront également réaliser un audit énergétique avant fin 2015.

L'agriculture

Ce secteur met en œuvre un nombre important de mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique, parmi lesquelles la mise en place du Plan de Performance Énergétique des exploitations agricoles 2009-2013 (économies d'énergie et conversion aux énergies renouvelables), le dispositif Serres-Energie ou encore le plan de modernisation des bâtiments d'élevage.

Secteur public

L'État et les collectivités territoriales jouent également un rôle très actif en matière d'efficacité énergétique, non seulement à travers la gestion de leur patrimoine et leurs activités directes, mais aussi dans le cadre de l'exercice de leurs compétences (par exemple en matière d'urbanisme pour les collectivités).

Concernant les services de l'État, des économies d'énergie très importantes sont attendues de la rénovation énergétique des bâtiments. La mise en œuvre de la circulaire « État Exemplaire » s'est notamment traduite par une baisse de 12 % de la consommation d'énergie par agent entre 2009 et 2011, et par l'achat de véhicules sobres.

Les collectivités locales déclinent dans leurs compétences propres une politique climatique et énergétique locale à travers différents documents de programmation : documents d'urbanisme, plans climat énergie territoriaux et, pour les régions, les Schémas régionaux Climat Air Énergie.

Mesures transversales

De manière transversale, les certificats d'économies d'énergie (CEE) constituent la clef de voûte de la politique française de maîtrise de la demande avec 468 TWh_{cumac} réalisés depuis le début du dispositif au 31 décembre 2013.

La troisième période débutera le 1^{er} janvier 2015, avec un objectif triennal de 660 TWh_{cumac}. Cette période sera améliorée pour tenir compte du retour d'expérience de la deuxième période, des conclusions de la concertation et des recommandations de la Cour des Comptes. Ainsi, la troisième période des certificats d'économies d'énergie permettra de :

- simplifier le dispositif, en instituant notamment la standardisation des documents et un processus déclaratif de demande des certificats d'économies d'énergie, couplé à un contrôle a posteriori ;
- favoriser les actions complémentaires nécessaires à la montée en puissance des actions de rénovation énergétique, en nombre et en qualité.

Les mesures d'écoconception ou de recyclage des déchets ont également un impact majeur en termes d'économies d'énergie.

Par ailleurs, les actions de sensibilisation permettent d'agir sur les comportements : campagnes grand public

de l'ADEME (par exemple « j'éco-rénove, j'économise »), diagnostic de Performance Energétique (DPE) obligatoire lors de la vente ou changement de locataire de tout logement, Points Rénovation Information Services en direction des particuliers et des entreprises...), sites internet grand public (site éco-citoyens, comparateur « Topten »)...

L'efficacité énergétique, un gisement d'activités et d'emplois

Ces politiques et mesures se traduisent par la structuration et le développement d'un marché des services énergétiques et d'efficacité énergétique, estimé à 7,2 Mds€ en 2013².

Le secteur de l'amélioration de l'efficacité énergétique représentait quant à lui en 2012 264 700 emplois en France, répartis en 184 000 emplois dans le secteur résidentiel et 80 700 dans les transports (*Chiffres ADEME*). Pour le seul secteur du bâtiment, le marché de l'efficacité énergétique est estimé à 16 Mds€ par an par l'ADEME.

Ce marché de la maîtrise de l'énergie rassemble des acteurs très divers, des grands groupes de la construction (Saint Gobain), des équipements électriques (Schneider Electric, Legrand), des services énergétiques (Cofely, Dalkia) ou des transports (Alstom) aux PME et TPE équipementières, du bâtiment, ou de l'audit et du conseil. Le segment des services énergétiques est en expansion, et l'offre évolue de la fourniture de services vers des offres clés en main d'amélioration de la performance énergétique. De nouveaux acteurs, spécialistes du BTP notamment (Bouygues, Eiffage, Vinci), se positionnent au côté des acteurs historiques et des fournisseurs d'énergie.

Pour accompagner ces évolutions et répondre à ces besoins, les métiers du bâtiment et de l'énergie doivent évoluer. Des formations adaptées sont à développer, à l'image du programme FEEBAT qui, fin 2013, avait permis de former plus de 66 000 professionnels du bâtiment aux enjeux de l'efficacité énergétique après quatre ans d'existence. Ce programme a été reconduit en 2014.

- Laurence CHEYROU ; Aurélien DAURIAN ; Alice VIEILLEFOSSE

² Source : ADEME/CODA STRATEGIES - 2013

3 – Combattre la précarité énergétique

Dans un contexte de hausse prévisible des prix de l'énergie, le traitement de la précarité énergétique constitue un enjeu majeur

La précarité énergétique résulte de la combinaison d'une contrainte sur les ressources du ménage et des caractéristiques du logement. Les situations sont très diverses, et n'entrent pas nécessairement dans le cadre des dispositifs usuels du logement social. Des travaux sont en cours pour améliorer la connaissance et le suivi des populations en situation de précarité énergétique, notamment depuis 2012 dans le cadre de l'observatoire national de la précarité énergétique.

En termes de leviers d'action, l'enjeu est double :

- traiter les causes en agissant sur la consommation, notamment au travers de la performance énergétique des logements ;
- agir simultanément, à court terme, sur le coût de l'énergie, au travers des tarifs sociaux, qui doivent bénéficier à terme à 4 millions de ménages.

Qu'est-ce que la précarité énergétique ?

Une définition législative introduite en 2010

La loi portant engagement national pour l'environnement du 10 juillet 2010, dite loi Grenelle 2, énonce une définition légale de la précarité énergétique :

« Est en situation de précarité énergétique au titre de la présente loi une personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat. »

Des approches diverses

Au-delà de cette définition légale, différents travaux ont été menés, notamment au niveau universitaire, pour mieux caractériser la précarité énergétique. Plusieurs approches peuvent être envisagées :

• l'effort financier

Une première approche consiste à considérer comme en situation de précarité énergétique tout foyer consacrant plus de 10% de son revenu aux dépenses énergétiques. Le critère des 10% ne reflète toutefois qu'imparfaitement la réalité.

D'une part, il apparaît que certains ménages peuvent consacrer plus de 10% de leurs revenus à leurs dépenses énergétiques sans pour autant être en situation de difficulté financière.

D'autre part, cet indicateur ne tient pas compte des autres dépenses obligatoires du foyer (qui peuvent être plus ou moins importantes) et ne permet pas de refléter les comportements de privation. Ainsi, la

définition de la précarité énergétique par l'effort financier doit être inscrite dans le contexte de la hausse des autres dépenses contraintes, notamment celles liées au logement. Les écarts de coût du logement entre les pays expliquent les différences d'approche, notamment avec l'Allemagne.

• les comportements de restriction

Cette restriction peut être appréhendée soit par des enquêtes déclaratives soit par un calcul de la différence entre dépense réelle et dépense théorique.

• le ressenti de l'inconfort

Enfin, la précarité énergétique peut être caractérisée par un indicateur subjectif tel que la sensation de froid. Ainsi, dans l'Enquête Nationale Logement, l'INSEE prend en compte l'indicateur « avoir froid dans son logement en hiver » (La précarité énergétique, avoir froid ou dépenser trop pour se chauffer, INSEE Première, n° 1351, Mai 2011).

Une telle approche subjective permet de rendre compte de la précarité énergétique sous l'angle de la fragilisation de certaines catégories de population, notamment en milieu péri-urbain, dans le contexte de la transition énergétique.

Les travaux de l'observatoire national de la précarité énergétique

A la suite du rapport remis par Philippe Pelletier, un **observatoire national de la précarité énergétique** a été mis en place le 1er mars 2011 afin de disposer d'une connaissance fiable et partagée du phénomène de précarité énergétique.

Cet observatoire vise à améliorer, tant dans le secteur de l'habitat que dans les transports, la connaissance des phénomènes de précarité énergétique en France, à informer et à contribuer à l'orientation des politiques publiques.

Les travaux opérationnels de cet organisme, dont l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie assure le secrétariat, ont débuté en mars 2012.

Les chiffres sur la précarité énergétique en France

Etat des lieux

En 2012, chaque ménage consacrait en moyenne par an 1 702 € pour l'énergie domestique et 1 502 € pour les carburants, soit au total 8,1 % de ses dépenses totales.

A ce jour, selon l'INSEE, près de 3,8 millions de ménages (soit 8 millions de personnes et 14,4 % des foyers) sont considérés en situation de précarité énergétique, au sens où ils consacrent plus de 10% de leurs revenus à leurs dépenses d'énergie. Cette estimation quantitative doit néanmoins être considérée avec prudence : selon la Fondation Abbé Pierre, plus

de 600 000 ménages dont le taux d'effort est inférieur à 10% se priveraient d'énergie.

La précarité énergétique résulte à la fois d'une contrainte sur les ressources du ménage et des caractéristiques du logement. Les situations sont très diverses, et n'entrent pas nécessairement dans le cadre des dispositifs usuels du logement social. 70% des ménages concernés appartiennent au 1er quartile de niveau de vie et 87% sont dans le parc privé. 62 % sont propriétaires de leur logement. En outre, 25% des chefs de ménages ont plus de 60 ans. Enfin, 20% des ménages en situation de précarité énergétique se situent en zone rurale¹.

La hausse structurelle des prix de l'énergie tend à accroître la pression sur les plus modestes

Les prix de l'énergie pour le consommateur final connaissent une tendance haussière, sous l'effet de plusieurs déterminants :

- au niveau international, l'augmentation de la demande d'énergie, tirée par les pays émergents, conjuguée à la rareté des ressources, a un effet haussier sur les prix du pétrole et du gaz ; en euros constants, les prix du pétrole et du gaz ont retrouvé leur niveau du début des années 1980 ;
- au niveau national, une nouvelle vague d'investissements dans le secteur électrique (maintenance sur le parc existant, renforcement des réseaux, développement des renouvelables) nécessite une hausse des prix de l'électricité.

Dépense moyenne en énergie par ménage

	2008	2009	2010	2011	2012
Dépense moyenne en énergie par ménage (par an, en € courants)					
Combustibles	1553	1456	1589	1536	1702
Carburants	1482	1202	1326	1489	1502
Part dans la consommation des ménages (en %)					
Combustibles	4,00%	3,80%	4,10%	3,90%	4,30%
Carburants	3,80%	3,10%	3,40%	3,70%	3,80%
Total	7,80%	7,00%	7,50%	7,60%	8,10%

Source: MEDDE/SOES

Les mesures d'aide à la rénovation énergétique des bâtiments pour les ménages précaires

Pour lutter contre la précarité énergétique, un premier enjeu est d'aider les ménages modestes à réduire leurs consommations grâce notamment à la réalisation d'opérations d'économie d'énergie dans leurs logements. Cet objectif a été rappelé une nouvelle fois lors de la présentation par le Président de la République du plan d'investissement pour le logement, le 21 mars 2013, en annonçant une volonté de rénover

38 000 logements de ménages précaires en 2014 et 50 000 par an à partir de 2015.

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.

Le conseil d'administration de l'Anah a adopté début 2013 une série de mesures afin d'améliorer l'aide apportée aux ménages en situation de précarité énergétique. Ces nouvelles conditions s'inscrivent dans le cadre du plan d'investissement pour le logement, lancé par le Gouvernement en 2013, et sont applicables à tous les dossiers déposés depuis le 1^{er} juin 2013. Une des mesures a consisté à relever les plafonds de ressources, tout en simplifiant les critères d'éligibilité, avec 2 catégories de ménages au lieu de 3 :

- ménages aux ressources "très modestes" ;
- ménages aux ressources "modestes".

Cette distinction permet de déterminer le taux maximal de subvention dont les ménages pourront bénéficier pour leur projet de travaux si leur dossier est agréé.

L'aide ne concerne que les logements de plus de 15 ans à la date où la décision d'accorder la subvention est prise.

Les aides aux travaux s'articulent autour de deux grandes catégories : les projets de travaux lourds pour réhabiliter un logement indigne ou très dégradé, et les projets de travaux d'amélioration. Les taux de subventions applicables dépendent, d'une part, de la nature des travaux et de la situation à résoudre, et, d'autre part, des ressources du ménage (pour les propriétaires occupants). Pour les travaux d'amélioration énergétique réalisés par des propriétaires occupants, le plafond de travaux subventionnables est de 20 000 €HT et le taux de subvention a été augmenté : il atteint 50 % pour les ménages très modestes et 35 % pour les ménages modestes. En complément de ceci, il est possible de bénéficier d'autres aides telles que l'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ), le crédit d'impôt développement durable (CIDD), ou encore d'une aide du programme « Habiter mieux » (cf. paragraphe suivant), et aussi d'autres subventions éventuellement accordées par les collectivités locales.

Programmes nationaux de lutte contre la précarité énergétique, à destination des ménages les plus défavorisés

La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement a rendu possible la délivrance de certificats d'économies d'énergie dans le cadre de la participation financière à des programmes liés à la maîtrise de la demande en énergie. A l'heure actuelle, on recense 4 programmes visant à la réduction de la consommation énergétique des ménages les plus défavorisés et éligibles aux certificats d'économie d'énergie.

¹Source : Observatoire national de la précarité énergétique

- **le programme « Habiter Mieux »**

Le programme « Habiter mieux », géré par l'Anah, est doté de 1 100 M€ sur la période 2010-2017, avec en complément 250 M€ correspondant à la participation d'ici 2017 des fournisseurs d'énergie à travers les certificats d'économies d'énergie. Son objectif consiste à aider, en 7 ans, 300 000 ménages à améliorer leur logement par des travaux de rénovation thermique efficaces. Dans le cadre du plan d'investissement pour le logement, pour les propriétaires occupants, le montant de la subvention complémentaire à l'aide de l'Anah est passé en 2013 de 1600 € à 3000 € avec une majoration possible de la part de la collectivité locale allant jusqu'à 500 €, et désormais les 2 catégories de ménages sont éligibles au programme. Par ailleurs, le programme a été également élargi aux propriétaires bailleurs bénéficiaires d'une aide aux travaux de l'Anah en leur permettant de recevoir une prime de 2000 € à condition que le gain énergétique après travaux soit au moins de 35 %, et que le bien soit loué sous conditions de ressources avec un loyer plafonné. De plus, le programme est désormais mobilisable par les copropriétés en difficulté qui réalisent des travaux à hauteur de 1500 € par lot d'habitation principale. 31 000 rénovations ont été financées en 2013, contre environ 12 000 en 2012.

- **le programme « Toits d'abord »**

Ce programme est porté par la Fondation Abbé Pierre et vise à la production d'une offre locative à loyers très sociaux destinée aux ménages les plus défavorisés, par la construction et la rénovation de 600 à 700 logements par an. La fondation Abbé Pierre participe au financement des projets à hauteur de 5 à 10 % du prix de revient des opérations, ce qui correspond à une aide à l'investissement d'environ 8 000 € par logement. D'autres financements viennent ensuite s'ajouter comme ceux de l'État (plus particulièrement via des subventions dans le cadre de logements en PLAI (Prêt Locatif Aidé d'Intégration) ou PLUS (Prêt Locatif à Usage Social)), ceux des collectivités territoriales, ou encore de l'Anah. Des objectifs en termes de performance énergétique sont requis en fonction du caractère existant ou neuf du logement. Pour la construction neuve, sont exigées des performances énergétiques de classe A ou B. Quant aux projets de réhabilitation, ils doivent atteindre les performances des classes A, B ou C à partir de logements de classes E, F ou G. Ce programme a permis sur les années 2012 et 2013 la production de 1364 logements qui se décomposent en 349 constructions et 1015 réhabilitations. La performance énergétique des logements neufs (en énergie primaire) atteint en moyenne 81 kWh/(m².an), et les logements rénovés affichent un gain de 64 % en moyenne sur la consommation conventionnelle figurant sur le DPE (passage de la consommation en énergie primaire de 393 kWh/(m².an) à 142 kWh/(m².an)).

- **le programme « Pacte Energie Solidarité »**

La société CertiNergy porte ce programme. En 2013, ce programme a permis d'améliorer la performance énergétique de plus de 1 000 logements dont les occupants, qu'ils soient propriétaires ou locataires, sont en situation de précarité énergétique.

- **le programme « rénovation solidaire - Bordeaux »**

Par ce programme, la ville de Bordeaux s'est donnée comme objectif d'accompagner chaque année sur la période 2012-2014 les travaux d'économies d'énergie de logements de 50 propriétaires occupants en situation de précarité énergétique en centre-ville. Ce programme a été validé par l'arrêté du 26 décembre 2012 portant validation de programmes de réduction de la consommation énergétique des ménages les plus défavorisés dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie.

A l'échelon local, les collectivités s'impliquent également dans la rénovation des logements des ménages précaires, par le biais notamment des opérations programmées (OPAH, OPAH RR, OPAH RU, OPAH Copro, PIG,...) pour des territoires en difficulté. Celles-ci permettent de définir, via des conventions signées avec l'Etat, l'Anah et éventuellement d'autres cofinanceurs, des objectifs et des programmes d'actions pour inciter les propriétaires occupants et/ou les bailleurs à effectuer des travaux. Les actions décidées sont variables d'une opération à une autre. En général, elles incluent le repérage des ménages en difficulté, la réalisation de diagnostics techniques, la fourniture de conseils ou encore une aide au montage des dossiers.

Pour un renforcement de l'accompagnement

Le plan d'investissement pour le logement présenté le 21 mars 2013 crée par ailleurs la notion d'ambassadeurs de la rénovation énergétique pour l'accompagnement des ménages précaires. 1 000 ambassadeurs devraient être recrutés d'ici 2015, notamment par le biais des emplois d'avenir. Une convention entre l'Etat et l'Anah a été signée à ce titre le 20 février 2013 et vise à créer 800 emplois d'avenir. Ces ambassadeurs ont pour missions principales de repérer les ménages précaires, de les sensibiliser aux économies d'énergie et de les orienter vers les aides existantes.

Les mesures nationales d'aide au paiement des factures d'énergie

Les tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel

Afin d'atténuer l'impact des prix de l'énergie sur les ménages modestes, ont été mis en place à compter de 2005 des aides sous condition de ressources, **le tarif de première nécessité (TPN) pour l'électricité** et, à compter de 2008, **le tarif spécial de solidarité (TSS) pour le gaz**.

Le TPN prend la forme d'une déduction forfaitaire (en pied de facture) modulée en fonction du nombre de personnes composant le foyer bénéficiaire et de la puissance souscrite. Il correspond à une réduction sur la facture comprise entre 71€ et 140€ par an et bénéficiait en février 2014 à 2 200 000 foyers. Le TPN est financé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Pour le gaz, le TSS prend la forme d'une déduction forfaitaire (en pied de facture ou versée par chèque individuel en habitat collectif) qui varie selon la tranche de consommation et la taille du foyer (entre 23 et 185 €) et bénéficiait fin 2013 à 650 000 foyers. Il est financé par la contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS) payée par les fournisseurs de gaz.

Afin d'en faciliter l'obtention, la procédure d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz est devenue automatique pour les foyers éligibles avec la publication du décret n° 2012-309 du 6 mars 2012, alors qu'ils devaient auparavant en faire la demande en renvoyant une attestation à leur fournisseur.

L'extension des tarifs sociaux

Le nombre de foyers éligibles a été étendu par l'arrêté du 21 décembre 2012, puis par le décret n°2013-1031 du 15 novembre 2013. Le montant des ressources ouvrant droit à ces tarifs sociaux était, depuis le 5 août 2008, celui ouvrant droit à l'attribution de la **Couverture Maladie Universelle Complémentaire (CMUC)** soit 8 593 € par an pour une personne seule (716 € par mois). Depuis fin 2012, le plafond de ressources a été relevé : il s'agit désormais de celui ouvrant droit à l'aide au paiement d'une **assurance complémentaire de santé (ACS)**, soit 11 600 € par an pour une personne seule (967 € par mois). Par ailleurs, le décret n°2013-1031 du 15 novembre 2013 a automatisé l'attribution du bénéfice des tarifs sociaux aux foyers dont le **revenu fiscal de référence** est **inférieur à 2 175 euros** par an et par part. A terme, conformément à l'engagement présidentiel, ce sont 4 millions de foyers qui pourront bénéficier des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz.

De plus, la loi du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre permet désormais aux clients des fournisseurs alternatifs de bénéficier également du TPN, comme c'était déjà le cas pour le TSS.

Le gouvernement poursuit ses réflexions en vue, le cas échéant, de proposer de nouvelles mesures d'aide au paiement des factures en faveur des personnes en situation de précarité énergétique. Ainsi, suite à la mission confiée au Conseil général de l'environnement et du développement durable, à l'Inspection générale des finances et à l'Inspection générale des affaires sociales, le gouvernement a proposé dans le cadre du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, la mise en place d'un chèque énergie dédié au paiement des factures d'énergie du logement. Ce chèque pourra, en outre, contribuer au paiement de travaux d'amélioration de la qualité environnementale du logement.

Les aides financières du fonds de solidarité pour le logement (FSL)

Le dispositif de lutte contre la pauvreté et les exclusions prévu à l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles a pour objectif d'aider les plus démunis à faire face à leurs factures d'énergie (toutes les énergies liées à l'habitat) avec l'appui du Fonds de solidarité pour le logement (FSL), dont la gestion a été confiée aux départements. Les aides au paiement des

fournitures d'énergie sont devenues le premier poste de dépenses des FSL en 2009 avec plus de 80 M€, sur un montant total des aides et des prestations de 330 M€. Les dotations des FSL proviennent essentiellement de l'Etat, des conseils généraux, mais également de financeurs volontaires, comme les fournisseurs d'énergie, une partie de celles-ci étant remboursée aux fournisseurs d'électricité par la CSPE.

La protection contre les interruptions de fourniture en période hivernale

La loi du 13 juillet 2006 portant engagement national pour le logement a établi une obligation de maintien de la fourniture d'eau, de gaz naturel et d'électricité, pour la résidence principale des familles en difficulté entre le 1er novembre et le 15 mars. Cette mesure concernait initialement les foyers ayant bénéficié, au cours des douze derniers mois, d'une aide relevant du FSL.

La loi du 15 avril 2013 élargit la trêve hivernale à l'ensemble des consommateurs, tout en autorisant – pour les consommateurs qui ne sont pas éligibles aux tarifs sociaux – une réduction de puissance pour l'électricité.

Le décret du 13 août 2008, modifié par le décret du 27 février 2014, encadre la mise en oeuvre des coupures pour impayés, en exigeant des fournisseurs l'envoi de courriers de relance et le respect de délais stricts avant toute coupure, ainsi que l'information des services sociaux par le fournisseur lorsque l'alimentation n'a pas été rétablie dans les cinq jours suivant la coupure. Il encadre également les modalités de la réduction de puissance.

- Etienne DENIEUL, Solenn LE GUEN.

4 – Développer les technologies pour le système énergétique de demain

Une recherche publique reconnue mondialement, dotée d'un important dispositif de démonstration et de partenariats publics-privés visant les nouvelles technologies de l'énergie

Le soutien à la recherche est un des axes majeurs de la politique publique en matière de nouvelles technologies de l'énergie, dans l'objectif d'accompagner les filières correspondantes vers la maturité et la compétitivité. La recherche sur l'énergie en France en 2012 continue d'être marquée par les projets sélectionnés dans le cadre du Programme des Investissements d'Avenir et maintient un niveau budgétaire semblable à 2011. Les variations observées en 2012 dans chaque filière sont dues aux cycles de sélection des nombreux appels à projets lancés en 2011 dans le cadre du Programme des Investissements d'Avenir.

L'investissement de l'Etat français dans la R&D pour l'énergie est maintenu en 2012 à un niveau élevé

Le budget global en 2012 était de 1,10 milliards d'euros (G€) dont 447 M€ sur les nouvelles technologies de l'énergie (41%), 543 M€ sur l'énergie nucléaire (49%), 66 M€ sur les énergies fossiles (6% du budget global), et le reste sur des domaines de recherche transversaux. 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 CO₂, le stockage d'énergie, les réseaux électriques, l'hydrogène et les piles à combustible. Le budget global de 2012 a été maintenu à un niveau équivalent à celui de 2011 marqué par la continuation du Programme des Investissements d'Avenir (PIA).

Les cycles de sélection des nombreux appels à projets du PIA lancés entre 2009 et 2011, notamment ceux de l'ADEME, expliquent en grande partie les variations observées entre 2009 et 2012 des dépenses publiques dans la R&D des filières des nouvelles technologies de l'énergie. Les investissements dans les projets de fission nucléaire sélectionnés en 2010 dans le cadre du programme Nucléaire de demain impactent ainsi à la hausse les dépenses, tandis que les projets sélectionnés dans les appels à projets sur les nouvelles technologies de l'énergie de 2011 n'ont pas eu d'impact budgétaire significatif en 2012.

Les principaux acteurs de la recherche publique dans l'énergie sont structurés sur l'ensemble de la chaîne de valeur et coordonnés autour de l'ANCRE

La recherche publique française est présente sur l'ensemble de la chaîne de valeur de la R&D :

- la recherche fondamentale effectuée notamment par les laboratoires publics, par exemple ceux du CNRS, dans les universités et les écoles d'ingénieurs ;
- la recherche industrielle et les démonstrations de recherche effectuées notamment par les établissements publics à caractère industriel et commercial (EPIC) dont le CEA, le CSTB, le

BRGM, l'IFPEN. Les Instituts pour la Transition Énergétique, dans le cadre des Investissements d'Avenir, permettront de renforcer les partenariats de recherche publique-privée et le transfert de connaissance vers l'industrie ;

- l'expérimentation pré-industrielle et les démonstrations technologiques effectuées notamment par les entreprises industrielles en partenariat avec les laboratoires publics et EPIC.

Les programmes des Investissements d'Avenir décrits ci-dessous ont pour objectif de mobiliser tout particulièrement ce dernier maillon de la chaîne de valeur.

L'ANCRE (l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie) a pour objectif de renforcer l'efficacité, la valorisation et le rayonnement international de la recherche française en assurant une meilleure coordination de la programmation scientifique.

Fondée le 30 juillet 2009 par le CEA, le CNRS, la CPU, et l'IFPEN, l'ANCRE rassemble tous les organismes de recherche publique français concernés par les problématiques de l'énergie¹ (ANDRA, BRGM, CDEFI, CIRAD, CSTB, IFREMER, IFSTTAR, INERIS, INRA, INRIA, IRD, IRSN, ISTE, LNE, ONERA).

9 groupes programmatiques ont été mis en place, dont 5 groupes « sources d'énergie » (énergies issues de la biomasse, énergies fossiles et géothermiques, énergies nucléaires, énergies solaires, énergies marines, éoliennes et hydrauliques), 3 groupes « usages » (transports, bâtiments, industrie et agriculture) et un groupe « prospective énergie globale ». Ces derniers ont mis en évidence les verrous majeurs freinant le développement des filières énergétiques actuelles et futures, et ont proposé les pistes de programmes de R&D nécessaires pour les lever.

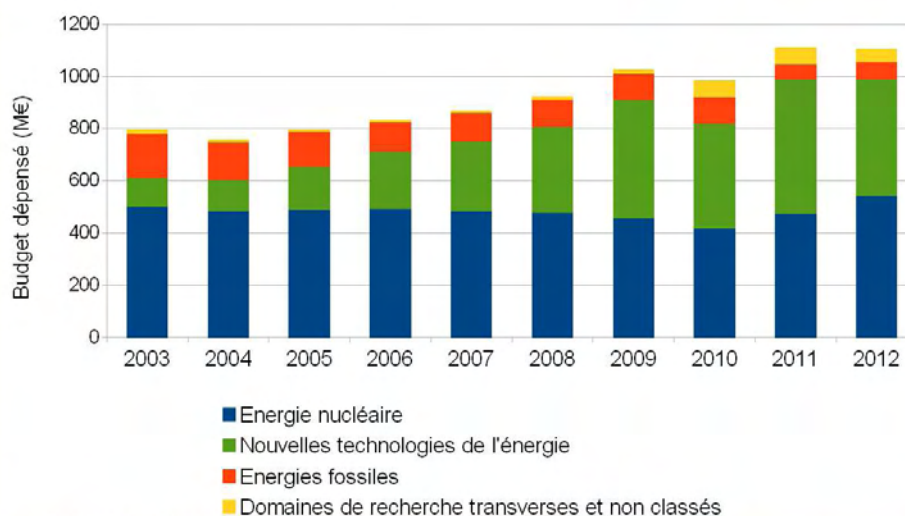
L'ANCRE a notamment apporté des contributions sous forme de scénarios 2050 dans le cadre du débat national de la transition écologique et d'une proposition de priorités de recherche lors de la préparation de la stratégie nationale de la recherche fin 2013-début 2014.

Les travaux sur la Stratégie Nationale de la Recherche pour l'Energie (SNRE) ont débuté en 2012

La Stratégie Nationale de Recherche en Energie (SNRE), définie par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE de 2005), est arrêtée et rendue publique tous les cinq ans par le ministre chargé de l'énergie et le ministre chargé de la recherche. La SNRE actuelle, qui a été élaborée en 2007, a fait l'objet d'une évaluation par l'Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Techniques (OPECST).

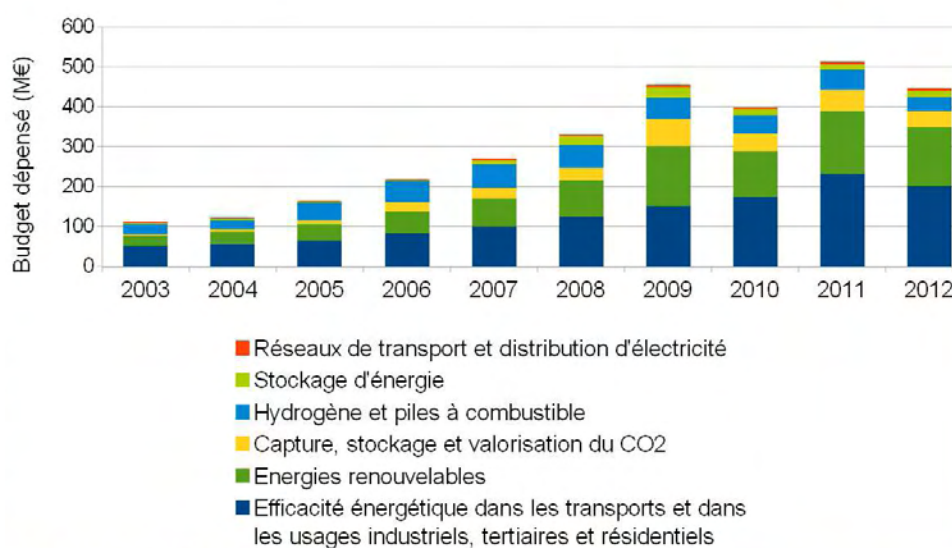
¹ Les sigles des organismes de recherche publique français sont détaillés en fin de cet article

Figure 1 : Evolution des financements publics de la recherche et développement sur l'énergie en France entre 2002 et 2012



Source : CGDD, données transmises à l'AIE.

Figure 2 : Evolution des financements publics de la recherche et développement des nouvelles technologies de l'énergie en France entre 2002 et 2012



Source : CGDD, données transmises à l'AIE

Les recommandations du rapport de l'OPECST ont été intégrées depuis 2010 dans la préparation de la nouvelle SNRE. Ces travaux préparatoires sont menés par le secrétariat permanent de la SNRE composé des administrations des ministères en charge de l'énergie et de la recherche, de l'ADEME et de l'ANCRE, et s'articulent notamment autour d'un état des lieux de la recherche dans les filières de production et d'usages de l'énergie, et d'un parangonnage international des stratégies.

La projet de loi de programmation de la transition écologique (LPTE) indique que la SNRE constitue le volet énergie de la stratégie nationale de recherche décrite dans l'article 15 de la loi du 22 juillet 2013 relative à l'enseignement supérieur et à la recherche, et

qu'elle prend en compte les orientations de la politique énergétique et climatique définies dans la stratégie bas-carbone et la programmation pluriannuelle énergétique.

Bilan 2013 des principaux programmes de financement de la recherche collaborative en France

Au-delà du financement des établissements publics de recherche, l'État français soutient les projets de recherche collaborative entre acteurs publics et privés de la recherche et développement, ainsi que les projets innovants des entreprises. Les modes de financement et

les enveloppes disponibles aujourd'hui sont synthétisés dans la figure 3 ci-dessous. La description des principaux programmes concernant l'énergie suit la numérotation de la figure 3.

L'Agence Nationale de la Recherche (ANR) soutient les projets amont de recherche collaborative (1)

Dans le domaine des nouvelles technologies de l'énergie et de l'efficacité énergétique, l'action ciblée de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) a permis d'engager près de 70 M€ par an depuis la création de l'agence. Depuis 2011, cinq programmes font l'objet d'appels à projets et ont permis de co-financer en 2013 :

- 13 projets dans PROduction renouvelable et Gestion de l'ÉLECTricité (PROGELEC) ;
- 9 projets dans Systèmes Energétiques Efficaces & Décarbonés (SEED) ;
- 7 projets dans Transports Durables et Mobilité (TDM) ;
- 8 projets dans Villes et Bâtiments Durables (VBD).
- 7 projets dans Bio-Matières et Énergie (BioME).

Plus proche de la commercialisation, le Fonds Unique Interministériel (FUI) soutient les projets collaboratifs des pôles de compétitivité (2)

Le FUI finance les projets collaboratifs de recherche et développement des pôles de compétitivité. Le fonds a vocation à soutenir des projets de recherche appliquée portant sur le développement de produits ou services susceptibles d'être mis sur le marché à court ou moyen terme.

Le fonds est doté de 600 M€ sur la période 2009-2012 dont 495 M€ pour les projets de R&D et 105 M€ pour les plates-formes d'innovation. Les projets susceptibles d'être financés sont retenus pour leur caractère innovant et pour l'activité économique qu'ils généreront, à l'issue d'appels à projets. En 2013, les 16ème et 17ème appels

à projets ont permis de sélectionner 140 projets (dont une vingtaine touchant le domaine de l'énergie) financés par l'Etat à hauteur de 115 M€, par les collectivités territoriales et les fonds communautaires (FEDER) à hauteur de 86 M€.

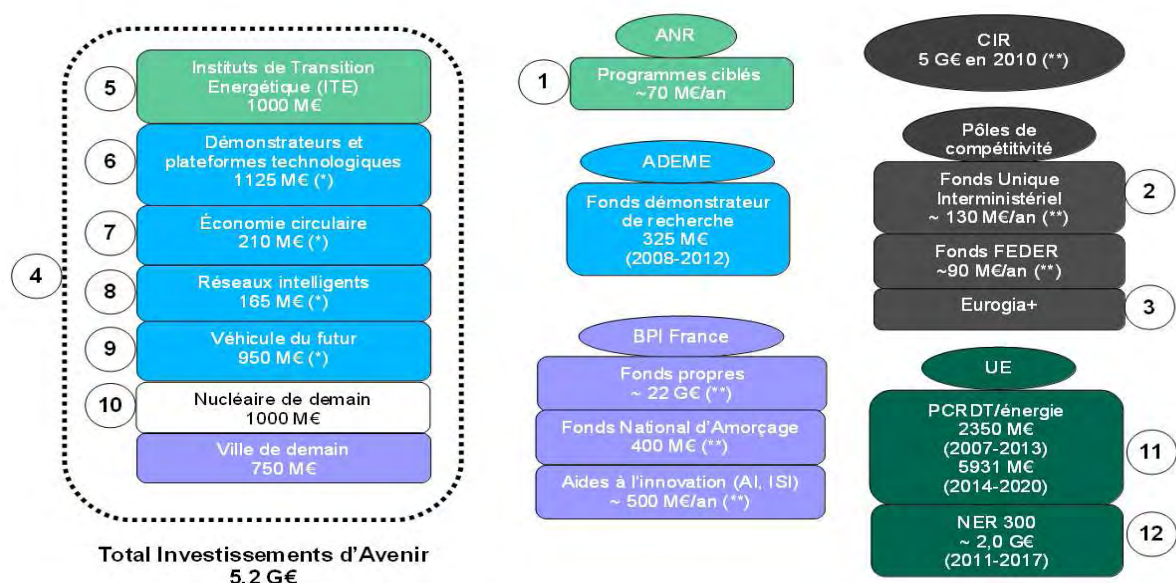
Au total, l'ensemble des appels à projets des pôles de compétitivité ont permis de soutenir 1385 projets depuis 2005. Ces projets représentent un montant de dépenses de R&D de près de 6,0 G€, dont un financement public de 2,5 G€.

En complément de ces appels à projets biannuels, les trois premiers appels à projet de recherche et développement structurants pour la compétitivité (PSPC) ont permis de sélectionner quatorze projets collaboratifs de recherche et développement, dont cinq concernant le domaine de l'énergie (Fi-Vime 2, Hytrac, Monoxen, Sinfoni, Valenthin). Ces projets représentent un montant de dépenses de R&D de près de 375 M€, dont un financement public de 159 M€. Un quatrième appel à projets a été ouvert en novembre 2013 jusqu'au 14 janvier 2016.

Les fonds nationaux dédiés au programme Eurogia+ financent des projets d'industrialisation entre partenaires issus d'au moins deux Etats membres européens (3)

Créé en 2008, Eurogia+ est un programme relatif à l'énergie dédié à l'ensemble des technologies pouvant réduire les émissions de carbone. Il concerne aussi bien l'utilisation de l'hydrogène que les énergies renouvelables (éolien, biomasse, géothermie, solaire, hydraulique, etc.) ou l'efficacité énergétique. Il permet à une entreprise française de participer à un projet collaboratif de R&D avec des partenaires européens. 17 états (Autriche, Belgique, Croatie, Danemark, Estonie, France, Allemagne, Hongrie, Islande, Irlande, Israël, Monaco, Pologne, Slovaquie, Espagne, Turquie,

Figure 3 : Sources de financement de la recherche et développement et de l'innovation pour l'énergie, et répartition des enveloppes des programmes



(*) dont dotation au Fonds Ecotechnologies (150M€)

(**) montants affichés correspondent à l'ensemble du programme, au-delà des seules thématiques énergétiques

Norvège) participent au soutien financier des acteurs des projets. En 2013, un nouveau projet a été labellisé portant à 19 le nombre de projets co-financés par la France dans ce cadre pour un budget total de 144 M€.

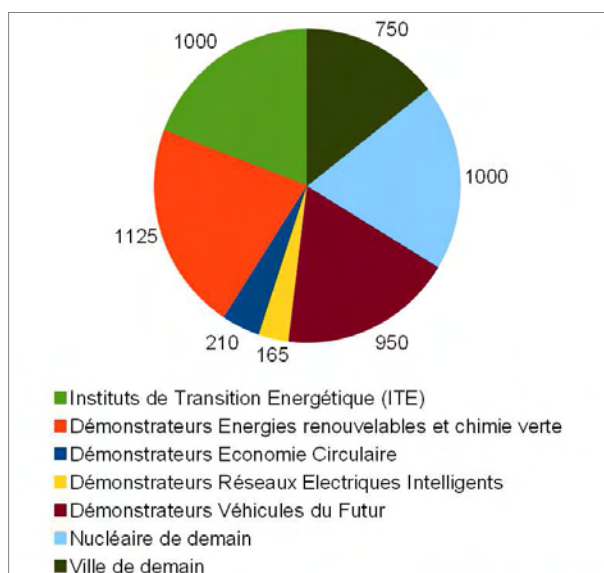
Principaux programmes sur l'énergie des Investissements d'Avenir (4)

Dotés d'une enveloppe globale de 35 G€, les Investissements d'Avenir doivent permettre le financement d'actifs rentables et d'infrastructures de recherche et d'innovation utiles pour le développement économique de la France, selon quatre axes stratégiques : enseignement supérieur et formation, recherche, filières industrielles et PME, développement durable. 2,2 milliards d'euros ont fait l'objet en 2013 d'une réorientation dont 300 M€ pour le lancement de nouveaux appels à manifestations d'intérêts ciblés de l'ADEME sur des thématiques clés de la transition énergétique.

La répartition des fonds alloués aux thématiques énergétiques, détaillée dans la figure 4, est faite selon six programmes principaux :

- les « Instituts thématiques d'excellence en matière d'énergies décarbonées », renommés Instituts de la Transition Énergétique, gérés par l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) ;
- les démonstrateurs et des plateformes d'expérimentation, gérés par l'ADEME, dans le domaine des énergies renouvelables et de la chimie verte, de l'économie circulaire, des réseaux électriques intelligents, des véhicules du futur, y compris le Fonds Ecotechnologies géré par la Caisse des dépôts et consignations Entreprises (BPI Investissement) ;
- le programme « Nucléaire de demain » ;
- le programme « Ville de demain » géré par la CDC.

Figure 4 : Répartition de 2010 à 2015 des enveloppes des programmes des Investissements d'Avenir concernant l'énergie (en M€)



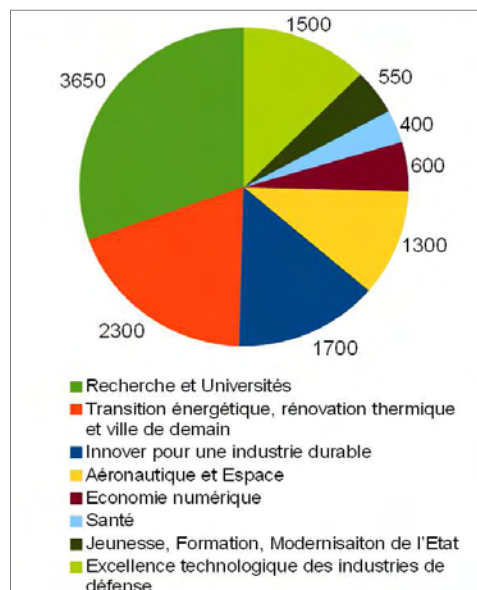
Bilan des actions de l'ADEME

L'ADEME opère quatre actions dans le cadre des Investissements d'Avenir :

- Démonstrateurs et plate-formes technologiques en énergies renouvelables et décarbonées et chimie verte (1125 M€),
- Economie circulaire (210 M€),
- Réseaux électriques intelligents (165 M€),
- et Véhicules du Futur (950 M€).

En continuité du Fonds Démonstrateur de Recherche, ces actions ont pour objectif de financer des démonstrateurs et des plate-formes technologiques, sélectionnés dans le cadre d'Appels à Manifestation d'Intérêt (AMI). Sur la période 2011-2014, un total de 39 AMI ont été lancés et ont donné lieu à la sélection de 139 projets (au 31 décembre 2013). L'ensemble de ces projets représente un budget total de plus de 3,3 G€ dont un financement public de 1,2 G€. La figure 6 illustre la montée en puissance de ces quatre actions entre 2010 et 2013. Le niveau des financements publics engagés dans le programme Véhicules du Futur a baissé en 2013 suite à l'abandon de certains projets.

Figure 5 : Répartition à partir de 2016 des enveloppes du nouveau programme des Investissements d'Avenir (en M€)



Le 9 juillet 2013, le Gouvernement a annoncé le lancement d'un nouveau programme d'Investissements d'Avenir doté de 12 G€, qui remplacera le programme actuel à partir de 2016. La moitié de ces financements seront consacrés directement ou indirectement pour la transition écologique et soumis à des critères d'éco-conditionnalité, dont 2,3 G€ pour la transition énergétique, la rénovation thermique et la ville de demain.

Instituts pour la Transition Énergétique (ITE) (5)

Le programme « Instituts thématiques d'excellence en matière d'énergies décarbonées », renommés Instituts pour la Transition Énergétique, des Investissements d'Avenir vise la constitution de campus d'innovation technologique de rang mondial dans le domaine des

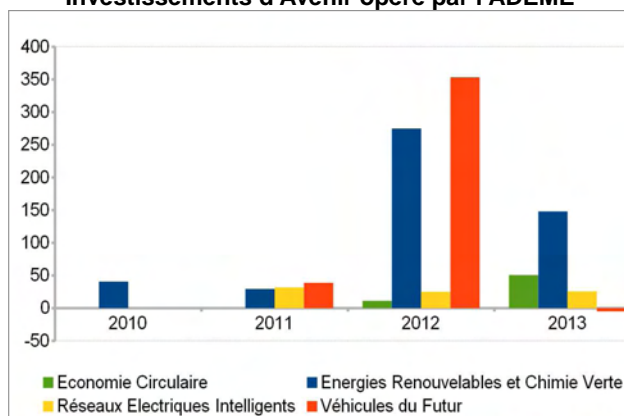
énergies renouvelables, des nouvelles technologies de l'énergie et de l'efficacité énergétique.

Ces centres de recherche publics-privés constituent un socle structurant pour les activités de recherche et innovation des filières des énergies décarbonées en cohérence avec la logique des pôles de compétitivité et avec les priorités du Gouvernement pour la recherche sur l'énergie. Ces activités se déclinent via une stratégie technologique et économique pérenne (programme de travail d'au moins dix ans), des projets collaboratifs, des actions de formation communes et des investissements partagés, notamment pour des moyens de prototypage, d'essais et de démonstration.

Ce programme est doté d'une enveloppe de 1 G€ finançant jusqu'à 50% des activités de l'ITE. La sélection des projets regroupant sur un même site des établissements de formation, des laboratoires de recherche appliquée publics et privés, et des acteurs économiques, s'est faite par le biais de deux appels à projets en 2010 et 2011. Les 12 ITE suivants ont été retenus (sigle raccourci et dotation par les Investissements d'Avenir indiqués en parenthèses) :

- Institut National des Energies Décarbonées et des Ecotechnologies de Lyon (IDEEL, 39,7 M€),
- ITE Picardie Innovations Végétales, Enseignements et Recherches Technologiques (PIVERT, 63,8 M€),
- ITE France Energies Marines (FEM, 34,3 M€),
- Institut Français des Matériaux Agrosourcés (IFMAS, 30,8 M€),
- Institut Photovoltaïque d'Ile-de-France (IPVF, 18,1 M€),
- ITE Supergrid (72,6 M€),
- ITE Geodnergies (15,9 M€),
- Institut du Véhicule Décarboné et Communicant et de sa Mobilité (VeDeCoM, 54,1 M€),
- Institut National Energie Solaire 2 (INES2, 39 M€),
- ITE EFFICACITY (15 M€),
- ITE Paris Saclay Efficacité Energétique (PS2E, 19 M€),
- Institut National d'Excellence Facteur 4 (INEF, 4, 7 M€).

Figure 6 : Evolution des financements publics décidés par le Gouvernement par Programme des Investissements d'Avenir opéré par l'ADEME



Source : ADEME

Démonstrateurs et plate-formes technologiques en énergies renouvelables et décarbonées et chimie verte (6)

Cette action est dotée d'une enveloppe de 1125 M€ pour financer des projets des démonstrateurs et plate-formes technologiques couvrant les domaines des énergies solaires, éoliennes et marines, la géothermie, le captage, stockage et valorisation du CO₂, la chimie du végétal, les biocarburants avancés, l'hydrogène et les piles à combustible, le stockage de l'énergie, les îlots et bâtiments à énergie positive.

Suite à l'AMI sur les Energies Marines en 2009 et financé par les Investissements d'Avenir, 18 AMI ont été lancés sur la période 2011-2014, et ont donné lieu au 31 décembre 2013 à la contractualisation de 31 projets, en plus des 5 projets issus du fonds Démonstrateur de Recherche.

Economie Circulaire (7)

Cette action est dotée d'une enveloppe de 210 M€ pour financer des projets de recherche et de démonstration sur les thématiques relatives à la dépollution, l'éco-conception, la collecte, le tri, le recyclage et la valorisation des déchets.

Six AMI ont été lancés sur la période 2011-2014, et ont donné lieu à la contractualisation de 13 projets au 31 décembre 2013.

Réseaux Électriques Intelligents (8)

Cette action est dotée d'une enveloppe de 165 M€ pour financer des projets de recherche et de démonstration sur l'intégration des énergies renouvelables intermittentes (éolien, solaire, marine...) dans les réseaux électriques et sur le développement de produits et services intelligents permettant la maîtrise des consommations d'électricité.

Deux AMI ont été lancés en 2009 et 2010 dans le cadre du Fonds Démonstrateur de Recherche et financés par cette action. Un troisième puis un quatrième AMI ont été lancés respectivement en 2011 et 2012. Un cinquième AMI a été ouvert d'avril 2014 à septembre 2015.

Les trois premiers AMI ont donné lieu, au 31 décembre 2013, à la contractualisation de 16 projets pour un budget total de plus de 300 M€ soutenus à hauteur de 90 M€ par les Investissements d'Avenir.

Véhicules du Futur (9)

Cette action est dotée d'une enveloppe de 950 M€ pour financer des projets des démonstrateurs de technologies et de solutions innovantes et durables en matière de déplacements.

Suite à l'Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) Fonds Démonstrateur de Recherche et financé par les Investissements d'Avenir, 15 AMI ont été lancés sur la période 2011-2013, et ont donné lieu à la contractualisation au 31 décembre 2013 de 29 projets, en plus des 5 projets issus du Fonds Démonstrateur de Recherche.

Fonds Ecotechnologies

Le FCPR Ecotechnologies a pour objectif de traiter les

dossiers de demande de prise de participation des PME intervenant sur les thématiques décrites dans les AMI de l'ADEME. L'enveloppe de 150 M€, prise sur les dotations des actions opérées par l'ADEME, est ainsi gérée par la CDC Entreprises (regroupée au sein de BPI Investissement en 2013) avec l'assistance technique de l'ADEME. Il vise des prises de participation minoritaires, dans des PME innovantes, principalement établies en France et non cotées, relevant de quatre thématiques principales :

- énergies renouvelables et chimie verte,
- tri et valorisation des déchets, dépollution, éco conception de produits,
- smart grids (réseaux intelligents) et
- véhicules du futur.

Lancé en juillet 2012, ce fonds a investi 18,6 M€ dans 5 entreprises : Actility, Coldway, Fermentalg, Ijenko et McPhy Energy.

Nucléaire de demain (10)

Dans le cadre de ce programme doté d'une enveloppe d'un milliard d'euros, il a été alloué au CEA, au titre des Investissements d'avenir, 626,6 M€ pour le projet ASTRID (réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium de 4^{ème} génération à vocation de démonstration technologique et industrielle) et 248,4 M€ pour le RJH (réacteur de recherche en support à l'énergie nucléaire et à la production de radionucléides pour le secteur médical).

Il a été alloué à l'ANDRA 75 M€ pour approfondir la recherche dans le domaine du traitement et du stockage des déchets.

Suite à l'accident nucléaire de Fukushima, une nouvelle action "Recherche dans le domaine de la sûreté nucléaire et de la radioprotection" dotée de 50 M€ a été mise en place dans le programme « nucléaire de demain ». L'ANR a lancé un appel à projets qui a pour objectif de stimuler la recherche en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection. A l'issue de cet appel à projets 23 projets ont été retenus. Les projets lauréats doivent permettre de tirer des enseignements des conditions ayant conduit à des accidents nucléaires majeurs, notamment celui de Fukushima, d'étudier les modalités de gestion de ces accidents par les exploitants et autorités publiques, d'étudier l'impact de ces accidents en matière de rejets de matières radioactives et leur impact sur la santé et l'environnement.

Les principaux programmes de financement de recherche collaborative en Europe

Fonds européens du 7^{ème} Programme-Cadre de Recherche et de Développement Technologique (PCRD) et d'Horizon 2020 (11)

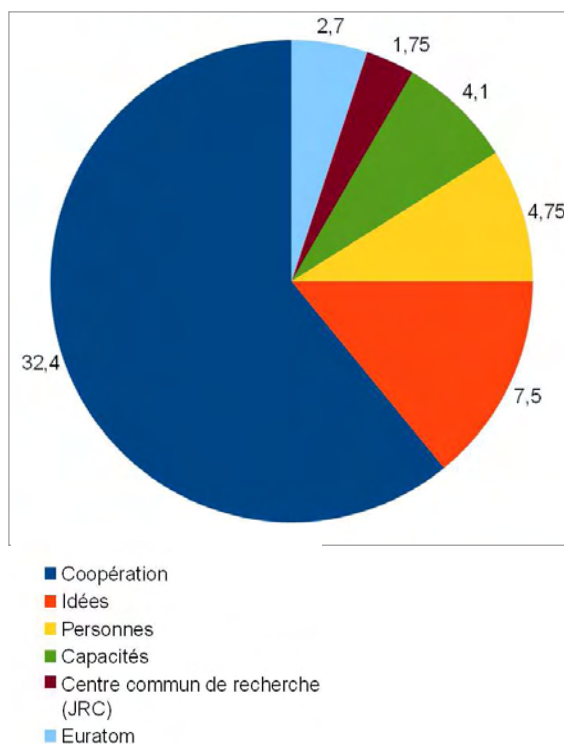
2013 marque la dernière année du septième programme-cadre de recherche et développement technologique (PCRD) de l'Union européenne doté d'un budget de 50,5 G€ pour financer la recherche et le développement technologique. Il se compose de quatre programmes spécifiques, dont les budgets sont détaillés

dans la figure 7 :

- Le programme Coopération qui comporte 10 thématiques dont la répartition budgétaire est détaillée dans la figure 8. 2,35 G€ (7%) sont ainsi consacrés à la thématique de l'énergie.
- Le programme Idées pour renforcer la recherche exploratoire.
- Le programme Personnes pour améliorer les perspectives de carrière des chercheurs en Europe et attirer plus de jeunes chercheurs de qualité.
- Le programme Capacités pour donner aux chercheurs des outils performants.

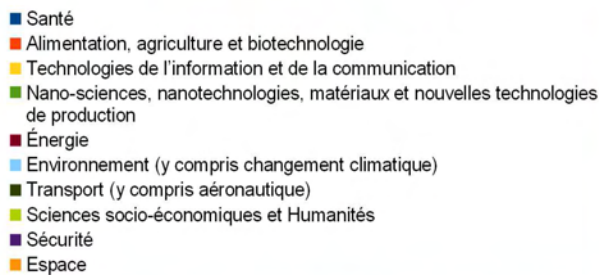
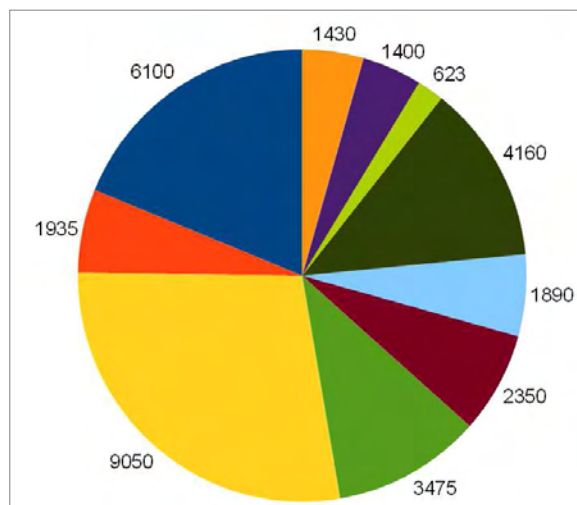
De plus, le 7^{ème} PCRD finance les actions directes du Centre commun de recherche (JRC) et les actions couvertes par le programme-cadre Euratom dans les domaines de la recherche sur l'énergie de fusion, la fission nucléaire et la radioprotection.

Figure 7 : Répartition des fonds du 7^{ème} PCRD par programme (en G€)



Source : Commission Européenne.

Figure 8 : Répartition des budgets part thématique pour le programme Coopération (en M€)



Source : Commission Européenne.

Bilan des la participation française au FP7

Selon les données au 21 février 2014 de la base E-corda, fournie par la Commission européenne, le FP7 a permis de financer au total 12123 entités françaises, participant dans 6925 projets, représentant 4862,8 M€ de fonds européens. La France se place ainsi en troisième position en terme de fonds européens reçus par le FP7.

Plus particulièrement dans le domaine de l'énergie, la France se positionne en cinquième position. Les projets financés dans la thématique énergie du programme Coopération ont concernés 180 entités françaises, participant dans 494 projets, représentant 218 M€ de fonds européens. Le programme-cadre Euratom a permis de financer au total 308 entités françaises, participant dans 111 projets, et représentant 82,2 M€ de fonds européens.

Source : MESR, base de données E-corda.

Pour la période 2014-2020, le programme de recherche et d'innovation de l'Union européenne nommé Horizon 2020 recense les financements sur trois priorités : l'excellence scientifique, la primauté industrielle, les défis sociétaux. Il regroupe l'actuel programme-cadre de recherche et développement technologique (P.C.R.D.T.), Euratom, le programme-cadre pour la compétitivité et l'innovation C.I.P., ainsi que l'Institut européen d'innovation et de technologie (I.E.T.). La répartition des budgets par priorité et défis est détaillée dans les figures 10 et 11.

Le budget de Horizon 2020 est de 79 milliards d'euros (en euros courants) dont 1,6 G€ pour Euratom et 5,9 G€ pour le défi sociétal "énergies sûres, propres et efficaces". Ce dernier regroupe sept volets clés :

- réduire la consommation d'énergie et l'empreinte carbone en utilisant l'énergie de manière intelligente et durable,
- s'approvisionner en électricité à faible coût et à faibles émissions de carbone,
- utiliser des combustibles de substitution et sources d'énergie mobiles,
- développer un réseau électrique européen unique et intelligent,
- posséder des connaissances et technologies nouvelles,
- solidité du processus décisionnel et implication du public,
- commercialiser les innovations énergétiques et impliquer davantage les marchés et les consommateurs.

Avec ce nouveau programme dont les premiers appels à projet ont été ouverts en décembre 2013, l'Union européenne financera des projets résolument interdisciplinaires susceptibles de répondre aux grands défis économiques et sociaux. Il couvrira l'ensemble de la chaîne de l'innovation, depuis l'idée jusqu'au marché, et renforcera le soutien à la commercialisation des résultats de la recherche et à la créativité des entreprises.

Figure 9 : Répartition des fonds du budget Horizon 2020 par priorités (en G€)

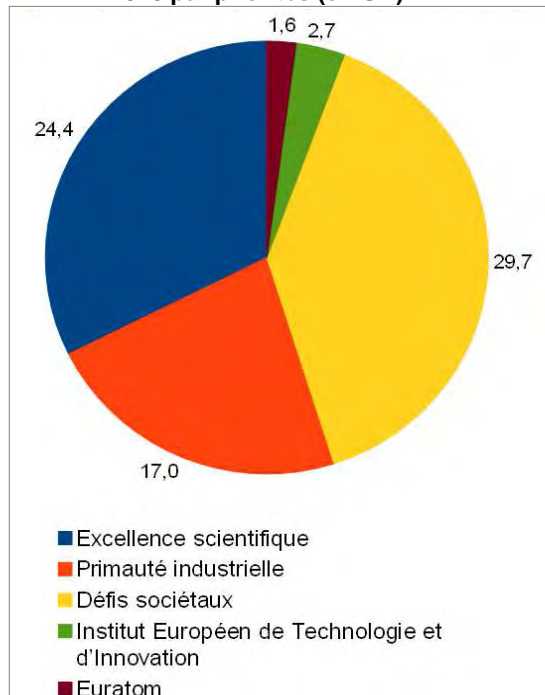
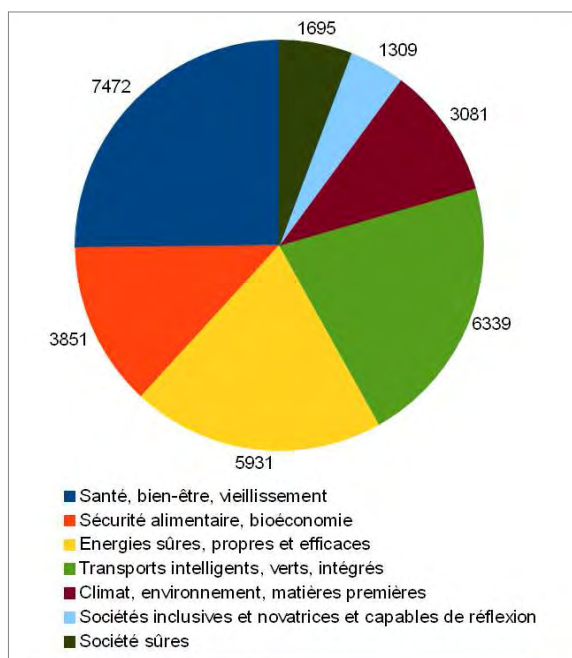


Figure 10 : Répartition des fonds des défis sociétés par thématiques (en M€)



Fonds européens démonstrateurs NER 300 (12)

Le fonds démonstrateurs européens, communément appelé NER300 (New Entrant Reserve 300), a été créé dans le cadre du paquet climat-énergie adopté sous présidence française de l'Union européenne. Il est doté de 300 millions de quotas d'émissions de la réserve des nouveaux entrants pour financer des démonstrateurs de captage et stockage du CO₂ (CSC) et d'énergies renouvelables innovantes de taille commerciale.

La France a déposé 5 projets au cours du premier appel à projet en 2011. La vente en 2012 de la première tranche de 200 millions de quotas pour financer ce premier appel à projet a permis de doter le fonds de 1,5 G€. La Décision d'attribution des aides portant sur une liste de 23 projets lauréats a été adoptée le 18 décembre 2012 par la Commission Européenne. Ces 23 projets représentant 1,2 G€ et de plus de 2 G€ de financements européens et privés respectivement. Deux projets français ont ainsi été retenus :

- UPM Stracel BTL, projet de production d'agrocarburants de deuxième génération à partir de biomasse lignocellulosique par voie thermochimique, éligible à un maximum de 170 M€ d'aides ;
- Vertimed, ferme dédiée à la production d'électricité à partir d'éoliennes flottantes, éligible à un maximum de 34 M€ d'aides.

Les projets retenus doivent entrer en opération d'ici décembre 2016.

La Commission Européenne avait ouvert le second appel à projets du 3 avril au 3 juillet 2013, portant sur la deuxième tranche de 100 millions de quotas, qui a permis de doter le fonds de 548 M€ additionnels, et des fonds non-utilisés du premier appel à projets. 33 projets, dont quatre français, ont été soumis et l'adoption de la

Décision d'attribution des aides est actuellement prévue par la Commission Européenne pour fin juin 2014.

Glossaire des sigles des organismes de recherche publique français

ANDRA	Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs
BRGM	Bureau de Recherches Géologiques et Minières
CDEFI	Conférence des Directeurs d'Ecoles Françaises d'Ingénieurs
CEA	Commissariat à l'Energie Atomique et aux énergies alternatives
CIRAD	Centre de coopération Internationale en Recherche Agronomique pour le Développement
CNRS	Centre National de la Recherche Scientifique
CPU	Conférence des Présidents d'Université
CSTB	Centre Scientifique et Technique du Bâtiment
IFPEN	IFP Energies Nouvelles
IFREMER	Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la Mer
IFSTTAR	Institut Français des Sciences et Technologies des Transports, de l'Aménagement et des Réseaux
INERIS	Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques
INRA	Institut National de la Recherche Agronomique
INRIA	Institut National de Recherche en Informatique et en Automatique
IRD	Institut de Recherche pour le Développement
IRSN	Institut de Radioprotection et de Sécurité Nucléaire
IRSTEA	Institut national de Recherche en Sciences et Technologies pour l'Environnement et l'Agriculture (ex CEMAGREF)
LNE	Laboratoire National de métrologie et d'Essais
ONERA	Office National d'Etudes et de Recherches Aéronautiques

- Axel STRANG, Sophie COURTOIS, Christian OESER. .

5 – Les objectifs européens énergie - climat

Pour 2020, très forte ambition sur l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables. Pour 2030, un cadre qui reste à négocier en 2014.

Le paquet énergie climat vise à limiter les émissions de CO₂ tout en renforçant la compétitivité ainsi que la sécurité d'approvisionnement du système énergétique. Pour l'horizon 2030, le cadre reste à fixer. Les négociations correspondantes sont entrées dans la phase opérationnelle en janvier 2014.

Des enjeux climatiques et énergétiques indissociables

Si la France a largement décarboné son secteur de la production électrique par un recours historique important à l'hydraulique, à la fission nucléaire et plus récemment par le développement des énergies renouvelables, son mix énergétique repose encore très fortement sur la consommation de combustibles fossiles, dont l'utilisation couvre l'essentiel de la consommation d'énergie du secteur des transports et une part significative de la demande énergétique du bâtiment et d'autres secteurs. Tous secteurs confondus, l'utilisation de ces combustibles fossiles induit 81% des émissions de GES anthropiques à l'échelle de l'Union (respectivement 70% en France) en 2011. Les politiques de maîtrise de la consommation d'énergie et de lutte contre l'effet de serre sont donc intimement liées.

Vision de long terme et objectifs de moyen terme

La feuille de route de la Commission Européenne pour une économie sobre en carbone à l'horizon 2050 propose des scénarios et orientations pour atteindre de manière optimale l'objectif que s'est fixé l'Union européenne de réduire de 80 à 95 % ses émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050, par rapport à leur niveau de 1990. La feuille de route adopte une vision à long terme et replace la discussion dans le cadre d'une réflexion sur la transition vers une économie verte, compatible avec les objectifs de limitation du réchauffement global à 2°C. La France soutient cette approche. Elle a ainsi inscrit dans son corpus législatif un objectif de division par quatre de ses émissions à l'horizon 2050, cohérent avec l'objectif de réduction de 80 % à l'échelle de l'Union, puisque ses émissions par habitant et par unité de PIB étaient déjà nettement inférieures à la moyenne de l'Union en 1990. Le Président de la République est en outre le premier chef d'État à s'être explicitement prononcé en faveur d'objectifs communautaires de réduction des émissions de GES de 40% en 2030 et 60% en 2040, c'est-à-dire les jalons préconisés par la feuille de route.

La négociation européenne sur le cadre 2030 a commencé début 2014.

Actuellement c'est donc à l'horizon 2020 que le cadre européen fixe des objectifs détaillés.

Les engagements à l'horizon 2020

Les 3 grands objectifs, dits « 3X20 », du Paquet Énergie Climat

Le Paquet Énergie Climat aborde de manière intégrée les enjeux énergétiques et climatiques. Il repose sur trois grands objectifs : la réduction de 20% des **émissions de gaz à effet de serre** de l'Union Européenne par rapport à 1990, la réduction de 20% de la **consommation énergétique** européenne par rapport à l'augmentation tendancielle et une part de 20% d'**énergies renouvelables** dans la consommation d'énergie totale.

Le premier objectif (atténuation) et le troisième (énergies renouvelables) sont juridiquement contraignants.

Si pour l'efficacité énergétique l'objectif global demeure non-contraignant, il n'en va pas de même des mesures instaurées par la directive adoptée en 2012.

// L'objectif d'atténuation du changement climatique

Cet objectif se décline en 3 grands secteurs selon des modalités très spécifiques.

Le secteur dit « ETS »

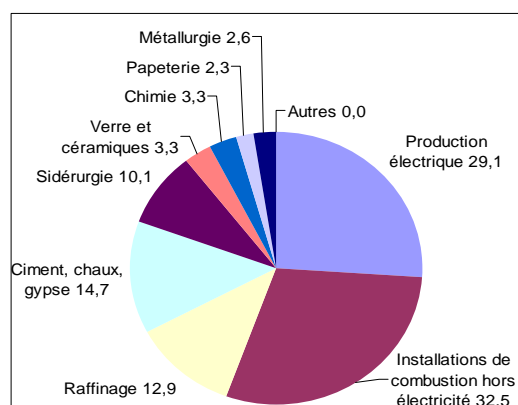
L'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre fait l'objet d'un traitement harmonisé et intégré à l'échelle de l'Union pour les gros émetteurs au travers du système communautaire d'échange de quotas d'émissions (EU ETS pour European Union Emissions Trading Scheme). Sont concernées principalement la **production énergétique carbonée** et l'**industrie**

L'EU ETS impose depuis 2005 un plafond d'émissions à plus de 11 000 installations industrielles, responsables de près de 50 % des émissions de CO₂ de l'Union européenne, soit environ 2 milliards tCO₂.

Ces installations doivent restituer tous les ans autant de quotas que leurs émissions vérifiées de l'année précédente (1 quota = 1tCO₂eq émise). Depuis 2008, elles ont également la possibilité d'utiliser des crédits Kyoto (voir fiche n°1 sur la lutte contre le changement climatique) pour effectuer leur conformité.

L'EU ETS couvre les émissions de CO₂ des installations de production d'électricité, de nombreux secteurs intensifs en énergie, le secteur de l'aviation depuis 2012, et, depuis 2013, les émissions de N₂O et de PFC des secteurs de la chimie et de l'aluminium. En vue de laisser le temps nécessaire à l'Organisation de l'Aviation Civile Internationale (OACI) pour progresser dans les négociations sur un cadre mondial pour les émissions de CO₂ de l'aviation internationale, le périmètre de couverture du secteur de l'aviation a été revu au premier trimestre 2014 et inclut uniquement les émissions des vols au sein de l'EEE. Des exemptions pour les petits opérateurs à faibles émissions ont également été introduites.

Répartition des émissions par secteur en 2013 des installations françaises (en MtCO₂)



Source : agence européenne de l'environnement, ETS data viewer d'après EUTL

En 2013, les installations françaises ont émis 111 MtCO₂-éq (+ 7 Mt) du fait de l'inclusion de nouveaux secteurs. À périmètre constant les émissions ont en fait baissé de 6,4 %.

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 %.

Jusqu'en 2012, la quasi-totalité des quotas étaient alloués gratuitement. Depuis 2013, plus de la moitié des quotas sont vendus aux enchères. L'EU ETS connaît aujourd'hui une crise importante. Après avoir atteint plus de 30 €/tCO₂ mi-2008, le cours du quota a chuté à des niveaux proches de 3 € depuis la mi-avril 2013 et des enchères ont été annulées faute de demande.

Evolution des cours du quota depuis août 2008



Source : Thomson Reuters

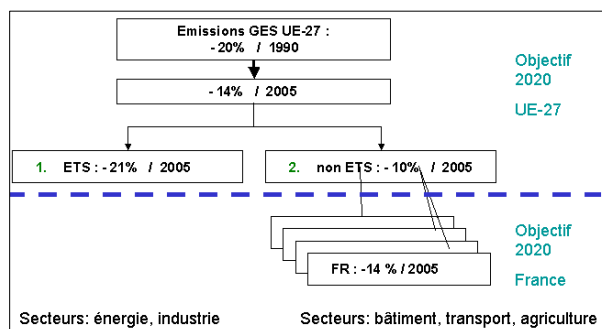
Cet effondrement des cours a été provoqué essentiellement par trois causes : la visibilité des acteurs et des investisseurs sur la contrainte carbone à long-terme est insuffisante ; la crise ainsi que les autres instruments de politique climatique de l'Union européenne ont réduit la demande de quotas 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 a été décidée en janvier 2014 en rééchelonnant la quantité de quotas à mettre aux enchères sur la phase III (2013 – 2020) en attente de réformes plus structurelles. La publication conjointe au livre blanc 2030 le 22 janvier 2014 d'une proposition législative visant à instaurer une réserve de stabilité du marché à compter de 2021 lui fait suite. Cette réserve établit un corridor définissant un seuil maximal et minimal de quotas dits en circulation (surplus). L'excédent serait versé dans une réserve pour être remis sur le marché quand le seuil minimal serait atteint.

Le secteur dit du « partage de l'effort »

Pour les émissions plus diffuses, l'objectif de réduction est de la responsabilité des États Membres et fait l'objet de plafonds annuels depuis le 1^{er} janvier 2013. Sont concernés principalement les **transports**, les **bâtiments** et **l'agriculture**.

L'objectif de réduction des émissions des secteurs non couverts par le marché carbone (dit ETS) a été fixé au niveau de l'ensemble de l'UE à 10% en 2020 par rapport à 2005, ce qui correspond à une réduction de 20% tous secteurs confondus par rapport à 1990, cf. tableau ci-après. En effet, si la date de 1990 fait référence au plan international, il lui a été préférée la date de 2005 dans le cadre européen pour bénéficier d'une base statistique plus solide et pour limiter l'impact des évolutions économiques nationales très contrastées à la fin du siècle dernier. Dans le cadre de la déclinaison nationale de cet objectif, la France s'est engagée sur une réduction de 14 % en 2020 par rapport à 2005.

Répartition de l'effort d'atténuation de l'Union Européenne



Les outils mis en œuvre pour atteindre cet objectif sont très divers. Principalement, ce sont ceux qui visent le développement des énergies renouvelables et ceux qui visent à maîtriser la demande énergétique, donc ceux

des deux autres grands objectifs du paquet Énergie-Climat, présentés ci-après. Ce sont aussi les outils qui visent à réduire les autres émissions diffuses de gaz à effet de serre que le CO₂ (le méthane, le dioxyde d'azote, les gaz fluorés), notamment dans l'agriculture et l'industrie. La France a transmis à la Commission à la mi-mars 2013 un rapport qui rend compte de l'ensemble des politiques d'atténuation mises en œuvre (RMS 2013, pour Rapport sur les Mécanismes de Surveillance). Un plan climat synthétise ces éléments (cf. fiches n°1, 2, 5, 18 à 24, puis 31 à 33).

Le secteur dit « UTCF »

Font exception les émissions de CO₂ non énergétiques, liées à l'Utilisation des Terres, à leurs Changements et à la forêt (secteur dit UTCF). Ces émissions sont fonction des variations de stock du carbone des sols et de la forêt. Pour ce troisième et dernier secteur, il n'est pas fixé d'objectif dans le cadre européen pour 2020 – c'est un point de différenciation avec l'accord de Kyoto qui lui intègre ce secteur dans les objectifs internationaux. Au plan européen, d'ici 2020, pour les sols et la forêt, les efforts se concentrent sur l'amélioration progressive de la comptabilité du carbone.

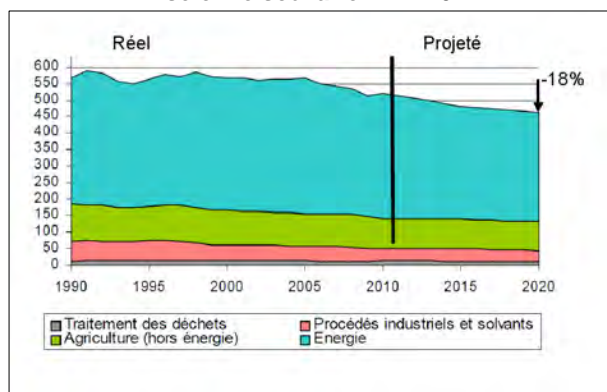
Situation actuelle

En 2012, les émissions de gaz à effet de serre de l'inventaire de la France (sur un périmètre couvrant la Métropole et les Départements d'Outre-mer hors Mayotte) s'élèvent à 490 Mt CO₂eq. Les résultats des inventaires de 2012 sont stables par rapport à 2011 après une forte baisse par rapport à l'année 2010 (-5,1 %), ces évolutions s'expliquant par les variations climatiques d'une année sur l'autre. Les émissions sont en forte diminution par rapport à 1990 (-12,1 %) et aux engagements pris dans le cadre du protocole de Kyoto (-13,1%).

Perspective à l'horizon 2020

Dans le cadre d'un scénario prenant en compte l'ensemble des politiques et mesures décidées et mises en œuvre avant le 1er janvier 2012 (scénario « AME 2012 »), la France atteindrait une réduction de 18% de ses émissions totales de gaz à effet de serre entre 2005 et 2020.

Figure 4 – Projection des émissions de GES selon le scénario AME 2012



Source : MEDDE/DGEC

Pour les émissions dites du partage de l'effort, le scénario AME estime que les émissions baisseraient de 15 % entre 2005 et 2020, pour atteindre 340 Mt, donc légèrement mieux que le plafonnement européen fixé à 350 Mt.

Tableau 1 : émissions passées et projetées de gaz à effet de serre de la France (métropole + DOM), en Mtonnes

Secteur du partage de l'effort (hors ETS)	2005	2010	2011	2012	2013	2020
Scénario AME	398	383	365	366	366	340
Plafond					383	350
Y compris secteur ETS	558	516	490	490	492	459

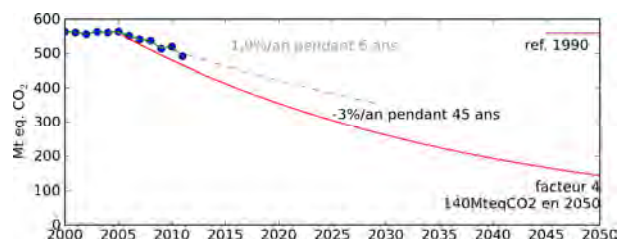
L'engagement de réduction de 14% pris par la France sur ces secteurs apparaît donc réaliste. L'objectif d'atténuation du paquet énergie-climat est donc en voie d'être atteint dès lors que le rythme des efforts correspondant est maintenu.

Il en est de même de l'objectif international pris dans le cadre du protocole de Kyoto, avec toutefois un facteur spécifique d'incertitudes que constitue la forêt.

Perspective à long terme

Néanmoins, pour atteindre les objectifs de long terme, le rythme annuel de réduction des émissions de gaz à effet de serre devra encore être accru :

Figure 5 – Comparaison de l'évolution des émissions depuis 2005 à une trajectoire visant à l'atteinte du facteur 4 à taux de réduction annuel constant



Deux programmations ont vocation à mieux inscrire la trajectoire d'atténuation en cohérence avec les objectifs de long terme : d'une part la restructuration de la stratégie d'atténuation de l'État avec la création d'une stratégie nationale bas-carbone de long terme et d'autre part la définition d'un cadre européen clair à l'horizon 2030.

II/ L'objectif d'efficacité énergétique

Un objectif très ambitieux : -20 % en 2020.

Avec la directive relative à l'efficacité énergétique adoptée en 2012 l'Union européenne s'est dotée d'un texte ambitieux pour réduire sa consommation énergétique de 20 % par rapport aux projections d'ici à 2020. Est concerné l'ensemble de la chaîne énergétique (production, transport, distribution, utilisation et information).

La directive efficacité énergétique vient compléter les autres réglementations de l'Union européenne pour l'efficacité énergétique comme la directive éco-conception qui plafonne la consommation d'énergie de certains produits, la directive performance énergétique des bâtiments et le règlement CO2 qui améliore les performances des véhicules neufs.

En application de cette directive, les États Membres ont transmis à la Commission leurs objectifs indicatifs de consommation énergétique. La France a ainsi notifié un objectif de 131,4 Mtep en énergie finale et 236,1 Mtep en énergie primaire.

Programme français

La France a remis à la Commission le 24 avril 2014 le Plan national d'actions d'efficacité énergétique qui détaille l'ensemble des mesures mises en place par secteurs.

Le secteur du **bâtiment** constitue un enjeu majeur des politiques d'efficacité énergétique. Alors qu'il représente 44 % de la consommation d'énergie finale de la France en 2012, l'objectif est une réduction de 38 % de la consommation d'énergie d'ici 2020. Plusieurs mesures d'efficacité énergétique et de lutte contre la précarité énergétique ont ainsi été mises en place. Le plan de rénovation énergétique de l'habitat (PREH) a vocation à accélérer la rénovation du parc de logements au rythme de 500 000 logements par an d'ici 2017, en s'appuyant notamment sur une meilleure articulation du crédit d'impôt développement durable (CIDD), de l'éco-prêt à taux zéro (Eco-PTZ) et de l'éco-prêt logement social (Eco-PLS). Ces dispositifs devraient générer des économies de 2,1 Mtep en 2020. La réglementation thermique 2012 devrait générer des économies d'énergie de l'ordre de 1,15 Mtep en 2020, par l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments neufs.

En 2014 a été annoncé un nouvel ensemble de mesures visant à accélérer la rénovation des logements : allègements fiscaux renforcés et simplifiés (à partir de septembre 2014 30% dès la première opération réalisées) ; amplification des éco-prêts à taux zéro ; chèque énergie en complément du programme « habiter mieux » de l'ANAH ; mise en place de tiers-financeurs ; généralisation du guichet unique dans les communautés de communes ; dérogations aux règles d'urbanisme afin de ne plus faire obstacle aux travaux d'isolation ; habilitation des documents d'urbanismes à prévoir des objectifs de basse consommation ou d'énergie positive ; réalisation de diagnostics énergétiques et de travaux à l'occasion des rénovations lourdes ; simplification des règles de décision au sein

des copropriétés. Des mesures portant sur la formation des professionnels accompagnent ce dispositif, ainsi que des appels à projets.

Pour le secteur des **transports**, qui représente 32 % de la consommation d'énergie, les mesures mises en œuvre visent principalement à soutenir le report modal et l'amélioration de l'efficacité énergétique des modes de transport utilisés.

Plusieurs autres mesures sectorielles concernent également l'industrie, l'agriculture, les actions de l'État et des collectivités territoriales.

Certaines mesures transversales permettent de réaliser des économies d'énergies dans plusieurs secteurs simultanément. C'est notamment le cas des certificats d'économies d'énergie (CEE), dont la troisième période a été annoncée en décembre 2013 et qui généreront plus de 9 Mtep d'économies d'énergie en 2020. Les mesures d'éco-conception ou de prévention des déchets ont également un impact majeur en faveur de la réduction des consommations d'énergie.

Situation actuelle et perspective à l'horizon 2020

Entre 2007 et 2012, la consommation française finale d'énergie n'a diminué que de 6 Mtep d'économies d'énergie. L'objectif pour 2020 est très ambitieux et ne pourra être atteint que grâce à une montée en puissance très rapide des mesures engagées.

Perspective à long terme

L'efficacité énergétique doit être la clé de voûte pour atteindre nos objectifs, tant en termes de climat que de sécurité énergétique et de compétitivité de nos économies : moins de gaz à effet de serre, moins de polluants atmosphériques, moindre pression sur des ressources non renouvelables, tout en stimulant notre économie : moindre dépendance énergétique, allègement de notre facture, surcroît d'activité lié aux investissements de maîtrise de l'énergie.

III/ L'objectif de développement des énergies renouvelables

Un objectif de 23 % très ambitieux

La directive énergies renouvelables du Paquet Énergie Climat fixe l'objectif de 20% d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie totale à l'horizon 2020 et à l'échelle de l'Union. Dans ce cadre, la France s'est engagée à porter la part des énergies renouvelables de sa consommation énergétique finale d'à peine 10 % en 2005 à 23 % en 2020. Il s'agit de produire 20 Mtep d'énergies renouvelables en plus, en faisant plus que doubler le niveau initial. Celui-ci était déjà significatif avec le bois-énergie et l'hydroélectricité. C'est donc une forte ambition.

Le cadre européen donne également des orientations quant aux moyens à mettre en œuvre pour le développement de ces énergies renouvelables.

Le secteur de l'électricité fait l'objet d'un encadrement communautaire qui vise une plus grande intégration des énergies renouvelables au marché électrique européen afin de réduire les distorsions induites sur le marché par les systèmes de soutien aux énergies renouvelables mis en place par les États Membres. La Commission européenne a adopté le 9 avril 2014 de nouvelles lignes directrices encadrant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie qui s'appliqueront du 1er juillet 2014 à fin 2020. Ces lignes directrices prévoient une évolution progressive des mécanismes de soutien aux EnR qui repose notamment sur deux principes fondamentaux : la vente sur le marché de l'électricité produite par les EnR pour réduire les distorsions sur le marché et le recours à des procédures de mises en concurrence pour réduire les coûts du développement des EnR. Ces nouvelles règles entreront progressivement en vigueur, à compter du 1er janvier 2016 pour la première et du 1er janvier 2017 pour la seconde.

10 % pour le secteur des transports

Le secteur notable des transports fait l'objet d'une politique communautaire fortement coordonnée au travers d'objectifs spécifiques dédiés à ce secteur et de règles techniques sur la durabilité des ressources et procédés mis en œuvre. Rappelons que les transports sont le premier secteur émetteur de gaz à effet de serre. L'enjeu est notamment d'assurer la cohérence du marché et de l'usage des biocarburants, tant du point de vue économique qu'environnemental. Ainsi un objectif spécifique de 10 % d'énergies renouvelables s'applique au secteur des transports, pour l'ensemble des États-membres. Celui-ci s'articule avec un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 10 %, qui s'applique aux fournisseurs de carburants et qui se décompose de la manière suivante :

- 6%, obligatoire, sur le cycle de vie du carburant (avec le calendrier suivant : -2% le 31 décembre 2014 au plus tard ; -4 %, le 31 décembre 2017 au plus tard)
- 2%, indicatif et supplémentaire, grâce à au moins l'une des deux méthodes suivantes: recours à des énergies non-carbonées (électricité, hydrogène....) ou capture et stockage du dioxyde de carbone.
- 2%, indicatif et supplémentaire, via l'utilisation de crédits carbone du Mécanisme de Développement Propre.

Ces deux objectifs de 10 % gouvernent la politique de développement des biocarburants qui est l'un des leviers pour décarboner les transports routiers, complétant celui du règlement CO2 sur les performances des véhicules neufs déjà évoqué au § efficacité énergétique. C'est pourquoi le paquet énergie-climat fixe également des critères de durabilité spécifiques aux biocarburants : réduction de gaz à effet de serre sur leur cycle de vie, protection de l'eau, des sols, de la biodiversité. (cf. fiche 18 sur la biomasse énergie)

Programme français

Le plan français de développement des énergies renouvelables prévoit une hausse de leur utilisation pour répondre aux besoins en chaleur (+10,5 Mtep par rapport à 2005), ainsi qu'à la production d'électricité (+ 6,8 Mtep) et une augmentation de la contribution des biocarburants aux besoins énergétiques du secteur des transports (+ 3,7 Mtep).

Pour la chaleur, c'est la filière biomasse qui contribue le plus à atteindre l'objectif avec une production de 16,5 Mtep en 2020 (cf. fiche 18 sur la biomasse, cf. fiche 21 sur la géothermie et fiche 24 sur le photovoltaïque et l'énergie solaire).

Pour l'électricité, ce sont les filières de l'éolien (cf. fiche 19 et 20) et de l'hydraulique (cf. fiche 22) qui contribuent majoritairement avec des objectifs de production respectifs de 5 et 5,5 Mtep. (cf. fiche 21 sur la géothermie et fiche 25 sur le photovoltaïque et l'énergie solaire).

D'importants moyens sont mis en œuvre pour soutenir cet objectif comme le crédit d'impôt, l'obligation d'achat de l'électricité produite avec des tarifs spécifiques pour chacune des filières et le lancement d'appels d'offres via le fonds chaleur. (cf. fiche 33 sur les dispositifs et le coût de soutien à la production d'énergie renouvelable). En complément, plusieurs dispositifs sont mis en place pour stimuler la R&D et accélérer la maturation des nouvelles technologies (cf. fiche 4 sur le soutien à la R&D pour les nouvelles technologies de l'énergie).

Le choix a été fait de ne négliger aucun gisement, afin de positionner la France comme un acteur majeur dans l'ensemble des technologies de production comme les énergies marines ou le biogaz. La France dispose de nombreux atouts et notamment de ressources hydroélectriques importantes, le troisième potentiel forestier et le premier potentiel agricole européens, un très bon gisement éolien, un vaste domaine maritime, de territoires, notamment dans les départements d'Outre-mer, qui, compte tenu de leur spécificité (coûts de l'énergie élevés par exemple) sont propices aux expérimentations. De fait, la France est le second producteur européen d'énergies renouvelables après l'Allemagne.

Enfin, la France a fait le choix d'un développement raisonné et encadré des énergies renouvelables. Il s'agit en effet d'assurer un développement aussi harmonieux que possible des énergies renouvelables avec d'autres problématiques majeures : la pollution de l'air, l'impact paysager, les conflits d'usages des sols, l'impact architectural.

Situation actuelle et perspective à l'horizon 2020

Le rapport remis fin 2013 à la Commission indique que la part de l'énergie renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie était de 13,7 %, pour l'année 2012, donc en léger retard sur la cible de 14% prévue initialement. L'objectif de consommation finale d'énergie renouvelable était en effet de 22,9 Mtep en 2012 alors que celle-ci a atteint 22,0 Mtep. L'écart est de 313 ktep sur l'électricité (éolien, hydroélectricité, malgré une avance dans le photovoltaïque), de 459 ktep sur la chaleur (biomasse et géothermie) et de 61 ktep dans

les transports (bioéthanol). Ainsi, on peut estimer que la trajectoire que la France s'est fixée était presque respectée.

Néanmoins, l'objectif de 23 % en 2020 est ambitieux. L'effort à réaliser entre 2012 et 2020 doit être beaucoup plus important que celui accompli entre 2005 et 2012 (c'est ainsi que la trajectoire avait été programmée en 2009/2010). **La production supplémentaire de chaleur et d'électricité renouvelables devra ainsi être environ 3,5 fois supérieure à la progression déjà réalisée.**

Les efforts doivent donc être fortement amplifiés sur l'ensemble des filières électriques et thermiques.

IV/ Perspectives

Des objectifs « 3X20 » du Paquet Énergie Climat vers le prochain « - 40 % » du cadre 2030

A 2020, le maintien d'efforts soutenus est nécessaire pour tenir les objectifs fixés. Un renforcement substantiel sera nécessaire dans le domaine de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, tant pour soutenir le rythme des investissements de production que développer l'accès aux ressources en biomasse.

La transition énergétique s'inscrit dans la durée. L'horizon 2020 est la première grande étape mais progressivement l'horizon 2030 va s'y substituer comme terme le plus pertinent pour le pilotage de ces politiques, compte-tenu des investissements massifs à mettre en œuvre. La fixation du cadre européen à 2030 est donc de la première importance, de même que la future loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Négociation du cadre européen 2030

La Commission a publié le 22 janvier 2014 son livre blanc sur le cadre énergie-climat 2030, accompagné d'une proposition législative sur une réforme du système communautaire d'échange de quotas d'émissions (EU ETS).

Les principales propositions portent sur :

- un objectif contraignant de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) domestique de 40 % par rapport à 1990,
- un objectif de 27 % d'énergies renouvelables de la consommation énergétique de l'Union européenne, contraignant au niveau européen mais non décliné par État Membre, et dont le niveau, selon la Commission, correspond au point de passage pour atteindre un niveau de réduction des émissions de GES de 40% par rapport à 1990.
- une réforme structurelle du marché ETS reposant notamment sur un mécanisme de régulation des quantités (réserve de stabilité) à partir de 2021.

La Commission propose également de mettre en place

une nouvelle gouvernance des politiques énergétiques nationales.

Ce projet s'inscrit donc largement dans la continuité du paquet de 2020, tout en tirant les leçons de l'expérience avec des réformes structurelles répondant aux principales difficultés rencontrées jusqu'à présent.

Pour le mode d'intégration du carbone des sols et du carbone forestier à l'objectif d'atténuation du changement climatique, la Commission s'est contentée de rappeler les grandes options envisageables : ce point demeure donc à préciser.

L'adoption de ce cadre énergie-climat résultera d'une négociation entre le Conseil et le Parlement européen. Le cœur de la négociation portera sur la répartition des efforts entre les États-membres ainsi que sur la gouvernance du nouveau dispositif.

Le 23 juillet 2014, la Commission a publié une communication complémentaire sur l'efficacité énergétique, intitulée : "Efficacité énergétique: quelle contribution à la sécurité énergétique et au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie ?".

Alors que le livre blanc du 22 janvier 2014 a établi que la stratégie présentant le meilleur rapport coût-efficacité pour réaliser l'objectif de réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre passait par un niveau d'économies d'énergie de 25 %, la Commission considère dans ce nouveau document qu'il convient de maintenir la dynamique actuelle en faveur des économies d'énergie, et qu'il est opportun de proposer le relèvement de l'objectif à 30 % : cette approche entraînerait une hausse des coûts du cadre 2030 de 20 milliards d'euros par an, mais elle apporterait des avantages concrets sur le plan économique et sur celui de la sécurité énergétique.

La France partage la nécessité de fixer un objectif d'efficacité énergétique pour 2030 à l'échelle européenne, et soutient une réduction indispensable d'au moins 30 % de la consommation d'énergie.

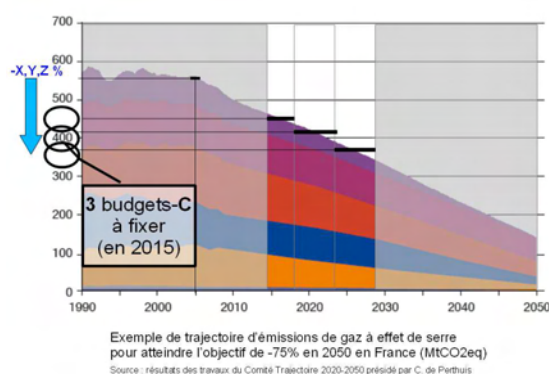
Stratégie bas-carbone et programmation pluriannuelle de l'énergie

Le cadre communautaire prévoit que chaque État-membre se dote d'une stratégie de développement à faible émission de gaz à effet de serre.

Le projet de loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte y répond en instaurant un principe de gouvernance dans les domaines de l'énergie et du climat autour de programmations pluriannuelles sur plusieurs périodes de cinq ans, soumises à un contrôle renforcé du parlement et de la société civile.

En particulier, il est prévu d'organiser l'atteinte des objectifs en matière de diminution des émissions de gaz à effet de serre autour de « budgets-carbone », qui déterminent les limites d'émissions de gaz à effet de serre que la France se fixe, conçus sur trois périodes de cinq ans consécutives, en s'inspirant du modèle britannique.

Illustration de la logique « budgets-carbone »



- Olivier DE GUIBERT, Gilles CROQUETTE, Sophie DEHAYES, Timothée FUROIS, Cécile GOUBET, Pierre BRENDER, Alice VIEILLEFOSSE, Yann MENAGER.

Une stratégie de développement « bas carbone » sera associée à ces budgets. Elle se substituera à l'actuel plan climat et définira les grandes lignes des politiques, transversales et sectorielles, permettant d'atteindre les objectifs¹. Visant la cohérence d'ensemble, elle comprendra des orientations de long-terme, le cadrage économique et des recommandations sectorielles (secteurs énergétiques et non-énergétiques). Les différentes planifications et programmations de l'État pertinentes la prendront en compte, de même que les schémas régionaux et donc les Plans Climat-(Air)-Énergie Territoriaux (PCAET).

La programmation en matière d'énergie sera organisée autour d'une programmation pluriannuelle de l'énergie, PPE, compatible avec la stratégie bas-carbone, et articulée autour de périodes de cinq ans, en cohérence avec les périodes de la stratégie bas-carbone. Outre les trois programmations pluriannuelles actuelles (électricité, gaz, chaleur), elle intégrera d'autres outils : plan national d'action sur les EnR, plan national d'efficacité énergétique. Document unique, elle comportera plusieurs volets thématiques, relatifs à l'amélioration de l'efficacité énergétique et la baisse de la consommation d'énergie ; à la sécurité d'approvisionnement ; au soutien à l'exploitation des énergies renouvelables ; au développement équilibré des réseaux, du stockage de l'énergie et de la « flexibilisation » de la demande en énergie. Elle permettra de donner une vision d'ensemble sur l'évolution possible du système énergétique, de nature indicative, et de définir le cadre d'intervention de l'État et les outils nécessaires pour atteindre l'ensemble des objectifs fixés.

La PPE contiendra aussi des outils de pilotage économique et financier : l'intervention de l'État se fera dans le cadre de budgets maximaux de ressources publiques pour chaque période quinquennale. Ces enveloppes maximales de ressources publiques mobilisées correspondront à des plafonds d'engagements et de réalisations, qui pourront, le cas échéant, être déclinés par objectif ou par filière industrielle. Une PPE spécifique sera élaborée pour chaque zone non interconnectée (DOM et Corse).

¹ L'élaboration d'une telle stratégie est par ailleurs exigée par la législation européenne.

6 – Les marchés pétroliers et gaziers mondiaux

Le pétrole est resté cher, bien qu'affichant une légère baisse, dans un contexte tendu, principalement pour des raisons géopolitiques. En l'absence d'évolution majeure sur le marché du GNL ou de modifications de l'équilibre offre/demande dans les trois grandes zones de consommation (Amérique du Nord, Europe et Asie), les différentiels de prix du gaz entre ces différents marchés restent importants

L'année 2013 a été marquée par un renforcement de la croissance économique mondiale et des perturbations de l'offre de pétrole dans la deuxième moitié de l'année qui ont favorisé un maintien des cours à un niveau élevé. L'équilibre offre-demande est resté globalement satisfaisant sur l'année, soutenu en particulier par le dynamisme de la production nord-américaine, élément de détente face à la baisse de la production de brut de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep).

Dans un contexte de poursuite de la baisse de la demande gazière en Europe, les prix du gaz ont été relativement stables. On a cependant pu observer des pics de prix associés aux températures relativement froides au mois de mars. En Amérique du Nord, en dépit d'un léger rebond, les prix du gaz restent faibles du fait de l'exploitation massive du gaz non conventionnel. En Asie, quoiqu'en recul, les prix du gaz restent élevés du fait de la croissance de la demande.

Marché pétrolier

Un cours moins volatil en 2013

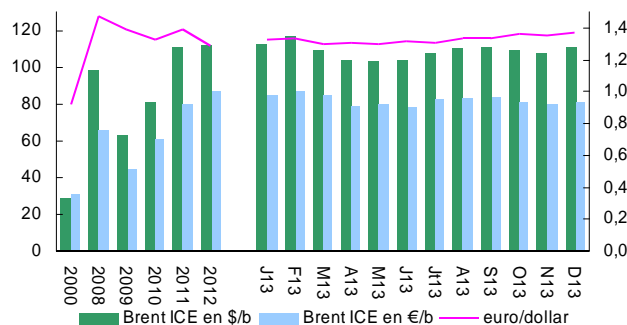
Le contexte économique et géopolitique, notamment sa répercussion sur les fondamentaux du marché pétrolier a été un facteur important de variation des cours durant l'année 2013. Toutefois, l'amplitude des variations a été moindre que les années antérieures.

Avec une moyenne de 108,7 dollars par baril (\$/b) en 2013 pour le Brent ICE, le cours moyen du brut est en baisse (- 2,7%) par rapport à 2012 (111,7 \$/b), mais reste à un niveau toujours élevé, dépassant pour la troisième année consécutive le niveau atteint en 2008 (97 \$/b).

L'équilibre offre-demande a favorisé la détente des cours au premier semestre, le Brent passant de son point haut de l'année, atteint début février à 118,9 \$/b, à un point bas mi-avril à 97,7 \$/b, avant de se stabiliser dans une fourchette de 100-105 \$/b jusqu'au début du mois de juillet.

Le contexte géopolitique et les perturbations de l'offre ont favorisé l'appréciation des cours au second semestre. Après une remontée jusqu'à 116 \$/b fin août-début septembre, le cours du Brent a évolué au dernier trimestre entre 108 et 112 \$/b, soutenu par les perturbations affectant la production libyenne.

Figure 1 : Evolution du cours du Brent ICE * et de l'euro



Source : Reuters DGECE

* contrat future du 1^{er} mois

Exprimé en euros, le prix moyen du Brent s'établit à 81,9 €/b en 2013, en baisse de 5,6 % par rapport à 2012 (86,8 €/b), compte tenu de la nette remontée de l'euro par rapport à 2012, passé de 1,29 \$ à 1,33 \$. Le prix du baril en euro a atteint son point haut en février, à 86,9 €/b, et son niveau le plus faible en avril, à 79,1 €/b. Le prix du baril a connu une amplitude de variation moindre en euro qu'en dollar, car le niveau de l'euro, ferme en début d'année (autour de 1,33 \$) et en hausse d'août jusqu'à la fin de l'année (passé de 1,33 \$ en août à 1,37 \$ en décembre) a permis d'atténuer le niveau élevé des cours pétroliers.

Le contexte géopolitique (Syrie, négociations avec l'Iran sur son programme nucléaire) est resté un facteur de soutien des cours du brut durant la majeure partie de l'année. Le niveau élevé de l'offre au deuxième trimestre a favorisé une nette baisse des cours, avant que la diminution de l'offre de brut de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) au second semestre, principalement causée par les difficultés croissantes de la production libyenne, ne favorise la remontée des cours et leur maintien à un niveau élevé jusqu'à la fin de l'année.

Équilibre offre/demande

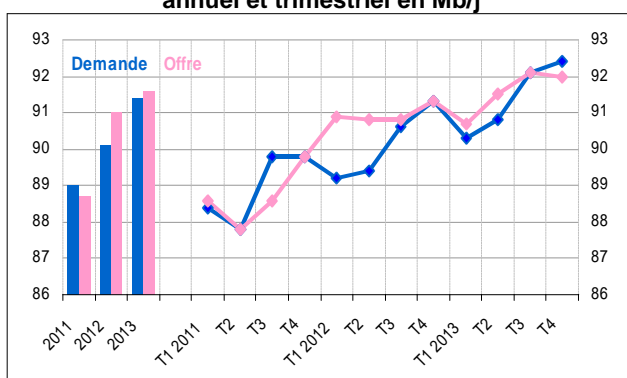
En 2013, la demande a augmenté de 1,3 million de barils par jour (Mb/j), à 91,4 Mb/j, contre 90,1 Mb/j en 2012. La production mondiale a augmenté de 0,6 million de barils par jour passant de 91 Mb/j en 2012 à 91,6 Mb/j en 2013. Le marché a connu un excédent d'offre moindre que l'année précédente, mais la remontée des capacités de production non utilisées a joué un effet modérateur sur les cours.

En 2013, la croissance de la demande a été soutenue par l'accélération de l'économie mondiale au deuxième semestre. Elle est évaluée à + 1,3 Mb/j, contre + 1,1 Mb/j en 2012, un chiffre nettement plus élevé qu'attendu initialement. En effet, jusqu'à l'été 2013, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoyait une croissance de la demande de 0,8 Mb/j, avant de revoir à

plusieurs reprises sa prévision à la hausse. La consommation des pays OCDE est en légère hausse par rapport à 2012 (+ 0,1 Mb/j, à 46,1 Mb/j), l'augmentation de la consommation américaine compensant le recul de la consommation en Europe et en Asie. Suite au ralentissement de la croissance économique chinoise, la croissance de la demande pétrolière chinoise a continué à ralentir en 2013 (+ 0,3 Mb/j à 10,1 Mb/j).

Le marché s'est tendu au cours de la deuxième moitié de l'année, l'excédent d'offre du premier semestre se résorbant suite à la croissance saisonnière de la demande et à la baisse de la production de brut Opep.

Figure 2 : Equilibre offre-demande annuel et trimestriel en Mb/j



Source : AIE (avril 2014)

La production effective de brut de l'Opep est tombée au dernier trimestre 2013 à 29,8 Mb/j, au-dessous du quota fixé à 30 Mb/j en décembre 2011 et reconduit depuis sans interruption.

Les capacités de production non utilisées, en considérant les seules « capacités effectives » (chiffre retraité par l'AIE), **sont remontées en 2013** à 3,3 Mb/j, après avoir connu une nette baisse en 2012 à 2,6 Mb/j, car l'Arabie saoudite, pays détenant l'essentiel de ces capacités, avait augmenté en 2012 sa production pour compenser l'effet des sanctions contre l'Iran. Cette hausse s'explique par la moindre production des pays de l'Opep (la production de brut saoudienne est inférieure en moyenne de 110 kb/j à son niveau de 2012), et par la croissance des capacités de production de certains pays (Koweït, Emirats arabes unis).

Production et approvisionnement pétroliers

La production mondiale a augmenté de 0,6 Mb/j en 2013, passant de 91 Mb/j en 2012 à 91,6 Mb/j en 2013. Cette hausse résulte de la forte augmentation de la production non Opep (+ 1,3 Mb/j), tirée par la hausse de la production américaine, tandis que la production de brut Opep a diminué (- 0,8 Mb/j).

Figure 3 : Évolution de la production mondiale en 2013

En millions de barils par jour	Production 2012	Production 2013	Evolution
Opep	37,6	36,9	- 0,7
Brut	31,3	30,5	- 0,8
Condensats	6,3	6,4	+ 0,1
Non-Opep	53,4	54,7	+ 1,3
dont États-Unis	9,2	10,3	+ 1,1
Canada	3,75	4	+ 0,25
Biocarburants	1,9	2	+ 0,1
Total	91	91,6	+ 0,6

Source : AIE (avril 2014)

La forte augmentation de la production américaine (+ 1,1 Mb/j), grâce à l'essor du pétrole de réservoir compact, a représenté la quasi-totalité de la croissance de l'offre non Opep, + 1,3 Mb/j, à 54,7Mb/j, et a largement contribué à compenser le recul de la production Opep causé par différents facteurs, dont le principal a été la forte baisse de la production libyenne.

La Libye, dont la production de brut s'établit sur l'année à 0,9 Mb/j, a connu à partir de mai 2013 une érosion continue de sa production. Après un point haut, à 1,42 Mb/j en avril 2013, proche de son niveau maximum depuis la fin du conflit civil de 2011, la production est tombée à 220 kb/j en novembre 2013. En effet, le pays a été touché par des revendications sociopolitiques qui se sont traduites par l'occupation de certaines infrastructures de production et d'exportation pétrolière.

La production de brut Opep s'est établie en moyenne sur l'année 2013 à 30,5 Mb/j. Si on ajoute la production de condensats (6,4 Mb/j), la production totale des pays de l'Opep s'est élevée à 36,9 Mb/j, en baisse de 0,8 Mb/j par rapport à 2012. En plus de la baisse de la production libyenne, la diminution de la production de brut Opep a comme principales explications :

- la mauvaise performance de la production nigériane, qui s'est érodée pour la deuxième année consécutive, passant au-dessous de 2Mb/j (1,95 Mb/j), pénalisée par les dommages répétés sur les oléoducs ;
- la croissance de la production irakienne qui a nettement ralenti : + 126 kb/j en 2013, soit 3,1 Mb/j, contre une croissance de 282 kb/j en 2012 et 306 kb/j en 2011. L'Irak pâtit de difficultés techniques chroniques, des attaques répétées sur l'oléoduc Kirkuk-Ceyhan, ainsi que du désaccord avec le gouvernement du Kurdistan, qui a suspendu ses exportations par le biais de cet oléoduc ;
- le déclin de la production iranienne, tombée à 2,7 Mb/j (- 300 kb/j), fortement pénalisée par le régime de sanctions pétrolières en vigueur depuis 2012, qui a réduit les exportations iraniennes de brut à 1,07 Mb/j, soit une baisse de 450 kb/j par rapport à 2012 et de 1,35 Mb/j par rapport à 2011 (2,42 Mb/j).

Alors que la poursuite de la croissance de la production américaine attendue en 2014 devrait être un facteur de détente du marché, les difficultés des producteurs de l'Opep sur les premiers mois de 2014 ont perduré, dessinant la perspective d'un marché qui pourrait de nouveau se tendre en deuxième partie d'année. L'horizon géopolitique était déjà incertain avec une situation libyenne toujours dégradée, et la poursuite des

négociations nucléaires avec l'Iran. Il s'est fortement assombri début juin, suite à la déstabilisation de l'Irak par une attaque islamiste de grande ampleur, qui menace l'unité politique du pays, et pourrait dégrader les perspectives de croissance de la production irakienne à moyen terme.

Les changements du marché mondial se traduisent par une évolution du poids relatif de certains producteurs dans les approvisionnements européens et américains.

Figure 4 : Origine des importations extracommunautaires de pétrole brut de l'UE 27

Importations hors UE	2010	2011	2012	2013
Total (Millions de barils)	3 762	3 650	3 785	3 571
Russie	29,7%	29,6%	31,4%	31,7%
Norvège	13,1%	12,3%	10,8%	10,9%
Arabie Saoudite	6,0%	8,2%	9,4%	9,1%
Nigeria	4,4%	6,2%	8,2%	8,3%
Kazakhstan	6,0%	6,4%	5,4%	5,9%
Libye	10,7%	3,0%	8,4%	5,7%
Azerbaïdjan	3,9%	4,7%	3,5%	4,3%
Algérie	1,6%	2,9%	3,0%	4,1%
Irak	3,2%	3,3%	4,0%	3,4%
Angola	1,5%	2,1%	1,8%	2,8%
Autres pays	19,9%	21,1%	14,1%	13,8%

Source : Commission européenne

La répartition de l'approvisionnement européen en 2013 a peu évolué par rapport à 2012. Le point à noter est le recul de la Libye, consécutif à la forte baisse de sa production, alors qu'en 2012, le pays avait presque regagné son poids antérieur au conflit de 2011. La part du Nigeria, fournisseur alternatif à la Libye en 2011, qui avait fortement progressé est restée stable en 2013. Dans le même temps, ce pays a continué à voir sa part de marché sur le marché américain se réduire fortement. En effet, **la hausse de la production américaine de pétrole non conventionnel entraîne deux évolutions majeures :**

- **une baisse du volume global des importations américaines** particulièrement marquée. L'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA) estime à - 10,6 % en 2013 la baisse des importations nettes de pétrole brut, qui, à 7,6 Mb/j, s'établissent à leur plus faible niveau depuis 1996 ;
- **une concentration des importations sur des pétroles moyens et lourds**, ce qui entraîne un recul des importations de brut africain (Algérie, Angola, Nigeria). Ces bruts doivent donc se rediriger vers les marchés européen et surtout asiatique. On observe ainsi une croissance des importations européennes en provenance d'Algérie et d'Angola en 2013.

Dans le même temps, le poids du Canada, premier fournisseur du marché américain, se renforce de manière continue, suite à la croissance de la production canadienne, qui exerce une pression baissière sur les prix, et au développement des infrastructures d'exportation.

Il faut noter par ailleurs que, malgré la croissance de leur production, et le rôle prépondérant des pays du continent américain (Canada, Amérique latine) dans leur approvisionnement, les Etats-Unis ont importé en 2013 25,8 % de leur brut des pays Opec du Golfe persique.

Parmi ces derniers, l'Arabie Saoudite est le fournisseur principal et en croissance, compte tenu notamment de sa présence dans le secteur du raffinage américain.

Figure 5 : Origine des importations de pétrole brut des Etats-Unis

Importations	2010	2011	2012	2013
Total (Millions de barils)	3 363	3 261	3 121	2 817
Canada	21,4%	24,9%	28,4%	33,3%
Arabie Saoudite	11,7%	13,3%	16,0%	17,2%
Mexique	12,5%	12,3%	11,4%	11,0%
Venezuela	9,9%	9,7%	10,7%	9,8%
Irak	4,5%	5,1%	5,6%	4,4%
Koweït	2,1%	2,1%	3,6%	4,2%
Nigeria	10,7%	8,6%	4,8%	3,1%
Angola	4,2%	3,7%	2,6%	2,6%
Algérie	3,6%	2,0%	1,4%	0,4%
Autres pays	19,4%	18,3%	15,5%	14,0%

Source : EIA

Principales tendances pour les entreprises pétrolières

Les résultats des entreprises sont en baisse, avec une diminution de la production et de mauvais résultats du secteur aval.

Le bénéfice net des entreprises privées internationales a connu une baisse marquée en 2013 : - 10 % pour Total, -18 % pour Chevron, - 27 % pour ExxonMobil, ou encore -39 % pour Royal Dutch Shell.

Cette dégradation des résultats résulte d'un recul des bénéfices tant dans l'amont que dans le raffinage.

La baisse du prix du brut s'est traduite par une diminution du bénéfice amont des entreprises, confrontées également à la faiblesse persistante du prix du gaz sur le marché américain. Les entreprises ont également été touchées par une baisse de leur production d'hydrocarbures. La hausse de la production gazière permet de compenser une partie du recul de la production pétrolière pour certaines entreprises, Total affiche ainsi globalement une production stable (malgré une baisse de 4 % de sa production de pétrole) et Shell une baisse légère (- 1,3 % au total, mais - 6 % pour le pétrole). En revanche, la baisse de la production totale d'autres entreprises (- 1,5 % pour Exxon, - 3 % pour BP) résulte aussi d'une baisse de leur production de gaz.

Parmi les facteurs ayant contribué au recul de production, on peut noter les difficultés de production dans différents pays de l'Opec (insécurité, problèmes politiques et logistiques), en particulier le Nigeria, l'Irak, et la Libye.

Le secteur du raffinage a pesé également sur les bénéfices, car, après une année 2012 où les marges de raffinage s'étaient redressées, elles se sont de nouveau fortement dégradées en 2013.

La hausse des investissements amont s'est ralentie en 2013, dans un contexte de baisse du nombre des opérations de fusion/acquisition.

Selon l'EIA, la croissance des investissements dans l'amont (pétrole et gaz) n'a été que de 0,4 % en 2013,

loin de la hausse moyenne de 11 % par an sur la période 2000-2012. Les dépenses d'exploration et de développement de champs ont progressé de 5 %, tandis que les dépenses d'acquisitions d'actifs ont été en forte baisse (- 33 %).

Selon Ernst & Young, le nombre d'opérations dans l'amont a nettement diminué (- 20 %). Les dépenses d'investissement se sont recentrées sur le développement des ressources déjà en portefeuille, les années précédentes ayant été riches en acquisitions. L'Amérique du Nord reste la zone principale en nombre d'opérations (53 %), majoritairement dans le domaine des ressources non conventionnelles.

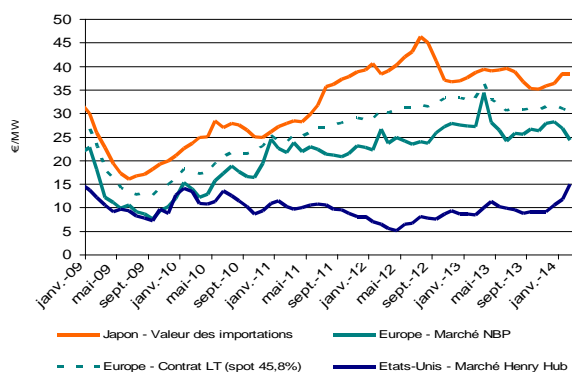
La baisse de l'investissement s'inscrit dans un contexte de stabilité des prix et de coûts croissants qui réduit les liquidités des entreprises internationales. Dans le même temps, ces entreprises doivent assurer une rentabilité suffisante à leurs investisseurs. Dans ces conditions, toutes les grandes entreprises internationales, à l'occasion de la publication de leurs résultats 2013, ont annoncé une stabilisation, ou une diminution, de leur programmes d'investissement et une révision de leurs portefeuilles d'actifs.

Les grandes compagnies nationales sont restées très actives en 2013, et notamment l'entreprise chinoise CNPC. Elle a été partie prenante de plusieurs opérations importantes en CEI : la prise de parts dans le champ géant de Kashagan, au Kazakhstan, suite au désinvestissement de ConocoPhillips, l'entrée à hauteur de 20 % dans Yamal LNG, ou encore l'accord d'approvisionnement long-terme avec Rosneft, avec qui CNPC va s'allier dans une coentreprise pour des opérations d'exploration-production en Sibérie orientale.

Les marchés gaziers mondiaux

Pour l'année 2013, le commerce gazier mondial semble confirmer le ralentissement de son expansion avec une croissance du gaz commercialisé estimée à 1,5 % par Cedigaz¹ (contre 2,3 % en 2012 et 2,8 % en 2011).

Figure 6 : Comparaison des prix du gaz sur les principaux marchés mondiaux



¹ Centre d'information international sur le gaz naturel, qui regroupe plus de 190 membres répartis dans 40 pays, dont la plupart des grandes compagnies pétrolières et gazières internationales.

Source : DGEC à partir de Reuters

Cette tendance globale cache une divergence d'évolution des trois principaux marchés, avec :

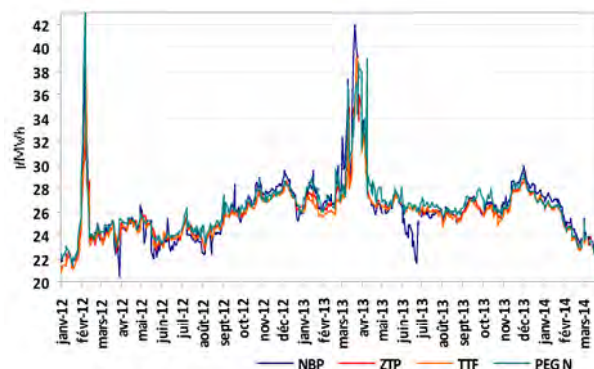
- une croissance de la demande sur le marché asiatique toujours soutenue (+4,1 %, qui en fait le principal contributeur à la croissance de la demande mondiale en 2013) et un développement de l'offre qui peine à suivre (+2,7 %) ;
- un marché européen où la baisse de la demande (-1,4%) ralentit après deux années successives de baisse (-2,2 % en 2012 et -10,7 % en 2011) et une production commercialisée en léger déclin (-0,7 %) cette année ;
- un marché américain où la croissance à la fois de l'offre (+1,5 %) et de la demande (+2 %) est soutenue par l'exploitation du gaz non-conventionnel.

Marchés européens

En 2013, les prix du gaz, que ce soit sur les marchés au comptant (spot) ou dans le cadre des contrats long terme, se sont stabilisés à des niveaux élevés après une augmentation continue depuis 2009.

Les achats de gaz sur les marchés au comptant tendent à prendre une place de plus en plus importante en Europe. En moyenne, les prix sur ces marchés ont augmenté de 8,9 % passant de 25 €/MWh en 2012 à plus de 27 €/MWh en 2013. Cependant, on observe en 2013 une tendance à la stabilisation des prix après une remontée progressive et constante durant l'année 2012. Les prix ont ainsi évolué en moyenne mensuelle entre 27,4 €/MWh en janvier et 28,3€/MWh en décembre.

Figure 7 : Evolution du cours du gaz day-ahead sur les principaux marchés d'Europe du nord-ouest



Source : DGEC à partir de Reuters

En Europe, mars 2013 a été marqué par des températures exceptionnellement basses et donc une demande supérieure de 13 % à la moyenne des trois années précédentes. Les prix sur les marchés ont fortement augmenté pour atteindre des niveaux équivalents aux prix asiatiques à la différence du coût de transport près et ainsi permettre d'attirer du GNL en Europe. Les prix se sont ainsi établis en moyenne sur le mois à 34,4 €/MWh, avec un pic à plus de 42 €/MWh.

Les contrats long terme restent une source d'approvisionnement essentielle en Europe. En 2013, le prix d'achat du gaz via ces contrats indexés pour partie

sur les prix du pétrole, et pour une part croissante (de l'ordre de 50 % en moyenne) sur les marchés spot européens, a été supérieur de 20 % environ au prix spot durant l'année écoulée, et se situait autour de 31 €/MWh fin 2013.

Depuis fin 2013, une tendance baissière s'est amorcée du fait d'un hiver 2013-2014 particulièrement clément.

Marché américain

A l'inverse des marchés asiatiques et européens, le marché américain qui ne dépend que marginalement d'importations depuis d'autres zones géographiques, a tendance à fonctionner à la manière d'un « îlot gazier ». En moyenne, les prix du gaz ont augmenté en 2013 (+30 %, à 9,5 €/MWh), par rapport à 2012 où l'abondance de gaz avait entraîné une baisse importante des cours (-25 %, à 7,3€/MWh). Ils retrouvent ainsi des niveaux proches de 2011 (9,8€/MWh).

La consommation gazière en Amérique du Nord poursuit sa progression. Aux États-Unis, la hausse des prix du gaz et donc la baisse de compétitivité face au charbon, a freiné la croissance de la consommation gazière dans le secteur électrique (pour rappel, une croissance exceptionnelle de 20 % avait été enregistrée en 2012). Au Mexique, la consommation de gaz est en croissance, la percée de cette énergie dans les secteurs électrique et industriel y est favorisée par les prix d'importation relativement faibles du gaz américain.

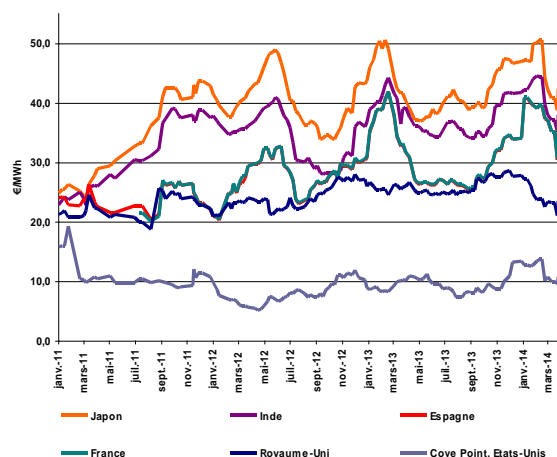
L'année 2013 a été marquée par une accélération des autorisations d'exportations de GNL vers des pays n'ayant pas d'accord de libre échange avec les États-Unis (non-FTA). Les autorisations délivrées par le DOE américain pour les terminaux de Freeport, Lake Charles, Dominion Cove Point en 2013 et de Cameron LNG et Jordan Cove début 2014 portent les volumes de GNL exportables vers les pays non-FTA à 69Mt/an (soit un peu moins que le volume des exportations qatariennes en 2013). Pour le moment, il s'agit uniquement d'autorisations d'exportation, les projets devant par ailleurs recevoir une autorisation de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) avant le lancement des travaux. Ainsi, les premières exportations de GNL américain ne sont pas attendues avant 2016 (date de démarrage prévue pour Sabine Pass, seul terminal qui ait pour l'instant reçu l'autorisation de la FERC).

Marché asiatique

En Asie, les conséquences de l'accident de Fukushima et la croissance de la demande ont cette année encore maintenu le marché sous pression avec des prix moyens pour les importations japonaises de 37,8€/MWh en 2013. Cependant ces prix sont en recul de 8 % par rapport à la moyenne de 2012, année où les prix avaient augmenté de 20 %.

Ce surcroît de demande exerce par ailleurs une pression à la hausse sur les prix du GNL en Asie. Ceux-ci ont évolué entre 37 et 50 €/MWh sur l'année. L'écart entre les prix spot européens et asiatiques (de l'ordre de 12 €/MWh) reste élevé ce qui continue à favoriser une réorientation des flux GNL de l'Europe vers l'Asie.

Figure 8 : Valeur du GNL à destination



Source : DGECE à partir de Reuters

Un commerce mondial de GNL stable et qui reste limité par l'offre

Après la baisse observée pour la première fois en 2012 (-1,9%), en 2013 les échanges mondiaux de GNL sont restés stables (+0,3 %) à 237 Mt et représentaient environ 10 % de la consommation gazière mondiale et environ 30 % des échanges de gaz. L'Asie reste le principal marché avec 75 % de la demande mondiale, principalement du fait de la consommation du Japon (37 % du total), de la Corée du Sud (17 %) et de la Chine (8 %). Du côté de l'offre, le Moyen-Orient (41,5 %, principalement grâce au Qatar qui représente à lui seul 33 % de l'offre mondiale) et l'Asie-Pacifique (37 %) restent les principaux fournisseurs.

La croissance de la demande en Chine (+27 %, à 18,6Mt), en Corée du Sud (+9,8 %, à 16,2 Mt) et en Amérique du Sud (+13 %, à 36,8 Mt) a contribué à maintenir le marché sous pression malgré la baisse des importations européennes (14 % du marché du GNL). La demande japonaise est restée stable à 88,0Mt (-0,3 %). Trois pays ont fait leur entrée dans le groupe des pays importateurs : Israël, la Malaisie (qui reste un exportateur net) et Singapour. Les capacités de regazéification ont été augmentées en 2013 de 53 Mt/an pour atteindre 721 Mt/an et restent largement sous-utilisées (taux d'utilisation d'environ 33 % en 2013).

L'augmentation de l'offre au Yémen (+39 %, à 6,8 Mt), en Malaisie (+6 %, à 25,1 Mt) et en Australie (+7,3 %, à 22,4Mt) a cependant été contrebalancée par un cas de force majeure au Nigéria, des problèmes d'approvisionnement des terminaux en Égypte et des problèmes techniques en Norvège. L'Angola a exporté sa première cargaison en juin 2013, la capacité de liquéfaction est ainsi en très légère augmentation (+4Mt/an) à 286Mt/an.

Les principaux flux de GNL restent ceux du Moyen-Orient vers l'Asie-Pacifique (75 Mt) et ceux au sein de l'Asie-Pacifique (85Mt).

Même si une détente est à prévoir avec la mise en service de nouvelles unités de liquéfaction en Australie, aux Etats-Unis et en Afrique de l'est, celle-ci n'interviendra pas avant quelques années.

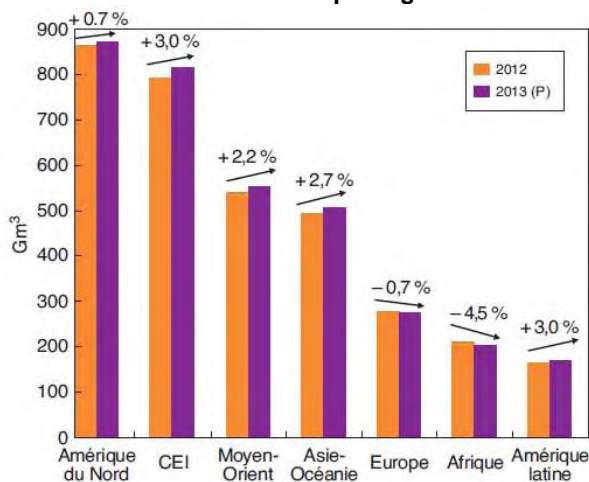
L'exploration et la production gazières dans le monde

Une production mondiale en légère augmentation

En 2013, la croissance de la production gazière est estimée à 1,5 %, en léger retrait par rapport à celle de 2012 (2,8 %). Cette croissance est portée par :

- l'Asie-Océanie, avec 2,7 % de croissance et en toile de fond la progression de la production australienne et chinoise ;
- la CEI avec 3 % de croissance, permettant en principe une augmentation des exportations de Russie vers l'Europe et des pays d'Asie Centrale vers la Chine ;
- le Moyen-Orient où la croissance de 2 %, plus modérée que précédemment, reflète des performances en retrait pour certains pays comme le Qatar. 2013 a marqué le début de la production du gisement de Tamar en Israël ;
- l'Amérique du Nord, en croissance de 0,7 %, a malgré le recul du nombre de forages profité de la croissance de l'immense champ de Marcellus.

Figure 9 : Perspectives 2013 de la production commercialisée par région



Source : Cedigaz

A l'inverse, l'Europe et l'Afrique ont vu leur production reculer :

- En Afrique, une baisse de 4,5 % a été observée du fait des tensions politiques internes. Celles-ci ont entraîné des dommages voire des cas de forces majeures, en particulier en Libye et au Nigéria ;
- L'Europe est elle aussi en léger recul (-0,7 %), la baisse de la production au Royaume-Uni (-8 %) et en Norvège (-5 %) ayant été partiellement compensée par une hausse de la production néerlandaise d'environ 10 %.

Les réserves mondiales cumulées conventionnelles et non conventionnelles stagnent

Les réserves prouvées mondiales de gaz naturel sont restées stables en 2012 et atteignent 199,9 trillions de mètres cubes (Tm3)² au 1er janvier 2013. Ces réserves restent très concentrées dans certaines zones. Ainsi, les pays de l'OPEP détiennent 48 % des réserves totales, devant la CEI (32 %), alors qu'ils ne représentent que 19 % de la production mondiale. Au niveau national, trois pays détiennent plus de la moitié des réserves globales, à savoir la Russie (24 %), l'Iran (17 %) et le Qatar (13 %). Ils sont suivis par le Turkménistan (5 %) et les Etats-Unis (4,5 %).

La croissance relativement modeste des réserves observée dans certains pays (Chine, Iran, Malaisie, etc.) n'a pas été suffisante pour compenser le déclin observé dans d'autres pays, en particulier en Europe, du fait de l'épuisement des champs matures, ou aux Etats-Unis où les réserves de gaz ont été revues à la baisse en raison de la faiblesse des prix qui rend l'extraction non rentable.

Le potentiel de ressources en gaz de roche-mère apparaît considérable au regard du rapport publié par l'US Energy Information Administration en juin 2013 où les ressources dites techniquement récupérables sont estimées à 207 Tm3. Cependant, bien que l'exploration des gaz de roche-mère ait été lancée dans plusieurs pays hors des Etats-Unis, elle n'en est encore qu'à ses prémices. Ainsi le nombre de puits forés en Chine, Australie, Argentine et Pologne (environ 340), reste très limité face aux 55 000 puits forés aux Etats-Unis depuis 2011.

Cette activité limitée présage un développement lent et progressif des gaz de roche-mère durant la décennie actuelle. Cependant leur exploitation pourrait prendre une place non négligeable à plus long terme. Ainsi, dans son scénario de référence, Cedigaz prévoit une augmentation de la production des gaz de roche-mère de 275 Gm3 en 2012 à plus de 700 Gm3 d'ici 2030, ce qui permettrait de couvrir 15 % de la production mondiale à cet horizon.

Les enjeux des approvisionnements européens en gaz

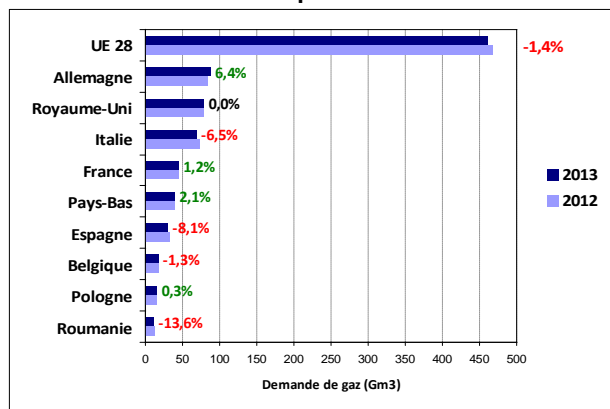
Baisse de la consommation gazière européenne

La consommation gazière dans les vingt-huit États membres de l'UE a connu une nouvelle baisse légère, à 462 Gm3 (-1,4 %) en 2013. Cette baisse est légèrement plus faible que celle de 2012 (-2 %) et s'explique par la situation économique qui reste défavorable, mais est partiellement compensée cette année par la demande des secteurs résidentiel et tertiaire en raison du climat.

² Il convient de noter que ces données de Cedigaz incluent dans les réserves prouvées 3 775 Gm3 de gaz de roche-mère en Amérique du Nord, et 2 471 Gm3 de gaz de houille, dont 62 % localisé en Asie-Océanie, 27 % en Amérique du Nord, le reste étant situé en Europe et en Russie.

Si la consommation a baissé dans une majorité de pays, elle a cependant progressé en Allemagne (+6,4 %, premier marché européen en volume), aux Pays-Bas (+2,1 %), en France (+1,2 %), en Estonie (+4,9 %), en République Tchèque (+1,9 %) et en Pologne (+0,3 %). L'Italie (-6,5 %), l'Espagne (-8,1 %) et la Roumanie (-13,6 %) ont été les plus gros contributeurs à la baisse de la demande européenne. Au Royaume-Uni, la consommation s'est maintenue au niveau de 2012.

Figure 10 : Evolution de la demande de l'union Européenne



Source : DGEC à partir d'Eurogas

Poursuite de la croissance de la dépendance aux importations dans un contexte de baisse de la production domestique

Même si la production domestique reste la principale source d'approvisionnement, représentant 33 % de la demande de l'UE, celle-ci a cette année encore décliné de 5 % à 156 Gm3. Cette décroissance est liée principalement au déclin des bassins de production matures.

Les principaux fournisseurs extérieurs de l'Europe ont été la Russie (27 % de la consommation, exclusivement par gazoducs), la Norvège (23 %), l'Algérie (8 %, dont 1/3 sous forme de GNL). La part du Qatar, qui reste la principale source de GNL avec plus de 50 % de l'approvisionnement GNL de l'Union Européenne, a été réduite de 6 % en 2012 à 4 % en 2013.

Cette baisse de la part qatarie dans l'approvisionnement européen traduit la faible attractivité du marché européen du GNL face au marché asiatique. Ainsi les importations européennes de GNL ont à nouveau baissé de 28,5 % en 2013, à 43 Gm3, quand celles de l'Asie ont augmenté de 6,5 % à 223 Gm3.

Peu de mises en service de nouvelles infrastructures

Malgré le contexte actuel peu favorable aux importations de GNL en Europe, des projets de terminaux de réception sont en construction (cf. figure 11). Par ailleurs, en 2013, une unité de regazéification de GNL a été mise en service en Europe. Il s'agit de l'OLT Offshore LNG Toscana terminal, unité en mer au large de Livourne, qui possède une capacité de régazéification de 3,75Gm3/an.

Figure 11 : Infrastructures de regazéification en construction

Projet	Capacité (Gm3/an)	Mise en service prévisionnelle
Nouveaux terminaux		
Klaipedia (Lituanie)	1 (puis 2 à 3)	Décembre 2014
Polskie LNG (Pologne)	5 (voire 7,5)	2015
Dunkerque LNG (France)	13	Décembre 2015
Augmentation de capacité		
Bilbao (Espagne)	3,5	fin 2014

Source : DGEC à partir d'informations publiques

Au niveau des gazoducs, la mise en service du projet Gazelle, d'une capacité d'environ 30 Gm3/an, permet depuis janvier 2013 le transfert de gaz depuis l'Allemagne (reliée à Nord Stream) vers le marché tchèque. Par ailleurs, la mise en service en décembre d'une nouvelle interconnexion entre le Danemark et l'Allemagne a permis de tripler la capacité d'importation danoise en provenance d'Allemagne.

D'autres projets sont en cours de réalisation dans le cadre de l'amélioration de l'interconnexion entre les Etats Membres comme la mise en place de flux rebours entre la Grèce et la Bulgarie ou entre la Bulgarie et la Hongrie.

2013 a par ailleurs été marquée par le choix fin juin du consortium Shah Deniz (en charge du développement du gisement gazier du même nom en Azerbaïdjan) du gazoduc Trans Adriatic Pipeline (TAP) comme route pour valoriser son gaz en Europe, qui se raccorderait au Trans-Anatolian Pipeline (TANAP) et au South Caucasus Pipeline (SCP). Ce projet ouvre, à moyen terme, une perspective de diversification des approvisionnements européens.

Figure 12 : Tracé du Corridor Sud (SCP, TANAP et TAP)



De nombreux projets de stockages, mais des incertitudes sur leur réalisation effective

Les sites de stockage souterrain de gaz permettent à la fois d'absorber les variations saisonnières de la demande (durant les pointes hivernales) et de sécuriser l'approvisionnement en cas de défaillance d'une source ou d'une voie d'approvisionnement. Les stockages français ont par exemple permis de couvrir 43 % du pic de demande à 3050GWh en zone nord le 17 janvier 2013.

La capacité de stockage dans l'UE peut être estimée à 96 Gm3, selon le recensement effectué par l'organisation professionnelle Gas Storage Europe (GSE) en juillet 2013. Par ailleurs, GSE comptabilise 53 projets de nouveaux sites et 22 extensions de sites existants. L'ensemble de ces projets représente une capacité additionnelle de 49 Gm3. A eux seuls le Royaume-Uni, l'Italie et l'Allemagne représentent 44 projets et 80 % du volume additionnel concerné.

Toutefois, au vu du faible différentiel observé depuis trois ans entre les prix été et hiver sur les marchés gaziers européens, qui rend moins attractive l'utilisation des stockages, on peut s'interroger sur l'équilibre économique de ces projets et donc sur leur réalisation, au moins à court terme. Ainsi, certains stockages ont même été mis sous cocon.

- Isabelle VENTURINI, Alban LIEGEARD

7 – Les marchés européens de l'électricité

La baisse des prix de l'électricité sur les marchés de gros en Europe se poursuit et affecte la rentabilité des centrales à gaz. Des réflexions sont en cours, au niveau national comme européen, en vue d'une meilleure intégration des énergies renouvelables au marché

L'année 2013 confirme la tendance baissière observée depuis quelques années sur les marchés de gros de l'électricité européens aussi bien sur les marchés *spot* et que sur les marchés à terme. Les marchés européens restent en effet majoritairement affectés par une situation de surcapacité, du fait d'une demande électrique qui reste atone (conséquence directe de la crise économique) couplée à un développement important de capacités fossiles (notamment des centrales à cycles combinés au gaz) entre 2005 et 2010 et à une forte croissance des volumes produits à partir d'énergies renouvelables et injectés prioritairement sur les réseaux depuis 2009.

Enfin, en 2013, la situation se dégrade davantage pour les centrales à gaz, dont les marges ont de nouveau baissé, alors que le phénomène inverse est observé pour les centrales à charbon, favorisées par une baisse des prix du charbon et des prix du CO₂.

Généralités sur les marchés de gros de l'électricité

Le marché de gros de l'électricité correspond aux échanges d'électricité entre les producteurs, des intermédiaires grossistes (courtiers, traders) et les fournisseurs, qui contractualisent avec les particuliers. Certains gros consommateurs interviennent également directement sur le marché de gros pour s'approvisionner en électricité.

Les échanges prennent place sur des marchés organisés (des bourses d'électricité où l'ensemble des offres et des demandes sont agrégées de façon à obtenir un prix unique pour l'ensemble des acteurs) ou bien sur les marchés de gré à gré (encore appelés OTC pour « *over-the-counter* »).

On distingue 2 types de produits :

- **les produits *spot***, pour livraison le lendemain (« *day-ahead* ») ou la même journée (« *intraday* »). Ils sont définis au pas horaire mais peuvent être achetés par blocs (de 3h), sur une journée entière (livraison en base) ou sur 12h entre 8h et 20h (livraison en pointe) ;
- **les produits à terme**, pour livraison différée. Sur le marché organisé français, il existe des produits à échéance hebdomadaire, mensuelle, trimestrielle et annuelle. Certaines bourses d'autres pays proposent également des produits semestriels.

Les produits à terme constituent une part importante de l'approvisionnement des fournisseurs¹ mais peuvent également constituer des produits de couverture ne donnant pas systématiquement lieu à des livraisons physiques. Les produits *spot*, quant à eux, permettent à un acteur donné d'équilibrer ou de rééquilibrer son périmètre d'injection et de soutirage la veille pour le lendemain ou le jour même afin de parer aux éventuels aléas (défaillance d'une unité de production, aléa climatique ayant conduit à une hausse/diminution de la demande). Ainsi, par définition, les volumes échangés sont beaucoup plus importants sur les marchés à terme que sur les marchés *spot*.

Le prix *spot* de l'électricité correspond, dans le cas général, au coût marginal de production de la dernière centrale appelée pour assurer l'équilibre offre-demande, c'est-à-dire, la centrale en fonctionnement ayant le coût le plus élevé.

Les marchés de l'électricité ont des caractéristiques très particulières car, contrairement au gaz ou aux produits pétroliers, l'électricité est un bien qui ne se stocke pas. L'équilibre offre-demande doit donc être réalisé à chaque instant sous peine de délestages (« *black-out* ») qui ont potentiellement un coût important pour la société. On observe donc une volatilité importante des prix et une certaine saisonnalité, en particulier en France où la forte pénétration du chauffage électrique conduit régulièrement à des pics de consommation en hiver.

Des marchés européens de plus en plus interconnectés

La consommation brute d'électricité en France est d'environ 495 TWh en 2013, soit une légère hausse par rapport à 2012 (+1%), du fait de températures un peu plus froides. En puissance, cela correspond à une demande moyenne de l'ordre de 56 GW, avec une forte variabilité (de 30 GW la nuit en été, à plus de 90 GW en hiver à la pointe de consommation).

Contrairement aux autres pays d'Europe, la demande électrique en France est particulièrement thermosensible, ce qui s'explique par le fait que près d'un tiers des ménages français ont un chauffage électrique. En 2013, on constate que cette thermosensibilité s'est accrue. En effet, une chute d'1°C de la température extérieure correspond désormais à un besoin en puissance supplémentaire de 2,4GW, contre 2,3 GW en 2012 (soit près de 50% de la thermo-

¹ En France, leur part est plus réduite, compte tenu du rôle prépondérant de l'ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique, qui permet aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner auprès d'EDF au coût complet du parc nucléaire historique) dans l'approvisionnement des fournisseurs.

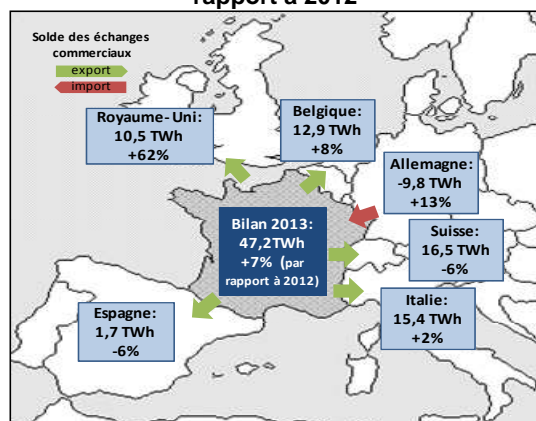
sensibilité européenne : 5,6 GW/°C). Le record de puissance appelée de février 2012 (101,7 GW) n'a pas été battu en 2013, puisqu'en l'absence de vague de froid comparable à celle de 2012, la pointe de consommation s'est établie à 92,6 GW en janvier. Le minimum de consommation s'est lui établi à 29,6 GW soit le niveau le plus bas constaté depuis 5 ans.

Les interconnexions avec les pays voisins contribuent de manière significative à la sécurité d'approvisionnement, avec des capacités d'importation estimées à environ 9 GW, et des capacités d'exportation estimées à 13 GW. Le développement des interconnexions permet ainsi de limiter la construction de nouvelles centrales pour assurer l'équilibre offre-demande notamment à la pointe et facilite l'intégration des énergies renouvelables intermittentes (solaire, éolien).

Influence des interconnexions sur les prix

En 2013, le solde des échanges de la France est exportateur de 47 TWh, en hausse par rapport à 2012 (+7%). En moyenne sur l'année, la France est exportatrice nette vers l'ensemble des pays voisins à l'exception de l'Allemagne. Sur les 5 dernières années, la France est importatrice nette d'Allemagne, à l'exception de l'année 2011.

Solde des échanges commerciaux aux interconnexions en 2013 et évolution par rapport à 2012



Source : RTE – adaptation DGEC

Ces 47 TWh, qui améliorent la balance commerciale de la France, correspondent à une puissance moyenne de 5,3 GW, soit près de 6 tranches nucléaires de 900 MW.

Les flux commerciaux d'électricité ont tendance à aller des pays où le prix de gros de l'électricité est moins cher vers les pays où il est plus cher. En pratique, comme le prix de gros de l'électricité est fixé par la dernière centrale appelée, le sens des flux varie entre été et hiver, et aussi en fonction des heures de la journée.

La France est ainsi globalement exportatrice : elle exporte surtout l'été car il s'agit d'une période où il existe peu de tensions sur la demande : l'électricité marginale est alors nucléaire ou hydraulique, donc très compétitive par rapport à nos voisins. Par exemple,

pendant les mois de juin, juillet et août 2013, la France a été exportatrice nette vers l'ensemble de ses voisins, y compris l'Allemagne. Ce bilan exportateur en moyenne masque cependant une situation importatrice à la pointe comme l'a montré le mois de février 2012.

Les pays qui ont un mix énergétique essentiellement composé de centrales à gaz (dont le coût marginal est plus élevé que celui des centrales nucléaires) ont tendance à être importateurs (Grande-Bretagne, Italie).

Les interconnexions participent à l'efficacité du système en favorisant l'utilisation des moyens de production les moins chers et contribuent ainsi à la **création d'un marché européen intégré de l'électricité**. Les flux d'électricité qui circulent aux interconnexions sont toutefois limités physiquement par les capacités du réseau.

Le couplage de marché en Europe

Le couplage de marché est un outil d'optimisation des flux commerciaux aux interconnexions qui permet ainsi une meilleure intégration des marchés nationaux. Il implique conjointement les bourses d'électricité et les gestionnaires de réseaux de transport. Il vise une meilleure utilisation des capacités transfrontalières disponibles, et par là-même favorise une plus grande harmonisation des prix sur les marchés de gros à travers l'utilisation d'une plate-forme unique pour les transactions journalières d'électricité sans que les membres des bourses n'aient à réserver de capacité d'échange aux frontières. Comme le montre la carte suivante, il existe plusieurs couplages de marché.

Aperçu du couplage de marché en Europe



Source : APX Endex

REGIONAL IMPLICIT AUCTIONS		
	CWE	Price coupling
	Austria	AT price coupled to GE/CWE (no congestion)
	BritNed	GB price coupled to NL/CWE
	Nordic + Estonia	Price coupling, also Poland via Swepol
	ITVC	Volume coupling CWE - Nordic
	Italy - Slovenia	Price coupling
	Mibel	Price coupling
	Czech - Slovak	Price coupling

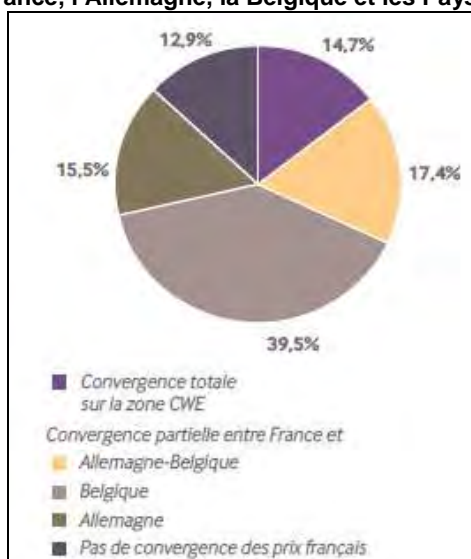
Le couplage par les prix entre différents pays crée une zone d'échange unique lorsque les interconnexions ne sont pas saturées et donc ne limitent pas les échanges transfrontaliers. En 2006, la France, la Belgique et les Pays Bas ont mis en place un couplage par les prix. L'Allemagne et le Luxembourg les ont rejoints en 2010. Ces 5 pays forment la zone CWE (Central West Europe).

L'extension de ce couplage par les prix au nord de l'Europe, pour constituer la zone NWE (North West Europe), était initialement prévue pour novembre 2013. Elle a finalement eu lieu en février 2014, et concerne les 5 pays de la zone CWE et les pays suivants : Danemark, Estonie, Finlande, Grande Bretagne, Lettonie, Lituanie, Norvège, Suède et Pologne (via le câble SwePol). L'extension du couplage avec l'Espagne et le Portugal a été réalisée en mai 2014 et sera suivie par le couplage avec l'Italie, puis avec un marché regroupant la Hongrie, la Slovaquie, la République Tchèque et la Roumanie.

Bilan du couplage de marché journalier

En 2013, la convergence des prix sur la zone CWE s'est dégradée. Ainsi, les prix de marché sont égaux sur l'ensemble de la zone CWE 14,7% du temps contre 46,4% du temps en 2012 (et 65,7% du temps en 2011). Pendant 12,9% du temps, les prix en France ont été isolés de ceux des autres pays de la zone CWE (contre 7,9% du temps en 2012 et 0,7% en 2011).

Bilan 2013 du couplage du marché journalier entre la France, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas



Source : Bilan électrique 2013 de RTE

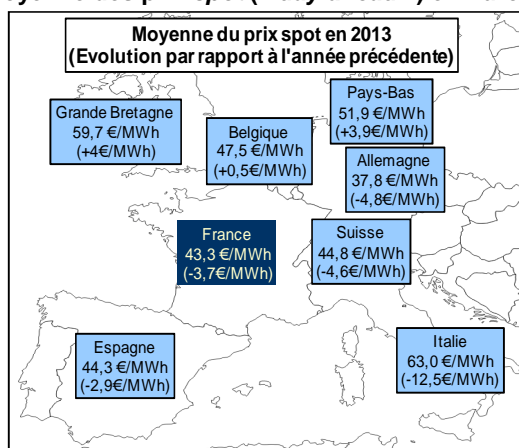
Cette moindre convergence s'explique par les changements rapides intervenus dans les mix énergétiques de certains Etats membres, qui se caractérisent par une forte poussée des énergies renouvelables intermittentes.

En pratique, les prix convergent tant que les interconnexions ne sont pas saturées. Les prix divergent en particulier lorsqu'il y a un afflux massif de production d'énergies renouvelables en Allemagne, pouvant occasionner des prix négatifs, ou bien lors d'épisodes de froid prolongés en France.

Des prix qui poursuivent leur baisse

La baisse sensible des prix sur les marchés de gros déjà constatée en 2012 se poursuit sur l'année 2013, aussi bien sur les marchés à terme que sur les marchés *spot* en France et chez la plupart de nos voisins européens, à l'exception de la Grande-Bretagne et des Pays-Bas. Ils sont restés relativement stables en Belgique.

Moyenne des prix *spot* (« day-ahead ») en Europe



Source : Reuters – adaptation DGEC

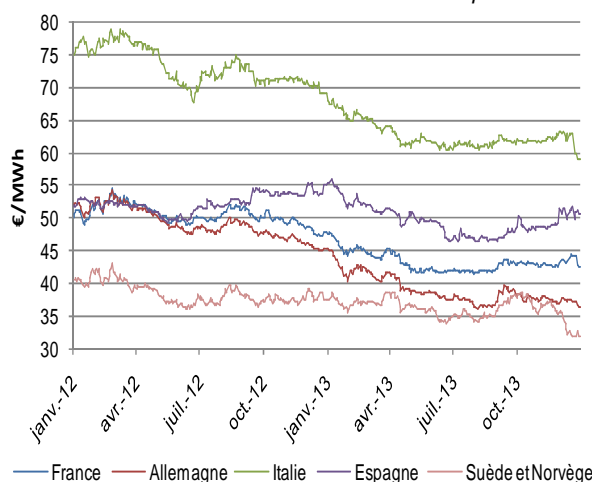
Cette baisse des prix s'explique principalement par un effet combiné de la crise économique qui perdure en Europe et du développement important des énergies renouvelables, en particulier en Allemagne.

L'Allemagne a les prix de gros les plus bas de l'Europe de l'Ouest, ce qui traduit la forte progression des énergies renouvelables, dont le coût est directement supporté par les consommateurs via d'autres mécanismes (notamment par la taxe EEG, qui s'établissait à 53€/MWh en 2013 et qui atteint désormais 62 €/MWh), et n'est donc pas reflété par les prix sur le marché de gros.

Les prix de gros en France suivent une tendance comparable au marché allemand, du fait du couplage des marchés évoqué précédemment, même s'ils restent un peu plus élevés.

Evolution des prix à terme pour l'année calendaire N+1 en Europe depuis 2 ans

Source : Reuters – adaptation DGEC



Une contraction de la demande industrielle

Mise à part l'année 2010 où un hiver rigoureux a permis de soutenir la demande (plus forte consommation brute depuis 2001), celle-ci a globalement baissé suite à la crise économique de 2008. Ceci est dû à une baisse de la consommation dans le secteur industriel. Entre 2012 et 2013, la consommation du secteur industriel a baissé de 2,5% selon RTE, cette baisse étant plus marquée dans les secteurs de la construction automobile, de la sidérurgie et du papier carton. La consommation globale des particuliers et des (petits) professionnels a, quant à elle, progressé à un rythme annuel d'environ de 2,4% entre 2002 et 2012 mais tendrait désormais à se stabiliser.

L'impact du système de soutien aux énergies renouvelables sur les prix

La demande peine donc à se redresser et d'importantes capacités, surtout des capacités renouvelables intermittentes, sont installées chaque année. Ainsi, en 2012, de l'ordre de 30 GW supplémentaires de capacités renouvelables ont été installés en Europe dont environ 17 GW de photovoltaïque (7,5 GW de photovoltaïque en Allemagne) et environ 12 GW d'éolien (2,4 GW d'éolien en Allemagne). En 2013, l'Allemagne a installé 3,3 GW supplémentaires de photovoltaïque et 3 GW d'éolien (terrestre et maritime confondus). Une abondance globale d'offre associée à une baisse de la demande orientent donc les prix à la baisse. Cette croissance a été plus modérée en France en 2013, où l'on a constaté un ralentissement du raccordement des capacités dans l'éolien terrestre (+630MW contre +760MW en 2012) lié aux incertitudes juridiques (contentieux pendant) et dans le photovoltaïque (+750MW contre +1000MW en 2012).

La majorité des pays européens a mis en place des systèmes de soutien au développement des énergies renouvelables reposant sur des tarifs d'achat garantis : **les énergies renouvelables sont donc rémunérées hors marché** puisqu'un opérateur possédant des capacités renouvelables n'a pas à se soucier de l'optimisation de sa production en fonction du niveau du prix de marché, sa rémunération étant garantie à tout moment.

L'électricité renouvelable est prioritaire à l'injection et son coût marginal de production est souvent faible (le vent, le soleil, le courant des rivières sont gratuits). Ceci a pour effet de déplacer la courbe de l'offre électrique et fait ainsi baisser les prix de marché par éviction de l'électricité la plus chère.

Tant que les volumes injectés restaient faibles, ce système de soutien n'avait que peu d'influence sur les prix mais ces 5 dernières années, les capacités renouvelables se sont fortement développées et **les volumes injectés sont devenus conséquents au niveau européen d'où un impact sur les prix qui devient visible.**

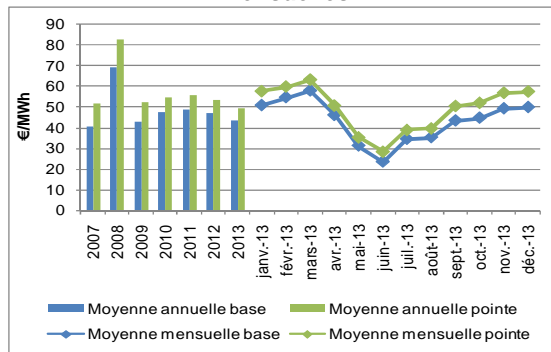
On observe même l'apparition d'épisodes de prix négatifs.

Un prix négatif signifie soit que les consommateurs sont rémunérés pour consommer davantage, ou bien, qu'il faut payer pour injecter de l'électricité sur le réseau. Cette situation d'excédent d'offre s'explique à la fois par l'injection d'électricité renouvelable (qui ne cesse pas quand les prix sont négatifs, compte tenu des tarifs d'achat) et par le fait que certaines centrales thermiques, peu flexibles, ne peuvent abaisser leur production en-deçà d'un certain niveau et leur arrêt a un coût (coût de redémarrage, coût d'opportunité de l'absence de production pendant le redémarrage). Les opérateurs de ces centrales sont donc prêts à payer pour continuer à injecter sur le réseau à leur niveau minimal de puissance plutôt que de s'arrêter.

Cette situation tend à apparaître lorsque plusieurs conditions sont réunies : il faut une production très importante d'énergie intermittente² et un faible niveau de consommation. En théorie, les interconnexions, dans la limite de leur capacité physique, et par extension, le couplage de marché limitent ce phénomène puisque l'excédent peut être écoulé dans un pays voisin.

En 2012, la France a connu ses premiers épisodes de prix négatifs (limités à -5€/MWh), qui étaient le résultat d'une propagation de prix négatifs venant d'Allemagne via le couplage de marché. En juin 2013, la France a connu les premiers prix négatifs imputables à son propre système électrique. Les prix horaires ont atteint ponctuellement -200€/MWh traduisant les limites de la flexibilité du système électrique français (en l'occurrence de la production nucléaire) un jour de faible demande et de forte production d'énergie fatale (hydraulique).

Evolution du prix spot en base et en pointe en France depuis 2007 (moyennes annuelles et mensuelles)



Vers une meilleure intégration des énergies renouvelables au marché et au système électrique

Dans la situation actuelle, les producteurs qui bénéficient du système d'obligation d'achat ne sont pas exposés aux signaux de court terme du marché de gros et ne sont donc pas incités à moduler leur production en fonction de ces signaux. **Les distorsions induites sur les marchés de l'électricité**

² L'énergie intermittente ou fatale caractérise l'énergie dont on ne peut pas contrôler la production : c'est le cas de l'éolien, de l'énergie solaire et de l'hydro-électricité au fil de l'eau.

par les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables pourraient être atténuées par une meilleure intégration des énergies renouvelables au marché (notamment, pour les filières matures, par la vente directe de l'énergie produite sur le marché, avec un soutien versé prioritairement sous forme de prime et non plus seulement de tarif d'achat) **et au système électrique** (notamment, par une commandabilité des moyens de production intermittents, une responsabilisation sur les prévisions de production, une participation au mécanisme d'ajustement et un rattachement à un périmètre d'équilibre, une participation aux services systèmes, etc.), comme l'ont montré les retours de la consultation menée par la France à l'automne 2013 sur l'évolution de ces mécanismes de soutien.

D'ailleurs, certains pays comme l'Allemagne ou l'Espagne, offrent déjà la possibilité à des producteurs de vendre leur énergie directement sur le marché et de recevoir un complément de rémunération sous forme de prime (il existe toutefois plusieurs mécanismes de calcul de cette prime entre les différents pays).

Ces réflexions sont également portées au niveau européen puisque la Commission Européenne a adopté en avril 2014, de nouvelles lignes directrices sur les aides d'état à l'environnement et à l'énergie. Ces lignes directrices définissent un cadre européen harmonisé pour le soutien des filières renouvelables autour de deux principales mesures : la mise en place de primes en complément de la rémunération sur le marché (« feed-in-premium ») à compter de 2016, sauf pour les petites installations qui pourront continuer à bénéficier d'un tarif d'achat fixe ; des dispositifs d'appels d'offres obligatoires pour les installations au-delà d'un certain seuil de puissance (déjà pratiqués en France).

Le retour du charbon dans la production électrique se confirme

En France, la production d'électricité des centrales à cycle combiné au gaz (dites CCG) baisse à nouveau entre 2012 et 2013 (-19%), alors que celle des centrales à charbon continue d'augmenter (+14%). En conséquence, on observe une hausse des émissions de CO₂ sur la production thermique à combustible fossile de +0,5% entre 2012 et 2013. Ce phénomène s'observe également dans d'autres pays européens, notamment en Allemagne.

En 2013, le cours du gaz en Europe est resté élevé alors que le cours du charbon a poursuivi sa chute. Ainsi, entre 2012 et 2013, les prix du charbon en Europe ont chuté de 13% (alors que le prix du gaz a augmenté de 10% environ) et ils ont encore perdu 5% sur le 1^{er} trimestre 2014. Cette baisse du prix du charbon est liée à un contexte de surabondance de l'offre de charbon, en raison de la substitution du charbon par le gaz aux Etats-Unis mais aussi d'une moindre hausse de la demande de charbon en Chine par rapport aux années précédentes (ralentissement de la croissance économique et progrès dans l'intensité énergétique).

En effet, aux Etats-Unis, si la consommation de charbon dans le secteur électrique a été en croissance continue entre 1949 et 2007, elle a nettement baissé entre 2008 et 2012, où elle est passée de 1 Md de tonnes à 0,82 Md de tonnes, alors qu'en parallèle, la production de charbon dans ce pays s'est maintenue. On remarque toutefois, que la consommation de charbon dans le secteur électrique s'est stabilisée en 2013 (avec 0,86 Md de tonnes) et que l'EIA³ prévoit que la production d'électricité à partir de charbon restera stable (avec environ 1600 TWh par an) jusqu'en 2020. En comparaison, la production d'électricité à partir de charbon en France s'élève à 20 TWh en 2013.

Les centrales à gaz toujours en difficulté

Alors que le prix du gaz sur les marchés européens augmente, le prix du CO₂ a de nouveau fortement baissé en 2013 et s'est établi à 4,5€/t en moyenne sur l'année (-40% par rapport à 2012), ce qui a contribué à favoriser les centrales à charbon, plus émettrices de CO₂, par rapport aux CCG. Depuis début 2014, le prix du CO₂ s'est toutefois légèrement relevé, en lien avec les décisions européennes concernant le « backloading » (report de la mise aux enchères de 900 Mt de quotas de la période 2014-2016 vers la période 2019-2020). La réforme structurelle proposée par la Commission sur le marché EU ETS en février 2014 (mise en place d'une réserve de stabilité), si elle est adoptée, ne prendra quant à elle effet qu'à compter de 2021 au mieux.

Des marges théoriques indicatives sont calculées comme l'écart entre le prix de l'électricité et le coût de production (coût du combustible tenant compte du rendement de la centrale), corrigé du prix du CO₂. Pour les CCG, on parle de **clean spark spreads** tandis que pour les centrales à charbon, on parle de **clean dark spreads**. Avec des prix de l'électricité à la baisse et des coûts de production à la hausse, **les marges des CCG sont en forte réduction depuis 2010 et s'écartent de plus en plus de celles des centrales à charbon, qui elles, continuent à augmenter, du fait du prix du charbon qui baisse et du faible prix du CO₂ observé en 2013.** En 2013, le prix du CO₂ « nécessaire » pour rendre le gaz compétitif par rapport au charbon s'élevait à 58 €/MWh en moyenne.

Moyennes annuelles des marges indicatives des producteurs dans les centrales à gaz et à charbon

	2013	2012	2011	2010
Clean spark spreads (CCCG Gaz)	-13,8	-6,8	-2,0	6,9
Clean dark spreads (centrales à charbon)	13,9	10,3	1,3	5,8

Source : DGE

Les CCG souffrent ainsi d'une diminution de leur nombre d'heures de fonctionnement, qui s'explique aussi par le développement des capacités de production intermittentes, et remet aujourd'hui en cause leur modèle économique. Ainsi, en Europe, de nombreux opérateurs ont mis leurs centrales à gaz

³ U.S Energy Information Administration.

sous cocon ou ont annoncé leur déclassement prochain. Depuis mi-2012, les 10 plus grands énergéticiens européens ont annoncé la fermeture de près de 38 GW de capacités de production d'ici 2015.

Le développement de mécanismes de capacité, dans plusieurs pays européens dont la France doit permettre d'apporter une rémunération complémentaire à toutes les capacités (sur la base de la puissance disponible), notamment celles qui, comme les CCG, restent nécessaires pour le passage de la pointe de consommation électrique.

- Louise ORIOL

8 – Les importations et les exportations ; la facture énergétique

La facture énergétique recule d'environ 5 % en 2013, mais reste à un niveau élevé, de près de 66 milliards d'euros

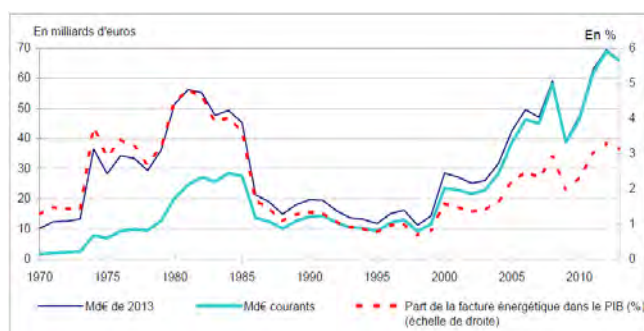
La facture énergétique¹ de la France recule de 4,6 % par rapport à son record historique de 2012. Elle reste néanmoins à un niveau élevé, d'environ 66 milliards d'euros. La baisse touche l'ensemble des produits, à l'exception du gaz naturel, dont la facture progresse principalement du fait de la hausse des prix. A contrario, la facture pétrolière (brut et produits raffinés) diminue globalement, en raison du cumul d'un effet prix et volume. Bien qu'en retrait par rapport à 2012, l'excédent commercial d'électricité permet à la France d'atténuer sa facture énergétique.

Une facture énergétique en baisse en 2013, mais à un niveau toujours élevé

Après avoir enregistré un record historique de 69 milliards d'euros (Md€) en 2012, la facture énergétique de la France s'allège d'un peu plus de 3 Md€, soit un recul de 4,6 %, à un niveau qui reste toutefois élevé. Depuis 2011, le niveau atteint équivaut à plus de 3 % de la richesse produite dans le pays (3,1 % précisément en 2013). Ce taux oscillait entre 1,5 % et 2,5 % entre 2000 et 2010, à l'exception de l'année 2008 où il a frôlé les 3 %, en raison de la flambée des prix. Dans les années 1990, il n'était en revanche que de 1 %.

A 65,8 Md€, la facture énergétique a encore dépassé le déficit commercial de la France, évalué par les Douanes² à 61,2 Md€.

Facture énergétique de la France en milliards d'euros



Source : données des Douanes, calculs SOeS

Avec une contribution de plus de trois quarts au solde importateur énergétique, la seule facture pétrolière

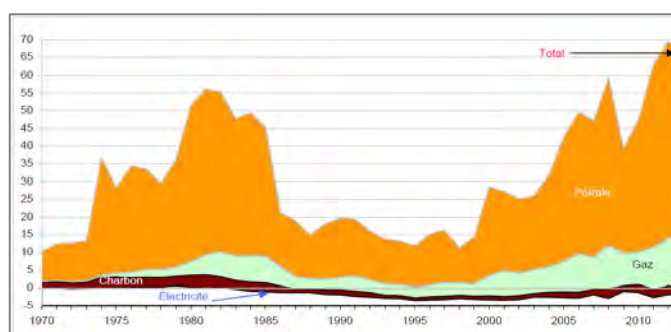
s'est chiffrée à environ 52 Md€, soit un allègement de 3,4 Md€ (- 6,2 %) par rapport à 2012. Cette baisse touche à la fois le pétrole brut et les produits raffinés. Le premier perd 6,5 % et les seconds 5,5 %, soit respectivement 2,3 Md€ et 1 Md€ d'économies sur un an. Le solde importateur en volume de l'ensemble des produits pétroliers est en baisse, de 1,3 % au total. Les prix du brut et des produits raffinés importés ont aussi fléchi en 2013 par rapport à 2012, respectivement de - 5,0 % et - 5,8 % (prix moyens CAF à l'importation en euros courants la tonne). Cette baisse intervient dans un contexte de relative accalmie des prix, avec un Brent affichant un retrait de 2,7 % en dollars et 5,7 % en euros. La diminution de la facture pétrolière est donc liée au cumul d'un effet quantitatif et d'un effet prix qui concerne l'ensemble des produits pétroliers.

La facture gazière progresse en revanche pour la troisième année consécutive, à un rythme toutefois plus atténué, de 5,1 %, pour un total de 14,2 Md€. Cette tendance a résulté de la hausse des prix qui a touché à la fois les prix spot et les contrats à long terme (plus de dix ans). Ces derniers continuent de représenter une part dominante dans le total des entrées brutes, soit 84 % en 2013.

La facture charbonnière s'élève à 1,9 Md€, en forte baisse de 22 %, sous l'effet d'une nette diminution des prix. En effet, le prix moyen des importations a chuté de 24 % entre 2012 et 2013, d'après les Douanes.

Les exportations d'électricité permettent à la France d'alléger sa facture énergétique globale, avec un excédent commercial dû aux échanges d'électricité qui ressort à 1,8 Md€ en 2013, en baisse de 4,1 % par rapport à 2012. Ce montant avait atteint 2,6 Md€ en 2011.

La facture énergétique déclinée par type d'énergie en milliards d'euros 2013



Source : données des Douanes, calculs SOeS

¹ Solde du commerce extérieur en valeur portant sur les combustibles minéraux solides (charbon et produits solides issus de sa transformation), les produits pétroliers (pétrole brut et produits raffinés), le gaz naturel et l'électricité. Ce solde ne prend pas en compte l'uranium, qui est considéré dans les nomenclatures internationales comme un minerai et non comme un combustible (il doit en effet être enrichi avant d'être utilisé dans les centrales nucléaires). La facture de l'uranium s'élevait à 200 millions d'euros en 2010 (source : rapport parlementaire "l'avenir de la filière nucléaire en France", décembre 2011).

² « Le chiffre du commerce extérieur », DGDDI-Douanes, février 2014.

Le commerce extérieur de l'énergie en millions d'euros courants

	Importations CAF *			Exportations FAB *			Facture			
	2012	2013	2012-2013 (%)	2012	2013	2012-2013 (%)	2012	2013	2012-2013 (%)	2012-2013 (M€)
Combustibles minéraux solides	2 474	1 927	- 22,1	38	16	- 58,3	2 436	1 912	- 21,5	- 524
Pétrole brut	36 990	34 363	- 7,1	287	43	- 84,9	36 704	34 320	- 6,5	- 2 384
Produits pétroliers raffinés	31 848	29 134	- 8,5	13 644	11 936	- 12,5	18 205	17 198	- 5,5	- 1 006
Total pétrole	68 839	63 497	- 7,8	13 931	11 979	- 14,0	54 908	51 518	- 6,2	- 3 390
Gaz	14 339	14 791	+ 3,2	855	617	- 27,8	13 484	14 174	+ 5,1	+ 690
Pétrole et gaz	83 178	78 288	- 5,9	14 785	12 596	- 14,8	68 393	65 692	- 3,9	- 2 701
Électricité	1 384	1 418	+ 2,4	3 255	3 212	- 1,3	- 1 871	- 1 794	- 4,1	+ 77
Total	87 036	81 633	- 6,2	18 078	15 824	- 12,5	68 958	65 810	- 4,6	- 3 148

Source : données des Douanes, calcul SOes

Comparaison de la facture énergétique avec quelques agrégats économiques

	1973	1980	1985	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
Facture énergétique en milliards d'euros courants (CAF/FAB*)	2,6	20,3	27,5	14,2	13,1	22,9	23,5	38,7	46,5	61,6	69,0	65,8
Facture énergétique en milliards d'euros 2013	13,3	51,5	45,2	19,7	16,3	27,2	28,5	42,5	47,5	62,8	69,6	65,8
Part des importations d'énergie dans les importations totales (en %)	12,4	26,4	22,1	9,4	8,0	9,3	9,6	13,1	13,2	15,6	16,8	16,1
Nombre de jours d'exportations totales pour couvrir la facture énergétique	nd	99,0	72,8	28,8	18,6	25,2	26,4	39,7	43,0	52,5	57,1	55,2
Equivalence entre la facture énergétique et la richesse produite en France - indicateur facture / PIB - en %	1,4	4,5	3,6	1,3	1,0	1,5	1,6	2,2	2,3	3,0	3,3	3,1
Cours moyen du dollar en euros	0,68	0,64	1,37	0,83	0,89	1,12	1,09	0,80	0,76	0,72	0,78	0,75

Source : données des Douanes, calcul SOes

Les hydrocarbures : un solde importateur contrasté entre les différents produits

En volume, le solde importateur des énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) augmente légèrement par rapport à son niveau de 2012 (+ 0,8 %), après conversion en tonne équivalent pétrole. Cette tendance globale cache des évolutions contrastées entre les différentes énergies. Du côté des hydrocarbures, alors que le pétrole brut diminue, le solde importateur des produits raffinés, tout comme celui du gaz naturel, est orienté à la hausse.

Le gaz

Les entrées brutes de gaz ont atteint 549,5 TWh en 2013, en progression de 0,4 %, après la forte diminution enregistrée en 2012 (- 3,9 %). Toutefois, les sorties du territoire ayant fortement diminué (- 15,9 %), le solde des entrées-sorties de gaz naturel en France a progressé plus nettement, de 2,7 % en 2013. Il se rapproche ainsi de celui de 2011 et du niveau annuel moyen observé sur les dix dernières années.

Cette légère progression des entrées brutes résulte de deux évolutions contradictoires. D'une part, les entrées de gaz par gazoducs progressent de 5,1 % en 2013, après une hausse de 7,4 % en 2012. D'autre part, les injections de GNL regazéifiées dans le réseau à Fos-sur-mer et Montoir-de-Bretagne enregistrent, comme en 2012, une très forte baisse (- 19,2 % en 2013, après - 32,9 % en 2012). Le terminal méthanier de Montoir est particulièrement affecté, les injections dans le réseau y ont chuté de plus de moitié entre 2012 et

2013. Avec ce nouveau recul, le GNL représente moins de 16 % des entrées, contre près de 20 % en 2012 et plus du quart en 2011 (28 %). En effet, les cargaisons de GNL disponibles se tournent toujours plus vers le marché asiatique où les prix sont plus attractifs et la demande particulièrement soutenue, le Japon et la Corée du Sud étant les deux premiers importateurs mondiaux de GNL.

La part des contrats de court terme (moins de deux ans) dans les approvisionnements, qui avait progressé pour atteindre 14,6 % en 2012, cède 0,6 point en 2013. Ce recul est lié à la baisse des importations de GNL ainsi qu'au regain d'attractivité des contrats à long terme, qui garantissent l'approvisionnement sur la durée, et dont les conditions ont été renégociées en termes de quantité livrée et d'indexation des prix sur ceux du marché spot.

La Norvège conserve largement sa place de principal fournisseur de gaz naturel de la France avec 36,2 % du total des entrées brutes, mais les importations norvégiennes régressent de 6,7 % entre 2012 et 2013. Les importations de gaz des Pays-Bas baissent de 7 % en 2013, reléguant ce pays au troisième rang des fournisseurs de la France derrière la Russie. Les importations en provenance de Russie et d'Algérie (GNL) ont très fortement progressé entre 2012 et 2013 (respectivement de + 32,8 % et + 24,4 %). Après avoir presque triplé en 2011, le GNL importé du Qatar poursuit sa baisse entamée en 2012, mais ce pays demeure toutefois notre cinquième fournisseur. Si on exclut les réceptions pour compte de tiers dans le cadre de contrats *swaps*, le Nigeria n'est plus un fournisseur direct de la France, tandis que les importations en provenance d'Égypte sont devenues négligeables.

Approvisionnement en gaz naturel entre 2011 et 2013 (en Twh et en %)

	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Total des entrées brutes (transit inclus)	569,6	547,4	549,5	100,00	100,00	100,00
- selon le pays d'origine :						
Norvège	185,1	212,9	198,7	32,5	38,9	36,2
Pays-Bas	92,5	82,0	76,3	16,2	15,0	13,9
Russie	74,2	74,0	98,3	13,0	13,5	17,9
Algérie	63,0	47,8	59,4	11,1	8,7	10,8
Qatar	32,4	21,7	17,6	5,7	4,0	3,2
Swap*	25,3	39,0	12,4	4,4	7,1	2,3
Egypte	10,2	9,2	1,0	1,8	1,7	0,2
Trinité et Tobago	2,6	2,6	0,0	0,5	0,5	0,0
Nigeria	1,0	3,7	0,0	0,2	0,7	0,0
Autres et indéterminés	83,3	54,6	85,8	14,6	10,0	15,6
- selon le type de contrat :						
court terme	74,0	80,0	77,2	13,0	14,6	14,0
moyen et long terme	495,6	467,5	472,3	87,0	85,4	86,0
- selon la forme de gaz :						
gaz naturel sous forme gazeuse	410,2	440,5	463,1	72,0	80,5	84,3
gaz naturel liquéfié (GNL)	159,3	106,9	86,4	28,0	19,5	15,7
Total des sorties (transit inclus)	75,0	69,3	58,3	13,2	12,7	10,6
Total des entrées nettes (transit et exportations exclus)	494,6	478,1	491,2	86,8	87,3	89,4

* essentiellement, réception par GDF-Suez à Montoir de gaz en provenance du Nigeria pour le compte de l'Italie

Source : calcul SOeS, d'après GRT-gaz, TIGF et fournisseurs de gaz.

Le pétrole brut

Après une forte baisse en 2012, les quantités de pétrole brut importées pour le raffinage ont encore diminué en 2013, à un rythme toutefois moins prononcé (- 1,5 %), pour un total de 56 millions de tonnes (Mt). Dans un contexte géopolitique tendu (embargo contre l'Iran, instabilité en Egypte, en Syrie et Libye), la carte des pays fournisseurs a, cette année encore, été redistribuée : les importations de pétrole en provenance des pays de l'ex-URSS ont encore reculé alors que la part des pays du Moyen-Orient augmente. L'Arabie Saoudite devient le premier fournisseur de la France devant le Kazakhstan et la Russie. La forte augmentation des importations en provenance d'Arabie Saoudite explique la croissance de la part des pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) qui, en dépit de la forte baisse des importations libyennes, a encore progressé en 2013, de quatre points, à 46 %. Il faut remonter à l'année 2000 pour retrouver une part supérieure.

Importations de pétrole par pays d'origine (en Mt)

	1973	1979	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
Grandes zones											
Moyen-Orient	96,4	71,4	94,5	22,1	31,7	34,8	31,6	22,4	11,1	12,2	9,8
Afrique du Nord	18,3	13,5	9,5	8,6	7,2	5,1	6,3	10,2	12,1	8,0	9,7
Afrique subsaharienne	15,0	11,1	11,0	14,1	13,8	8,3	7,6	8,9	8,2	10,6	11,3
Mer du Nord 1	0,2	0,1	4,2	19,2	10,4	23,2	31,9	22,2	10,6	9,1	6,1
Ex-URSS	3,4	2,5	5,0	4,1	6,2	6,3	8,0	19,6	21,0	23,4	18,4
Autres	1,8	1,3	1,6	5,8	4,1	0,4	0,3	0,9	1,0	1,2	1,5
Total	134,9	100,0	125,9	73,9	73,4	78,0	85,6	84,2	64,1	64,4	56,8
dont OPEP 2	127,8	94,7	111,8	36,7	41,7	42,7	41,8	38,2	27,6	25,9	24,4
Principaux fournisseurs											
Arabie Saoudite	30,2	22,4	44,4	6,0	15,2	20,4	15,2	10,3	6,0	6,7	7,8
Kazakhstan	-	-	-	-	-	-	2,2	8,6	6,8	8,3	7,2
Russie	-	-	-	-	-	6,1	5,0	9,6	11,1	9,6	8,3
Norvège	0,2	0,1	1,6	4,2	5,8	13,6	21,1	16,1	7,0	6,7	4,7
Nigeria	12,6	9,3	9,6	8,1	3,1	5,7	4,8	2,8	2,8	4,0	4,9
Libye	6,5	4,8	4,0	3,1	2,9	1,7	2,4	4,5	10,2	3,2	6,4
Algérie	11,1	8,2	5,1	3,6	3,0	2,6	3,5	5,4	0,9	4,0	2,9
Azerbaïdjan	-	-	-	-	-	-	0,6	1,4	3,1	5,5	2,9
Royaume-Uni	-	-	2,7	14,9	4,7	9,3	9,9	4,4	3,4	2,0	1,3
Angola	-	-	-	0,4	2,8	0,7	1,9	4,2	3,4	2,3	1,3
Guinée équatoriale	-	-	-	-	-	-	0,5	0,6	0,7	3,3	1,6
Irak	18,7	13,8	22,7	6,4	3,0	-	7,2	1,4	2,4	1,5	1,8
Ghana	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,2	0,2
Congo	0,9	0,7	-	0,5	0,9	0,6	0,0	0,5	1,3	0,9	1,3
Brésil	-	-	-	-	-	-	0,1	0,3	0,6	0,7	1,4

1 Royaume-Uni, Pays-Bas, Norvège et Danemark

2 Opep : Algérie, Angola, Arabie Saoudite, Emirats arabes unis, Equateur, Irak, Iran, Koweït, Libye, Nigéria, Qatar, Venezuela

NB : le pétrole est classé ici en fonction du pays où il a été extrait

Source : SOeS

Dans le sillage du ralentissement de l'activité de raffinage, les importations de produits finis sont en légère baisse (- 1,4 %) et les exportations reculent (- 4,5 %). En 2013, le déficit des échanges se dégrade ainsi légèrement pour la majorité des produits et passe de 23,1 Mt à 23,4 Mt. Il est surtout dû au gazole / fioul domestique qui représente près de 56 % des importations dont la majorité en provenance des États-Unis (24 %) et de Russie (18 %). Dans une moindre mesure, les carburateurs contribuent aussi à cette balance déficitaire ; ils ont surtout été importés du Moyen-Orient et d'Asie. Les exportations d'essence se sont faites principalement vers les États-Unis (28,2 %).

Importations et exportations de produits raffinés en 2013 (en Mt)

	Importations (I)	Exportations (E)	Solde importateur I - E
Gazole FOD	23,6	2,0	21,6
Carburateurs	4,7	1,0	3,7
GPL	3,0	1,1	1,9
Coke de pétrole	0,9	0,0	0,9
Fioul lourd	5,5	5,6	-0,1
Bitumes	1,2	1,2	0,0
Essence	0,4	3,7	-3,3
Naphta	1,7	3,0	-1,2
Lubrifiants	0,8	1,4	-0,6
Autres	0,4	0,0	0,4
TOTAL	42,4	19,0	23,4

1 FOD : Fioul domestique

2 GPL : Gaz de pétrole liquéfié

Source : SOeS, d'après les statistiques des Douanes

- Sami Louati, Didier Cadin, Lisa Frattacci.

9 – L'exploration et la production d'hydrocarbures en France

Une activité de recherche et de production d'hydrocarbures conventionnels portée par des investissements croissants de compagnies françaises et étrangères

L'année 2013 a été marquée par une campagne intense de forages en mer au large de la Guyane et par une activité soutenue à terre dans le bassin de Paris.

Les travaux d'exploration sont entrepris dans le cadre d'un permis de recherche qui donne à son titulaire un droit exclusif d'explorer les hydrocarbures à l'intérieur du périmètre du permis. Le permis est uniquement un titre minier et ne donne pas, par lui-même, le droit de conduire des travaux sur le terrain. Le titulaire doit faire une déclaration de travaux auprès de la préfecture, le préfet délivrant ensuite une autorisation de travaux pouvant être assortie de préconisations particulières. Les travaux sont intégralement financés par le titulaire du permis, les données acquises lors de ces opérations sont, quant à elles, cédées gratuitement à l'Etat. Dans le cas d'une découverte d'hydrocarbures jugée économique exploitable, le titulaire du permis est le seul autorisé à demander une concession afin de produire et de commercialiser les hydrocarbures découverts. Pour mener les travaux d'exploitation et conduire les installations, le titulaire de la concession doit également détenir des autorisations préfectorales d'exploitation. Tous ces travaux doivent être réalisés en minimisant les impacts sur l'environnement et sous le contrôle des services chargés de la police des mines.

L'activité d'exploration

Un potentiel à évaluer

En France, les bassins sédimentaires propices aux recherches d'hydrocarbures couvrent une superficie de plus de 200 000 km² en mer et plus de 70 000 km² à terre. Ces derniers s'étendent du bassin de Paris au massif des Vosges, couvrent les bassins de Parentis et d'Arzacq en Aquitaine, une partie de la plaine de Bresse et l'ouest du front subalpin dans le Jura. En mer, les bassins qui présentent un intérêt pour les hydrocarbures sont le bassin maritime de Parentis, le bassin de la mer d'Iroise, les zones maritimes au large de la Guyane, de l'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon, à l'est de la Martinique, dans le canal du Mozambique.

En métropole, les cibles géologiques prometteuses pour l'exploration pétrolière et gazière sont :

- la houille du Carbonifère supérieur ;
- les grès du Trias ;
- les calcaires jurassiques du Dogger et du Lias ;
- les carbonates et les niveaux récifaux du Crétacé.

En dépit d'une intense activité d'exploration qui a perduré durant plus d'une soixantaine

d'années dans ces bassins, ces derniers conservent un intérêt pétrolier classique toujours d'actualité.

Projets d'exploration en cours

En 2013, il existe 55 permis actifs d'exploration de pétrole et de gaz. Seuls deux nouveaux permis ont été attribués, sept ont été renouvelés et trente-cinq nouvelles demandes ont été jugées recevables.

Au cours de l'année 2013, les superficies des permis d'exploration terrestre ont diminué de 4 590 km², passant de 39 110 à 34 520 km². Cette réduction de 11,7 % résulte de l'expiration de trois permis (1 155 km²) et de la restitution d'une surface de 3 783 km² dans le cadre de demandes de renouvellement de permis.

La superficie des permis en mer a été réduite de 29 %. Elle passe globalement de 106 758 km² à 75 758 km². Cette diminution est liée à la restitution d'une surface de 31 000 km² dans le cadre de demandes de renouvellement de permis au large de l'île de Juan de Nova.

Réalisation de travaux de recherches

Les travaux de recherche se répartissent essentiellement entre des campagnes sismiques qui permettent la reconnaissance de formations sédimentaires et des forages d'exploration qui permettent de préciser la nature et le caractère pétrolier de ces sédiments. Tous ces travaux sont réalisés en minimisant les impacts sur l'environnement.

En 2013, le nombre de forages terrestres est en baisse par rapport à l'année précédente, avec au total sept puits achevés contre treize en 2012 (16 324 mètres forés en 2013 contre 24 257 mètres forés en 2012).

Dans le bassin de Paris, quatre puits forés dans le voisinage du gisement de Saint-Martin-de-Bossenay par la société SPPE ont confirmé la présence d'accumulation de pétrole dans les calcaires du Dogger et trois autres, opérés par la société Hess Oil France en Seine-et-Marne, n'ont pas montré d'indices significatifs de pétrole dans la série géologique. En Aquitaine, aucun puits n'a été foré.

Trois forages d'exploration ont été réalisés sur le permis de Guyane maritime au large de la Guyane. Ces forages ultra-profonds ont atteint plus de 6 000 mètres de profondeur totale, avec 2 000 mètres sous le niveau de la mer.

Une campagne d'imagerie sismique tridimensionnelle du sous sol, opérée par la société Sapetro au large de l'île de Juan de Nova dans le

canal du Mozambique, a débuté mi septembre 2013.

Investissements

Investissements d'exploration par région	Réalisations 2012 (M€)	Prévisions de clôture 2013 (M€)
Bassin de Paris	40,8	51
Bassin d'Aquitaine	14,1	2,5
Région Alsace		0,8
Autres zones métropole		3,9
En mer (Guyane et canal du Mozambique)	325	684
TOTAL	379,9	742

Les investissements d'exploration ont presque doublé en 2013 par rapport à l'année précédente, principalement du fait de la réalisation de 3 forages au large de la Guyane. **Plus de 740 millions d'euros ont été dépensés en acquisition de données géologiques et géophysiques.** En France métropolitaine, il est constaté une progression de 15% des investissements dans le bassin de Paris, où sept forages ont été réalisés.

En 2014, les investissements devraient afficher un montant plus classique, aux alentours de la soixantaine de millions d'euros, affecté principalement à l'exploration du bassin de Paris (60 %) et du bassin d'Aquitaine (36%). Une quinzaine de forages devrait être réalisée. Aucune activité de forage n'est prévue au large de la Guyane ni dans le canal du Mozambique.

L'exploration pétrolière et gazière est une activité financièrement risquée avec des investissements très importants sans garantie de découverte d'hydrocarbures. Par contre, les données acquises durant cette phase améliorent fortement les connaissances du sous-sol et sont cédées gratuitement à l'Etat.

La production d'hydrocarbures

Une production de pétrole stable

En 2013, le territoire métropolitain comptabilisait 64 concessions pour une superficie globale d'environ 4 000 km². Parmi ces concessions, 5 ont été renouvelées (Courdemanges, Grandville, Ile-du-Gord, Charmottes et Lavergne) et 7 ont changé de titulaires (mutations des concessions Vic-Bilh, Itteville, Vert-le-Grand, Vert-le-Petit, La Croix Blanche, Pécorade et Lagrave).

La production 2013 s'est élevée à 0,792 millions de tonnes de pétrole soit une diminution de 1,7% par rapport à 2012. La quasi-stabilité de la production nationale s'explique

notamment par la mise en production de plusieurs puits sur le gisement de Champotran ainsi que par l'optimisation de puits producteurs sur de nombreux gisements.

La répartition géographique montre toujours une prédominance du Bassin de Paris avec 59,6% de la production nationale (pourcentage en légère hausse par rapport à 2012).

Près de 70% de la production est assurée par douze gisements dont quatre concentrent 37,5% de la production nationale : Parentis et Cazaux en Aquitaine, Champotran et Itteville dans le Bassin de Paris.

La répartition par sociétés concessionnaires a évolué par rapport à l'année 2012. En effet, la société Geopetrol a obtenu les mutations des concessions de Pécorade et de Lagrave en Aquitaine.

Sept forages ont été réalisés au cours de l'année 2013, tous situés dans le Bassin de Paris : cinq sur la concession de Champotran (Vermilion REP), un sur la concession de Nesles (Geopetrol) et un sur la concession de Saint-Martin-de-Bossenay (SPPE).

Les investissements en matière de développement et de production affichent avec 94,6 millions d'euros une reprise importante des dépenses par rapport aux 76,3 millions d'euros de l'année précédente (+24 %). Le volume des travaux est en adéquation avec cette progression (8 forages contre 7 en 2012).

Dépenses de production par région	Réalisations 2012 (M€)	Prévisions de clôture 2013 (M€)
Bassin de Paris	43,7	51
Bassin d'Aquitaine	32,4	43
Autres zones	0,2	0,5
TOTAL	76,3	94

Pour le pétrole, le montant des redevances perçues en 2013 au titre de la production 2012 s'est élevé à **21,9 millions d'euros** (dont 38,8% pour la redevance progressive des mines qui revient à l'Etat et 61,2% pour la redevance départementale et communale des mines dite RDCM).

Une production de gaz en nette diminution

L'année 2013 a marqué un tournant dans la production de gaz avec en novembre l'arrêt du fonctionnement de l'usine de Lacq qui traitait jusqu'à présent tout le gaz produit à Lacq et dans ses environs.

La production de gaz brut a chuté de 30% par rapport à 2012 avec un volume produit de **0,748 milliard de m³**.

Cette baisse était planifiée depuis plusieurs années. Elle s'inscrit dans le cadre du projet Lacq Cluster Chimie 2030 (LCC30) visant à poursuivre

l'exploitation de gaz brut restant afin de fournir de l'H₂S et du gaz naturel commercial aux sociétés utilisatrices implantées sur le bassin industriel de Lacq.

La production de gaz commercialisé a également diminué pour s'élever à 0,54 milliards de m³.

Le montant des redevances perçues en 2013 au titre de la production 2012 s'est élevé à plus de **5,5 millions d'euros** (dont 82% au titre de la RDCM et 18% au titre pour la redevance progressive des mines qui revient à l'Etat).

ressources du sous-sol, tant pour l'exploration pétrolière, la géothermie, l'hydrogéologie profonde que pour le stockage de CO₂, de gaz et de déchets nucléaires et les sciences du sous-sol en général.

- Julien DEFAYS, Muriel THIBAUT, Charles LAMIRAUX.

Acquisition de données pour la valorisation du sous-sol

Afin de mieux connaître la géologie des bassins sédimentaires, il est important d'acquérir des données, d'inventorier régulièrement les ressources du sous-sol. L'exploration pétrolière nécessite une connaissance régionale qui intègre très souvent des renseignements acquis sur des permis voisins, expirés ou actuels.

Au cours des 50 dernières années, les compagnies pétrolières et gazières ont réalisé en France plus de 360 000 km de profils sismiques et plus de 6 000 forages. Ces informations recueillies pendant les phases d'exploration sont collectées puis diffusées par l'administration.

Il est possible d'avoir accès et de commander des rapports de travaux, des informations concernant les puits forés et les acquisitions sismiques sur le portail internet du guichet H de l'administration (www.beph.net).

En 2013, plus 8 000 visites ont été recensées sur le site, ce qui témoigne d'un véritable intérêt pour ce patrimoine géologique. Depuis 2011, un peu moins de 3 500 forages, près de 24 000 km de profils sismiques en Métropole et plus de 15 000 km en Guyane ont été mis à disposition.

Les données, qui sont dans le domaine public, respectent les délais liés aux règles de confidentialité comme stipulé dans le Code minier.

En 2013, cette demande sur les données du sous-sol a généré des recettes de l'ordre 500 000 euros. Depuis 2011, la mise à disposition de certaines campagnes sismiques a généré plus d'1,2 millions d'euros de recettes. Elles permettent les opérations d'archivage, de validation, de diffusion des données actuelles et de sauvegarde des données moins récentes sur des supports informatiques modernes.

Ces données constituent un capital de connaissances important à préserver et nécessaire aux projets actuels et futurs de valorisation des

10 – Le raffinage

La situation du raffinage français reste précaire

L'année 2013 a été marquée par l'arrêt définitif de la raffinerie de Petit-Couronne, faisant suite à la faillite du groupe Petroplus survenue en janvier 2012.

Les huit raffineries métropolitaines qui ont fonctionné en 2013 continuent à faire face à un environnement dégradé dans un contexte de demande en produits pétroliers globalement atone.

Un point sur le raffinage mondial

La capacité mondiale de raffinage a légèrement diminué en 2013 : -0,6 % pour atteindre 4 415 millions de tonnes (Mt), avec 641 raffineries en exploitation.

Le Proche-Orient est une zone qui connaît une augmentation (+1,6 %) de sa part de la capacité mondiale de raffinage, avec le démarrage fin 2013 de la raffinerie saoudienne de Jubail d'une capacité de traitement de 20 Mt de pétrole brut par an.

La situation européenne

L'Europe occidentale et orientale (y compris la Communauté des États Indépendants), avec 181 raffineries, représente 27,8 % de la capacité mondiale de raffinage, une part qui reste stable par rapport à 2012. Elle est dépassée par la zone Asie/Océanie qui avec 142 raffineries, représente 28,5 % de cette capacité.

La situation en France

Pétrole brut traité en raffinerie en 2013

La quantité de pétrole brut traité dans les raffineries de métropole est égale à 57 Mt. Elle est légèrement inférieure à la quantité 2012 (58 Mt).

Cette légère baisse résulte de la perte de la capacité de traitement de brut due à l'arrêt définitif de la raffinerie de Petit-Couronne en 2013 (- 7,3 Mt), en partie compensée par l'augmentation de la capacité de traitement de la raffinerie de Normandie (+2,4 Mt) et du nombre de jours de fonctionnement des raffineries en activité.

Le grand arrêt de maintenance de la raffinerie de Feyzin, intervenu au 4^{ème} trimestre 2013, ainsi que des mouvements sociaux survenus dans certaines raffineries au mois de décembre, sont également des facteurs contributifs à la baisse de la quantité de brut traité sur l'année 2013.

La raffinerie de Berre (LyondellBasell) est restée sous cocon pour une deuxième année consécutive.

Figure 1 : Fonctionnement des raffineries métropolitaines en 2013

Société	Nombre de raffineries	Brut raffiné (kt)	Facteur de service (%)	Nombre de jours cumulés en distillation de brut
Total	5	31 983	75,8	1626
Esso	2	15 927	93,5	702
Petroineos	1	9 016	92	355
Métropole	8	56 926	87,1	2683

Source : DGE

La capacité totale de distillation de pétrole brut disponible en métropole (voir figure 9) est en baisse : 75 Mt en incluant la capacité théorique de traitement de la raffinerie de Berre. Elle était égale à 80 Mt en 2012.

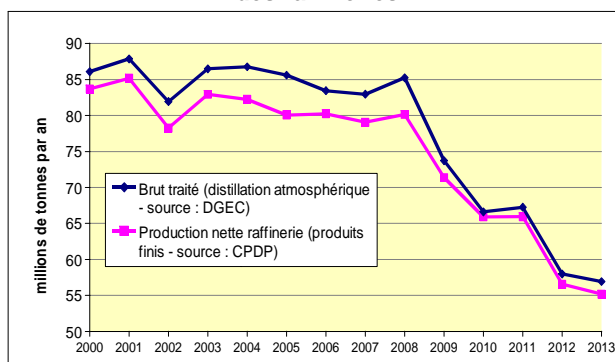
L'augmentation de la capacité théorique de traitement de la raffinerie de Normandie (+2,4 Mt) compense un tiers de la perte de la capacité théorique de traitement de la raffinerie de Petit-Couronne.

Le pourcentage d'utilisation de la capacité globale (facteur de service des raffineries) connaît une augmentation en 2013 : 87,1 %, sa valeur était de 70 % en 2012 en raison de nombreux travaux de maintenance, de grands arrêts réalisés dans cinq raffineries et d'un fonctionnement limité aux six premiers mois de l'année de la raffinerie de Petit-Couronne.

Traitement du brut et production dans les raffineries de métropole en 2013

En 2013, la production nette des raffineries françaises s'élève à 55,2 Mt. Cette légère diminution par rapport à 2012 (-0,7 Mt) fait suite à cinq années de fortes baisses (-30 % en cumulé entre 2007 et 2012).

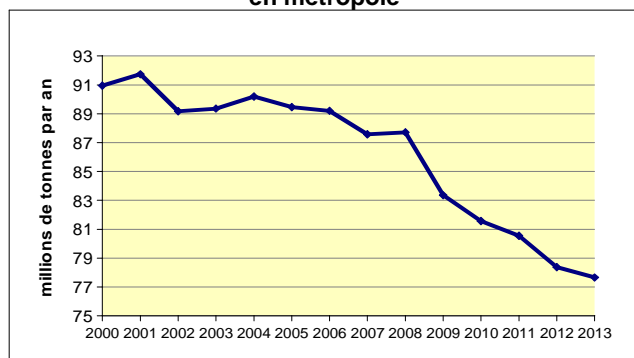
Figure 2 : Traitement de brut et production des raffineries



Équilibre offre-demande

La demande française de produits pétroliers, y compris les soutes marines, s'élève à 77,7 Mt et connaît une baisse moins importante que celles constatées chaque année depuis 2008.

Figure 3 : Demande de produits pétroliers en métropole



Source : CPDP

Supercarburants et gazole routier

La consommation de supercarburants en 2013 est égale à 7,1 Mt. Cette consommation a été divisée par 2 depuis l'année 2000.

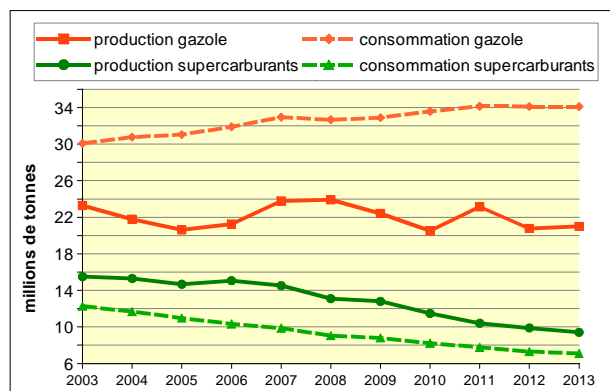
En 2013, la production nette de supercarburants dans les raffineries françaises est égale à 9,4 Mt.

La contraction de la surproduction se poursuit.

La consommation de gazole routier (34,1 Mt) est stable depuis 2011.

En 2013, la production nette de gazole dans les raffineries françaises s'élève à 21 Mt, en légère augmentation par rapport à 2012.

Figure 4 : Production et consommation de supercarburants et de gazole routier



Source : CPDP

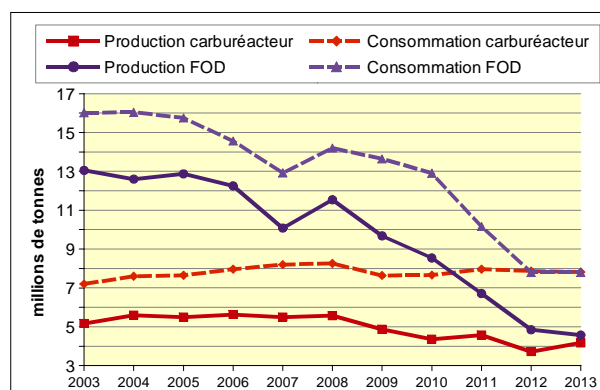
Fioul domestique et carburacteur

La consommation de fioul domestique (FOD) reste stable en 2013 par rapport à 2012 (7,8 Mt), pour une production nette dans les raffineries françaises passant en dessous de 5 Mt (4,6 Mt).

La production de fioul domestique dans les raffineries françaises a été divisée par 2 depuis 2009.

La consommation de carburacteur demeure stable autour de 8 Mt depuis trois ans (7,8 Mt en 2013). La production de carburacteur dans les raffineries françaises s'établit à 4,2 Mt en 2013.

Figure 5 : Production et consommation de carburacteur et fioul domestique (FOD)

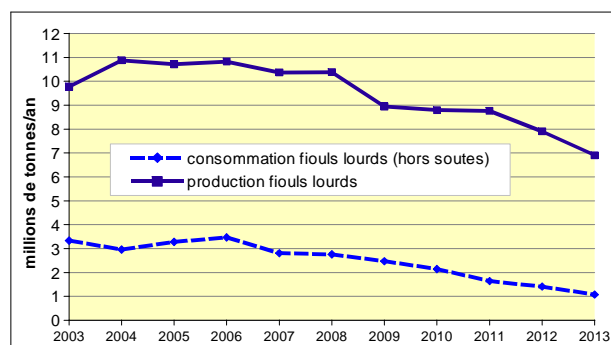


Source : CPDP

Fiouls lourds

La demande globale de fiouls lourds, y compris les soutes maritimes, s'élève à 3,4 Mt en 2013. La production de fiouls lourds hors combustibles maritimes, est égale à 6,9 Mt en 2013.

Figure 6 : Production et consommation de fiouls lourds



Source : CPDP

Répartition des procédés utilisés dans le secteur du raffinage

La répartition des principaux procédés de raffinage utilisés en France est reportée dans le tableau ci-après, en pourcentage de la capacité totale de distillation atmosphérique.

Figure 7 : Répartition des procédés de raffinage utilisés en France

	2013	2008
Distillation atmosphérique	100 %	100 %
Réformage catalytique des bases essences	19 %	18 %
Désulfuration des gazoles	42 %	37 %
Craquage catalytique	19 %	22 %
Hydrocraquage	11 %	7 %
Viscoréduction et craquage thermique	9 %	9 %

Source : DGEC

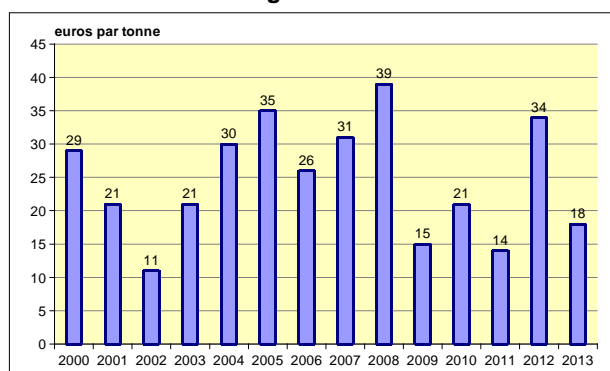
La désulfuration des gazoles et l'hydrocraquage sont les procédés de raffinage dont la capacité relative a le plus augmenté depuis cinq ans.

Evolution des marges brutes de raffinage sur Brent

La marge brute de raffinage sur Brent (différence entre la valorisation des produits raffinés et le cours du pétrole brut) s'est élevée à 18 euros par tonne (€/t) en moyenne en 2013 contre 34 €/t en 2012, soit un niveau proche de celui des années 2009 et 2011 (15 €/t).

A un environnement structurellement difficile (surcapacités de production en Europe du fait de la baisse de la demande ; déséquilibre croissant du mix de consommation entre le gazole et l'essence, couplé à une inadaptation de l'outil industriel ; concurrence des pays émergents), s'ajoute la concurrence du raffinage américain aujourd'hui plus compétitif grâce à la production des hydrocarbures non conventionnels. Cette dernière permet à l'industrie américaine du raffinage de disposer d'un pétrole brut moins cher et de coûts de l'énergie moins élevés. Cette situation a pour effet de diminuer le besoin d'importation d'essence de la côte est des Etats Unis, débouché traditionnellement important pour les excédents d'essence européens, et de favoriser les exportations de gazole américaines vers des zones (Afrique de l'ouest,...) habituellement approvisionnées par l'Europe.

Figure 8 : Évolution des marges brutes moyennes de raffinage sur le Brent



Source : DGECE

Investissements

En 2013, des investissements d'accroissement des capacités de raffinage existantes ont été conduits aux États Unis. La raffinerie BP de Whiting dans le nord des États Unis a été remise en fonctionnement en novembre 2013 après des travaux de reconfiguration des unités, qui permettent désormais de traiter en grande partie des bruts lourds et acides.

Des projets de construction de nouvelles raffineries sont annoncés en Asie (Vietnam et Chine).

En Italie, un investissement de 700 millions d'euros (M€) est prévu pour la raffinerie ENI de Gela actuellement à l'arrêt afin d'optimiser la production de gazole avec une prévision de redémarrage en 2017.

En Belgique, un investissement de 1 milliard d'euros a été annoncé par Total pour rationaliser sa plate-forme de raffinage et de pétrochimie d'Anvers.

En 2013, des investissements notables ont été réalisés dans la raffinerie de Normandie pour optimiser les principales unités, notamment par augmentation de la capacité de l'installation de distillation atmosphérique.

Les actions en faveur du secteur du raffinage se poursuivent au niveau européen

Au niveau national, le contrat d'étude prospective pour le raffinage s'est achevé fin 2013. Cette étude concernant l'emploi, financée à 50 % par l'État, constitue le volet prospectif de la démarche d'appui aux mutations économiques. Son cahier des charges, son élaboration et ses conclusions ont été partagés entre l'État, les organisations professionnelles et syndicales représentatives du secteur du raffinage.

Au niveau européen, les actions initiées en 2012 et 2013 par la Commission européenne se poursuivent avec notamment :

- le Forum européen du raffinage : ce forum réunit l'ensemble des parties prenantes (industriels, États Membres, Commission et Parlement européens) dans le but de discuter des réglementations existantes et futures ayant potentiellement un impact sur le secteur industriel du raffinage et sur la sécurité d'approvisionnement de l'Union Européenne en produits pétroliers. Le forum européen du raffinage s'est réuni deux fois en 2013, en avril et novembre ;
- le « bilan de santé » pour le secteur du raffinage : cet exercice consiste à évaluer l'impact sur la compétitivité des législations européennes, actuelles et futures, qui s'appliquent au secteur. Les résultats du bilan de santé sont attendus pour septembre 2014.

Un point sur la raffinerie de Petit-Couronne

Après le rejet des dernières offres de reprise de la raffinerie, le Tribunal de commerce de Rouen a retenu le consortium Bolloré-Valgo pour procéder au démantèlement des installations et à la dépollution permettant une réindustrialisation du site sur lequel un dépôt de produits pétroliers sera maintenu et qui devrait aussi accueillir d'autres activités.

Figure 9 : Capacité théorique de traitement des raffineries françaises en 2013 (kt/an)

Sociétés et Raffineries	Distillation Atmosphérique	Réformage Catalytique	Désulfuration des Gazoles	Viscoréduction Craquage Th.	Craquage catalytique	Hydro craquage	Bases essences		
							Alkylation	Isomérisation	ETBE
TOTAL	41 547	6 287	18 755	5 621	7 840	3 290	753	1 317	118
Feyzin	5 325	488	2 961	735	1 538		192		118
Grandpuits	4 914	638	2 335	798	1 638		176		
Donges	11 428	1 511	3 736	1 849	2 740		227		
Normandie	12 180	2 425	5 689	1 365		3 290		407	
Méditerranée	7 700	1 225	4 034	875	1 925		158	910	
LYONDELLBASELL Berre	6 300	840	2 135		1 050				
ESSO SAF	16 975	2 051	6 545		3 745	3 395	385	399	
Port-Jérôme-Gravenchon	11 410	1 211	3 535		2 275	3 395	385	399	
Fos-sur-Mer	5 565	840	3 010		1 470				
PETROINEOS Lavera	9 800	481	3 780	1 225	1 610	1 173		637	
SARA Le Lamentin	788	126	445						
Métropole	74 622	9 660	31 215	6 846	14 245	7 858	1 138	2 353	118
France	75 410	9 786	31 659	6 846	14 245	7 858	1 138	2 353	118

Source: DGEC

- Armelle BALIAN, Sabine GUICHAOUA

11 – Les carburants de substitution

L'objectif d'incorporation de biocarburants a été atteint en 2013. Le taux d'incorporation du biodiesel est relevé en 2014. Le GNV peine à décoller

L'objectif d'incorporation de biocarburants dans les carburants traditionnels, fixé à 7 % en énergie pour l'année 2013, a presque été atteint. Pour 2014, les objectifs ont été fixés à 7,7 % et 7 % en énergie respectivement dans les filières gazole et essence. Les biocarburants doivent respecter des obligations relatives aux critères de durabilité. Les efforts doivent être maintenus sur la filière GNV.

Le gaz de pétrole liquéfié-carburant (GPL-c)

Le GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié) carburant est un mélange de 50 % de butane et 50 % de propane, provenant du raffinage du pétrole, ou de gisements de gaz naturel.

Les véhicules alimentés au GPLc se caractérisent par un rejet relativement faible d'émissions polluantes. Ces véhicules sont soumis à la même réglementation antipollution que ceux fonctionnant à l'essence. Selon une étude menée en 2004 par l'ADEME, Energy Saving Trust, par les industriels du GPL et par quatre laboratoires européens et notamment par IFP Énergies nouvelles, les véhicules GPLc consomment en moyenne à puissance équivalente 30 % en volume de plus mais émettent environ 12 % de moins de CO₂ par kilomètre parcouru que les véhicules essence.

Le marché européen des véhicules GPLc a connu en 2009 et 2010 un très fort développement, ce qui a permis de porter le nombre de véhicules en circulation à environ 6,7 millions en 2013.

En France, sur la même période, les soutiens mis en place par le gouvernement ont permis une augmentation du nombre de véhicules en circulation. En effet, le nombre de véhicules particuliers équipés pour fonctionner avec du GPLc est resté stable entre 2004 et 2008, autour de 140 000 unités ; il a connu une forte hausse en 2009 et 2010. Le parc français comptait, fin 2013, près de 260 000 véhicules GPLc (0,7 % du parc automobile) contre 258 000 fin 2012.

Le réseau français de stations-service GPLc est resté stable en 2013 et couvre une grande partie du territoire national.

Il compte actuellement près de 1 750 points de vente ouverts au public et près de 100 stations privatives (en partie pour l'approvisionnement des parcs des collectivités).

Les capacités actuelles d'approvisionnement et la taille du réseau de distribution permettraient, en théorie, d'alimenter un parc de plus de 1,5 millions de véhicules GPLc en France.

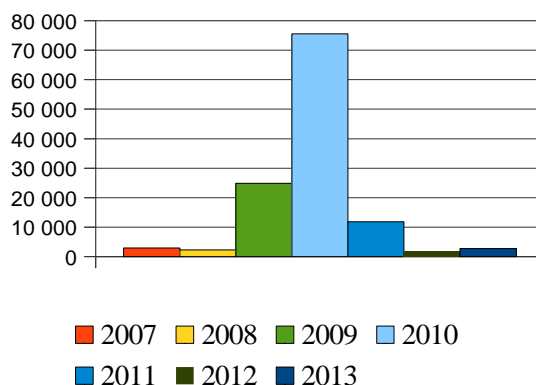
Ventes de véhicules neufs en France

2 743 véhicules GPLc particuliers ont été immatriculés en 2013 contre 2 025, 11 874 et 75 569 respectivement en 2012, 2011 et 2010, soit une diminution des ventes de 96 % en 3 ans. La part de marché des véhicules GPLc a atteint plus de 3,25 % des véhicules neufs immatriculés en 2010 contre 0,7 % en 2013. Ce pic des ventes en 2010 s'explique par la commercialisation de nouveaux modèles, et par l'attribution d'un bonus écologique spécifique au GPLc, ainsi que, des avantages fiscaux pour les particuliers et les professionnels.

Avec la fin de ce bonus en 2011, les nouvelles immatriculations de véhicules GPLc sont revenues à un niveau plus bas.

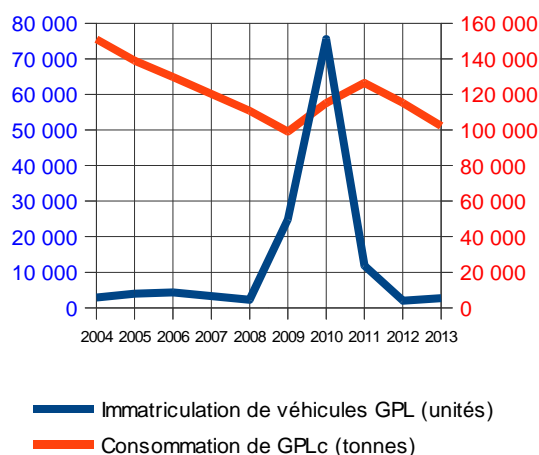
Comme les années précédentes, le prix moyen à la pompe est moins élevé que celui du SP95 (0,87 € le litre en moyenne en 2013), notamment du fait d'une fiscalité réduite.

Évolution du nombre d'immatriculations de véhicules GPL (mono ou bicarburant)



Source : CFBP

Évolution de la consommation de GPLc



Source : CFBP

Malgré l'augmentation du parc, la consommation de GPLc a diminué légèrement en 2013, probablement en raison de la crise économique.

Le gaz naturel-véhicule (GNV)

Le GNV est du gaz naturel (méthane), identique à celui qui circule dans les réseaux de distribution et de transport, mais qui est ici destiné à la consommation automobile. Il est en général issu des gisements fossiles de gaz naturel, mais peut aussi être du biométhane obtenu par épuration du biogaz, énergie renouvelable elle-même issue de la collecte des ordures ménagères ou de déchets agricoles. Il peut être liquéfié à des températures plus basses que le GPLc (-161°C), à pression atmosphérique, mais cette liquéfaction est fortement consommatrice d'énergie. En utilisation dans un véhicule automobile, il est généralement stocké dans les réservoirs sous forme gazeuse à une pression de 200 bars.

Toutes les études menées montrent que les émissions d'un véhicule consommant du GNV (CO, CO₂, NO_x, hydrocarbures imbrûlés, particules) sont parmi les plus faibles de tous les carburants issus des énergies fossiles.

Le bilan écologique du GNV issu du biométhane est encore meilleur car le gaz issu des déchets fermentescibles est capté et utilisé au lieu d'être relâché dans l'atmosphère.

Le GNV est aujourd'hui essentiellement utilisé par des véhicules de flottes captives (autobus, bennes à ordures ménagères, poids lourds et véhicules légers d'entreprises). Les principales villes européennes sont équipées en bus GNV à hauteur de 13 % de leurs flottes. En France, une agglomération sur deux de plus de 150 000 habitants est équipée de bus fonctionnant au GNV.

Le parc français de véhicules GNV est de 2 400 bus, 800 bennes à ordures ménagères, 200 camions et 10 000 véhicules légers (généralement de flottes d'entreprises).

Le parc de véhicules GNV de particuliers est peu développé en France, l'offre de véhicules et le maillage du territoire en stations service étant trop limités (40 stations accessibles au public, 115 stations privées pour poids lourds et 145 stations privées pour véhicules légers de flottes).

16 millions de véhicules GNV fonctionnent dans le monde. En Europe, c'est l'Italie qui en utilise le plus, avec 750 000 véhicules légers, 3 500 poids lourds, 850 stations publiques et 50 privées.

Les incitations à l'utilisation du GPLc et du GNV

Bonus écologique

L'aide pour l'achat de ce type de véhicule est aujourd'hui soumise aux mêmes conditions d'émissions de CO₂ que l'aide pour l'achat d'un véhicule propre fonctionnant à l'essence ou au gazole.

Mesures fiscales

- Le GNV utilisé comme carburant était jusqu'à présent, exonéré de Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques (TICPE). Depuis l'aménagement de la TICPE, effective depuis le 1^{er} avril 2014, le GNV bénéficie d'une taxe très faible de 1,49 c€/m³. Lorsqu'il provient de biométhane, il fait l'objet d'un dispositif incitatif spécifique. En effet, un fournisseur de gaz qui rachète du biométhane injecté dans les réseaux se voit appliquer un avantage financier lorsqu'il vend ce gaz pour une utilisation en tant que carburant ;
- Le GPLc bénéficie d'une TICPE plus faible (taux réduit de 107,6 €/t, soit 5,99 c€/l contre 60,69 c€/l pour les supercarburants et 42,84 c€/l pour le gazole) ;
- pour les véhicules de société, la TVA est récupérable à 100 % pour les véhicules utilitaires et les voitures particulières fonctionnant au GPLc ou au GNV ;
- il y a une exonération totale ou partielle de la taxe proportionnelle sur les certificats d'immatriculation pour le GPLc et le GNV selon les régions. Cette décision dépend d'une décision annuelle prise au 1^{er} janvier par la région et est appliquée par les préfetures concernées.

Les biocarburants

Le plan biocarburants français

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.

Objectifs d'incorporation (% énergétique)

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1,75	3,50	5,75	6,25	7,00	7,00	7,00	7,00

En 2014, les objectifs sont de 7,7 % pour la filière gazole et 7 % pour la filière essence. Les biocarburants apporteront la contribution la plus importante à l'objectif européen de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports à l'horizon 2020.

Les bilans d'incorporation (% énergétique)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Objectif	5,75	6,25	7,00	7,00	7,00	7,00
Réalisé	5,71	6,04	6,7	6,84	6,83	6,78

En 2013, le pourcentage énergétique (pci) de biocarburants dans les carburants a été de 6,78 % pour l'ensemble des deux filières (5,66 % pour les essences et 7,01 % pour le gazole), contre 6,83 % en 2012 (5,82 % pour les essences et 7,04 % pour le gazole).

Afin d'atteindre les objectifs fixés, le gouvernement a engagé des actions volontaristes permettant d'encourager la production de biocarburants et leur mise sur le marché.

L'augmentation de la teneur en biocarburant dans les carburants

Le SP95-E10

Depuis le 1^{er} avril 2009, le SP95-E10 (limité à 10 % en volume d'éthanol) est vendu en parallèle du supercarburant sans plomb traditionnel dont la teneur en éthanol est inférieure à 5 % en volume. Il est prévu que la distribution des carburants SP95 et SP98 soit maintenue dans la mesure où il existe encore des véhicules non compatibles avec le SP95-E10 (notamment les plus anciens et ceux équipés d'un moteur à injection directe).

Le SP95-E10 a vocation à devenir le carburant essence « de référence » en Europe. En décembre 2013, sur l'ensemble des stations service d'un débit annuel de plus de 500 m³, 4 586 proposaient le SP95-E10 à la vente, soit plus de 51 % du parc national. Le SP95-E10 représente 29 % du volume des essences, soit davantage que la part du SP98, inférieure à 20 %.

Les carburants à haute teneur en biocarburants

Le gazole B30

Le gazole B30 contient 30 % en volume d'EMAG (Esters Méthyliques d'Acide Gras). Il est autorisé pour les véhicules de flottes captives disposant d'une logistique carburant dédiée. Ce carburant n'est pas disponible à la vente au grand public, dans la mesure où il nécessite des conditions de maintenance adaptées.

Le superéthanol E85

Destiné aux véhicules à carburant modulable (également appelés « flex fuel »), ce carburant est composé d'éthanol (au moins 65 %) et de supercarburant (au moins 15 %).

Toutes les conditions ont été mises en place afin d'autoriser la vente du superéthanol sur l'ensemble du territoire pour les professionnels et les particuliers depuis le 1^{er} janvier 2007.

Ainsi, le superéthanol bénéficie d'une fiscalité avantageuse, qui est passée à 12,40 c€/l à compter du 1^{er} avril 2014 (contre 17,29 c€/l auparavant et 60,69 c€/l pour le supercarburant classique) suite à la mise en œuvre de l'aménagement de la TICPE. Il est actuellement vendu à un prix moyen de 0,86 €/l (en avril 2014).

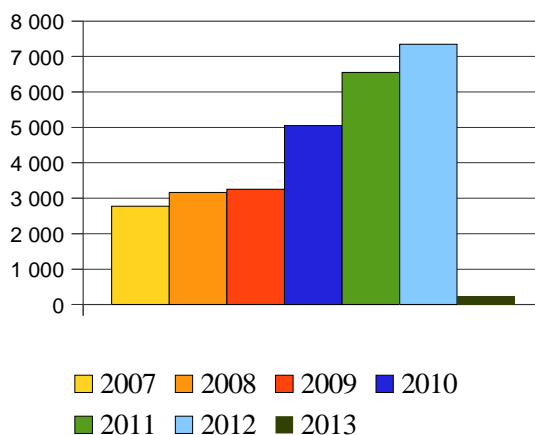
Par ailleurs, pour faciliter et accélérer le développement de cette filière, des mesures fiscales favorables ont été adoptées en tenant compte de l'intérêt du superéthanol en termes d'environnement et d'indépendance énergétique :

- exonération partielle ou totale de la taxe proportionnelle sur les certificats d'immatriculation selon les régions ;
- abattement de 40 % sur les taux d'émissions de

dioxyde de carbone retenus pour déterminer le malus correspondant si les voitures fonctionnant au superéthanol E85 émettent moins de 250 g de CO₂/km.

En janvier 2014, 363 stations-service commercialisent ce carburant (augmentation de 19 % par rapport à 2013) et environ 30 000 véhicules prévus pour fonctionner avec ce carburant ont été immatriculés depuis 2006.

Immatriculations de véhicules à carburant modulable (flex fuel)



La baisse importante des immatriculations observée en 2013 s'explique par la suspension des ventes de véhicules de certaines marques, en raison d'un durcissement des normes européennes en termes d'émissions polluantes, en condition de fonctionnement à froid des véhicules.

Les huiles végétales pures (HVP)

L'utilisation des HVP comme carburant n'est autorisée que pour certains secteurs professionnels fixés par les articles 265 ter et quater du code des douanes.

Cette autorisation concerne l'utilisation de l'huile végétale pure comme :

- carburant agricole par les exploitants agricoles ;
- carburant de bateaux de pêche professionnelle pour les pêcheurs ;
- carburant (y compris dans les véhicules de transports en commun de personnes) utilisé par les collectivités territoriales ou leurs groupements. Elles devront préalablement avoir signé avec l'État un protocole précisant notamment les obligations de suivi et de contrôles réguliers des véhicules.

Les HVP utilisées bénéficient d'une exonération de TICPE.

L'utilisation des HVP suscite beaucoup de réserves de la part des constructeurs de véhicules automobiles et de machines agricoles, dont la grande majorité déconseille son usage.

La production de biocarburants

La production issue d'unités agréées pour le marché français a été quasiment stable jusqu'en 2010 et a baissé en 2011. En 2012, cette production de

biocarburants a repris du fait de la baisse des importations de biocarburants. Cette baisse des importations 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.

Production totale issue d'unités agréées en kt				
2009	2010	2011	2012	2013
2 919	2 846	2 374	2 573	2 513
Agréments totaux en kt				
2009	2010	2011	2012	2013
3 965	4 268	4 268	3 871	2 781

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 37 % 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.

Production d'ETBE (équivalent éthanol) issue d'unités agréées en kt				
2009	2010	2011	2012	2013
202	188	178	150	86
Agréments ETBE (en équivalent éthanol) en kt				
2009	2010	2011	2012	2013
225	225	225	189	92

En 2013, la filière éthanol a produit près de 83 % des capacités agréées. Une grande partie de cet éthanol sert à la production d'ETBE.

Production d'éthanol issue d'unités agréées en kt				
2009	2010	2011	2012	2013
417	522	469	470	525
Agréments d'éthanol en kt				
2009	2010	2011	2012	2013
867	867	867	802	636

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 1 903 kt en 2013 contre 1 953 kt en 2012. La filière a ainsi produit un peu plus de 95 % des capacités agréées en 2013, contre 70 % en 2012.

Production d'EMAG issue d'unités agréées en kt				
2009	2010	2011	2012	2013
2 095	2 120	1 695	1 953	1 903

Agréments EMAG en kt				
2009	2010	2011	2012	2013
2 647	3 070	3 077	2 779	2 001

La fiscalité

Le principal levier incitatif : la Taxe Générale sur les Activités Polluantes (TGAP)

La TGAP permet d'encourager l'incorporation et la distribution de biocarburants en pénalisant les opérateurs qui mettent à la consommation une proportion de biocarburants inférieure au seuil fixé.

La loi de finances pour 2005 institue un système de taxation des carburants visant à favoriser l'incorporation de biocarburants au niveau prévu par la loi n°2005-781 de programme fixant les orientations de politique énergétique du 13 juillet 2005 modifiée.

L'article 32 introduit en effet une taxe sur la mise à la consommation d'essence, d'une part, et de gazole, d'autre part, basée sur le prix de vente hors TVA. Le taux de la taxe générale sur les activités polluantes était fixé à 7 % depuis 2010 (art 266 quindecies du code des Douanes). En 2014, il a été relevé à 7,7 % dans la filière gazole. L'assiette de la TGAP est constituée par les volumes de carburants routiers mis à la consommation.

Pour le calcul de la TGAP, ce taux est diminué à proportion des volumes de biocarburants incorporés dans les carburants mis sur le marché.

Les montants de TGAP acquittés (M€)

2008	2009	2010	2011	2012	2013
62	104	110	150	156	149

Une incitation renforcée pour les biocarburants produits à partir de déchets : le double comptage

Les biocarburants produits à partir de déchets et de résidus peuvent bénéficier du double comptage au titre de la TGAP. Cela signifie que la part de ces biocarburants est comptée deux fois pour l'atteinte de l'objectif d'incorporation.

Ce double comptage, qui donne un net avantage compétitif aux produits concernés, permet d'encourager le développement de biocarburants n'entrant pas en concurrence avec l'alimentation tout en contribuant à la valorisation des huiles alimentaires usagées, des graisses animales ou des marcs et lies de vin inutilisés.

L'arrêté du 21 mars 2014 fixe les modalités d'application du double comptage pour l'année 2014. Il limite la quantité de biocarburants pouvant bénéficier de cet avantage à 0,35 % d'incorporation pour la filière gazole et 0,25 % pour la filière essence. Cela permet d'éviter l'importation massive de déchets ou de biocarburants issus de déchets qui avait été observée en 2011.

Une TICPE réduite pour les biocarburants

La directive 2003/96/CE prévoit la possibilité pour les États Membres d'appliquer un taux d'accises réduit sur certaines huiles minérales (carburants) qui contiennent des biocarburants et sur les biocarburants.

L'exonération partielle de la 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 diminuent ensuite jusqu'à l'extinction du dispositif au 31 décembre 2015.

Les taux de la défiscalisation¹

€/hl	2011	2012	2013	2014	2015
EMAG*	8	8	8	4,5	3
ETBE**	14	14	14	8,25	7
Éthanol					
EHV***	14	14	14	8,25	7
BS****	8	8	8	4,5	3

* esters méthyliques d'acide gras

** seule la part éthanol peut en bénéficier

*** esters éthyliques d'huiles végétales

**** biogazole de synthèse

Les montants de la défiscalisation sont estimés à 280 M€ en 2013.

Les montants globaux de la défiscalisation (M€)

2008	2009	2010	2011	2012	2013
720	521	425	271	288	280

Les enjeux de la performance énergétique et environnementale des biocarburants

Une politique européenne volontariste

La directive 2009/28/CE, relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (appelée directive « EnR ») fixe un objectif d'utilisation d'énergies renouvelables dans le bouquet énergétique de 23 % pour la France en 2020 et un objectif au moins égal à 10 % d'énergies renouvelables dans le secteur des transports en 2020. Ces 10% se décomposent en 6% de réduction effective des émissions de gaz à effet de serre des carburants, 2% de réduction à l'aide de quotas carbone et 2% qui peuvent être atteints à l'aide d'autres formes d'énergie (électricité, biogaz,...)

Selon ces deux directives, seuls les biocarburants et les bioliquides, consommés dans l'Union européenne, répondant à des « critères de durabilité », pourront être

pris en compte pour évaluer le respect de ces objectifs et bénéficier de la TICPE réduite.

2013, seconde année de mise en œuvre des dispositions sur la durabilité des biocarburants en France

En 2011, les dispositions européennes sur la durabilité des biocarburants ont été transposées dans la réglementation nationale par les textes suivants :

- Code de l'énergie (articles L.661-1 à L.661-9) par l'ordonnance n°2011-1105 du 14 septembre 2011 portant transposition des directives 2009/28/CE et 2009/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 dans le domaine des énergies renouvelables et des biocarburants ;
- Décret n°2011-1468 du 9 novembre 2011 relatif à la durabilité des biocarburants et des bioliquides ;
- Arrêté du 23 novembre 2011 modifié pris en application de l'ordonnance n°2011-1105 du 14 septembre 2011 et du décret du 9 novembre 2011 relatif à la durabilité des biocarburants et des bioliquides ;
- Arrêté du 1er décembre 2011 relatif aux contenus énergétiques des biocarburants et des carburants.

Conformément à cette nouvelle réglementation et afin de respecter les critères de durabilité, les biocarburants :

- doivent permettre une réduction des émissions de gaz à effet de serre (du puits à la roue), d'au moins 35 % par rapport aux carburants fossiles de référence et, à partir du 1er janvier 2017, d'au moins 50 %, voire de 60 % en 2018 pour les unités nouvelles ;
- ne doivent pas être produits à partir de terres riches en biodiversité et de terres présentant un important stock de carbone ou de tourbières.

Ces critères s'appliquent également aux biocarburants produits à partir de matières premières en provenance de pays tiers. Ces critères s'appliquent à toute la chaîne de production et de distribution des biocarburants dont les étapes vont du champ jusqu'à la distribution des carburants ou des combustibles destinés à la consommation.

Le rapport de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) « Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France » (publié en 2010) confirme que les biocarburants actuellement utilisés en France présentent des bilans gaz à effet de serre, du puits à la roue, qui satisfont les exigences de la directive 2009/28/CE (réduction d'au moins 35 % des émissions de gaz à effet de serre) en l'absence de prise en compte du changement d'affectation des sols.

L'année 2013 a été la seconde année de mise en œuvre des dispositions transposées en 2011. Afin de démontrer le respect des critères évoqués ci-dessus, les opérateurs ont dû s'inscrire à un schéma volontaire, développé par les opérateurs eux-mêmes, ou au système national, qui est géré par la DGEC. Cela leur a permis de démontrer que les critères de durabilité ont été respectés.

La DGEC a engagé le chantier du futur système d'information de la durabilité. Ce dispositif permettra, à

¹ Compte tenu de la moindre densité énergétique des biocarburants, la perte de recettes pour l'État est compensée par une plus forte consommation en volume.

terme, aux opérateurs économiques d'effectuer leurs déclarations en ligne et à la DGEC de disposer d'un outil statistique et de traçabilité performant.

Le changement d'affectation des sols

Les directives 2009/28/CE et 2009/30/CE, évoquées ci-dessus, ne prennent pas en compte les émissions de gaz à effet de serre liées au changement d'affectation des sols indirect.

Depuis l'adoption de ces directives, le phénomène de Changement d'Affectation des Sols Indirect (CASI), *Indirect Land Use Changes* (ILUC en anglais), déjà identifié dans la directive « ENR » qui renvoyait à des dispositions opérationnelles ultérieures, a été dénoncé par les ONG environnementales. Le CASI pourrait, en effet, augmenter considérablement les émissions de gaz à effet de serre des biocarburants issus de denrées alimentaires (huiles et sucres). Ce phénomène peut se résumer ainsi : l'usage d'huiles - initialement destinées à l'alimentation - pour faire des biocarburants en France peut entraîner l'importation d'huiles d'Asie ou d'Amérique à destination de l'alimentation. Or, si ces productions supplémentaires nécessitent la transformation de prairies ou de forêts, le bilan d'émission de GES des biocarburants français serait dégradé.

Afin de répondre à ces préoccupations, la Commission européenne a publié le 18 octobre 2012 une proposition de directive, modifiant les deux directives en vigueur. Après d'intenses négociations au cours de l'année 2013, un accord a pu être trouvé par les États Membres au Conseil Énergie du 13 juin 2014.

La recherche en matière de biocarburants

Les limites physiques et économiques de production des biocarburants de première génération, notamment en matière de rendement à l'hectare et de protection des débouchés alimentaires, conduisent les pouvoirs publics à soutenir la recherche et le développement sur les biocarburants avancés de deuxième et troisième génération.

Les biocarburants de 2^{ème} génération sont issus de matières premières qui ne sont pas en concurrence directe avec l'alimentaire, à savoir, des déchets ou des résidus (bois, paille, résidus agricoles et forestiers....) ou de cultures dédiées.

Les biocarburants avancés, en particulier ceux issus de la transformation de la lignocellulose n'ont pas encore atteint le stade industriel et sont encore au stade de la recherche – développement, ou de la démonstration pour les projets les plus avancés.

Les biocarburants de 3^{ème} génération seront issus des algues cultivées soit en milieu ouvert, soit en bioréacteur.

Depuis 2005, l'ensemble des dispositifs français de soutien de la recherche a permis de financer des projets portant sur les biocarburants avancés à hauteur de 147 M€, dont environ 15 % consacrés à la troisième génération.

En ce qui concerne la deuxième génération, les premières productions industrielles sont escomptées un

peu avant la fin de la décennie. En termes de technologies, on distingue la voie biochimique et la voie thermochimique.

Les projets de démonstrateurs en cours explorent ces deux technologies :

- basé en Champagne-Ardenne, le projet **Futurol** (76,4 M€) concerne la production de bioéthanol à partir de lignocellulose issue de co-produits agricoles ou forestiers ou de biomasse dédiée, par voie biochimique. Il rassemble les principaux acteurs de la filière bioéthanol de première génération, IFP EN, l'INRA, Lesaffre et Total ;
- le projet **BioTfuel** (112,7 M€) utilise, quant à lui, la voie thermochimique. Basé à Compiègne, puis Dunkerque, ce projet de fabrication de biodiesel et de kérosène de synthèse rassemble le CEA, IFP EN, Sofiprotéol et Total ;
- le projet **Syndièse**, situé à Bures et porté par le CEA, utilise lui aussi la voie thermochimique et vise à améliorer le rendement global du procédé grâce à un apport extérieur d'hydrogène ;
- à Strasbourg, le projet du groupe papetier **UPM**, qui faisait partie des cinq projets présentés par la France dans le cadre du programme européen NER300 (cf. fiche 18), a été retenu et sera financé à hauteur de 170 M€. Il s'agit également d'un procédé par voie thermochimique utilisant des résidus de bois comme matières premières.

La France dispose d'un réseau scientifique et technologique important qui se structure notamment dans le cadre des instituts d'excellence en énergie décarbonnée (IEED). Ces derniers peuvent s'appuyer sur plusieurs centres de recherche publics : IFP EN, INRA, CEA, IFREMER. Trois IEED concernent les biocarburants : PIVERT, à Compiègne, Greenstars, dans l'Hérault, et INDEED, près de Lyon. Ils ont été labellisés en avril 2012 et sont en cours de conventionnement.

- Vivien ISOARD, Jean-Michel LAMY,
Daniel GRINFOGEL

12 – Les infrastructures pétrolières

Des infrastructures qui s'adaptent aux évolutions de l'industrie pétrolière

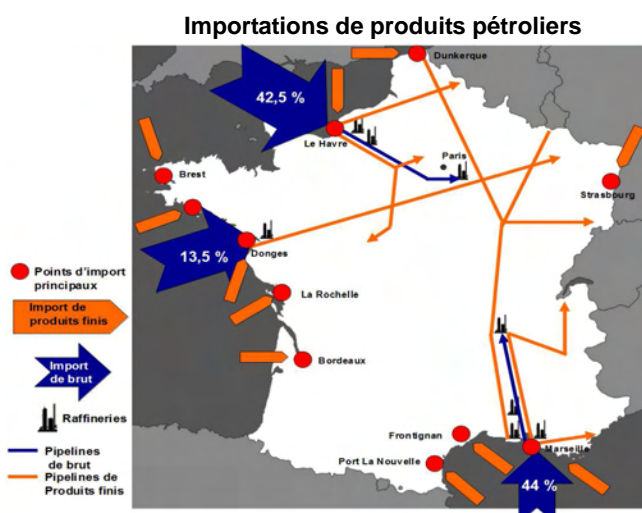
Des besoins en capacités de stockages stratégiques qui recommencent à baisser en raison de la diminution des consommations.

Les raffineries et dépôts d'importation

L'Allemagne importe par voie maritime la quasi-totalité des produits pétroliers consommés.

Le pétrole brut est importé dans les ports de Marseille (44 %), Le Havre (42,5 %) et St Nazaire (13,5 %) avant d'être transporté par pipeline vers les huit raffineries françaises en fonctionnement.

Les produits raffinés sont importés principalement dans ces trois ports mais aussi dans les ports des façades atlantique (Dunkerque, Brest, Lorient, La Rochelle, Bordeaux ...) et méditerranéenne (Frontignan ou Port La Nouvelle). Des importations ont aussi lieu depuis des pays frontaliers, par voie routière et fluviale, à partir de l'Allemagne et de l'Allemagne.



Source DGEC

Les cinq raffineries de Total, les deux raffineries d'Esso et celle de Petroineos ont traité 56,9 Mt de brut, soit 1 Mt de moins qu'en 2012.

Le raffinage en 2013		
Groupe	Nbre de raffineries	Brut raffiné (kt)
Total	5	31 983
Esso	2	15 927
Petroineos	1	9 016
Métropole	8	56 926

Source DGEC

La raffinerie de la société Lyondellbasell de Berre est restée sous cocon. Celle de Petroplus à Petit Couronne a, quant à elle, été mise à l'arrêt de manière définitive en 2013.

Les réseaux de transport de pipelines

La baisse générale des consommations (-0,4%) n'explique pas à elle seule la baisse des volumes transportés par pipeline (-3 %).

Les principaux réseaux de pipelines

Les pipelines sont un moyen de transport massif du pétrole brut et des produits raffinés des zones d'importation et de production vers les lieux de consommation.

Les pipelines de pétrole brut relient les dépôts d'importation aux raffineries. La France en compte trois principaux¹ :

- le pipeline sud-européen (PSE) qui au départ du grand port maritime de Marseille, approvisionne les raffineries de Feyzin et de Cressier (Suisse) ;
- le pipeline d'Ile-de-France (PLIF) achemine du pétrole brut du port du Havre à la raffinerie de Grandpuits (sud-est de Paris) et peut être utilisé comme moyen de secours pour l'approvisionnement de la raffinerie de Normandie ;
- le pipeline Antifer-Le Havre transporte du pétrole brut d'Antifer au dépôt de la CIM (Compagnie Industrielle Maritime) au Havre qui alimente les raffineries de la Basse-Seine.

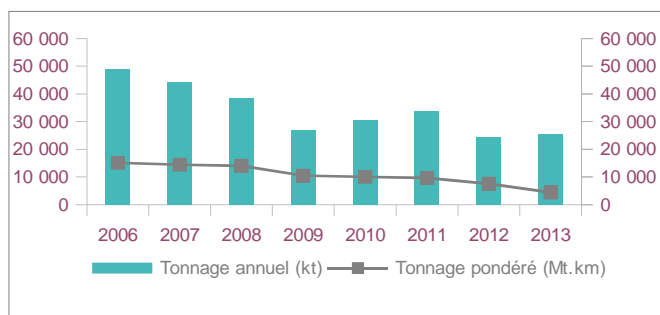
Les pipelines de produits finis approvisionnent les dépôts de distribution. Les principaux sont :

- le pipeline Le Havre-Paris (LHP) alimente la région Ile-de-France et les aéroports parisiens. Il dessert également les zones de Caen et d'Orléans-Tours ;
- le pipeline Méditerranée Rhône (PMR) achemine des produits de Fos-sur-Mer vers la région lyonnaise, Puget (région de Nice) et la Suisse (Genève) ;
- le pipeline Donges-Melun-Metz (DMM) traverse la France d'ouest en est, du port de Saint-Nazaire à Saint-Baussant et approvisionne la zone du Mans et la zone de l'Est. Il est par ailleurs interconnecté avec le LHP et l'ODC ;
- l'oléoduc de défense commune (ODC) correspond à la partie française du CEPS (Central Europe Pipeline System) de l'OTAN et s'étend en France sur 2 260 Km.

¹ Ces pipelines représentent environ la moitié du trafic du brut par canalisation.

Le trafic dans les principaux pipelines¹ de pétrole brut en 2013

Evolution du transport de pétrole brut



Source : DGEC

Les quantités de pétrole brut transportées dans les principaux pipelines¹ ont augmenté de 5 % en 2013.

Le trafic vers Cressier en Suisse et sur le pipeline Antifer-Le Havre est revenu à son niveau de 2011, ce qui a contrebalancé l'arrêt des trafics vers la raffinerie Miro en Allemagne.

En revanche, le nombre de tonnes kilomètres a considérablement baissé pour les canalisations de brut (-41%). Ceci s'explique encore une fois par l'effet de l'arrêt des livraisons vers Miro, qui a engendré une perte de trafic sur les longues distances non compensée par la reprise sur Cressier et Antifer.

Le pipeline sud-européen

Le trafic sur le réseau PSE est en baisse de 37 % par rapport à 2012 avec 7,2 Mt de pétrole brut transporté.

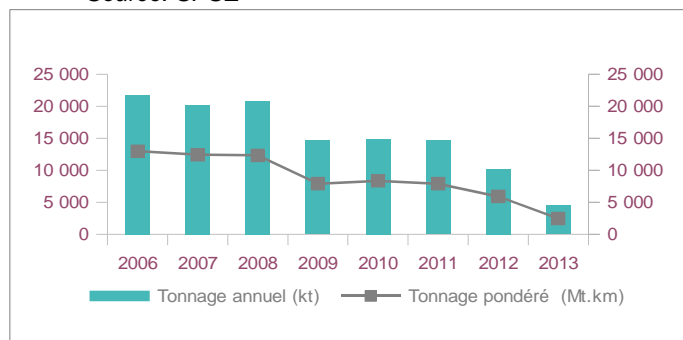
Cela est dû à la décision des actionnaires allemands de la raffinerie Miro depuis début 2013, d'approvisionner la raffinerie uniquement par l'oléoduc Transalpin (Tal), un pipeline qui relie l'Italie, l'Autriche et l'Allemagne depuis Trieste.

Le réseau a ainsi enregistré une perte de trafic importante, le transport vers la raffinerie Miro de Karlsruhe en Allemagne représentait en effet 43 % du trafic total du PSE en 2011. Quelque 370 kt ont néanmoins été transportés en 2013 pour la vidange des lignes en direction de Karlsruhe.

Aujourd'hui, la raffinerie Total de Feyzin représente à elle seule plus de la moitié du trafic sur le pipeline sud-européen.

Evolution du trafic du réseau SPSE

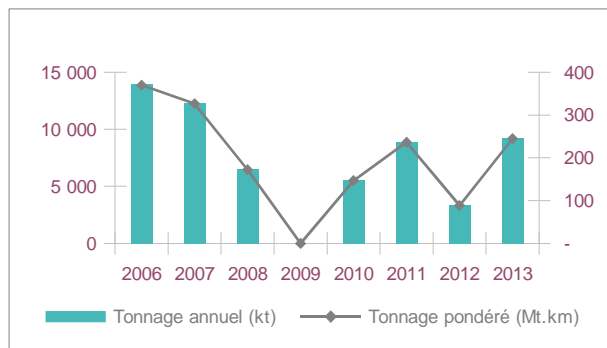
Source : SPSE



Le pipeline Antifer-Le Havre

Le trafic sur le pipeline Antifer-Le Havre a été multiplié par 2,5 par rapport à 2012 pour s'établir à 9,2 Mt en 2013. Cet écart important s'explique par l'arrêt de la canalisation pendant 6 mois pour raison de maintenance en 2012.

Evolution du trafic du pipeline Antifer-Le Havre



Source : DGEC

Le pipeline d'Ile-de-France

Le trafic sur le pipeline privatif d'Ile-de-France a baissé de 3,1 %. Ceci peut s'expliquer par les mouvements sociaux dans les raffineries Total fin 2013.

Le trafic de produits raffinés dans les pipelines en 2013

Le trafic de produits raffinés sur les principaux réseaux de pipelines a baissé de 3 %.

Le pipeline Le Havre-Paris

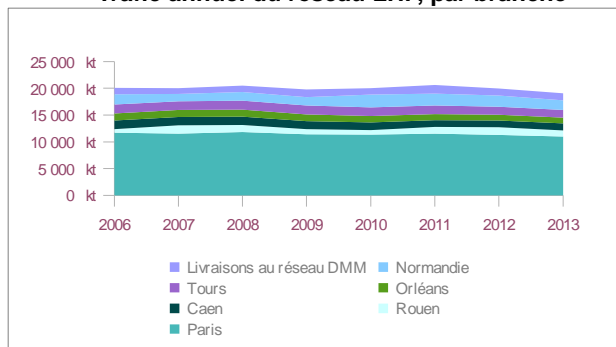
Le réseau LHP totalise un trafic de 19 Mt en 2013, en baisse de 4,3 % par rapport à 2012.

Ce résultat s'explique, d'une part, par la baisse de la consommation des carburants et combustibles en France de 0,4 % en 2013, et d'autre part, par une fin d'année difficile notamment en raison de l'arrêt des expéditions de la raffinerie de Gonfreville.

Le trafic vers Rouen a enregistré la plus forte baisse. En effet, les livraisons ont chuté de 23 % en particulier en gazole biofree.

Le trafic mesuré en tonnes kilomètres n'est en baisse que de -1 % en raison de la fermeture de la raffinerie de Petit Couronne, qui a entraîné une augmentation des distances pour les expéditions de fioul domestique.

Trafic annuel du réseau LHP, par branche



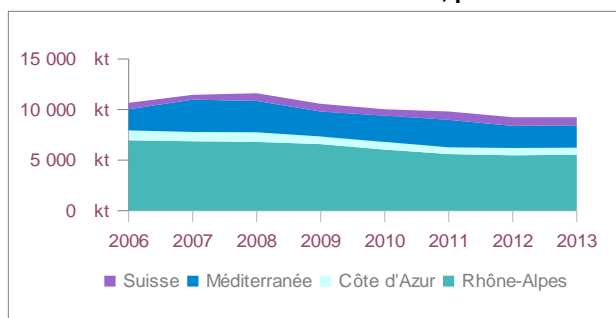
Source : DGEC

Les infrastructures de stockage

Le pipeline Méditerranée-Rhône

Le trafic sur le PMR est stable par rapport à l'année 2012, il s'établit à 9,2 Mt. Le tonnage kilométrique est par contre en hausse de 6 % en 2013.

Trafic annuel du réseau SPMR, par branche

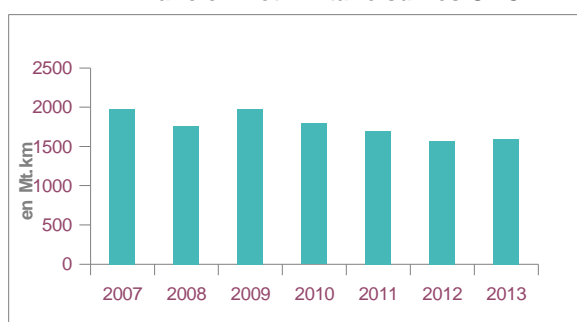


Source : DGEC

L'oléoduc de défense commune

L'activité de transport des ODC s'est établie à 1,6 Mtkm en 2013, en légère hausse par rapport à 2012. Cette évolution s'explique principalement par une augmentation du trafic liée au grand arrêt de la raffinerie Total de Feyzin.

Trafic civil et militaire sur les ODC

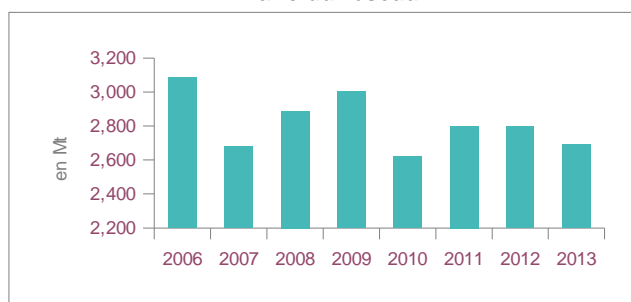


Source : DGEC

Le Donges-Melun-Metz

Le trafic sur le DMM a baissé de 3,9 % en 2013. Cette baisse résulte de la concurrence accrue du transport par barge sur le Rhin, qui bénéficie de prix particulièrement bas. Le site de Saint-Baussant se trouve ainsi fortement pénalisé à cause de l'offre importante du transport par barge.

Trafic du réseau DMM



Source : DGEC

Les capacités de stockage nationales

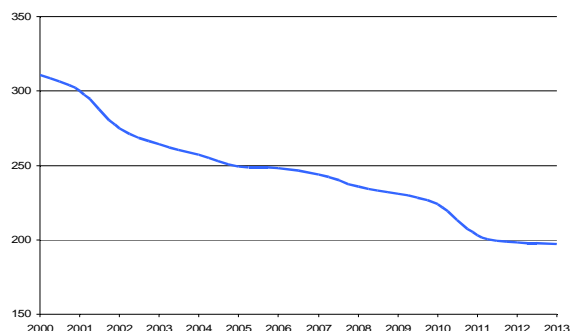
La France dispose d'une capacité de stockage globale de l'ordre de 44 Mm³ (en baisse de 13 % depuis 20 ans) de produits pétroliers dont environ un quart dans les dépôts pétroliers de distribution, 8,5 Mm³ dans les stockages souterrains du Sud-Est de la France et le reste dans les raffineries et leurs dépôts annexes ou assimilés.

Toutes ces infrastructures sont dédiées principalement aux produits finis (environ 23,5 Mm³), le brut et les produits intermédiaires représentant environ chacun 11 et 9,3 Mm³.

Les dépôts de carburants et combustibles (hors raffineries et cavernes)

Le nombre de dépôts pétroliers² d'une capacité de stockage supérieure à 400 m³ est en constante diminution depuis 40 ans (583 en 1978, 311 en 2000 et 196 en 2013).

Nombres de dépôts depuis 2000



Source CPDP-DGEC

Néanmoins cette décroissance, qui semble avoir atteint un palier, s'apparente davantage à une restructuration. En effet, si la capacité totale de stockage de ces dépôts est passée d'environ 12 Mm³ à 11 Mm³ depuis 2000 (une diminution en volume de 9 %), leur nombre, lui, a baissé de 63 %. Cette tendance a été confortée par la création de dépôts à forte capacité à partir des stockages des raffineries qui ont fermé (Reichstett et Dunkerque).

Physionomie des dépôts de stockage en métropole

Sur les 196 dépôts de carburant et de fioul domestique recensés en 2013, près de la moitié (79) est destinée à la distribution en acquitté. Il s'agit de dépôts de petite taille généralement inférieure à 1000 m³, appelés dépôts secondaires. Les dépôts primaires, quant à eux, sont des établissements fiscaux de stockage dans lesquels les stocks de produits pétroliers sont en suspension de droits et taxes.

Comme le montre le tableau ci-dessous, leurs capacités de stockage sont variables ; ainsi, 102 ont moins de 10 000 m³ de capacité, 64 jusqu'à 100 000

² Dans le reste de cette fiche, seront désignés comme « dépôts pétroliers », les dépôts de stockage de carburant ou de fioul domestique d'une capacité de plus de 400 m³.

m³ et 30 au-delà de 100 000 m³.

Capacité en km3	Nbe de dépôts
0,4 < C < 1	86
1 < C < 10	16
10 < C < 25	16
25 < C < 50	20
50 < C < 100	28
100 < C < 300	21
300 < C	9

Source DGEC

Si 80 % des dépôts primaires disposent d'un moyen d'approvisionnement massif (voie fluviale 21, maritime 27, ferrée 27 et oléoduc 54), ils sont 24 à disposer de 3 modes différents, 8 à en avoir 4 et 3 à les posséder tous.

Des disparités régionales

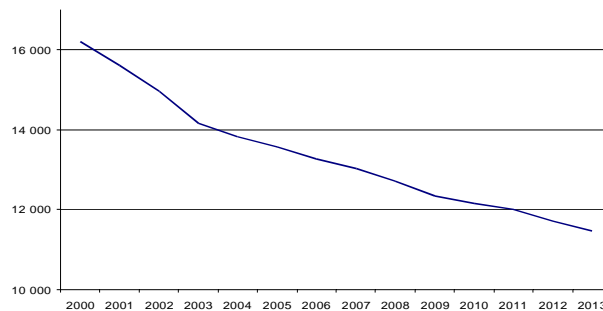
La répartition des capacités de stockage en dépôts de distribution n'est pas homogène en métropole. En effet, la proximité des outils de raffinage, des sites d'importations mais aussi les infrastructures de transport de produits pétroliers ont un impact sur cette répartition. Ainsi, l'Ile-de-France et la Haute-Normandie, représentent à elles deux 30 % des volumes de stockage en dépôts de carburants et combustibles. A l'inverse, Basse-Normandie, Picardie, Limousin, Auvergne, Bourgogne, Lorraine, Franche-Comté, Champagne-Ardenne, Corse et Midi-Pyrénées en représentent ensemble moins de 9 %. Trois autres régions disposant d'importants dépôts d'importation, se distinguent en ayant chacune 10 % des capacités nationales : Languedoc, Aquitaine et Nord-Pas-de-Calais.

Les régions Provence Alpes Côte d'Azur et Rhône Alpes ont d'importantes capacités de stockage hors dépôts de distribution, car elles cumulent la présence d'outils de raffinage et de dépôts d'importation à partir desquels s'effectue la distribution de carburants et fiouls.

La poursuite de la diminution du réseau de stations-service

Secteur fortement concurrentiel, le nombre de stations-service est en constante diminution depuis les années 80. Il est ainsi passé de 40 400 à moins de 11 500 en 30 ans et 218 stations ont encore fermé l'an dernier. Parallèlement, le nombre de stations-service de la grande distribution (GMS) est quasi stable en 2013, mais leur part de marché baisse pour la première fois (-0,6%) depuis les années 2000.

Nombres de stations-service depuis 2000



Source CPDP-DGEC

Les stocks stratégiques pétroliers

Le fonctionnement du système français des stocks stratégiques pétroliers

Ce système a été conçu pour faire face aux situations de crises d'approvisionnement internationales et aux perturbations nationales ou locales du réseau de distribution. Il a, en outre, pour fonction de permettre à la France de remplir ses engagements envers l'Union européenne (UE) et envers l'Agence internationale de l'énergie (AIE) en matière de sécurité énergétique.

Base de calcul de l'obligation de stockage stratégique

L'obligation de stockage s'étend du 1er juillet d'une année A au 30 juin de l'année A+1 et incombe aux opérateurs ayant mis des quantités de produits pétroliers à la consommation tout au long de l'année A-1. En métropole, depuis le 1^{er} juillet 2012, les stocks stratégiques que doivent constituer et conserver les opérateurs représentent 29,5% des quantités distribuées au cours de l'année A-1.

Les produits soumettant à obligation de stockage les opérateurs qui les mettent à la consommation, sont répartis en quatre catégories :

- Catégorie I : les essences ;
- Catégorie II : les distillats moyens (gazoles, pétrole lampant et fioul domestique) ;
- Catégorie III : les carburateurs ;
- Catégorie IV : les fiouls lourds.

Figure 1 : mises à la consommations effectuées en 2013, 2012 et 2011 en kt

		Cat. I	Cat. II	Cat. III	Cat. IV	Total
Raffineurs	2011	1 956	14 564	3 642	701	20 863
	2012	1 846	14 776	3 720	578	20 920
	2013	1 820	15 179	3 620	412	21 031
Grande distribution	2011	4 456	14 390	0	0	18 846
	2012	4 386	15 321	0	0	19 707
	2013	4 235	15 412	0	0	19 647
Autres	2011	1 316	17 084	2 608	159	159
	2012	1 072	16 652	2 528	139	139
	2013	1 027	16 225	2 537	97	97
Total	2011	7 728	46 038	6 250	860	860
	2012	7 304	46 749	6 248	717	717
	2013	7 082	46 816	6 157	509	509

Source : DGEC

La figure 1 révèle une baisse globale de la consommation en carburants et en combustibles en France métropolitaine de l'ordre de 0,75 %. La catégorie II (gasoil et FOD) est la seule à présenter une hausse. Dans cette catégorie, les sociétés de raffinage ont augmenté leurs parts de marché de 3 % malgré la disparition du groupe Petroplus.

Constitution des stocks

Les opérateurs disposant du statut douanier d'entrepositaire agréé satisfont à leur obligation de stockage en déléguant une part au Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers (CPSSP). Cette part « déléguée », est assurée par le CPSSP contre le versement par les opérateurs d'une rémunération proportionnelle à leurs ventes. L'autre part, appelée part « en propre », reste à la charge de l'opérateur qui peut, pour la constituer, soit conserver des stocks physiques en propriété, soit contracter des mises à disposition (MAD) de stocks avec d'autres opérateurs détenant des stocks excédentaires. Une MAD est un contrat par lequel un bénéficiaire réserve un stock auprès d'un fournisseur, le contrat incluant une option d'achat.

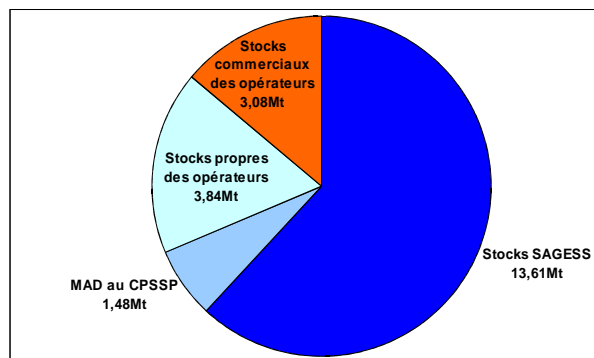
La part « déléguée » au CPSSP porte, au choix de l'opérateur, sur 56% ou sur 90% de son obligation totale, lui laissant ainsi le soin de constituer une part dite « en propre » équivalant respectivement à 44% ou à 10% de son obligation totale.

34 des 42 entrepositaires agréés assujettis à l'obligation ont opté pour un taux de délégation à 90% ; on retrouve l'ensemble de la grande distribution dans cette catégorie. Les trois raffineurs disposant de raffineries en France font partie des 8 opérateurs déléguant leur obligation à hauteur de 56%.

Les opérateurs ayant le statut de destinataire enregistré, délèguent 100 % de leur obligation au CPSSP.

Pour assurer la constitution des stocks stratégiques dont il a la charge, le CPSSP contracte des MAD auprès d'opérateurs pétroliers qui disposent de stocks excédentaires et fait appel aux services de la Société anonyme de gestion des stocks de sécurité (SAGESS), entité centrale de stockage, pour acquérir et maintenir les stocks physiques de pétrole brut et de produits pétroliers. La SAGESS est financée par le biais de la rémunération perçue par le CPSSP auprès des opérateurs.

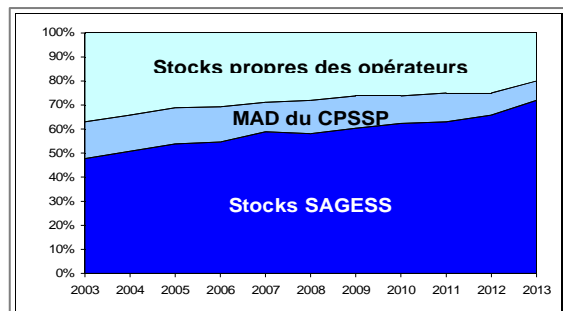
Figure 2 : répartition moyenne des stocks en France métropolitaine en 2013



Source : DGEC

86 % des stocks présents en France métropolitaine servent à couvrir l'obligation de stockage stratégique dont 78 % est assurée par le CPSSP. En juillet 2013, sur les 22 Mt de stocks pétroliers présents en France métropolitaine, 13,61 Mt étaient détenus par la SAGESS, soit environ 62 %.

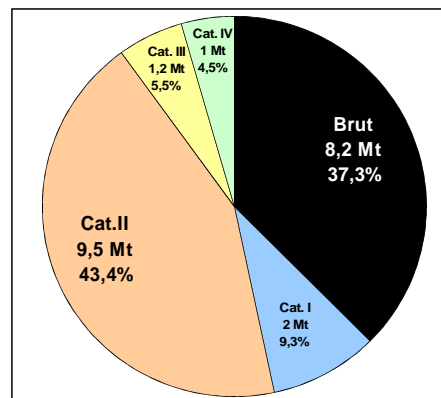
Figure 3 : évolution de la répartition des stocks stratégiques (valeurs prises en juillet)



Source : DGEC

La figure 3 met en lumière une baisse des stocks propres des opérateurs d'environ 19 % de 2012 à 2013. Cette diminution importante des stocks stratégiques détenus par les opérateurs s'explique par le changement de taux de délégation de plusieurs opérateurs, passant de 56% à 90%. On constate également une diminution d'environ 15 % des MAD faites par les opérateurs au CPSSP. C'est le résultat d'une politique de diminution des stocks conduite par les opérateurs.

Figure 4 : composition moyenne des stocks métropolitains en 2013 (stocks commerciaux inclus)



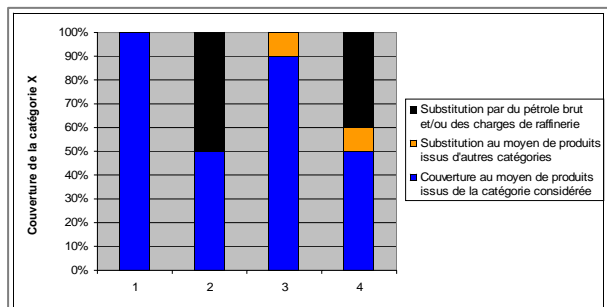
Source : DGEC

La figure 4 illustre la répartition moyenne des stocks présents en France métropolitaine en 2013 entre les différentes catégories et le brut. Bien que la catégorie II représente 77,5 % des mises à la consommation de l'année 2013, les stocks de produits issus de cette catégorie représentent 69 % des stocks totaux de produits finis et 43,4 % de l'ensemble des stocks métropolitains en 2013. Cela s'explique par les possibilités de substitutions offertes par la réglementation.

Règles de substitution

Pour couvrir l'obligation d'une catégorie donnée, il est en effet possible d'utiliser du pétrole brut et des produits intermédiaires de raffinage dans la limite de 50% ou encore des produits finis issus d'autres catégories dans la limite de 10%.

Figure 5 : Possibilités de substitution



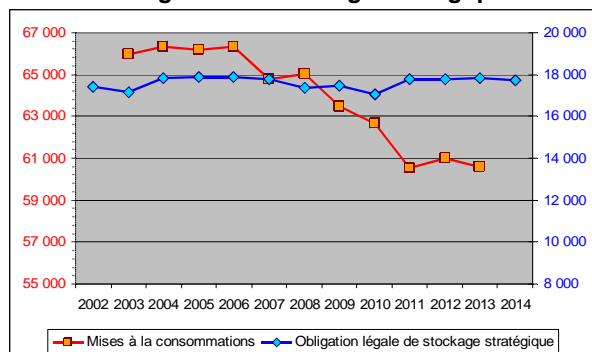
Source : DGEC

L'obligation d'une catégorie doit être couverte à 50 % minimum avec du produit appartenant à la catégorie considérée, l'autre moitié pouvant être substituée dans les limites citées supra. La figure 5 présente quatre options de substitution possibles pour une catégorie donnée.

Le brut et les charges de raffineries substitués aux produits finis sont affectés d'un coefficient d'équivalence de 0,8.

Evolution de l'obligation

Figure 6: tendances des mises à la consommation et de l'obligation de stockage stratégique en kt



Source : DGEC

La figure 6 illustre la tendance baissière des mises à la consommation en France métropolitaine sur la dernière décennie. Bien que l'obligation de stockage stratégique leur soit proportionnelle, on peut observer son relatif maintien alors qu'elle devrait suivre la même évolution que les mises à la consommation. Ce phénomène est le résultat des évolutions de la réglementation qui a progressivement augmenté le taux de l'obligation en 2011 et en 2012, le faisant passer de 27 % à 29,5 %. Aucun changement réglementaire n'étant prévu à moyen terme, le niveau de l'obligation devrait désormais suivre la tendance des mises à la consommation.

Les obligations internationales

En qualité d'État membre de l'UE et de membre de l'AIE, la France s'engage à respecter les obligations qui

en découlent.

Obligation envers l'AIE

L'AIE a été créée en 1974, à la suite des chocs pétroliers, afin de coordonner l'action de ses États membres face aux perturbations majeures de l'approvisionnement en produits pétroliers. Le mode d'action principal de l'AIE consiste en un relâchement de stocks stratégiques. En trente années d'existence, l'AIE a effectué trois interventions de ce type : en 1991, en 2005 et en 2011 respectivement pour faire face aux difficultés causées par la Guerre du Golfe, par l'ouragan Katrina dans le golfe du Mexique et par la crise Libyenne.

Le niveau de l'obligation imposée par l'AIE s'élève à 90 jours d'importations nettes de l'année civile précédente, sans contrainte sur la nature des produits à stocker. En revanche, l'AIE impose, outre la déduction des stocks de naphta, un abattement forfaitaire de 10% sur les stocks déclarés. L'AIE permet de comptabiliser tous les stocks, qu'ils soient commerciaux ou stratégiques. En 2013, la France détenait un volume de stocks équivalent à 103 jours d'importations nettes.

Obligation envers l'UE

Depuis janvier 2013, date de la transposition effective de la directive européenne n°2009/119/CE portant sur les stocks de sécurité, la méthode de comptabilisation des stocks de l'UE coïncide avec celle de l'AIE. Cependant, contrairement à l'AIE, l'UE impose que le niveau minimum de 90 jours d'importations nettes soit atteint avec les seuls stocks stratégiques, les stocks commerciaux n'étant pas pris en compte. En 2013, selon les règles de comptabilité de l'UE, la France détenait en moyenne 91 jours d'importations nettes.

Comparaison des niveaux de stocks entre États

Pour répondre aux obligations de stockage imposées par l'AIE ou par l'UE, les États membres ont adopté différents systèmes confiant la constitution et la conservation des stocks stratégiques soit aux pouvoirs publics (cas de l'Allemagne et des États-Unis), soit aux opérateurs (cas de l'Italie). D'autres États ont adopté un système mixte (cas de la France et de l'Espagne).

Figure 7 : Divers niveaux de stocks d'États membres de l'AIE et de l'UE (en septembre 2013)

	Jours AIE	Jours UE
Allemagne	142	106
Espagne	109	107
États-Unis	210	Sans objet
France	105	91
Italie	125	90
Japon	152	Sans objet

Source : AIE et Commission européenne

- Frédéric PELCE, Olivier TRIQUET, Fadwa MOULOUDI, Louis FONDEVILLE, Hugues MAILLOT.

Le niveau de stock total de la France est parmi les plus bas avec 105 jours AIE et 91 jours UE. La différence entre le nombre de jours AIE et le nombre de jours UE s'explique par le fait que l'AIE ne distingue pas les stocks commerciaux des stocks obligatoires. Les stocks stratégiques publics des États-Unis sont entièrement constitués de pétrole brut alors que ceux des autres pays cités comprennent également des produits finis.

La France, comme trois autres États membres de l'UE (Danemark, Lituanie et Roumanie), s'est engagée jusqu'en janvier 2015 à conserver l'équivalent de 30 jours minimum de stocks publics (stocks SAGESS en France) en produits finis. Appelés stocks spécifiques, ils sont réalisés dans chacune des catégories I, II et III, soit respectivement en essences, gasoil/FOD et en carburéacteur.

L'obligation de pavillon

Les opérateurs pétroliers propriétaires d'unités de distillation dans une installation de raffinage de pétrole brut sont tenus de disposer en propriété ou par affrètement, d'une capacité de transport maritime sous pavillon français proportionnelle aux quantités de brut importées. C'est ce qu'on appelle communément « obligation de pavillon ».

Faisant le constat que la part des produits raffinés à partir du brut importé était en diminution, le gouvernement a décidé de faire porter cette obligation non plus sur les raffineurs, mais sur les opérateurs mettant les produits à la consommation.

Les départements d'outre-mer

La réglementation française distingue le cas des départements d'outre-mer. L'obligation de stockage stratégique y est calculée sur la base d'un pourcentage des mises à la consommation plus faible (20%) et le taux de délégation au CPSSP est fixé à 50% de l'obligation. Dans ces départements, l'exercice du suivi et du contrôle des stocks stratégiques est assuré par l'intermédiaire des directions de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DEAL) pour l'obligation des opérateurs et par les mandataires du CPSSP pour la part déléguée.

13 – Distribution des produits pétroliers et qualité des carburants

Dans un contexte de légère baisse des prix au détail, la consommation des carburants est en très légère baisse en 2013

En 2013, les ventes¹ des produits pétroliers ont connu des évolutions différenciées selon les produits :

- poursuite de la baisse des ventes de supercarburants et de la hausse des ventes de gazole ;
- légère progression de la consommation de fioul domestique et nouvelle augmentation des ventes de gazole non routier (GNR) ;
- baisse significative des consommations de fioul lourd.

En 2013, le total des ventes des carburants routiers (hors GPL-c) s'est élevé à 49,8 Mm³, en très légère diminution de 0,2% (- 0,1 Mm³) par rapport à 2012 dans un contexte où la circulation routière (mesurée en véhicules-kilomètres) est restée atone.

Les livraisons totales de fioul domestique sont en légère hausse de 0,2 Mm³, pour s'établir à 9,4 Mm³. Les ventes de GNR (gazole non routier), commercialisé pour la première fois en 2011, ont atteint 5,3 Mm³, en hausse par rapport à 2012.

Les ventes de fiouls lourds, avec 1,14 Mt, ont enregistré une baisse élevée (- 0,3 Mt) par rapport à 2012.

Le marché des carburants routiers

Les ventes totales en acquitté²

Les ventes de carburants déclarées par les entrepositaires agréés³ (EA) à l'administration sont réparties en trois secteurs :

- les ventes à des distributeurs non EA⁴. Il s'agit des ventes réalisées auprès des négociants-revendeurs qui approvisionnent ensuite des stations-service indépendantes, des magasins de grandes ou moyennes surfaces (GMS), des entreprises ou des flottes de transport ;
- les ventes en vrac destinées aux consommateurs possédant des flottes de véhicules et aux administrations ;
- les ventes au réseau de distribution (stations-service).

¹ France continentale (hors Corse), excluant les ventes en suspension de taxes.

² Il s'agit des ventes dont les droits et taxes ont été payés.

³ Personne physique ou morale autorisée par les autorités compétentes d'un Etat membre, dans l'exercice de sa profession, à produire, transformer, détenir, expédier, recevoir des produits soumis à accises en suspension des droits d'accises.

⁴ Les ventes aux distributeurs non agréés et les importations ont été réparties entre le vrac et les livraisons aux stations-service.

Les importations⁵ effectuées directement par des opérateurs non EA sont ajoutées aux ventes totales. Elles se sont élevées pour les carburants à 0,27 Mm³ en 2013 contre 0,19 Mm³ en 2012.

En 2013, les ventes d'essence ont poursuivi leur baisse (-3,8%) pour s'établir à 9,3 Mm³ contre 9,7 Mm³ en 2012. Elles représentent 18,7% du total des carburants routiers contre 81,3 % pour le gazole.

La consommation de SP95 a enregistré une nouvelle baisse par rapport à 2012 (- 0,7 Mm³ ; -13%) tandis que les ventes du SP95-E10 ont augmenté de 14,4% (+ 0,35 Mm³) et représentent désormais 30,2% du total des essences.

Les ventes de superéthanol E85 ont progressé de 7,8% mais demeurent à un niveau modeste avec 74 380 m³ contre 69 011 m³ en 2012.

Ventes totales en acquitté des carburants routiers sur le marché intérieur (en millions de m³)

	2012	2013	Variation
E85	0,07	0,07	7,8%
SP 95	5,40	4,69	-13,0%
SP95-E10	2,46	2,81	14,4%
SP 98	1,75	1,73	-1,3%
Total essences	9,67	9,31	-3,8%
Gazole	40,19	40,47	0,7%
B30	0,06	0,06	4,5%
Total (hors Gpl_c)	49,92	49,83	-0,2%
GPL_c (en tonnes) ¹	115 296	102 181	-11,4%

1 - source : Comité Français du Butane et du Propane (CFBP)

Les ventes de gazole⁶ (40,5 Mm³) ont connu une nouvelle hausse de 0,7% (+ 0,3 Mm³) par rapport à 2012. La part des véhicules diesel demeure prépondérante, et représente plus de 60% du parc automobile, alors que la part des véhicules gazole dans les immatriculations de véhicules particuliers neufs (Source : SOeS) s'est élevée à 67,7% en 2013, en repli par rapport à 2012 (73,3%).

Les ventes en vrac⁷

En 2013, le vrac s'est établi à 7,1 Mm³, en baisse de 2% (- 0,1 Mm³) par rapport à 2012. Le vrac a représenté 14,2% du total de la distribution des carburants routiers. Les livraisons de gazole, comprenant les ventes de B30 pour 58 726 m³ (+ 2

⁵ La ventilation des importations des opérateurs non EA (source : Douanes) en 2013 est la suivante : 0,27 Mm³ pour les carburants dont 0,01 Mm³ pour les essences et 0,26 Mm³ pour le gazole.

⁶ y compris le B30.

⁷ Les ventes en vrac en 2013 ont été calculées à partir de l'évolution du transport routier de marchandises par rapport à 2012. (Source : SOeS, enquête TRM). Elles incluent en particulier les ventes effectuées par le réseau AS24, qui est un réseau européen dédié aux poids lourds.

552 m³) concentrent la quasi- totalité (99,2 %) des volumes.

Les ventes dans le réseau de distribution

Les ventes dans les stations-service sont réparties entre trois catégories de distributeurs :

- les pétroliers, sociétés affiliées à l'Union Française des Industries Pétrolières (UFIP) ;
- les magasins de la grande distribution ;
- les indépendants qui regroupent les adhérents de l'Association des Indépendants du Pétrole (AIP), de la Fédération Française des Pétroliers Indépendants (FFPI), de la Fédération Française des Combustibles, Carburants et Chauffage (FF3C).

Les volumes de carburants distribués dans les stations-service se sont élevés à 42,8 Mm³ en 2013, en très légère hausse de 0,1 Mm³ (+0,1%) par rapport à 2012. Parmi ces ventes, celles effectuées sur le réseau autoroutier représentent 4,7% des ventes du réseau de distribution (4,8% en 2012).

Volumes distribués sur l'ensemble du réseau de distribution par opérateurs et par carburants en 2013 (en millions de m³)

	Compagnies pétrolières	GMS	Indépendants	Enseignes non identifiées ¹	Total
E85	0,01	0,06	0,01	0,00	0,07
SP 95	0,26	3,98	0,14	0,28	4,65
SP95-E10	1,57	0,94	0,27	0,02	2,81
Total SP95-SP95-E10	1,83	4,92	0,41	0,30	7,46
SP 98	0,61	0,91	0,15	0,04	1,72
Total essences	2,45	5,88	0,57	0,34	9,25
Gazole	10,29	18,41	1,59	3,23	33,51
Total (hors Gpl_c)	12,74	24,29	2,16	3,57	42,76

¹ - en 2013, l'enquête annuelle DGEC a répertorié 3,57 Mm³ dans des enseignes non identifiées soit 8,3% des volumes. Au sein des enseignes non identifiées, les ventes recensées par l'enquête annuelle de la DGEC ne permettent pas d'effectuer une répartition entre les pompes blanches (indépendants), les stations aux enseignes de la grande distribution et des pétroliers.

En 2013, les livraisons d'essence dans le réseau de stations-service se sont élevées à 9,2 Mm³ et représentent 21,6% des ventes contre 78,4% pour le gazole.

Avec 7,5 Mm³, les ventes de SP95-E10 et de SP95 ont diminué de 0,3 Mm³ (-4,4%) ; la consommation de SP98 (1,7 Mm³) est en légère diminution de 0,02 Mm³ (-1,3%). La distribution de GPLc a enregistré une baisse significative de 13 115 tonnes, (-11,4 %), pour s'élever à 102 181 tonnes.

La consommation de gazole dans les stations-service a atteint 33,5 Mm³ en 2013, en hausse de 0,4 Mm³ (+1,3% par rapport à 2012).

Les parts de marché dans le réseau de distribution

Sur l'ensemble des produits, les parts de marché⁸ de la grande distribution ont diminué de 0,6% en 2013, atteignant 62% contre 38% pour les pétroliers et les indépendants identifiés ; elles représentent 66% du

⁸ Les données sur les parts de marché doivent être observées avec prudence, du fait de la non prise en compte de 8,3% des volumes distribués dans le réseau par les enseignes non identifiées.

total des essences et 60,8% du gazole. Les volumes distribués dans les SMS ont enregistré une baisse de 0,3 Mm³ tandis que ceux commercialisés dans les stations des pétroliers et des indépendants sont en hausse de 0,2 Mm³.

L'évolution des parts de marché en 2013 peut s'expliquer par la réorganisation du réseau des pétroliers et des indépendants, en particulier le déploiement du concept des stations à prix bas.

La distribution de SP95-E10 dans les stations est réalisée en majorité par les pétroliers et les indépendants (66,2%), mais la part des grandes surfaces dans les ventes de SP95-E10 a poursuivi sa progression puisqu'elle est passée de 25,2 % en 2011 à 33,8% en 2013.

Parts de marché dans le réseau de distribution en volumes¹

	2012			2013		
	Gazole	Essences	Total	Gazole	Essences	Total
Pétroliers + Indépendants	11,59	3,11	14,70	11,88	3,03	14,90
GMS	18,44	6,18	24,62	18,40	5,88	24,28
Total	30,03	9,29	39,32	30,28	8,91	39,18

¹ - Les volumes commercialisés dans les enseignes non identifiées ne sont pas pris en compte dans le calcul des parts de marché du réseau de distribution. Les parts de marché dans le réseau de distribution ont porté en 2013 sur 91,7% des volumes (39,2 Mm³ sur 42,8 Mm³) et en 2012 sur 92,1% des volumes (39,3 Mm³ sur 42,7 Mm³).

Parts de marché dans le réseau de distribution en %

	2012			2013		
	Gazole	Essences	Total	Gazole	Essences	Total
Pétroliers + Indépendants	38,6%	33,5%	37,4%	39,2%	34,0%	38,0%
GMS	61,4%	66,5%	62,6%	60,8%	66,0%	62,0%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

La structure du réseau de distribution

Fortement concurrentiel, le réseau de distribution français se compose principalement de points de vente sous enseignes des sociétés pétrolières, d'opérateurs indépendants et de grandes et moyennes surfaces.

Les distributeurs doivent faire face au renforcement des normes réglementaires pour la protection de l'environnement.

Le comité professionnel des distributeurs de carburant (CPDC) est chargé d'accompagner la mutation des réseaux des petites stations-service. Le CPDC accomplit sa mission tout en veillant au maintien d'une desserte équilibrée des stations-service sur l'ensemble du territoire national.

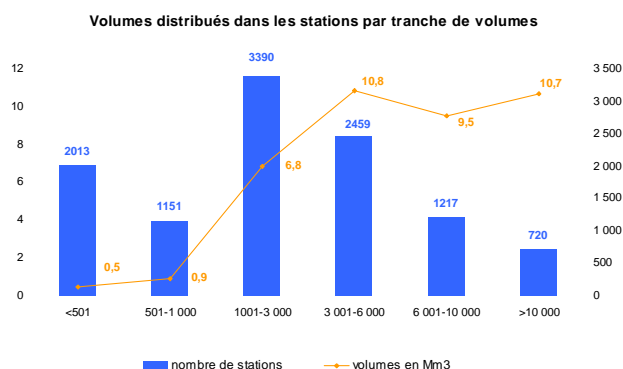
En 2013, 3,313 M€ d'aides ont été distribuées par le CPDC : 60% dédiées à des mises aux normes environnementales, 22% à l'accompagnement de cessations d'activité, 18% au soutien du développement de stations-service (modernisation et diversification des activités).

La restructuration du réseau des stations-service se poursuit. Le nombre de stations-service⁹ identifiées

⁹ Le nombre de stations, issu de l'enquête annuelle DGEC, est calculé à partir des réseaux identifiés (hors enseignes non identifiées) : en 2013, la répartition du nombre de stations a

dans le réseau de distribution a de nouveau baissé en 2013 pour s'élever à 10 950 contre 11 168 en 2012 (- 218 points de vente) et 11 356 en 2011. Les points de vente des sociétés pétrolières et des indépendants se sont élevés à 5 967 (- 211 stations-service), alors que le total de la grande distribution est stable (- 7 unités ; 4 983 stations-service).

En 2013, on constate une poursuite de l'accroissement du nombre de stations dont le débit moyen est supérieur à 6 000 m³ par an. Ces points de vente (18% du total des stations) ont représenté plus de la moitié des consommations de carburants. Le débit moyen annuel d'une station-service s'est élevé à 3 579 m³ en 2013 contre 3 521 m³ en 2012.



La distribution de carburants sur autoroute

Les ventes sur le réseau autoroutier ont enregistré une nouvelle diminution de 0,04 Mm³ (-1,8%) en 2013, s'établissant à 2,4 Mm³. Le niveau élevé du prix des carburants et la baisse du trafic routier peuvent expliquer la baisse des volumes consommés.

Le SP95-E10 a représenté 69,4% du total des livraisons des essences sur autoroute en 2013 (stable), alors que le SP98, en légère baisse (-0,9%) devance nettement le SP95, qui représente désormais 4,2% de la consommation totale des essences sur les autoroutes.

Le nombre de stations autoroutières en activité en décembre 2013 est en baisse de 12 unités (423 points de vente) par rapport à décembre 2012.

Le débit moyen annuel des points de vente autoroutiers est stable en 2013 avec 5 729 m³ par rapport à 2012.

Le marché du fioul domestique et du gazole non routier

En France, l'utilisation du gazole non routier a été autorisée depuis le 1er janvier 2011 et rendue

porté sur 91,7% des volumes (39,2 Mm³ sur 42,8 Mm³) et en 2012 sur 92,1% des volumes (39,3 Mm³ sur 42,7 Mm³).

obligatoire depuis le 1er mai 2011 pour les engins mobiles non routiers à l'exception des tracteurs agricoles et forestiers qui ont bénéficié d'un report jusqu'au 1er novembre 2011. Ce produit a des spécifications identiques à celles du gazole routier, à l'exception de la coloration. Ce carburant est destiné aux engins mobiles non routiers, aux tracteurs agricoles et forestiers, aux bateaux de navigation intérieure et aux bateaux de plaisance lorsqu'ils ne sont pas en mer. Ces engins fonctionnaient jusque là au fioul domestique, produit qui est désormais réservé aux usages chauffage et aux installations non mobiles. Les ventes¹⁰ de fioul domestique et de GNR, déclarées par les entrepositaires agréés¹¹, sont commercialisées, en majorité, par des négociants-revendeurs auprès du consommateur final.

En 2013, les ventes totales de fioul domestique et de GNR ont augmenté de 4,2% par rapport à 2012, s'élevant à 14,7 Mm³ (+ 0,6 Mm³).

Fioul domestique

En 2013, les ventes de fioul domestique se sont élevées à 9,4 Mm³, en légère progression de 2,7% (+ 0,25 Mm³) par rapport à 2012.

Par **secteurs de consommation**¹², les ventes de fioul domestique¹³, pour l'usage de chauffage domestique, ont représenté la majorité des volumes (72,8% du total).

Répartition sectorielle des ventes de fioul domestique en 2013 déclarées par les entrepositaires agréés

	Volumes en Mm ³	en %
Particuliers	3,31	72,8%
Production industrielle	0,36	8,0%
Production agricole	0,18	3,9%
Chauffagiste (hors particuliers) et réseaux de chaleur	0,15	3,3%
Autres usages	0,55	12,0%
Total	4,54	100,0%

¹⁰ Les ventes totales de fioul domestique, de GNR et de fioul lourd ont été révisées en 2012 du fait d'un double comptage et d'absence de déclarations.

¹¹ Les importations effectuées directement par des opérateurs non EA (Source : Douanes) ont été ajoutées aux ventes totales. En 2013 la répartition est la suivante : 0,25 Mm³ pour le GNR et 0,32 Mm³ pour le fioul domestique. Les importations de fioul lourd se sont élevées à 154 510 tonnes.

¹² Ces données doivent être interprétées avec prudence. En effet, l'enquête annuelle de la distribution ne permet pas de connaître l'usage des ventes effectuées par les négociants-revendeurs. Ainsi, seules les ventes par usage de consommation déclarées par les entrepositaires agréés, qui ont représenté environ 50 % du total des ventes pour le fioul domestique et pour le GNR ont servi au calcul des ventes par secteur de consommation.

¹³ Les ventes « autres usages » pour le fioul domestique ont concerné les secteurs de distribution suivants : livraisons aux ambassades, aux administrations, aux établissements militaires, commerces de détail, groupes électrogènes de secours, transport frigorifique pour la fabrique du froid.

Gazole non routier

Les ventes de GNR se sont élevées à 5,3 Mm³ en 2013 en augmentation de 6,8% (+ 0,3 Mm³) par rapport à 2012 ; elles représentent plus du tiers (35,8%) du total des ventes de fioul domestique et de GNR.

Par **secteurs de consommation**, les ventes de GNR¹⁴ à destination des secteurs agricole, BTP et usages de transport, avec respectivement 43,8%, 20,2% et 15,8% des volumes, ont représenté plus de 75% du total des usages (79,8%).

Répartition sectorielle des ventes de gazole non routier en 2013
déclarées par les entrepositaires agréés

	Volumes en Mm ³	en %
Production agricole	1,06	43,8%
B.T.P.	0,49	20,2%
Usage de transports	0,38	15,8%
Production industrielle	0,13	5,5%
Chauffage domestique	0,08	3,5%
Chauffagiste (hors particuliers) et réseaux de chaleur	0,004	0,2%
Autres usages	0,27	11,1%
Total	2,43	100,0%

Le marché du fioul lourd

Les ventes totales de fioul lourd se sont établies à 1,14 Mt en 2013, en baisse de 0,3 Mt par rapport à 2012.

Les livraisons de fiouls lourds hors centrales électriques sont inférieures de 16,9%, à 0,92 Mt, alors que celles aux centrales électriques chutent de plus de 37%, à 0,23 Mt.

L'ensemble des chiffres figurant dans ce document provient des résultats de l'enquête annuelle sur la distribution pétrolière en France menée par l'administration auprès des entrepositaires agréés et des résultats de l'enquête mensuelle sur la distribution pétrolière sur les autoroutes en France menée par l'Administration auprès des sociétés opérant sur le réseau autoroutier.

La qualité des carburants

L'organisation du système de surveillance de la qualité des carburants en France

La directive 98/70/CE modifiée relative à la qualité des carburants impose aux États membres de l'Union Européenne de mettre en place un système de

surveillance de la qualité des carburants (FQMS : *Fuel Quality Monitoring System*).

La Direction de l'Énergie est responsable de l'application des directives relatives à la qualité des carburants et à la teneur en soufre des combustibles marins ainsi que de la mise en œuvre du système de surveillance.

La Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes (DGCCRF) conserve son rôle d'intervention ponctuelle et relève les infractions.

Les prélèvements d'échantillons sont effectués sur l'ensemble du territoire national et sur les principaux produits pétroliers. Les analyses des échantillons prélevés consistent à vérifier, au plus près de l'utilisateur, que les caractéristiques techniques réglementaires sont respectées.

La France doit assurer un volume moyen annuel de prélèvements de 400 échantillons (200 durant la période estivale et 200 pendant la période hivernale) pour chaque type de carburant routier vendu sur son territoire (supercarburants et gazole). Le supercarburant SP95-E10 fait l'objet de prélèvements dont le nombre est proportionnel à sa part de marché. Quelques échantillons de superéthanol E85 sont également prélevés.

Des prélèvements d'échantillons sont aussi prévus pour surveiller la qualité des carburants et des combustibles liquides non commercialisés dans les stations-service. Les prélèvements sont alors effectués dans les dépôts et portent sur le gazole non routier, le fioul domestique, le gazole pêche, le diesel marine léger, les fiouls lourds et les fiouls soutes marines.

Les points de prélèvements (stations-service et dépôts) sont choisis aléatoirement par la DGEC.

Les analyses des échantillons prélevés visent principalement à vérifier la conformité des carburants et combustibles distribués. Ils permettent d'identifier les écarts, de les analyser et de faire adopter les mesures correctives appropriées. En cas de dérives graves ou répétitives, la DGCCRF est formellement avisée. Par ailleurs, les distributeurs sont tenus informés des écarts relevés par la DGEC et doivent apporter des éléments concernant les mesures correctives.

Les résultats qualitatifs et leur traitement statistique sont communiqués chaque année à la Commission Européenne et mis à la disposition du public sur le site de la Commission.

Le prestataire qui effectue les prélèvements et les analyses pour le compte de la Direction de l'Énergie est la société Intertek OCA France, sélectionné par appel d'offre.

Les résultats des prélèvements et analyses en dépôts

En 2013, 136 échantillons de combustibles et carburants ont été prélevés dans 76 dépôts répartis sur

¹⁴ Les ventes « autres usages » pour le GNR ont concerné les secteurs de distribution suivants : livraisons aux administrations, aux établissements militaires, commerces de détail, groupes électrogènes de secours.

toute la France métropolitaine ainsi que la Guadeloupe, la Martinique et la Guyane.

Les échantillons prélevés se répartissent de la façon suivante :

- 72 échantillons de fioul domestique,
- 44 échantillons de gazole non routier,
- 8 échantillons de gazole pêche,
- 7 échantillons de diesel marine léger,
- 5 échantillons de fioul lourd.

Sur ces échantillons, 2 338 analyses en laboratoire ont été réalisées.

Sur l'ensemble de ces analyses, 3 résultats se sont révélés non conformes aux exigences réglementaires :

- 2 analyses du point d'éclair sur du diesel marine léger,
- 1 analyse du point d'éclair sur du gazole pêche.

Les résultats des prélèvements et analyses en stations-service

En 2013, 921 échantillons de carburants ont été prélevés dans 446 stations-service réparties sur toute la France métropolitaine ainsi que la Guadeloupe, la Martinique et la Guyane.

Les échantillons prélevés se répartissent de la façon suivante :

- 428 échantillons de gazole,
- 423 échantillons de supercarburants sans plomb SP95 et SP98,
- 67 échantillons de supercarburant SP95-E10,
- 3 échantillons de superéthanol E85.

Ces échantillons ont donné lieu à 19 810 analyses en laboratoire, avec **un taux global de non-conformité inférieur à 0,12 %** pour toutes les caractéristiques contrôlées pour ces carburants.

Évolution du taux de non-conformité des carburants par caractéristique

% d'analyses non conformes	Gazole		
	2011	2012	2013
Teneur en soufre	0,95	0,98	0,24
Teneur en eau	0	0,24	0
Point d'éclair	0,48	1,16	1,46
Teneur en EMAG*	1,19	1,96	0
Stabilité à l'oxydation	1,19	0,25	0,24

(*) esters méthyliques d'acides gras

% d'analyses non conformes	Supercarburants SP95 et SP98		
	2011	2012	2013
Teneur en soufre	0,24	0,74	0
Pression de vapeur	0,71	1,96	1,19
Teneur en oxygène	0,24	0	0,24
Teneur en éthanol	0,48	0	0,48

% d'analyses non conformes	Supercarburant SP95-E10		
	2011	2012	2013
Pression de vapeur	4,5	0	0
Teneur en oxygène	1,5	0	0

- Hugues MAILLOT, Thierry QUINTAINE ;
Armelle BALIAN, Romain LEBAS.

14 – Les infrastructures gazières

Améliorer la fluidité des marchés gaziers et la sécurité d'approvisionnement des consommateurs finals

Depuis la fin de l'exploitation commerciale du gisement de Lacq survenue à l'automne 2013, près de 100% du gaz naturel consommé en France (~ 500 TWh) est importé. On dénombre 37 500 km de réseau de transport et 194 000 km de réseau de distribution, 15 sites de stockage de gaz naturel, 3 terminaux méthaniers.

L'année 2013 a été marquée par de vives inquiétudes sur la sécurité d'approvisionnement en gaz, liées notamment à la baisse des importations de GNL et aux moindres souscriptions de capacités de stockage par les fournisseurs. En réponse, les pouvoirs publics ont lancé une série d'actions, avec notamment la publication du plan d'urgence gaz et le renforcement du dispositif réglementaire relatif aux stockages et aux obligations des fournisseurs.

Le réseau de transport de gaz naturel

Le réseau français de transport de gaz naturel permet d'acheminer le gaz depuis les points d'importation aux frontières (interconnexions terrestres, gazoduc depuis la mer de Norvège et terminaux méthaniers) jusqu'aux points de livraison répartis sur le territoire national (distributions publiques et gros clients industriels) ou aux sites de stockage souterrain.

Il est exploité par deux opérateurs :

- GRTgaz, filiale à 75 % de GDF-SUEZ et à 25 % de la Société d'Infrastructures Gazières (consortium public composé de CNP Assurances, de CDC Infrastructures et de la Caisse des Dépôts et Consignations) exploite 8 100 km de réseau principal et 23 949 km de réseau régional ;
- TIGF, ancienne filiale de Total cédée en 2013 au consortium Snam-CIG-EDF, exploite 600 km de réseau principal et 4 300 km de réseau régional.

Fin 2013, les capacités journalières d'importation sur le territoire français s'élevaient à 3 010 GWh (~ 285 Mm3/j), dont 74 % pour les gazoducs et 26 % pour les terminaux méthaniers. A titre de comparaison, la consommation journalière moyenne est de l'ordre de 1 400 GWh.

Les investissements dans les réseaux de transport se sont établis en 2013 à 777 M€ pour GRTgaz et 125 M€ pour TIGF, après respectivement 666 M€ et 121 M€ en 2012. Environ 60% de ces montants pour GRTgaz, et 40 % pour TIGF, correspondent aux investissements de sécurité et de maintenance des ouvrages. Le reste est consacré au

développement des capacités du réseau de transport (études et travaux).

Ainsi, les travaux de mise en œuvre des capacités d'interconnexion nouvelles à la frontière franco-espagnole, validées lors des « Open Seasons » (procédures d'appel au marché permettant de tester l'intérêt des expéditeurs de gaz naturel pour la construction d'une nouvelle infrastructure) organisées en 2009 et 2010, ont continué en 2012 et 2013 chez TIGF (projets Artère du Béarn et Girland, Artère de l'Adour) et GRTgaz (nouvelle station de compression à Chazelles). Le premier palier de capacités supplémentaires est ainsi entré en service le 1er avril 2013 (165 GWh/j bidirectionnels au point d'interconnexion de Larrau) et sera complété en 2015 par un nouveau développement au point d'interconnexion de Biriattou (60 GWh/j).

Par ailleurs, TIGF initiera en 2014 le projet de gazoduc Gascogne Midi (DN 800, 900,6 km) entre Lussagnet (40) et Barran (32) et de renforcement de la compression de Barbaira (11), qui visent notamment à permettre, avec les projets réalisés par GRTgaz, le développement de la fluidité des échanges entre le Sud et le Nord de la France afin de créer à l'horizon 2018 une place de marché unique sur l'ensemble du territoire français.

De son côté, GRTgaz a lancé entre 2012 et 2013 les procédures d'autorisations administratives de plusieurs projets approuvés par la CRE :

- le projet Eridan (DN 1200, 220 km) consiste à renforcer l'axe Sud-Nord dans sa partie la plus méridionale en doublant l'artère du Rhône entre Saint-Martin-de-Crau (Bouches-du-Rhône) et Saint-Avit (Drôme). Cet ouvrage permettra de développer la fluidité et la flexibilité dans la zone Sud, d'accroître les capacités d'entrée sur cette zone et de contribuer à la fusion des zones Nord et Sud ;
- le projet Bretagne Sud (DN 400 et 500, 111 km) entre Pleyben (29) et Plumergat (56) fait suite à la signature, le 14 décembre 2010, du Pacte électrique breton entre l'Etat, la région Bretagne, RTE, l'ADEME et l'ANAH. Celui-ci a pour objectif d'apporter une solution durable au défi de l'approvisionnement électrique de la Bretagne. Il permettra notamment l'alimentation de la future centrale à cycle combiné gaz de Landivisiau ;
- le Projet Artère du Santerre (DN 900, 33 km) entre Ressons-sur-Matz (Oise) et Chilly (Somme), qui permettra de sécuriser l'alimentation en gaz naturel du nord de la France et de la Picardie en fluidifiant le réseau par le doublement partiel de la canalisation reliant Gournay-sur-Aronde et Arleux-en-Gohelle (Pas-de-Calais) (DN 800 posé en

production de biométhane, issu de résidus de culture et d'effluents d'élevage.

Environ 10 sites de méthanisation supplémentaires devraient débuter l'injection dans les réseaux courant 2014.

Bien que ce type de projet, du fait de leur nature industrielle, soient à envisager sur une échéance de moyen terme, l'avenir de la filière peut être considéré avec optimisme. En effet, fin 2013, les gestionnaires de réseaux gaziers faisaient état de plus de 300 projets en cours, dont près de 200 ayant fait l'objet de demandes d'études de faisabilité.

Cette tendance devrait se confirmer grâce aux mesures du plan Énergie Méthanisation Autonomie Azote, annoncé à l'issue de la Conférence environnementale de septembre 2012 et présenté fin mars 2013 par les ministres de l'énergie et de l'agriculture. Ce plan a notamment pour objectif de développer, à l'horizon 2020, 1 000 méthaniseurs à la ferme.

Par ailleurs, les nouvelles politiques de gestion des déchets, notamment l'obligation depuis 2012 pour les gros producteurs de déchets organiques de les collecter séparément et de les valoriser, favoriseront l'émergence des projets.

Depuis février 2013, le dispositif dit de **"double valorisation"** permet aux producteurs de biogaz de valoriser simultanément leur production sous forme d'électricité et sous forme de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, en leur accordant le double bénéfice des dispositifs de soutien existants pour la production d'électricité à partir de biogaz (tarif d'obligation d'achat) et pour la production de biométhane injecté (tarif d'achat garanti).

Pour mémoire, le groupe de travail sur l'injection du biométhane dans les canalisations de gaz naturel, mis en place par la DGE en 2008-2009, avait évalué le potentiel de production annuelle de biométhane entre 3 TWh et 9 TWh à l'horizon 2020, correspondant respectivement à environ 300 et 700 installations raccordées à cette date.

Le ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a souhaité accélérer le développement de la méthanisation et a annoncé en juin 2014 le lancement prochain d'un appel à projets visant à soutenir le lancement de 1 500 projets sur 3 ans (méthaniseurs produisant de l'électricité, de la chaleur ou raccordés au réseau de gaz).

- Jean-Michel LAMY ; Stanislas REIZINE ;
David KREMBEL.

1996). Cette canalisation transportera du gaz B, à bas pouvoir calorifique, importé des Pays-Bas ;

- le projet Val-de-Saône (DN 1200, 190 km) entre Etrez (Ain) et Voisines (Haute-Marne), qui vise notamment à permettre le développement des nouvelles capacités de transit afin d'améliorer le fonctionnement du réseau de transport de gaz naturel. C'est une étape indispensable dans la perspective de la fusion des zones de marché Nord et Sud en France.

Le raccordement du terminal méthanier d'EDF à Dunkerque (fin 2015) conduit également à renforcer le cœur de réseau en doublant l'artère des Hauts de France (mise en service prévue en 2015) sur 174 km entre les stations de Pitgam (Nord) et Cuvilly (Oise) et en créant l'Arc de Dierrey (mise en service prévue en 2015 et 2016) sur 308 km entre Cuvilly et Voisines (Yonne); ce projet (DN 1200, 308 km) permettra d'ici fin 2016 de transporter vers l'est et le sud du gaz venu de Norvège, des Pays-Bas, de Grande-Bretagne et des terminaux méthaniers situés sur l'Atlantique et la mer du Nord.

Le projet Hauts de France II et la construction de la station d'interconnexion de Pitgam ont démarré en 2013 et les travaux du projet Arc de Dierrey et du poste d'interconnexion de Dierrey débuteront en 2014.

En lien avec l'installation du futur terminal de Dunkerque, et à la suite d'une « open season » conjointe avec Fluxys (gestionnaire du réseau de transport en Belgique), une nouvelle canalisation de transport de gaz sera posée entre Pitgam et Veurne (Artère de Flandres). En transportant du gaz non odorisé depuis Dunkerque, elle permettra de développer, à l'horizon fin 2015, des capacités (270 GWh/j) de sortie du réseau français vers la Belgique et les marchés du nord de l'Europe.

Enfin, suite à sa décision finale d'investissement en 2011, GRTgaz a développé les capacités d'importation depuis la Belgique, avec la mise en service depuis octobre 2013 de 50 GWh/j de capacités supplémentaires au point d'interconnexion de Taisnières.

Le nouveau tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et TIGF « ATRT5 » est entré en vigueur le 1er avril 2013.

Les réseaux de distribution de gaz naturel

La desserte en gaz naturel des consommateurs domestiques, tertiaires ou petits industriels, en aval du réseau de transport, se fait via les réseaux de distribution qui sont la propriété des collectivités locales et sont gérés sous le régime de la concession.

Les réseaux publics de distribution de gaz naturel représentent une longueur totale de 195 000 km, ce qui les place au second rang européen derrière les réseaux allemands. Ils ont acheminé en 2013 un total de 350 TWh. Ils sont exploités, au travers de contrats de concession liant les gestionnaires aux collectivités locales, par GrDF (filiale de GDF-SUEZ à 100% qui assure la distribution pour environ 96 % du marché), 22 entreprises locales de distribution (situées pour l'essentiel dans le sud-ouest et dans l'est), Antargaz, Veolia Eau et Védig (Dalkia).

Grâce à ces réseaux, plus de 9 500 communes françaises et 11 millions de clients sont desservis en gaz naturel, ce qui ne représente qu'un peu plus du quart des 36 000 communes, mais permet à 77 % de la population française d'avoir accès au gaz. La quasi totalité des communes de plus de 10 000 habitants est desservie en gaz.

Les communes non desservies ont aujourd'hui la possibilité de faire appel à l'opérateur de leur choix, après une sélection par voie d'appel à candidatures, sous réserve de son agrément par le ministre chargé de l'énergie. Fin 2013, on dénombrait environ 80 nouvelles concessions de gaz naturel, disposant d'un tarif approuvé par la CRE.

Le tarif péréqué d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GrDF, dit « tarif ATRD4 » est entré en vigueur le 1er juillet 2012. Il a été conçu pour s'appliquer sur une durée de quatre ans, tout en étant réactualisé au 1^{er} juillet de chaque année. Le nouveau tarif péréqué d'utilisation des réseaux de distribution des ELD est entré en vigueur le 1er juillet 2013.

Le projet de compteurs communicants gaz

Jusqu'à présent, sauf pour les clients industriels qui sont désormais équipés de systèmes de télé-relève, la relève des index des compteurs à gaz est effectuée par des releveurs à pied.

Le projet de compteurs communicants Gazpar, piloté par GrDF, permettra au client de disposer d'une facturation basée sur sa consommation réelle, grâce à une technique de transmission des index par ondes radio. Les procédures de changement de fournisseur s'en trouveront simplifiées, et le client, qui se verra mettre à disposition des informations relatives à sa consommation, pourra mettre en œuvre des actions de maîtrise de l'énergie (MDE).

Ce projet a fait l'objet d'une expérimentation entre avril 2010 et juin 2011 sur 18 500 compteurs répartis sur 4 communes. Celle-ci a permis d'affiner les choix techniques en vue d'un éventuel déploiement national. Parallèlement, une étude technico-économique pilotée par la CRE a permis de conclure que, sur une durée de 20 ans, le projet est rentable pour la collectivité si les gains en matière de MDE sont pris en compte.

A la demande de la ministre de l'énergie, un comité de concertation dédié au projet de comptage communicant Gazpar a été organisé au premier trimestre 2013. Il a notamment débattu des objectifs du projet et de la filière industrielle associée, des services rendus aux consommateurs, ainsi que de l'organisation du déploiement généralisé de ces compteurs.

Les Ministres de l'économie et de l'énergie ont confirmé en juillet 2013 leur soutien – sur le principe – à la généralisation de ces compteurs sur le territoire national.

Les résultats des appels d'offres destinés à l'acquisition des matériels s'étant révélés au début de l'année 2014 en ligne avec les prévisions de l'étude technico-économique, les pouvoirs publics peuvent prendre la décision d'approbation formelle et définitive du déploiement des compteurs Gazpar conformément au code de l'énergie.

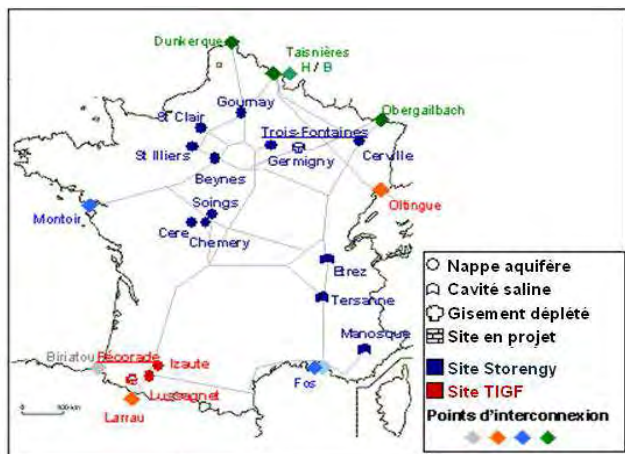
Les stockages souterrains de gaz naturel

Les stockages souterrains de gaz naturel sont un maillon logistique essentiel de l'approvisionnement gazier d'un pays non-producteur comme la France.

En injectant du gaz dans les stockages durant l'été et en le soutirant pendant l'hiver, les fournisseurs peuvent répondre à la consommation de leurs clients, fortement dépendante du climat pour la plupart d'entre eux.

Les capacités élevées de soutirage depuis les stockages (environ 2 700 GWh/j à stocks pleins) contribuent à la sécurité d'approvisionnement des consommateurs finals en cas de pointe de froid. Ainsi durant la vague de froid observée au début du mois de février 2012, les stockages ont fourni jusqu'à 60 % de l'approvisionnement national.

Des sites de stockage répartis inégalement sur le territoire



Source : DGE

Deux gestionnaires exploitent les stockages souterrains de gaz naturel en France :

- Storengy, filiale à 100% de GDF-SUEZ, exploite un parc de 13 sites dont 10 en nappes aquifères et 3 en cavités salines, pour un volume utile commercialisé de 103 TWh (76% des capacités françaises) ;
- TIGF, ancienne filiale de Total, cédée en 2013 au consortium Snam-CIG-EDF, exploite 2 sites en nappes aquifères, pour un volume utile commercialisé de 32 TWh en 2013 (24% des capacités françaises).

Toutefois, Storengy a prolongé la mise sous cocon de deux de ses sites de stockage en 2013 et a maintenu un troisième site à stock bas.

L'année 2013 a confirmé la tendance à la baisse des souscriptions de capacités de stockage par les fournisseurs amorcée en 2010 et plus de 30 TWh des capacités de stockage existantes n'ont pas pu être commercialisées l'an dernier (22%).

Cette situation s'explique essentiellement par le faible différentiel entre les prix été et hiver sur les marchés gaziers, qui rend moins attractive pour les expéditeurs l'utilisation des stockages. En outre, les stockages sont en concurrence avec d'autres sources de flexibilité, qui tendent à se développer (capacités d'interconnexion avec les réseaux adjacents, nouvelles capacités de regazéification dans les terminaux méthaniers, développement de la liquidité du marché gazier).

Toutefois, cette situation s'est traduite par de vives inquiétudes sur la sécurité d'approvisionnement en gaz au cours de la préparation de l'hiver 2013/2014. En réponse, les pouvoirs publics ont lancé une série d'actions, avec notamment la publication du plan d'urgence gaz et la mise à jour du dispositif réglementaire relatif aux stockages et aux obligations des fournisseurs.

A noter que la baisse des souscriptions de stockage n'a pas entraîné de difficulté d'approvisionnement au cours de l'hiver 2013/2014 en raison des températures particulièrement clémentes.

Les terminaux méthaniers

En 2013, le gaz naturel liquéfié (GNL) a représenté environ 17 % de la consommation française (~85 TWh), ce qui correspond à un taux d'utilisation moyen des infrastructures inférieur à 30 %. Le GNL arrivant en France provient essentiellement d'Algérie, et du Nigeria.

La baisse conjoncturelle du taux d'utilisation des terminaux méthaniers français et européens, qui

s'est accentuée en 2013, s'explique par des prix du gaz naturel significativement plus élevés sur les marchés asiatiques que sur les marchés européens, ce qui conduit à une augmentation des livraisons de GNL en Asie au détriment de l'Europe.

Dans ce contexte, l'utilisation des services de rechargement, offerts depuis 2011 par les gestionnaires de terminaux méthaniers français, s'est accrue en 2013 avec une dizaine de rechargements de cargaisons de GNL.

Trois terminaux méthaniers sont actuellement en service en France : Fos Tonkin (5,5 Gm³/an) et Fos Cavaou (8,25 Gm³/an), situés dans la zone portuaire de Fos-sur-Mer ; Montoir-de-Bretagne (10 Gm³/an).

Les terminaux de Fos Tonkin et de Montoir-de-Bretagne sont la propriété d'Elengy, filiale à 100 % de GDF-SUEZ chargée de l'activité d'exploitation et de développement des terminaux méthaniers du groupe en France. Le terminal de Fos Cavaou, mis en service en 2010, est détenu par Fosmax LNG, filiale d'Elengy à plus de 70% et de Total, et est exploité par la société Elengy.

Mi-2011, EDF a annoncé la décision finale d'investissement de son projet de terminal méthanier à Dunkerque, porté conjointement avec Fluxys (25 %) et Total (10 %). D'une capacité annuelle d'émission de 13 Gm³, il devrait entrer en service au 1^{er} novembre 2015.

Par ailleurs, plusieurs projets visant à développer des capacités de regazéification additionnelles sont à l'étude :

- le projet Fos Faster, porté par les sociétés Vopak (à 90%) et Shell (à 10%). D'une capacité initiale de 8 Gm³/an, le nouveau terminal pourrait être mis en service vers 2019.
- des développements de capacités sont possibles et envisagés sur les sites existants. Ainsi, par délibération du 13 décembre 2011, la CRE a validé le projet de la société Elengy visant à pérenniser les capacités du terminal Fos Tonkin au-delà de 2014, date d'arrêt programmé de son activité. Grâce à cette décision, les capacités actuelles pourront être maintenues jusqu'en 2020, voire augmentées à partir de 2019 en cas de demande des acteurs de marché.

De même, une procédure d'appel au marché pourrait être lancée ultérieurement en vue d'une extension des capacités du terminal Fos Cavaou (+8,25 Gm³/an à l'horizon 2020) et du terminal de Montoir (+2,5 à + 6,5 Gm³/an).

L'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel

La loi portant engagement national pour l'environnement, dite Loi Grenelle 2, a introduit dans son article 92 des dispositions visant à développer et à soutenir la filière de l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel.

Suite à la promulgation de cette loi en juillet 2010, un ensemble de textes réglementaires (4 décrets et 4 arrêtés) ont été préparés par la DGEC, en lien avec les acteurs de la filière, afin de mettre en place un cadre réglementaire et tarifaire adapté à l'injection du biométhane.

Publiés les 22 et 24 novembre 2011, ces textes s'inscrivent dans un dispositif plus général de soutien à la production de biogaz mis en place par le Gouvernement en 2011 (tarif d'obligation d'achat de l'électricité produite par cogénération, aides du Fonds Chaleur) et du Fonds Déchets de l'ADEME.

En application de cette réglementation, plusieurs procédures ont été menées par la DGEC en 2012. Elles ont abouti à la désignation de 4 acheteurs de dernier recours de biométhane (GEG Source d'Énergie, Enerest, Gaz de Bordeaux, GDF-Suez), à la désignation de GrDF comme gestionnaire du registre des garanties d'origine (après appel public à la concurrence) et à l'élaboration d'un modèle indicatif de contrat d'achat de biométhane, en collaboration avec les acteurs de la filière du biogaz. Le registre national des garanties d'origine du biométhane injecté est opérationnel depuis mars 2013, et les acheteurs ont pu obtenir dès cette date l'attribution des garanties d'origine correspondant aux quantités de gaz achetées.

Fin 2013, trois sites de production injectent régulièrement leur biométhane dans les réseaux :

- le Centre de valorisation organique de Sequedin (Lille Métropole) injecte depuis juin 2011 dans le réseau de GrDF le biométhane produit par méthanisation des ordures ménagères de l'agglomération lilloise.
- le 23 octobre 2012 a été inauguré à Morsbach (57) le site de méthanisation « Méthavalor ». Ce site industriel produit du biométhane grâce à la collecte sélective des déchets organiques des 390 000 habitants de 291 communes de Moselle. Celui-ci est pour partie injecté dans le réseau de distribution, et pour partie utilisé comme carburant alimentant les véhicules de collecte de déchets du site, les bus de l'intercommunalité, ainsi que des véhicules privés.
- le site de Bioénergie de la Brie, situé à Chaume en Brie (91), injecte depuis août 2013 dans le réseau de distribution de GrDF l'intégralité de sa

15 – La production d'électricité et l'effacement de consommation en France

Un mix électrique exportateur et peu carboné

Le parc de production d'électricité français est significativement exportateur et peu carboné. Les énergies fossiles ne représentent que 8 % de la production en 2013.

Des mesures ont été prises pour contribuer au développement des effacements de consommation dans les prochaines années.

La consommation électrique en France en 2013

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité, il est nécessaire que l'offre de production couvre à chaque instant la demande effective d'électricité. La demande effective d'électricité correspond à la consommation physique observée, après prise en compte des actions de réduction de la consommation d'électricité, appelées effacements de consommation.

Cette demande d'électricité a été relativement stable entre 2012 et 2013. En effet, si la consommation brute a augmenté d'environ 1,1 % entre 2012 et 2013, la consommation corrigée des effets conjoncturels, principalement météorologiques, a été identique en 2012 et 2013. Ce phénomène de stabilisation s'explique principalement par l'effet conjoint de la crise économique et des mesures d'efficacité énergétique.

Plus précisément, la consommation des Français, des PMI/PME et des professionnels a connu une augmentation légère de 0,3 % en 2013, plus faible que l'augmentation moyenne de 1 % par an sur les années précédentes.

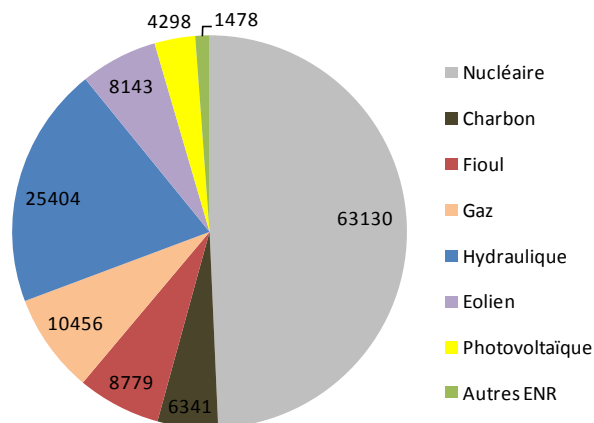
Concernant le secteur industriel, la baisse de la consommation a continué (- 2,5 %), mais est moins marquée qu'en 2012.

Le parc de production

La puissance installée en France métropolitaine

En termes de puissance installée, le parc français est constitué d'environ 130 GW de moyens de production.

Puissance installée (MW) en France métropolitaine au 31/12/2013



Source : DGEC à partir du bilan électrique 2013 de RTE

Le dimensionnement du parc de production se fait aujourd'hui principalement à partir d'une monotonie de charge dont on peut déduire la puissance nécessaire à la pointe de consommation électrique (en tenant compte de la contribution des effacements de consommation et des interconnexions) et les équipements optimaux pour le parc en fonction de leur durée d'appel. En France, la pointe peut atteindre des niveaux instantanés élevés, du fait notamment de l'importance du chauffage électrique.

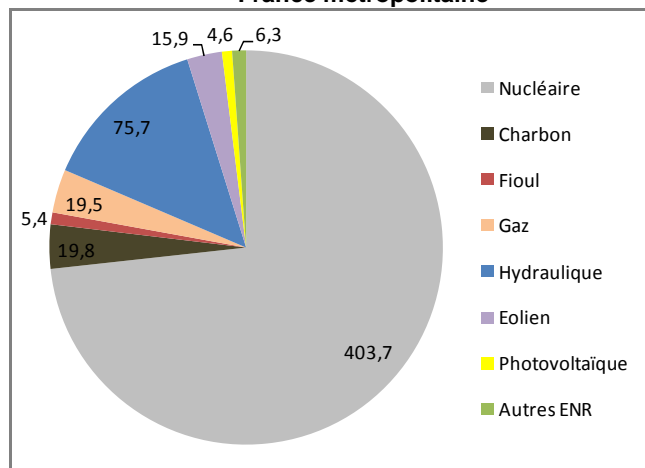
Afin de passer la pointe de consommation hivernale, il est important de disposer de suffisamment de capacités disponibles au moment où la tension sur le système électrique apparaît, les 130 GW d'installations installées ne correspondant pas à la même puissance disponible pour le système électrique. En effet, les installations ne fonctionnent pas 100 % du temps : les centrales ont, d'une part, des périodes d'indisponibilité (soit programmées, pour maintenance par exemple, soit fortuites) et, d'autre part certains moyens de production sont intermittents et ne peuvent pas produire sur commande.

Cette pointe de consommation hivernale a atteint le niveau record de 102,1 GW le 8 février 2012 à 19h00, au plus fort d'une forte vague de froid. A contrario, en l'absence de vague de froid marquée, la pointe de consommation de l'hiver 2012-2013 s'est établie à 92,6 GW le 17 janvier.

La production en France métropolitaine

La production nette du parc électrique français a été de 551 TWh en 2013, selon la répartition par filière ci-dessous, soit une hausse de 1,7 % par rapport à 2012. En comparaison, la consommation brute a été de 495 TWh en 2013 (source : bilan électrique de RTE), soit une hausse de 1,1 % par rapport à 2012.

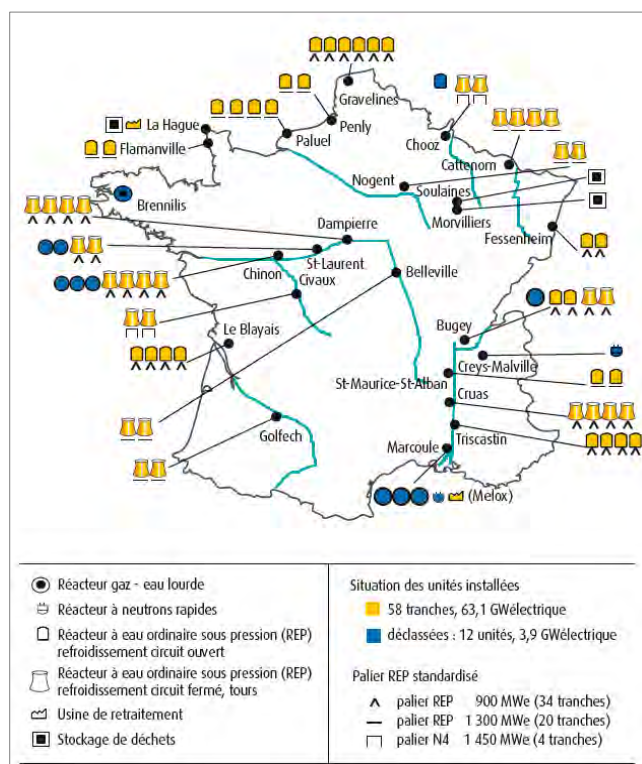
Production nette d'électricité (TWh) en 2013 en France métropolitaine



Source : DGEC à partir du bilan électrique 2013 de RTE

Le parc nucléaire a produit 73,3 % de la production nette d'électricité en 2013

Les sites nucléaires en France : situation au 1er janvier 2013



Source : SOeS, données EDF et Autorité de sûreté Nucléaire (ASN)

Le parc de production nucléaire français représente actuellement 58 tranches actives réparties sur 19 sites. Il existe en France plusieurs « paliers » de réacteurs nucléaires :

- CP0 : 6 réacteurs de 900 MW : ce sont les réacteurs les plus anciens encore en activité
- CPY : 28 réacteurs de 900 MW
- P4 : 8 réacteurs de 1 300 MW
- P'4 : 12 réacteurs de 1 300 MW
- N4 : 4 réacteurs de 1 450 MW

L'Autorité de Sûreté Nucléaire se prononce sur les conditions de la poursuite de l'exploitation de chaque réacteur tous les dix ans lors d'examens de sûreté approfondis.

Un parc renouvelable en développement

En 2013, la part de l'électricité issue d'énergies renouvelables a été légèrement inférieure à 19 % de la production nationale (contre 16,4 % en 2012). Cet accroissement est lié, d'une part, à la bonne production hydraulique en 2013 (qui a augmenté d'environ 20 % par rapport à 2012) et, d'autre part, au développement des autres énergies renouvelables (dont la production a augmenté de 8,1 % par rapport à 2012).

D'après le bilan électrique 2013 de RTE, l'augmentation de la puissance installée du parc renouvelable entre 2012 et 2013 a été de :

- 8,4 % pour l'éolien,
- 20,9 % pour le photovoltaïque,
- 6,3 % pour les autres sources d'énergies renouvelables (hors hydroélectricité),

Des fiches dédiées du rapport présentent les différentes filières d'énergies renouvelables : la biomasse énergie, l'éolien, les énergies renouvelables en mer, la géothermie, l'hydroélectricité, le photovoltaïque et l'énergie solaire.

Le parc des centrales thermiques à flamme

En 2013, les installations thermiques classiques (charbon, fioul, gaz) constituent encore la troisième source de production d'électricité en France avec 8,1 % de l'énergie électrique totale produite derrière le nucléaire (73,3 %) et l'hydraulique (13,8 %).

Le parc thermique classique se décompose en deux grandes parties : d'une part, les moyens de production centralisés regroupant les centrales charbon, gaz et fioul reliées au réseau de transport d'électricité et, d'autre part, les unités décentralisées avec notamment les installations de cogénération au gaz naturel.

Le parc thermique classique centralisé s'adapte aux nouvelles normes environnementales en termes d'émissions de polluants atmosphériques conformément aux directives européennes. Ces directives ont pour conséquence :

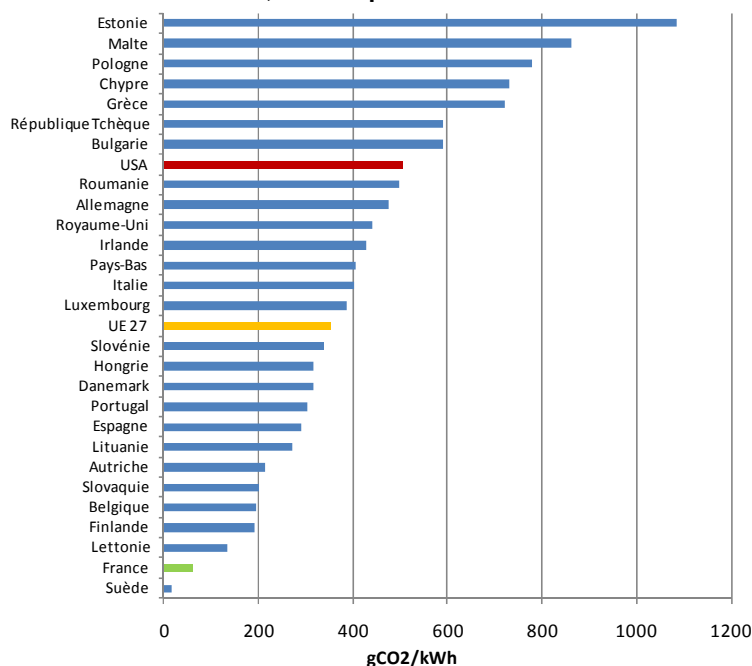
- la limitation de fonctionnement et la fermeture en 2015 des centrales charbon anciennes ;
- de nouveaux investissements pour les centrales fioul et les autres centrales charbon pour réduire de façon importante leurs émissions en polluants atmosphériques, sous peine de fermeture d'ici 2016.

Les centrales thermiques à flamme sont confrontées à des difficultés pour trouver une rentabilité sur les marchés de l'énergie. Ceci est lié à la dépréciation des prix de gros de l'électricité et à un nombre d'heures de fonctionnement réduit, en particulier pour les cycles combinés à gaz, compte tenu de la concurrence des centrales charbon et du développement de la production intermittente.

Un mix électrique peu carboné

Le parc électrique français est dans son ensemble, grâce au nucléaire et à l'hydraulique, l'un des moins émetteurs en Europe.

Contenu carbone de l'électricité par pays pour 2011, en Europe et aux Etats-Unis

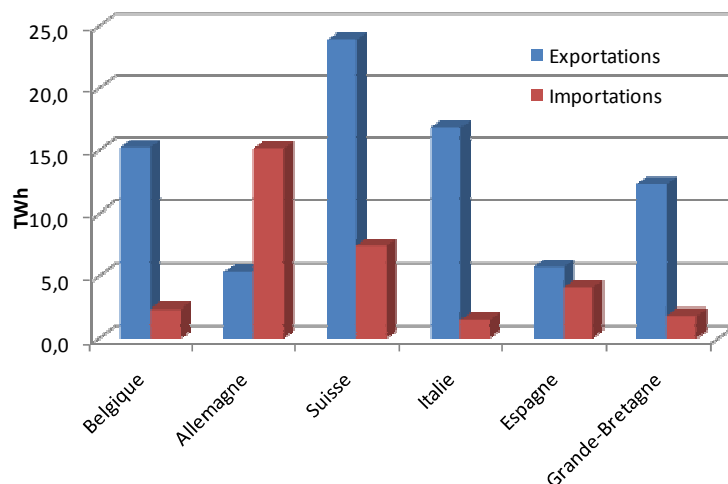


Source : données AIE

La France exporte plus d'électricité qu'elle n'en importe

Du fait de la situation géographique centrale de la France sur le réseau européen, du nombre important d'interconnexions entre la France et ses pays voisins et de la présence en France de moyens de production de base à coûts marginaux faibles, la France exporte des quantités importantes d'électricité. En 2013, le total des exportations s'élevait à 79,4 TWh et le total des importations à 32,2 TWh.

Échanges contractuels transfrontaliers en 2013



Source : SOeS, RTE

Néanmoins, il arrive tout de même que la France soit en situation d'importation à certains moments. Cela peut notamment arriver au moment de la pointe de consommation française en hiver, où les moyens de production sont fortement sollicités.

Le prix de l'électricité est faible en France

La constitution du mix électrique français permet d'avoir un prix du kWh électrique parmi les meilleurs d'Europe. La question du prix de l'électricité en France est abordée dans le cadre de la fiche n° 30 du rapport.

Les capacités d'effacement en France

Un effacement de consommation consiste à réduire temporairement la consommation d'électricité d'un site par rapport à sa consommation normale, sur une base volontaire. Les opérateurs proposent à leurs clients (les consommateurs particuliers ou industriels), des solutions techniques pour mettre en pause pendant quelques minutes ou quelques heures certains de leurs équipements dont la consommation est flexible (exemples : cellules électrolytiques, fours industriels ou, pour les particuliers, radiateurs, ballons d'eau chaude, climatiseurs).

On peut distinguer les effacements de marché, pour lesquels des opérateurs d'effacement contractualisent avec un consommateur et valorisent sur les marchés cet effacement, des effacements tarifaires où le prix de l'électricité incite à des réductions de consommation sur certaines périodes (effacements EJP et Tempo notamment).

A travers ces différents types d'effacement, chacun peut offrir de quelques kilowatts à quelques mégawatts de puissance flexible, ce qui, étendu à un grand nombre de consommateurs, peut apporter une capacité cumulée contribuant à la sécurité d'approvisionnement sur le réseau et, à moyen

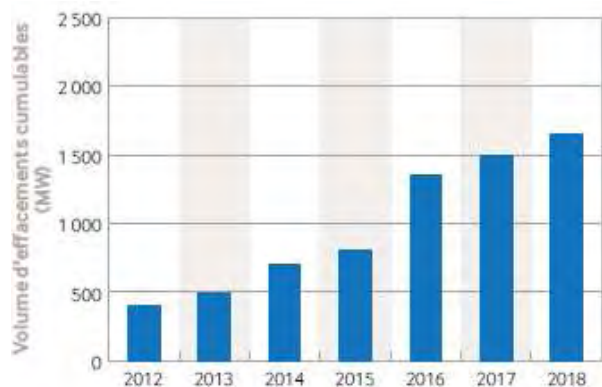
terme, permettre de limiter les besoins de développement de nouvelles capacités de production.

Même s'ils restent encore limités aujourd'hui, les effacements contractuels commencent à se développer (voir graphique ci-dessous) sous l'impulsion de nouveaux dispositifs mis en place par le Gouvernement.

supplémentaire pouvant atteindre 400 MW pour 2014. Ce volume sera augmenté à 600 MW à partir de 2015.

- Antoine CARON

Hypothèse d'évolution des effacements de marché (RTE)



Source : RTE, bilan prévisionnel 2013

Des appels d'offres dédiés à l'effacement prévus par la loi et organisés par RTE permettent de développer des centaines de MW de capacités d'effacement et de les placer au service du système électrique.

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 (dite « loi Brottes »), prévoit la mise en place d'un cadre réglementaire permettant la valorisation des effacements de consommations d'électricité sur les marchés de l'énergie, assortie d'une prime pour les avantages que procure l'effacement pour la collectivité. Le décret d'application de la « loi Brottes », qui définit les méthodologies de mise en œuvre, a été pris au 1^{er} semestre 2014.

En parallèle, le gouvernement a lancé en 2013 un groupe de travail visant à relancer les tarifs dits à effacement dont la capacité d'effacement associée a progressivement décliné avec l'ouverture à la concurrence du marché de la fourniture d'électricité.

Par ailleurs, le mécanisme de capacité mis en place par le Gouvernement, qui vise à assurer la sécurité d'approvisionnement en France, apportera une rémunération complémentaire aux offres structurées d'effacement, ce qui encouragera leur développement.

Enfin, un dispositif assurantiel d'interruptibilité, adopté par le Gouvernement fin 2012, permet au gestionnaire du réseau de transport de procéder, en cas de menace grave et immédiate sur l'équilibre offre/demande, à l'interruption de certains consommateurs à profil de consommation interruptible, avec un délai court (quelques secondes), et dégager ainsi une capacité

16 – Les réseaux électriques

Les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité constituent une infrastructure essentielle pour le fonctionnement du système électrique

Pour être acheminée depuis les centres de production vers les consommateurs, l'électricité emprunte :

- le réseau public de transport d'électricité, destiné à transporter des quantités importantes d'énergie sur de longues distances ;
- le réseau public de distribution, destiné à acheminer l'électricité en moins grande quantité et sur de courtes distances.

Le développement et la modernisation des réseaux électriques, pour accueillir les énergies renouvelables, constitueront un élément essentiel de la transition énergétique.

Le réseau de transport d'électricité

Exploité, maintenu et développé par RTE, le réseau de transport d'électricité comprend 105 000 km de lignes électriques à haute et très haute tension, 1 201 transformateurs et 3 793 postes de livraison, et 46 interconnexions avec les pays voisins.

La loi a confié à RTE la gestion du réseau public de transport d'électricité français. Le réseau de transport est constitué de toutes les lignes exploitées à une tension supérieure à 50 kV sur le territoire métropolitain continental.

en km	400 kV	225 kV	150 kV	90 kV	63 kV
aérien	21 410	25 557	1 060	16 556	35 555
souterrain	3	1 037	2	649	2 412

Depuis 2010, 81% des nouvelles lignes à 90 et 63 kV ont été construites en souterrain.

RTE garantit à tous les utilisateurs du réseau de transport d'électricité un traitement équitable dans la transparence et sans discrimination, sous le contrôle de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

Les clients de RTE sont :

- 930 unités de production,
- 529 sites industriels raccordés,
- 27 distributeurs d'électricité,
- 150 traders et fournisseurs qui achètent et revendent de l'électricité.

Le réseau achemine l'électricité entre les producteurs d'électricité et les consommateurs industriels directement raccordés au réseau ou les distributeurs d'électricité. Le courant produit est porté à un niveau de tension de 400 kV, ce qui permet de le transporter sur de longues distances en minimisant les pertes. Le courant est ensuite

transformé en 225 kV, puis 90 ou 63 kV pour l'alimentation régionale et locale en électricité.

RTE est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique. Cela suppose une attention permanente à l'équilibre du système, car l'électricité ne se stocke pas. Il adapte à tout le moment la production et la consommation sur le réseau (cf. fiche 17 du rapport).

La France s'est engagée à porter à 23% la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie. L'insertion des énergies renouvelables dans le réseau est donc un enjeu majeur de la transition énergétique. La production d'électricité d'origine éolienne et solaire est intermittente et nécessite une grande flexibilité du système électrique.

Afin d'en garantir l'équilibre, le réseau s'est équipé de moyens de pilotage, surveillance et maintenance à distance. RTE s'est attelé à la mise en place d'outils d'informations et dispose d'un réseau de télécommunication de 16 000 km de fibre optique, qu'il peut mettre à disposition des collectivités locales via sa filiale Arteria.

RTE investit chaque année près d'un milliard et demi d'euros dans les réseaux et dépense un million d'€ en recherche et développement de nouveaux outils intelligents pour l'intégration et l'équilibre du système.

L'équilibre du système nécessite aussi une plus grande solidarité entre les réseaux européens. L'Europe doit transformer les réseaux de transport et les marchés de l'électricité nationaux pour créer un réseau transeuropéen intégré. Il s'agit d'intégrer les énergies renouvelables et les importants flux nord-sud qui en résultent, faciliter les échanges est-ouest entre pays exportateurs et importateurs, mieux intégrer les péninsules électriques comme l'Espagne et le Portugal, les îles britanniques.

RTE gère 46 interconnexions avec nos pays voisins.

La France présente un solde exportateur d'électricité de 47,2 TWh pour 2013. En réalité, elle a exporté 79,4 TWh et importé 32,2 TWh, et le sens des échanges d'électricité varie plusieurs fois par jour, ce qui montre l'importance des flux transfrontaliers dans l'équilibre offre-demande quotidien.

Les réseaux de distribution d'électricité

Les réseaux de distribution sont constitués par les ouvrages de moyenne tension (entre 1 000 V et 50 kV) et les ouvrages de basse tension (inférieur à 1 000 V). ERDF, qui gère 95 % des réseaux de

distribution, exploite 1,3 millions de km de lignes, 750 400 postes de distribution (HTA/BT) et 2 240 postes sources (HTB/HTA). Elle dessert 35 millions de clients.

en km	Lignes MT	Lignes BT
aérien	351 933	415 179
souterrain	261 190	276 786
Total	613 123	691 965

Chiffres à fin 2011

L'organisation de la distribution d'électricité est de la compétence des collectivités locales (généralement par l'intermédiaire de syndicats d'électrification intercommunaux). En 1946, la distribution a été nationalisée au profit d'un opérateur national. Toutefois, les collectivités qui exerçaient à cette date l'activité de distribution, sous forme de régie ou de SEML, ont pu continuer à l'exercer ; il existe actuellement environ 150 « entreprises locales de distribution » (ELD).

ERDF, filiale d'EDF, est ainsi le gestionnaire du réseau public de distribution sur environ 95% du territoire métropolitain continental, les 5% restants étant assurés par les ELD.

Les gestionnaires des réseaux de distribution sont chargés d'assurer la conception, la construction, l'entretien des réseaux, ainsi que l'accès à ces derniers dans des conditions non discriminatoires ; ils doivent veiller à l'efficacité et la sûreté des réseaux.

L'amélioration de la qualité a été, sous l'impulsion des pouvoirs publics et des autorités concédantes, une action prioritaire entreprise sur les réseaux de distribution depuis le milieu des années 2000.

La France s'est dotée en 2007 d'un dispositif réglementaire (décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 et son arrêté d'application de même date) fixant les principes et la procédure permettant une évaluation pertinente du niveau de qualité sur les réseaux de distribution.

En parallèle de ce dispositif, les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité ont mis en place, à partir de 2009, une régulation incitative de la qualité de l'alimentation électrique. Celle-ci se traduit par un bonus / malus en fonction de la performance du gestionnaire de réseaux mesurée par rapport à une valeur de référence annuelle.

L'enveloppe d'investissements d'ERDF a atteint 3,2 milliards d'euros en 2013, marquant ainsi une hausse de 56 % depuis 2008 et de 24 % depuis 2010.

Le temps de coupure moyen (hors incident sur réseau RTE) s'est réduit de 112 minutes en 2010 à 97 minutes en 2013. La qualité en France se situe ainsi dans la moyenne haute européenne ; à caractéristiques comparables, seule l'Allemagne fait mieux, mais pour un coût réseau beaucoup plus élevé.

Les investissements dans les prochaines années doivent répondre à un enjeu d'amélioration de la qualité d'alimentation, mais également permettre **l'intégration des énergies renouvelables** (raccordements, extensions, renforcement d'ouvrages), ERDF anticipant environ 180 000 nouveaux producteurs sur la période 2013-2016.

Trajectoire d'investissement sur les réseaux de distribution d'ERDF(en M€ courants)

année	2008	2009	2010	2011	2012	2013
M€	2 038	2 312	2 560	2 783	3 069	3 177

Prévisionnel (trajectoire proposée par ERDF en juin 2013)

année	2014	2015	2016	2017
M€	3 289	3 378	3 466	3 547

Plus particulièrement, 2013 a été l'année :

- de la poursuite de la tenue des « conférences départementales » pour une meilleure coordination des investissements des gestionnaires de réseaux et des autorités concédantes,
- de la signature d'un protocole d'accord visant à « renforcer les relations entre les autorités concédantes et le concessionnaire ERDF au service de la qualité du service concédé »,
- de la confirmation du déploiement de Linky, annoncé par le Premier Ministre le 9 juillet 2013. Trois millions de compteurs Linky devraient être installés par ERDF d'ici 2016 et trente-cinq millions d'ici 2020.

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) sont élaborés par le gestionnaire du réseau de transport, en accord avec les gestionnaires de réseaux de distribution concernés, en fonction des objectifs de développement des énergies renouvelables fixés par les schémas régionaux du climat, de l'air, et de l'énergie (SRCAE), et sont approuvés par le préfet de région. Ils permettent de réserver au bénéfice des énergies renouvelables, pour une période de 10 ans, les capacités de raccordement estimées nécessaires pour atteindre les objectifs fixés par les SRCAE. En application de l'article 1er du décret du 20 avril 2012, toutes les installations EnR d'une puissance installée de plus de 36 kVA doivent être raccordées selon les modalités prévues par le S3REnR.

Les S3REnR définissent un périmètre de mutualisation entre les producteurs du coût des ouvrages électriques à créer : une même quote-part doit ainsi être payée par tous les producteurs d'énergies renouvelables se raccordant dans le cadre d'un S3REnR. Ce mécanisme permet d'éviter

les effets de barrière et d'aubaine qui résultaient de l'application du droit commun de raccordement valable avant la création des S3REnR et selon lequel le premier producteur dont le raccordement nécessitait la création d'un ouvrage finançait seul cet ouvrage, les producteurs suivants pouvant ensuite en bénéficier gratuitement.

Les ouvrages électriques à renforcer sont, quant à eux, financés par les gestionnaires de réseau. Comme dans le régime de raccordement ordinaire, les « ouvrages propres », c'est-à-dire les ouvrages depuis l'installation de production jusqu'aux ouvrages du S3REnR, sont financés par les producteurs. Sept S3REnR ont à ce jour été publiés.

Pour répondre aux difficultés rencontrées sur le terrain pour élaborer et mettre en œuvre les S3REnR en application du décret n°2012-533 du 20 avril 2012, un groupe de travail s'est réuni à sept reprises depuis la fin du mois de février 2013. Ce groupe de travail, composé de l'ensemble des parties prenantes, a fait des propositions d'évolution du décret concernant notamment son champ d'application et la mise en œuvre d'un mécanisme de transfert des capacités réservées pour permettre d'adapter la mise en œuvre du S3REnR - document prospectif - à la réalisation effective des projets. Ces propositions seront reprises dans un décret modificatif.

Une Europe électrique en construction

Les réseaux de transport d'électricité des pays européens sont connectés les uns aux autres.

L'interconnexion des réseaux permet de rendre solidaires les pays voisins et de diversifier les sources de production. Par ailleurs, elle permet, en augmentant les échanges interrégionaux, de favoriser la concurrence et d'améliorer le fonctionnement du marché européen de l'électricité et l'intégration des énergies renouvelables.

Le réseau de transport d'électricité français est interconnecté avec 6 pays : la Grande-Bretagne, la Belgique, l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne et la Suisse. Les capacités d'échange globales de la France s'élèvent à environ 12 000 MW pour l'export et 8 000 MW pour l'import. La plupart des interconnexions en étude sont gérées par RTE. Deux nouvelles interconnexions avec l'Espagne et l'Italie seront respectivement mises en service en 2015 et 2017. Trois autres interconnexions sont en cours d'instruction avec la Grande-Bretagne, et deux autres sont à l'étude avec l'Espagne et l'Irlande.

En cas de flux trop importants aux frontières, il se forme des goulots d'étranglement, appelés congestions. Afin de gérer ce phénomène, des modalités d'allocation des capacités aux frontières sont mises en place.

La coopération européenne vise à mettre en place un couplage des marchés permettant d'optimiser

l'allocation des capacités d'interconnexion et donc de réduire les coûts d'approvisionnement sur les marchés.

Le 3ème paquet énergie a mis en place plusieurs outils pour faciliter la construction de l'Europe électrique. Il prévoit notamment l'élaboration de « codes de réseaux », qui visent à harmoniser les pratiques européennes dans le domaine des réseaux, afin d'améliorer la sûreté électrique dans un contexte de développement rapide des énergies renouvelables. Le 3ème paquet instaure également une démarche de planification des investissements : l'association des gestionnaires de réseaux européens (ENTSO-E) doit publier tous les deux ans un plan décennal européen de développement du réseau de transport d'électricité européen (TYNDP). Chaque gestionnaire de réseaux élabore ensuite son schéma décennal de développement du réseau, qui doit être cohérent avec le plan établi par ENTSO-E.

- Sidonie BLANCHARD,
Isabelle TIMSIT,
Jean GIRAUD,
Sabine CORCOS.

17 – Garantir la sécurité du système électrique

Un nouveau mécanisme de capacité pour garantir l'adéquation de l'offre et de la demande la pointe de consommation

Afin de limiter les coupures de courant localisées et d'éviter un blackout à l'échelle nationale ou européenne, il est nécessaire de garantir la sécurité du système électrique. Lorsqu'on évalue la sécurité du système électrique, il convient de distinguer :

- la sécurité d'approvisionnement, qui désigne l'adéquation des capacités pour couvrir à tout moment l'ensemble de la demande d'électricité ;
- et la sûreté de fonctionnement du système électrique, qui décrit la capacité du réseau électrique à acheminer l'électricité des producteurs d'électricité pour la livrer aux consommateurs. À ce titre, la sûreté de fonctionnement relève principalement du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité : RTE.

La sécurité d'approvisionnement en électricité

Pour garantir la sécurité d'approvisionnement et atteindre l'équilibre entre l'offre et la demande, il n'est pas suffisant de s'assurer que le parc de production est en mesure de produire au moins autant d'électricité en moyenne que la consommation nationale. Il est en effet nécessaire qu'à chaque instant la quantité d'électricité produite et injectée sur le réseau soit égale à la quantité d'électricité consommée. L'électricité étant une énergie qui ne se stocke aujourd'hui que dans des proportions très limitées, il est nécessaire de disposer d'un parc de production dimensionné sur la pointe électrique et pas sur la consommation moyenne observée, tout en tenant compte du développement des capacités d'effacement de consommation et de la mutualisation des moyens de production que permet l'interconnexion de notre réseau avec ceux des pays voisins. Ainsi, l'équilibre du système à tout instant est un enjeu non seulement d'énergie (MWh) produite, mais aussi de puissance disponible et garantie (MW).

Il existe en conséquence trois leviers d'action pour garantir la sécurité d'approvisionnement : (i) réduire la consommation à la pointe, (ii) garantir une quantité suffisante de capacités disponibles de production et d'effacement et (iii) coopérer avec les pays voisins pour mutualiser les capacités disponibles (interconnexions).

Plusieurs mécanismes de régulation en France permettent de s'assurer que le bon niveau de capacités de production est atteint :

- (i) la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité qui permet de décliner les objectifs stratégiques de développement des moyens de production, notamment renouvelables ;

- (ii) le bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité établi par RTE ;

- (iii) le mécanisme de capacité, un dispositif technologiquement neutre qui permettra de garantir la sécurité d'approvisionnement du système électrique.

Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité et Bilan Prévisionnel (BP) de RTE

La PPI de production d'électricité, mise en place par l'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire. Elle doit permettre de garantir la mise en cohérence des objectifs de politique énergétique avec les enjeux de sécurité d'approvisionnement à l'échelle nationale. Elle a été établie pour la dernière fois en 2009.

Conformément à l'article L. 141-1 du code de l'énergie, cette programmation pluriannuelle est élaborée à partir d'un bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande établi par le gestionnaire du réseau public de transport RTE.

Le bilan prévisionnel de RTE relève d'une problématique de sécurité d'approvisionnement et joue, à ce titre, un rôle d'information et d'alerte : il s'agit d'établir des prévisions de consommation d'électricité et d'échanges entre la France et les autres pays, puis de confronter ces prévisions avec les perspectives connues d'évolution des moyens de production et d'effacement. La vocation de la PPI dépasse donc celle du bilan prévisionnel dont l'objectif principal est de déterminer les besoins en puissance permettant de répondre à la croissance de la demande.

Dans le cas où les investissements prévus par la PPI ne sont pas réalisés par les acteurs du marché, le Gouvernement peut décider de lancer un appel d'offres.

Le mécanisme de capacité français

Le bilan prévisionnel de RTE identifie un important recul des marges de capacités, à la pointe, à l'horizon 2016.

Le mécanisme de capacité, prévu par la loi NOME et instauré par le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012, contribuera à assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique à long terme. Ce marché « en puissance » complète le marché « en énergie », qui est fait pour optimiser l'utilisation des capacités de production et d'effacement des différents acteurs, mais ne garantit pas que le critère de sécurité

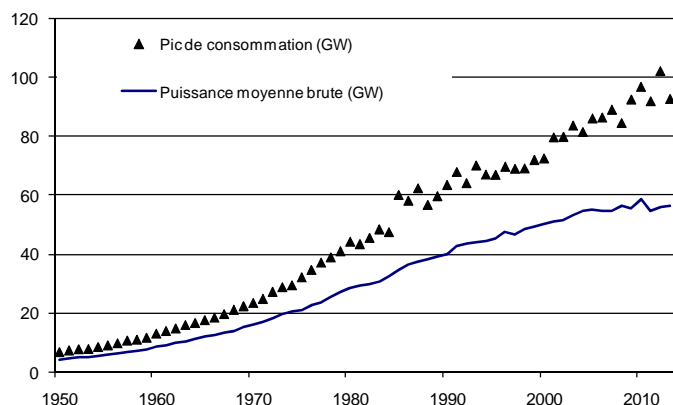
d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics soit respecté.

Depuis plusieurs années en France, on observe une croissance importante de la pointe de consommation électrique (voir graphique ci-après) qui met en péril, lors des pics de consommation, l'équilibre entre la production et la demande d'électricité. Ainsi en France, entre 2002 et 2013, la pointe électrique a augmenté 2,5 fois plus vite que l'énergie consommée.

Plusieurs raisons en sont à l'origine, notamment la place du chauffage électrique et le développement de nouveaux usages de l'électricité (équipements électroménagers, informatiques, électroniques, ...).

A plus long terme, le système électrique sera confronté au défi posé par l'augmentation de l'intermittence liée au développement des énergies renouvelables.

Evolutions de la puissance moyenne appelée et des pics de consommation en France



Source : DGE

Avec le mécanisme de capacité, les fournisseurs d'électricité devront garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de leurs clients, au moment des périodes de pointe de la demande électrique. Pour cela, ils devront justifier de leur capacité à satisfaire cette consommation de pointe, par l'acquisition de garanties de capacité.

Les fournisseurs pourront acquérir des garanties de capacité auprès d'exploitants de capacité (producteurs, opérateurs d'effacement), qui ont l'obligation de faire certifier leurs capacités.

Le mécanisme de capacité permettra de répondre aux défis identifiés précédemment :

- répondre globalement à la problématique de sécurité d'approvisionnement en minimisant le coût pour les consommateurs ;
- apporter une rémunération complémentaire aux producteurs d'électricité pour la disponibilité de leurs centrales électriques, ce qui doit notamment leur permettre de faire les

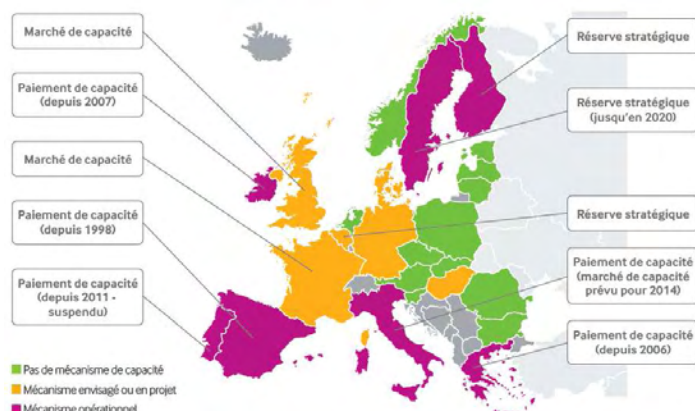
investissements nécessaires dans les centrales de production d'électricité de pointe ;

- contribuer à la transition énergétique, notamment en offrant un espace économique favorable aux outils de gestion de la pointe de consommation, notamment l'effacement.

Des mécanismes de capacité se développent dans plusieurs pays de l'Union européenne

Plusieurs pays de l'Union européenne ont décidé, plus ou moins récemment, de la mise en place d'un mécanisme de capacité pour assurer leur sécurité d'approvisionnement.

Les mécanismes de capacité en Europe



Source : RTE, rapport d'accompagnement de la proposition de règles du mécanisme de capacité, d'après l'ACER

L'architecture de ces mécanismes n'est pas unique, chaque pays étant confronté à des problématiques propres (gestion de la pointe, besoins de « back-up » renforcés pour gérer l'intermittence, besoins de capacités de base, etc.).

Ces mécanismes se sont historiquement développés sous forme de « réserves stratégiques », consistant à rémunérer hors marché certains actifs de production indispensables à l'équilibre du système électrique, ce qui présentait notamment l'inconvénient de pérenniser certaines centrales obsolètes. Le mécanisme français, comme celui envisagé par plusieurs pays européens, présente l'avantage d'être technologiquement neutre, et favorisera ainsi au développement des effacements de consommation.

La sûreté de fonctionnement du système électrique

Assurer la sûreté du système électrique, c'est garantir que le réseau permette à la production et à la consommation d'être toujours équilibrées à tout instant, car un déséquilibre peut conduire à un blackout plus ou moins étendu. Cette mission est confiée par la loi au gestionnaire du réseau de transport RTE.

Le réseau électrique permet la mutualisation des moyens de production

Dans chaque zone de consommation, l'équilibre entre l'offre et la demande doit avoir lieu et le réseau remplit une double fonctionnalité pour y parvenir. Il permet, d'une part, au niveau de la zone de consommation, de relier les consommateurs aux producteurs. Par ailleurs, toutes les zones du territoire n'étant pas autonomes électriquement, le réseau assure une deuxième fonction, celle de relier les différentes zones de consommation et de permettre ainsi aux zones excédentaires d'alimenter les zones déficitaires qui ne sont pas autonomes électriquement. Cet équilibrage interrégional se fait par le réseau à très haute tension THT (225 kV et 400 kV).

Le réseau THT actuel est construit et dimensionné en fonction de la répartition géographique actuelle des moyens de production et des principaux points de consommation. Il pourrait être amené à évoluer à l'avenir pour accompagner la transition énergétique.

Conformément à l'article L.321-6 du code de l'énergie, RTE élabore chaque année un schéma décennal de développement du réseau, qui prend en compte la PPI et mentionne notamment les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans.

Le développement d'un réseau transeuropéen joue également un rôle majeur en matière de sûreté du système électrique en permettant la mutualisation et l'optimisation des capacités de production des pays et en contribuant ainsi à l'essor des énergies renouvelables en France et en Europe. L'intégration des énergies intermittentes est en effet facilitée en tirant avantage du « foisonnement »¹.

Prévisions de consommation et de production à court-terme

RTE anticipe la consommation électrique du lendemain par des outils de modélisation tenant compte des consommations passées et des données météorologiques, la consommation française étant sensible à la température.

Parallèlement, RTE anticipe la production électrique. Celle-ci est a priori plus facile à prévoir. Néanmoins, la production renouvelable est étroitement liée aux conditions météorologiques. RTE s'est doté en 2010 d'un nouvel outil lui permettant désormais, en partenariat avec les producteurs et Météo France, de disposer à chaque instant des données nécessaires pour faire le point sur la production éolienne et prévoir son comportement à venir.

¹ Les moyens de production renouvelables ne produisent pas tous au même moment, ce qui limite en partie les inconvénients de l'intermittence

Ces prévisions de production et de consommation sont mises à la disposition du public sur Internet ou via des applications smartphone : <http://www.rte-france.com/fr/developpement-durable/eco2mix>

Réserves et mécanisme d'ajustement : des outils supplémentaires à disposition de RTE pour assurer la sûreté du système électrique

Afin d'ajuster en temps réel les niveaux de production et de consommation sur le territoire, RTE dispose de réserves de puissance mobilisables à très brève échéance : les réserves primaires et secondaires (appelées services systèmes) et le mécanisme d'ajustement.

Les services systèmes constituent un moyen d'équilibrage du réseau mutualisé et coordonné au niveau européen, qui mobilise l'ensemble des installations de production raccordées au réseau, au dessus d'une certaine puissance. Ces dernières sont tenues de réserver une partie de leur puissance disponible à des fins d'équilibrage du réseau. Ces réserves sont activables très rapidement (moins de 30 secondes pour la réserve primaire et moins de 15 minutes pour la réserve secondaire) et sont utilisées en permanence afin d'assurer l'équilibre entre production et consommation.

Néanmoins ces réserves doivent être complétées par des dispositifs complémentaires, à même de permettre au réseau d'absorber des incidents majeurs comme la déconnexion d'une centrale nucléaire, ou la perte d'une ligne à très haute tension. C'est pourquoi il existe une réserve tertiaire, aussi appelée mécanisme d'ajustement. Ce mécanisme de marché a été mis en place par RTE en 2003 et contribue à la sûreté du système électrique.

RTE fait appel aux producteurs et aux consommateurs connectés au réseau pour qu'ils modifient très rapidement leur programme de fonctionnement prévu. Les acteurs du marché qui disposent de réserves de flexibilité communiquent à RTE des offres à la hausse et à la baisse par rapport à leur programme de fonctionnement. RTE sélectionne ensuite ces offres en fonction de leur coût et de leurs conditions techniques d'utilisation. Ce mécanisme fonctionne sous le contrôle de la Commission de Régulation de l'Énergie.

En 2013, les volumes appelés par RTE ont atteint 3,4 TWh à la hausse et 4,5 TWh à la baisse. Le volume des effacements a été multiplié par sept depuis 2010 et représente 20 GWh en 2013.

Ce mécanisme permet également de résoudre les « congestions » sur le réseau, lorsque l'acheminement de l'énergie est entravé par des goulots d'étranglement. Ce phénomène se produit, par exemple, en cas de défaillance d'une ligne électrique, lorsque les capacités des lignes voisines sont insuffisantes pour transporter l'électricité.

Le mécanisme d'ajustement a été étendu à des producteurs situés hors de France (Suisse, Espagne et Royaume-Uni).

Depuis janvier 2014, l'ensemble de ces dispositifs d'équilibrage est complété par un dispositif assurantiel d'interruptibilité par l'intermédiaire duquel le gestionnaire du réseau de transport peut, en cas de menace grave et immédiate sur l'équilibre offre/demande, procéder à l'interruption de certains consommateurs à profil de consommation interruptible, avec un délai court (quelques secondes), et dégager ainsi une capacité supplémentaire pouvant atteindre 400 MW. Le volume maximal de « capacités interruptibles » sera augmenté de 400 à 600 MW à partir de 2015.

Enfin, sous l'impulsion de nouveaux dispositifs mis en place par le Gouvernement, la France développe les capacités d'effacement de consommation, qui contribuent à la sécurité du système électrique, notamment en périodes de tension.

- Sidonie BLANCHARD,
Antoine CARON, Sabine CORCOS.

18 – La biomasse énergie

Une ressource énergétique majeure : la plus anciennement utilisée et la plus importante des renouvelables, avec un fort potentiel de développement à un coût compétitif. Mais la matière première est difficile à mobiliser

La biomasse énergie, comprenant la production d'énergie à partir de biomasse solide, de biomasse gazeuse ou de biomasse liquide/biocarburants (cf. fiche n°11), est la première source d'énergie renouvelable en France. Ces filières seront amenées à continuer à se développer ; mais elles doivent tenir compte du fait que la ressource nationale en biomasse, bien qu'abondante, est complexe à mobiliser. L'atteinte des objectifs nationaux de production d'énergie renouvelable à partir de biomasse constitue donc un véritable défi.

La biomasse : première source d'énergie renouvelable

La filière **Biomasse Énergie** représente de l'ordre de **60% de la production d'énergie finale renouvelable** en France. Hors biocarburants (cf. fiche n°12), ce pourcentage reste très conséquent, de l'ordre de 50%. Et le PNA EnR (Plan National d'Actions pour les énergies renouvelables) prévoit une stabilité de ce poids de la biomasse dans le mix énergétique renouvelable jusqu'en 2020 : la quantité d'énergie finale produite à partir de biomasse solide ou gazeuse devrait ainsi augmenter de 7 Mtep environ entre 2012 et 2020 (+66%) – soit la moitié de l'augmentation prévue de la production d'énergie renouvelable sur cette période.

La Biomasse Énergie est surtout très largement dominante en matière de production de chaleur renouvelable, sa contribution s'élevant à environ 85%. Or la chaleur renouvelable représente de l'ordre de la moitié de la production nationale d'énergie renouvelable.

Ainsi, sans être la plus médiatisée, cette "filiale" est bien la **principale filière de production d'énergie renouvelable** en France.

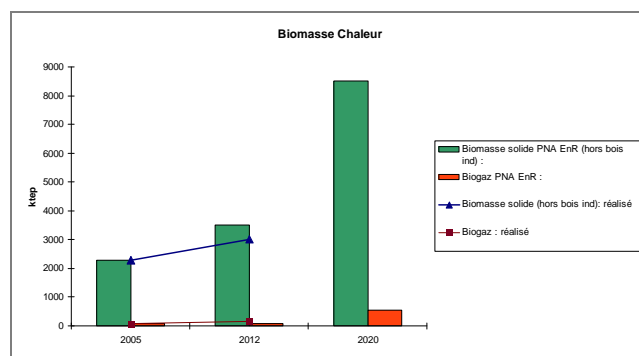
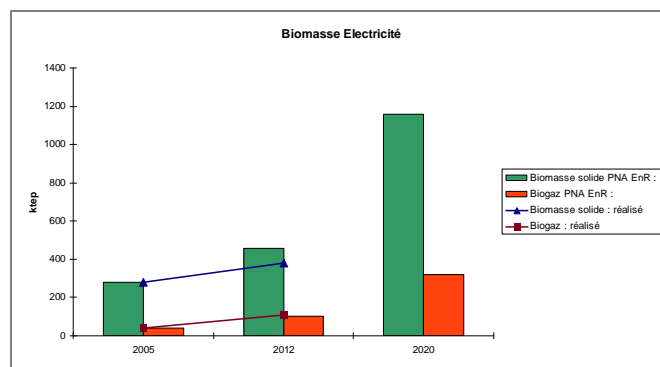
La part de la biomasse solide est la plus conséquente : il s'agit de la production de chaleur, ou de cogénération Chaleur / électricité, à partir de bois principalement, mais aussi de déchets ou de produits agricoles.

La production d'énergie à partir de biomasse gazeuse se fait, elle, via la récupération de gaz de décharges, mais aussi grâce à la méthanisation de résidus agricoles ou encore de déchets de l'industrie agro alimentaire ou domestiques.

En termes de tendance observée, la ressource dédiée au chauffage individuel au bois (qui constitue le plus gros volume de production d'énergie renouvelable en France) demeure comme prévu relativement stable et ne va a priori pas augmenter significativement d'ici 2020. Par contre la biomasse solide hors chauffage individuel au bois affiche un retard significatif par rapport à l'objectif intermédiaire

prévu en 2012, de l'ordre de 600 ktep. Surtout, l'atteinte de l'objectif 2020 pour la biomasse solide va représenter un défi extrêmement ambitieux ; en effet, le PNA EnR prévoyait pour ce poste une croissance de 7,1 Mtep, tandis que seuls +800 ktep ont été enregistrés à ce jour.

Le biogaz progresse quant à lui plus rapidement que ne l'anticipait le PNA EnR, mais son poids dans l'ensemble de la biomasse énergie demeure faible, de l'ordre de 2% – et ne devrait a priori pas dépasser les 5% à horizon 2020.



Le chauffage individuel au bois

Le chauffage individuel au bois représente la **première source d'énergie renouvelable** en France (devant l'hydraulique, qui arrive en seconde position) ; il représente à lui seul, en 2012, 60% de la chaleur renouvelable sur le territoire, et les deux tiers de la production d'EnR à partir de biomasse solide ou gazeuse.

Il est en fort développement. Toutefois, il n'est pas prévu d'accroissement significatif de ce poste, mesuré en énergie primaire, d'ici 2020 : le PNA EnR prévoit en effet une augmentation du nombre de logements chauffés au bois (de moins de 6 millions en 2005 à 9 millions en 2020) ; mais il prévoit par contre une augmentation limitée des volumes de bois correspondants – grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique des appareils et de l'isolation des logements.

C'est bien la tendance qui est constatée. Selon une étude menée par l'ADEME et dont les résultats sont parus en 2013, le volume de consommation en bois bûches est relativement stable par rapport à 1999. Cependant, le nombre de ménages utilisateurs a fortement augmenté passant de 5,9 millions à 7,4 millions de ménages.

On note également entre 2000 et 2012 une augmentation des utilisations du bois comme énergie principale, de 30 % à 50 % des logements équipés, entre 1999 et 2012.

Enfin, il est constaté sur le parc une baisse significative des cheminées ouvertes au profit des poêles modernes, ce qui contribue à répondre à l'enjeu de la qualité de l'air.

Ceci a été permis grâce à l'important taux de renouvellement des appareils de chauffage, notamment grâce aux effets du CIDD (Crédit d'Impôts Développement Durable). Le marché de ces appareils est ainsi très dynamique, et continue même de progresser : en 2012, 489 000 ventes ont été enregistrées, contre 467 000 en 2011 (soit une croissance de 4,7 %). La part des foyers fermés/inserts au sein de ce marché diminue par ailleurs au profit du segment des poêles, qui représente plus de 60 % des ventes totales.

Le Fonds Chaleur Renouvelable

Le PNA EnR prévoit que la part du chauffage individuel au bois ne représentera plus en 2020 que 40% environ de la production d'EnR à partir de biomasse solide ou gazeuse. Ceci suppose une augmentation conséquente des autres filières – et notamment de la production de chaleur à partir de biomasse dans des installations industrielles, collectives, dans le secteur agricole, etc.

Un des principaux instruments prévus pour le soutien au développement de ces filières est le Fonds Chaleur renouvelable, géré par l'ADEME : il s'agit d'un outil de soutien à la production de chaleur renouvelable sur les filières biomasse (dont biogaz), mais aussi à partir d'énergie solaire ou géothermique. Il a été doté de **1,12 milliards d'euros sur la période 2009-2013**.

En ce qui concerne la biomasse énergie, le Fonds Chaleur permet l'allocation par l'ADEME d'aides régionales à des installations de chauffage dans les secteurs collectif et tertiaire.

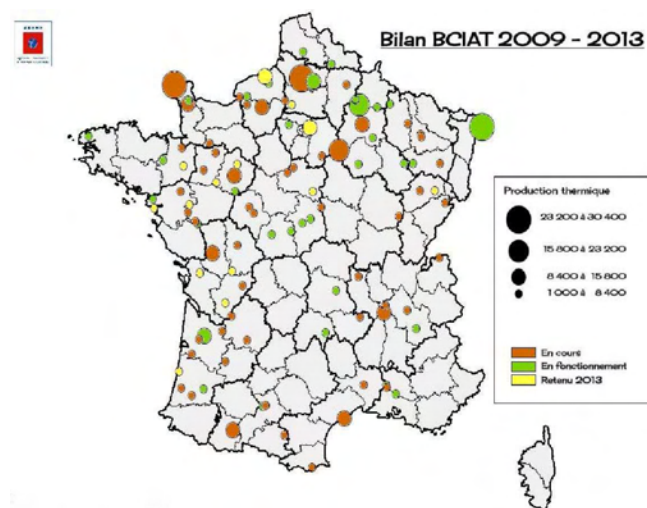
Il existe également chaque année un appel à projets national Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire (BCIAT), qui s'adresse aux entreprises des secteurs industriel, agricole et tertiaire et concerne les installations produisant plus de 1 000 tep/an à partir de biomasse. Un nouvel appel à projets BCIAT a ainsi été lancé en septembre 2013.

Les projets sont sélectionnés en tenant compte notamment de leur efficacité énergétique, de leurs plans d'approvisionnement prévisionnels, et de leur conformité aux valeurs limites d'émissions de particules fines, définies en fonction des exigences

spécifiques des zones d'implantation des installations.

Les critères en matière de « durabilité » ont par ailleurs été renforcés, avec l'exigence d'une certaine proportion de produits certifiés PEFC ou équivalent (label de gestion forestière durable) à intégrer dans l'approvisionnement en biomasse sylvicole.

Figure 1 - Carte des projets retenus au BCIAT (Biomasse, Chaleur, Industrie, Agriculture, Tertiaire) du fonds chaleur en 2009-2013



En 2013, l'ADEME a effectué un **bilan du fonds chaleur** : il en ressort que celui-ci a permis le financement de près de 2 900 installations, représentant une production d'énergie de **1,3 Mtep/an** – dont **1,03 Mtep/an à partir de biomasse** (incluant le biogaz), soit 80% de la production totale.

En termes d'installations et d'équipements industriels, on constate que le parc actuel de réseaux de chaleur s'est étendu de plus de 300 km/an entre 2009 et 2013 ; au total, 531 réseaux ont été soutenus par le Fonds Chaleur sur cette période.

En termes d'emploi, la première période du fonds chaleur (2009-2013) va permettre la création d'emplois supplémentaires pérennes à hauteur d'environ 10 000 emplois à partir de 2015¹. Dans le cadre d'un scénario tendanciel suivant le rythme actuel de développement des installations (budget annuel constant du Fonds Chaleur), la création

¹ L'ensemble de la filière du bois énergie de l'amont à l'aval regroupe environ 60 000 emplois en France en 2010 (comprenant les emplois du matériel collectif et industriel, du matériel individuel, ainsi que les emplois liés aux biocombustibles eux-mêmes), dont 10% d'emplois indirects. La filière bois énergie englobe l'ensemble des acteurs de l'amont à l'aval, incluant les scieries, mais aussi les industries de trituration, les collecteurs et recycleurs de déchets et les producteurs et fournisseurs de combustibles bois. (Source : *Marché actuel des nouveaux produits issus du bois et évolutions à échéance 2020*, PIPAME, février 2012).

d'emplois pourrait atteindre 20 000 emplois en 2020. Environ 50 % de ces emplois sont indirects : les emplois directs sont ceux directement concernés par la chaîne de production et d'exploitation des biocombustibles à l'exemple des travaux forestiers (abattage, débardage, broyage) ou de la fabrication et l'entretien des chaudières, alors que les emplois indirects sont les emplois sous-traités à des acteurs extérieurs à la filière, à l'exemple des achats externes (tôlerie, tubes, fontes, équipements) ou de la fabrication de machines outils (abattage, débardage, broyage).

Enfin, en termes d'impact sur les importations d'énergie fossile, la première période du fonds chaleur (2009-2013) permet la substitution annuelle de plus d'un million de tep. En prenant en compte un prix du baril de pétrole de 100 \$ (1 baril = 0,136 tep) soit 525 €/tep, l'économie nationale annuelle associée à la réduction des importations d'énergies fossiles correspond à environ 500 millions d'euros par an, pour une mise initiale de l'État de 1,112 milliard d'euros dans le Fonds chaleur. Dans le cadre d'un scénario tendanciel suivant le rythme actuel de développement des installations, la substitution annuelle d'énergie fossile supplémentaire pourrait atteindre plus de 2,5 Mtep en 2020.

Le caractère efficient du fond chaleur n'est donc plus à démontrer, et la Cour des comptes recommande d'ailleurs d'augmenter sa dotation en vue d'atteindre les objectifs fixés à 2020.

Cogénération biomasse : un retard important sur l'électricité renouvelable à partir de biomasse solide

En termes de capacité électrique installée fin 2012, la France disposait de 843 MW issus de la « biomasse solide » (incluant la part renouvelable de l'incinération). Ainsi un retard de capacité de près de 180 MW est à constater pour la biomasse solide fin 2012.

Ce retard devrait être partiellement comblé grâce à la mise en service ces prochaines années :

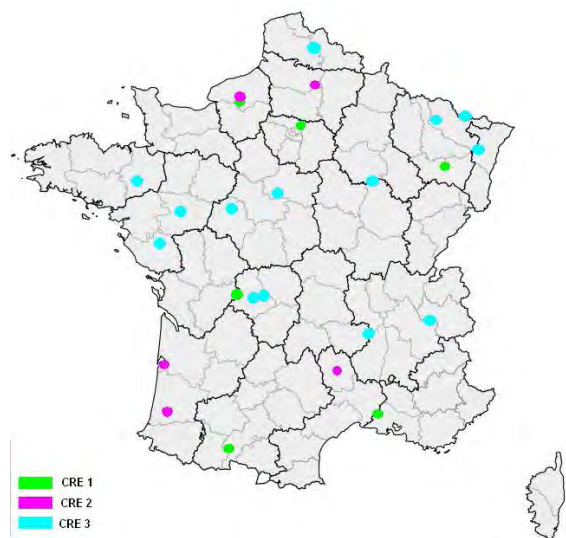
- de projets de plus de 12 MW, lauréats du dernier appel d'offres biomasse « CRE 4 » cf. tableau 1) ;
- de projets de moins de 12 MW, bénéficiant d'un tarif d'achat fixé par arrêté pour 20 ans (arrêté tarifaire du 27 janvier 2011).

Tableau 1 - Projets retenus à l'Appel d'Offres "CRE 4"

Nom projet	Nom société	Puissance électrique (en MW)	Région	Ville
ABBF	Abengoa Bioenergy Biomasse France	3	Aquitaine	Arance
Biolacq Energies	Biolacq Energies	19	Aquitaine	Lacq
Biomasse Métropole	SNC COGE Vitry	18	Île-de-France	Gennevilliers
BTL Stracel	UPM-Kymmene France	26	Alsace	Strasbourg
Centrale biomasse de Bessé-sur-Braye	Compagnie de cogénération de la Braye-CCB	20	Pays de la Loire	Bessé-sur-Braye
Centrale biomasse de Descartes	Dalkia Biomasse Atlantique Industrie	20	Centre	Descartes
Centrale biomasse de Provence	E.ON Provence Biomasse	150	Provence-Alpes-Côte d'Azur	Meyreuil
Centrale biomasse du port de Brest	Dalkia Biomasse Atlantique Finistère	14	Bretagne	Brest
Centrale de cogénération biomasse de Champlain	SAS Bioere	23	Rhône-Alpes	Laveyron
Cofely-Biocean Energies	Biocean Energies	25	Limousin	Saint-Junien
Cofely/DRT/Solarezo	Biomass Energy Solutions VSG	17	Aquitaine	Vielle-Saint-Girons
Cogénération biomasse de Haubourdin	Cogénération Biomasse de Haubourdin SAS	16	Nord-Pas-de-Calais	Haubourdin
Cogénération biomasse de Novillars	Cogénération Biomasse de Novillars SAS	20	Franche-Comté	Novillars
Cogénération biomasse de Verdun	Cogénération Biomasse de Verdun SAS	18	Lorraine	Verdun
Inova Var biomasse	AE&E Inova France	22	Provence-Alpes-Côte d'Azur	Brignoles

Les précédents appels d'offres biomasse CRE 1, 2 et 3 ont permis la mise en service de 25 installations, dont une traitant du biogaz. Quelques projets sont encore en construction et devraient entrer en service l'année prochaine. Les installations remettent annuellement un rapport au préfet démontrant le respect des contraintes relatives au plan d'approvisionnement et à l'efficacité énergétique.

Figure 2 - Carte des projets CRE mis en service à fin 2013



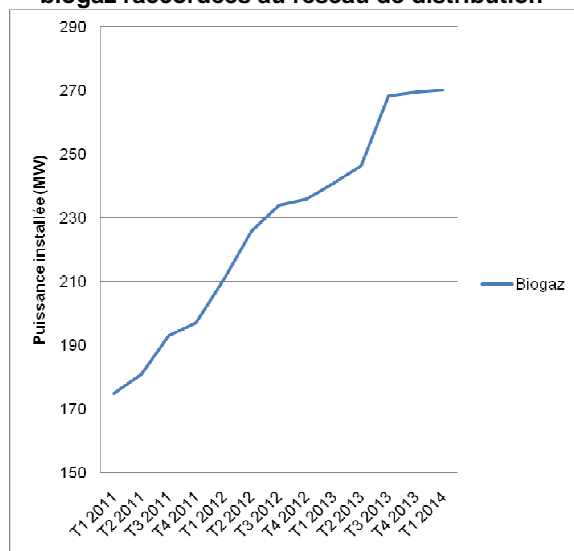
Source : DGEC

La cogénération à partir de biogaz et l'injection de biométhane : un fort dynamisme

En termes de puissance électrique installée fin 2012, la France disposait de 247 MW issus du biogaz. Par rapport à la trajectoire initialement prévue pour atteindre les objectifs à l'horizon 2020, la capacité installée d'électricité renouvelable à partir de biogaz était excédentaire : +42 MW en 2012.

Les niveaux de raccordement constatés chaque trimestre témoignent du dynamisme de la filière biogaz. Fin décembre 2013, environ 110 projets sont en file d'attente pour une puissance cumulée annoncée de 64 MW.

Figure 3 - Puissance cumulée des installations biogaz raccordées au réseau de distribution



Source : ERDF

Par ailleurs, si aujourd'hui la majorité de cette puissance provient de la valorisation énergétique de gaz de décharge, le poids de la méthanisation augmente et présente encore un gisement potentiel important.

Le plan Énergie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA), porté conjointement depuis mars 2013 par 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, permet ainsi notamment de soutenir le développement rapide de la méthanisation agricole². Le plan vise la mise en service de 1000 méthaniseurs à la ferme d'ici 2020 : des mesures de revalorisation du tarif d'achat de l'électricité ainsi que des mesures de simplification administrative pour les porteurs de projet ont d'ores et déjà été mises en œuvre par le Ministère de l'Écologie. Ce

² Qui bénéficie également dans une large mesure d'aides de l'ADEME ainsi que des collectivités locales – sans lesquelles son développement serait bien moins important

développement générera un certain nombre de cobénéfices : la bonne gestion de l'azote fait ainsi partie, avec la production d'énergie, des axes majeurs du plan EMAA.

On peut également noter qu'une partie du gisement correspondant pourra également être valorisée via l'injection de biométhane (du biogaz purifié) dans le réseau de distribution de gaz naturel. Ce mode de valorisation, encouragé par un tarif de rachat du biométhane mis en place en 2011, est en phase de montée en puissance – et permet d'obtenir des rendements énergétiques élevés.

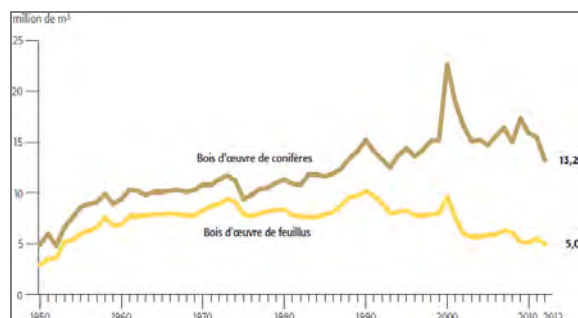
Une ressource abondante mais difficile à mobiliser

La ressource française potentielle en biomasse est, "sur le papier", considérable, et les volumes mobilisés sont susceptibles d'être encore développés. En effet, globalement seule la moitié de l'accroissement forestier annuel est par exemple récoltée. Néanmoins, des tensions croissantes se font sentir concernant l'accès à ces ressources, en lien notamment avec le développement de la biomasse énergie – ces tensions se manifestant pour l'instant principalement sur les ressources en bois, qu'il s'agisse de bois forestier ou de produits connexes de scieries par exemple. Ceci s'explique notamment par le fait que ces ressources en biomasse peuvent être difficiles à mobiliser : c'est le cas du bois issu de forêt en France, dont la mobilisation dépend du comportement des propriétaires, mais aussi de la croissance de la filière bois matériau – les bois vendus pour un usage matériau étant souvent nécessaires pour rentabiliser l'exploitation de parcelles forestières. Le calcul comptable, consistant à constater que la récolte de bois ne correspond qu'à la moitié de l'accroissement annuel des arbres sur le territoire, et que le stock de bois en forêt augmente donc rapidement, n'est ainsi pas suffisant en soi.

Ainsi, si en matière de **ressources théoriques en bois** la France est relativement bien pourvue – une étude réalisée en 2009 pour le compte de l'ADEME³ estimait que de l'ordre de 19 Mm³ de bois étaient potentiellement mobilisables en forêt pour la production d'énergie – sa mobilisation se heurte à différents freins : la ressource est aux deux tiers feuillue alors que le marché du bois matériau pour le feuillu décroît régulièrement depuis plusieurs décennies (cf. figure 4 ci-dessous), la forêt française est très morcelée, et les propriétaires sont peu incités à gérer activement leurs forêts.

³ En cours d'actualisation par IGN-FCBA, dans le cadre d'une étude commanditée à nouveau par l'ADEME

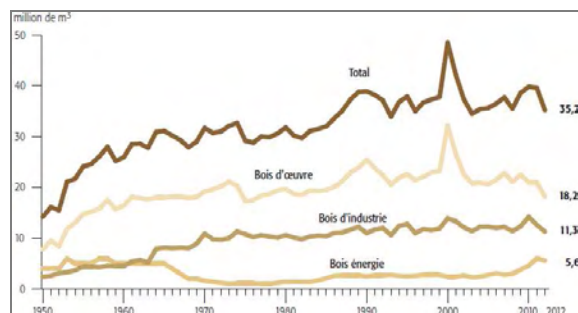
Figure 4 - Récolte de bois d'œuvre de 1950 à 2012



Source : Agreste, 2013

En dépit des politiques de soutien à la filière Bois Énergie, la récolte de bois peine donc à décoller autant qu'il le faudrait : l'atteinte des objectifs du PNA EnR supposerait ainsi non seulement une augmentation très significative de la valorisation énergétique de bois en fin de vie, de résidus agricoles et d'autres ressources annexes (biomasse issue des vergers, des vignes, des espaces verts urbains ou des haies) ; mais aussi une croissance de l'ordre de +23 Mm³ du bois récolté en forêt. Or, la récolte commerciale de bois pour le secteur de l'énergie s'élève aujourd'hui à seulement 5,6 Mm³ (il est donc nécessaire de la multiplier par plus de 5) ; la récolte totale de bois en forêt, en tenant compte du secteur informel, est quant à elle estimée à environ 55 Mm³ (une croissance de 42 % de cette récolte est donc nécessaire) ; et une analyse économique réalisée récemment, et à laquelle étaient associés le Ministère de l'Écologie et le Ministère de l'Agriculture, a estimé qu'à horizon 2020 la récolte additionnelle de bois en forêt pour la production d'énergie pourrait être inférieure à 5 Mm³. Ce chiffrage est probablement pessimiste, mais pour autant il est manifeste que l'objectif de +23 Mm³ fixé pour 2020 nécessite des mesures sectorielles significatives, et reste en tout état de cause extrêmement ambitieux.

Figure 5 - Récolte de bois commercialisée, de 1950 à 2012



Source : Agreste, 2013

Il n'est pas inutile de rappeler que de nouveaux usages du bois seront également amenés à se développer. La production de biocarburants avancés pourrait, si la filière se développait à une échelle industrielle, nécessiter des volumes de bois très conséquents ; et d'autres débouchés tels que la xylochimie / bioraffinerie, ou à plus long terme, une filière de gazéification/méthanation, pour conversion de ligno-cellulose en biométhane et injection sur le réseau, présentent également un potentiel de développement significatif.

Des actions complémentaires à l'existant, et visant à augmenter la mobilisation de la biomasse disponible au sein de la filière forêt-bois (bois en forêt, et bois en fin de vie), mais aussi à renforcer le développement de la filière bois matériau ainsi que la mise en adéquation des bois français avec les besoins de l'aval de la filière, semblent donc incontournables à moyen-long terme, voire nécessaires sans tarder en vue d'atteindre nos objectifs communautaires en matière d'énergies renouvelables à horizon 2020.

On pourra s'interroger sur le rôle des prix dans les ajustements à venir. Ceux-ci doivent rester raisonnables, et c'est un objectif poursuivi par les pouvoirs publics pour différentes raisons.

Il s'agit notamment d'éviter d'instituer une rente forestière au détriment de l'ensemble des filières économiques aval. Le développement du bois-énergie dépend en effet étroitement du différentiel de prix avec les filières fossiles concurrentes (fioul, gaz), qui demeure significatif – ce qui explique qu'il faille actuellement le compenser par des soutiens publics, et notamment par le fond chaleur, pour rendre cette filière compétitive.

Il s'agit également de conserver une hiérarchie des prix en correspondance avec la hiérarchie des usages souhaités. Rappelons qu'idéalement – et c'est l'objectif poursuivi à long terme – l'usage énergétique intervient principalement en fin de vie des produits, la ressource forestière ayant d'abord vocation à servir les usages matières.

En ce qui concerne la **biomasse d'origine agricole**, là encore le gisement disponible est a priori significatif : plus de 11,6 millions de tonnes de matière sèche pour les résidus agricoles (dont 8,7 Mt de pailles de céréales ou d'oléagineux), selon l'Observatoire National de la Ressource Biomasse piloté par France AgriMer. Mais ce gisement est extrêmement diffus sur le territoire, et complexe à mobiliser. Par ailleurs, s'il tient compte des besoins en paille du secteur agricole et du nécessaire retour au sol d'une partie des résidus, il est nécessaire de considérer également le manque de paille constaté lors des années de sécheresse, qui ne doit pas être aggravé par un développement non contrôlé de nouvelles filières. Or, il s'agit d'une biomasse susceptible d'avoir plus ou moins les mêmes usages que le bois (production de chaleur et/ou d'électricité ; production de biocarburants avancés ; bioraffinerie ; et à plus long terme gazéification et méthanation),

auxquels s'ajoute par ailleurs le développement de nouveau biomatériaux, mais surtout la méthanisation agricole, qui pourra nécessiter des volumes significatifs (les résidus de cultures étant le principal gisement estimé pour la méthanisation dans le cadre d'une étude réalisée par l'ADEME en 2013 sur le potentiel de développement de cette filière).

Dans le domaine agricole, le développement dans une certaine mesure de **cultures énergétiques dédiées** devra donc probablement être envisagé en France. Toutefois on constate que l'Allemagne revient sur ses choix en la matière, ce qui conforte l'approche française privilégiant à ce stade la valorisation des **cultures intermédiaires**⁴ et des sous-produits agricoles au développement de cultures énergétiques dédiées à grande échelle.

Pour l'ensemble de ces catégories de biomasse, dans le but de garantir une bonne gestion de la ressource limitée que constituent ces gisements nationaux une coordination doit être assurée entre l'ensemble des filières, dans le domaine de l'énergie ou non, susceptibles de recourir à un même type de ressource. Ceci afin de ne pas trop déstabiliser des filières en place (dans la domaine agricole ou dans les filières forêt/bois notamment), et de garantir, lorsque c'est pertinent, le respect de la hiérarchie des usages (ce principe devant toutefois être appliqué de façon pragmatique, en tenant compte d'aspects économiques et pas uniquement de débouchés théoriques potentiels – pour le bois notamment). Il s'agit par là de favoriser une valorisation optimale des ressources nationales.

A noter qu'en ce qui concerne la filière bois, une telle coordination sera favorisée par la dynamique initiée dans le cadre du Comité Stratégique de la Filière Bois, au sein duquel des échanges ont lieu entre l'ensemble des acteurs économiques de la filière et les pouvoirs publics concernés par le sujet.

Prise en compte des impératifs de « durabilité »

La Biomasse Énergie doit demeurer une ressource énergétique « durable » : cela implique de tenir compte de l'ensemble des impacts potentiels susceptibles d'être générés par son développement.

Pratiques durables en termes de mobilisation de la ressource

Il n'existe pas d'inquiétudes majeures aujourd'hui concernant les pratiques de récolte française de

biomasse et leur « durabilité ». Notamment, les pratiques forestières constatées en France sont en très grande majorité des pratiques de gestion durable. Cette question est néanmoins prioritaire compte-tenu de la forte évolutivité du secteur : il est nécessaire de s'assurer que l'intensification de la collecte des matières premières concernées ne générera pas d'effets néfastes sur l'environnement.

En effet les gisements se situent en grande partie dans des espaces forestiers ou agricoles ; il doit donc être tenu compte dans les stratégies adoptées de la multi fonctionnalité de ces espaces, des différents services qu'ils rendent (y compris les « aménités environnementales »), et des impacts potentiels que pourrait avoir une collecte massive de biomasse dans ces espaces sur l'eau (ressources en eau et qualité des eaux), les sols (leur qualité et leur fertilité), la biodiversité, les stocks de carbone, etc.

La question de la **récolte des rémanents** (les « petits bois ») en forêt, alors qu'ils étaient jusqu'à présent laissés au sol, fait ainsi notamment l'objet d'études et de travaux de recherche pour le compte des pouvoirs publics – le but étant d'éviter un appauvrissement des sols, ainsi que des effets négatifs de pratiques de collecte de ces rémanents sur la biodiversité. L'ADEME a ainsi publié en 2006 sur le sujet un guide de bonnes pratiques (« La récolte raisonnée des rémanents en forêt »), en cours d'actualisation.

La question de la dette carbone

Outre des bénéfices économiques directs, la politique bois-énergie vise à réduire notre dépendance au carbone fossile et lutter contre le changement climatique. On dit souvent que le carbone biogénique ne compte pas en termes d'émissions. Pour autant quand on brûle de la biomasse pour produire de l'énergie, l'effet immédiat sur l'atmosphère ne diffère pas sensiblement de la consommation de carburants fossiles. Ainsi, un débat existe concernant le gain en matière de climat du développement du bois énergie. Il s'agit de constater que lorsqu'un arbre est coupé, le carbone qu'il contient est émis dans l'atmosphère alors qu'il aurait sinon été stocké plus longtemps en forêt. Et en effet le gain immédiat lié à la substitution d'un « carburant » (au sens large) fossile par ce « carburant » renouvelable que représente la part du bois valorisée sous forme d'énergie, ne compense pas cette émission ; en revanche, la croissance d'un arbre n'est pas infinie, tandis que dans le cadre d'un cycle forestier l'arbre suivant permettra à nouveau de stocker du carbone. Par ailleurs, l'arbre n'est pas coupé pour être immédiatement brûlé mais une partie est utilisée en tant que matériau (BO notamment). Dans ce cas le carbone correspondant reste stocké, et n'est pas émis dans l'atmosphère.

Cette utilisation matériau peut même se substituer à des produits dont le « contenu CO₂ » est important (acier, ciment...), augmentant ainsi le gain.

A long terme, on constatera ainsi à coup sûr une diminution des émissions de CO₂ en cas de gestion dynamique, par comparaison à une « mise sous

⁴ Ou « CIVE », pour Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique : il s'agit de cultures intercalées, dans la rotation culturale sur une parcelle donnée, entre deux « cultures principales ». Ceci permet d'éviter une éventuelle concurrence entre cultures alimentaires et production de biomasse destinée à l'énergie.

cloche” de la forêt. Mais c’est la durée nécessaire pour que le scénario de gestion dynamique rejoigne, en termes de carbone, le scénario de référence, qui fait débat : on parle de durée de remboursement de la “dette carbone” du Bois Énergie.

On peut noter qu’à l’échelle nationale, la majorité du bois énergie est constitué de bois d’éclaircie, d’élagage, de bois de petite taille, de bois de qualité inférieure. Ainsi, du fait de ces pratiques dominantes manifestement durables la dette carbone du bois énergie en France est vraisemblablement réduite et “remboursée” en peu de temps. Par exemple brûler des coproduits de récolte, qui se seraient quoi qu’il en soit décomposés rapidement, génère à très court terme des effets positifs sur le climat.

Finalement on peut souligner que cette question, importante, fait encore l’objet de nombreux débats : l’évaluation de la durée de remboursement de la dette carbone ne fait pas consensus dans le monde scientifique, les résultats dépendant très fortement des hypothèses et des modèles considérés. L’ADEME étudie donc actuellement le sujet activement, afin de déterminer la meilleure manière de prendre en compte ce phénomène, et d’évaluer au mieux les durées de remboursement de la dette carbone dans le contexte français.

Biomasse énergie et qualité de l’air

La combustion de biomasse émet dans l’air une quantité importante de substances polluantes gazeuses et particulaires : il s’agit d’un sujet majeur, bien pris en compte dans l’ensemble des politiques publiques concernant ce secteur. En effet ces polluants ont des effets néfastes sur la santé, ce qui justifie le fait que leur concentration dans l’air est réglementée pour certains d’entre eux. La France fait d’ailleurs l’objet d’un contentieux européen en matière de qualité de l’air, pour non-respect des valeurs limites de PM10 (particules fines de diamètre inférieur à 10 micromètres) dans certaines zones du territoire : l’État risque ainsi de payer une amende et des astreintes journalières jusqu’à ce que les concentrations de particules dans l’air soient respectées.

Il convient par conséquent de développer la biomasse énergie tout en veillant attentivement à réduire dans le même temps les émissions dans ce secteur (ainsi d’ailleurs que dans d’autres secteurs d’activité) : il s’agit donc de réduire, capter et traiter au maximum ces nouvelles émissions de poussières de combustion. Les dispositifs les plus performants en la matière, et donc les moins polluants, sont ceux qui sont installés sur de grosses installations qui peuvent plus facilement supporter le surcoût correspondant.

Concernant ces installations de taille importante, soumises à la législation des installations classées pour la protection de l’environnement (ICPE), des arrêtés ministériels ont ainsi été pris en 2013, pour les trois catégories d’installations (déclaration, enregistrement et autorisation) et définissent en particulier les valeurs limites d’émission de polluants, au regard des meilleures techniques disponibles.

Les émissions du secteur résidentiel/tertiaire ont, elles, représenté en 2011 30 % des émissions totales en France de PM10, et 45 % des émissions totales de PM 2,5. Dans ce secteur, la combustion de biomasse est le principal émetteur de particules fines (environ 90 %). Le renouvellement du parc d’appareils de chauffage au bois individuels par des appareils plus performants permet des réductions importantes d’émissions de particules. Ainsi, une chaudière à granulés émet 2 fois moins de particules qu’un poêle à pellets, et 15 fois moins qu’une cheminée à foyer ouvert.

Il est donc impératif de ne développer que des équipements performants, et de réduire les émissions de particules en commençant par renouveler le parc ancien des équipements individuels de combustion de bois. Un projet de réglementation a été proposé par la commission européenne pour les appareils de combustion de biomasse de moins de 500 kW. Cette réglementation permettra de limiter la mise sur le marché des appareils responsables des émissions atmosphériques les plus importantes.

- Sophie DEHAYES, Mélanie DUCOURET, Martine LECLERCQ, Matthieu LAE, Joseph LUNET, Nicolas MICHELOT.

19 – L'éolien

2013 : Consolidation pour l'éolien terrestre, nouvelle croissance pour l'éolien en mer posé

Pour la première fois, le marché mondial de l'éolien a enregistré une baisse de croissance en 2013. Si cette baisse est largement due à l'effondrement du marché nord-américain, l'Europe est aussi en perte de vitesse. En France, la baisse des capacités raccordées se poursuit en 2013, avec un repli de l'ordre de 30 % (535 MW complémentaires), mais avec un rythme de raccordement qui repart à la hausse pour le premier trimestre 2014.

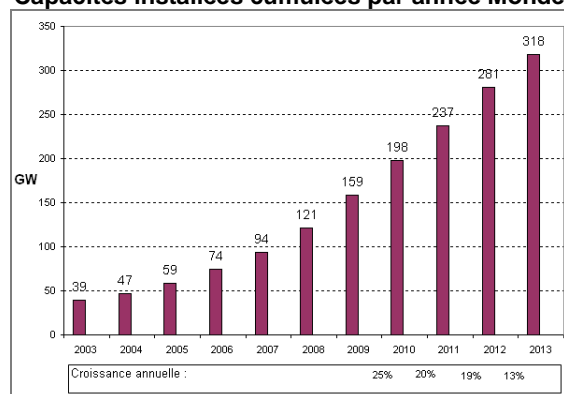
L'éolien offshore mondial se consolide, avec une capacité totale installée de presque 7 GW, et la filière française commence à donner des signes encourageants.

L'évolution du marché mondial en 2013

Un marché de l'éolien en croissance continue

Avec une capacité mondiale installée de 318 GW, l'éolien maintient sa place dans le mix énergétique à long terme, mais enregistre une croissance moins soutenue que les années précédentes.

Capacités installées cumulées par année Monde



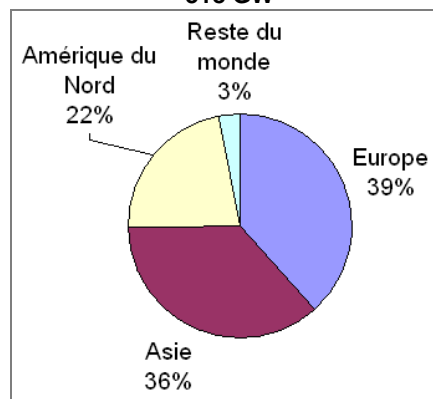
Source : EurObserv'er 2014

Avec plus de 122 GW installés, l'Europe détient presque 40% de la capacité éolienne mondiale, croissance portée aussi par le raccordement des parcs éoliens en mer.

En 2013, bien qu'une machine sur trois soit installée en Europe, la croissance annuelle du marché européen a été diminuée, après une forte croissance en 2012 (24,5%).

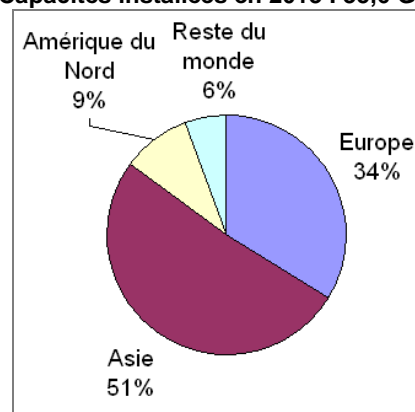
L'allègement des mécanismes de soutien dans des pays comme l'Espagne ou le Portugal a ralenti le développement de l'éolien dans ces régions qui gardent néanmoins un fort potentiel.

Capacités installées cumulées à fin 2013 : 318 GW



Source : EurObserv'er 2014

Capacités installées en 2013 : 35,6 GW



Source : EurObserv'er 2013

La croissance du marché canadien (+70%, 1,6 GW) n'a pu contenir l'effondrement du marché nord-américain face aux incertitudes sur la pérennité du dispositif de soutien des Etats-Unis : le marché annuel est passé de plus de 13 GW en 2012 à seulement 1GW raccordés en 2013. Un redressement de situation est attendu courant 2014.

Le marché asiatique est en revanche en croissance, avec une machine sur deux en 2013.

Croissance du marché annuel en 2013

	GW installés en 2012	GW installés en 2013	Croissance sur un an
Europe	12.7	12,1	-4,7%
Monde	44.2	35,6	-19,4%

Source : EurObserv'er 2013

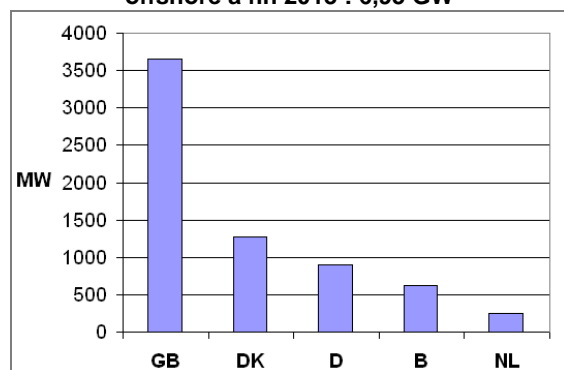
Le marché éolien en mer

Avec un total de presque 7 GW de capacité installée et connectée aux réseaux – dont plus de 1,5 GW pendant 2013 – le marché de l'éolien en mer se consolide davantage et dépasse légèrement

les attentes de la profession pour 2013. En effet, l'EWEA (European Wind Energy Association) prévoyait un rythme de mises en service de l'ordre de 1,3-1,4 GW. Néanmoins, l'ensemble des pays européens constatent un retard par rapport aux objectifs d'installation en 2020. Les retards les plus importants seraient liés aux délais de raccordement et à l'accès aux financements.

La Grande Bretagne est largement en tête du marché européen, ayant raccordé plus de 700 MW en 2013, soit 40% du marché européen en 2013.

Capacités mondiales installées cumulées offshore à fin 2013 : 6,95 GW



Source : EurObserv'er 2014

L'augmentation de la capacité moyenne par éolienne installée se confirme avec 4MW/unité installée en 2013. Toujours selon l'EWEA, cette moyenne devrait rester assez stable jusqu'à l'arrivée massive des éoliennes de 6 MW et plus vers 2014-2015.

La capacité moyenne des parcs installés en 2013 est de 485 MW, une augmentation nette (+78%) par rapport à l'année 2012 confirmant une tendance vers des parcs plus grands.

Les acteurs de la filière offshore

L'année 2013 aura été marquée par la consolidation de certains fournisseurs comme Siemens (69% des MW), Bladt (37% des fondations), Nexans et JDR (câbles intra-parcs), Prysmian (câbles de raccordement à terre) et DONG (développeur de parcs) (48%). 75% de la capacité a été installée par des grands énergéticiens, ce qui confirme leur positionnement sur ce marché à la place des acteurs/développeurs plus petits.

Les acteurs de la filière terrestre

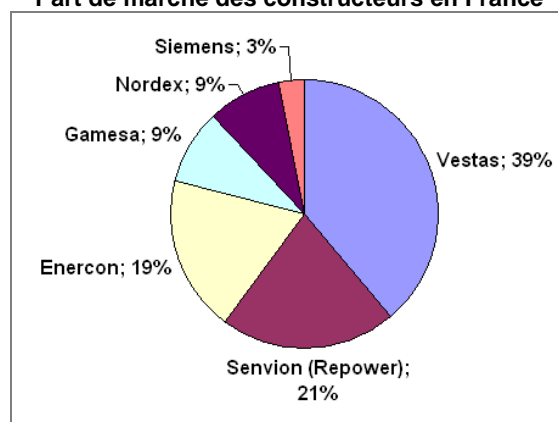
Renforcé par son positionnement sur le marché nord-américain, GE devance Vestas qui perd la première place parmi les constructeurs d'éoliennes.

Palmarès mondial des constructeurs – marché total 2012 et estimations pour 2013

Constructeur de turbines	Pays d'origine	MW fournies 2012	MW fournies 2013
GE Wind	Etats Unis	6 696	n.a
Vestas	Danemark	6 039	4862
Enercon	Allemagne	3 538	4900
Sinovel	Chine	1380.	n.a.
Suzlon	Inde	3 177	1859
Goldwind	Chine	2 609.	n.a.
United Power	Chine	2 029.	n.a.
Siemens	Allemagne	n.a.	n.a.
Gamesa	Espagne	2 119	2 000
Autres	---	n.a	n.a

Source : EurObserv'er 2014

Part de marché des constructeurs en France



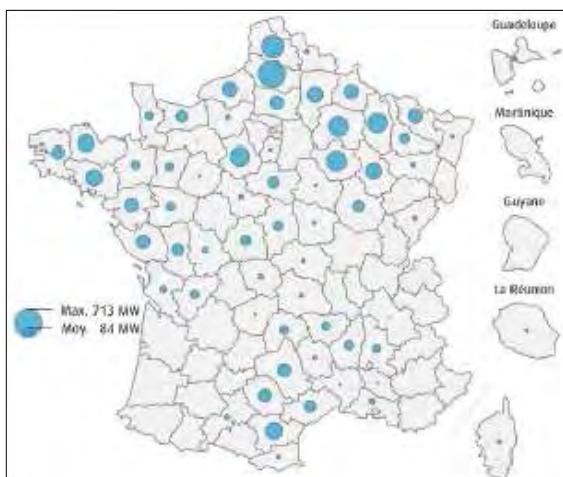
Source : GWEA 2014 (de source FEE)

L'évolution du marché français en 2013

La baisse des raccordements d'éoliennes terrestres en France se confirme en 2013

Le parc éolien atteint en France 8,3 GW fin mars 2014, avec un rythme de raccordement qui repart à la hausse pour le premier trimestre 2014. La disparité régionale persiste, avec plus de la moitié des installations concentrées sur 5 régions.

Puissance installée en France par département en 2013



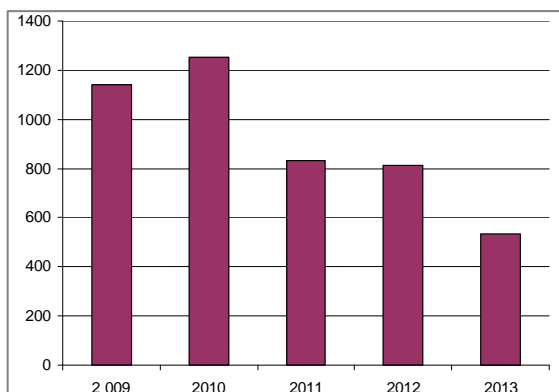
Source : SoeS février 2013

La production éolienne s'est accrue quant à elle de 6 % par rapport à 2012 pour atteindre 15,2 TWh (chiffre provisoire) sur l'ensemble de l'année 2013.

Par contre, la baisse des capacités raccordées en 2011 et 2012 par rapport aux années précédentes se poursuit en 2013 avec un repli de l'ordre de 30 % par rapport à 2012 avec seulement 535 MW supplémentaires.

Fin décembre 2013, environ 506 projets sont en file d'attente pour une puissance cumulée annoncée de 5 862 MW. Le nombre de projets reste ainsi quasi stable. En revanche, et avec un contraste positif, les projets dont les conventions de raccordement sont déjà signées, et qui sont amenés à être raccordés dans les trimestres à venir, restent nettement orientés à la hausse (avec une puissance de 1934 MW à fin décembre 2013 contre 1 618 MW à fin décembre 2012).

Puissance installée en France par an (MW)



Source : SoeS février 2014

Les actions menées par le gouvernement en 2013 pour la simplification des procédures administratives et pour la sécurisation du dispositif de soutien à l'éolien terrestre (cf sections suivantes) devraient

permettre le redressement de la filière au cours des trimestres à venir.

Les évolutions réglementaires en France en 2013 et début de 2014

La loi n°2013-312 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes

Cette loi a permis d'adopter plusieurs mesures visant à simplifier le cadre législatif de l'éolien parmi lesquelles, on retrouve :

- La suppression du dispositif des zones de développement de l'éolien. A l'intérieur de ces zones, les projets éoliens avaient droit à l'obligation d'achat. Ce dispositif s'est avéré lourd et source d'un important contentieux ;
- La suppression de la règle des 5 mâts. Cette règle imposait pour tout nouveau parc d'être constitué d'au moins 5 éoliennes ;
- La création d'un lien de prise en compte du SRE par l'autorisation ICPE afin de redonner un rôle de planification au SRE
- La possibilité d'implanter des éoliennes, après autorisation, qui ne se situent pas en continuité d'urbanisation dans les communes des DOM soumises à la loi littorale ;
- La possibilité de faire passer, après autorisation, des câbles électriques nécessaires au raccordement des énergies renouvelables (notamment les câbles de raccordement des installations de production d'énergie marine) dans les espaces remarquables littoraux.

L'ordonnance n° 2014-355 du 20 mars 2014 relative à l'expérimentation d'une autorisation unique en matière d'éolien terrestre

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), ainsi que les méthaniseurs 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'envisager une pérennisation du dispositif. Dans le cadre du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, le gouvernement proposera une extension de l'expérimentation à toutes les régions.

Prolongation de la durée de caducité des permis de construire et des autorisations ICPE pour l'éolien terrestre

L'article R553-10 du code de l'environnement a été créé et l'article R424-21 du code de l'urbanisme modifié afin de pouvoir prolonger les autorisations ICPE et les permis de construire des parcs éoliens terrestre dans la limite d'un délai de 10 ans, afin notamment de pouvoir tenir compte des délais de raccordement et éviter que les autorisations ne deviennent caduques avant mise en service des installations. Pour l'autorisation ICPE, cette prolongation est possible en l'absence de changement substantiel de circonstances de fait et de droit ayant fondé l'autorisation, lorsque, pour des raisons indépendantes de sa volonté, l'exploitant n'a pu mettre en service son installation dans le délai initial de 3 ans.

Sécurisation du dispositif de soutien à l'éolien terrestre : Publication de l'arrêté tarifaire du 17 juin 2014

A 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.

Eolien terrestre en zone cyclonique

Un tarif d'achat spécifique pour les installations éoliennes situées en zones cycloniques a été mis en place en 2013. Il porte sur des éoliennes disposant de garanties de production électrique basées sur la prévision de la production et un moyen de stockage électrique afin de favoriser l'émergence de techniques permettant d'accroître la part d'énergie renouvelable intermittente dans des zones non interconnectées, tout en préservant la sécurité des réseaux. Ce tarif d'achat est spécifique aux installations éoliennes équipées de dispositifs de lissage et prévision de la production situées dans les zones exposées à un risque cyclonique. Les zones en question regroupent la Réunion, la Guadeloupe, la Martinique, Saint Martin et Saint Barthélemy.

L'Eolien en Mer en France

Appels d'offres Eolien en Mer

Après le premier appel d'offres éolien en mer lancé en juillet 2011, l'année 2013 a été marquée par le lancement du second appel d'offres en mars 2013, qui s'est clôturé le 29 novembre 2013 et dont les lauréats ont été désignés en mai 2014.

Le programme « Eolien 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 :

- Eolien 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 Eole 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.

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 la ministre le 7 mai 2014. Il s'agit du groupement de sociétés composées par les sociétés les Eoliennes en mer de Dieppe-Le Tréport et les Eoliennes en mer de Vendée, consortium mené par GDF Suez et EDP Renewables pour les deux lots.

Les acteurs de l'éolien en mer en France

La chaîne de valeur de l'éolien en mer présente la particularité d'avoir une part importante de la valeur ajoutée non délocalisable. Cela renforce l'intérêt de développer et de soutenir une telle filière industrielle.

Depuis la nomination des lauréats du premier appel d'offres, des actions de mobilisation ont été entreprises par plusieurs acteurs importants de la filière en France, par exemple :

- Areva a annoncé la construction d'une usine au Havre, et a entrepris une démarche proactive en complément des canaux habituels des relations avec ses fournisseurs. L'entreprise a organisé plusieurs rencontres type « speed-dating » pour rentrer en contact avec de nouveaux fournisseurs potentiels, très majoritairement des PME/PMI. Les accords avec certains sous-traitants qui se localiseraient à proximité ont déjà été annoncés, par exemple Moventas (multiplicateurs), NTN-SNR (roulements), Plastinov (nacelles) ;
- Alstom, pour sa part, a lancé les travaux visant à la construction de son usine à Saint-Nazaire avec le soutien des Investissements d'Avenir, tout en lançant une action de mobilisation de fournisseurs locaux. Des accords avec des fournisseurs tels que GE Converteam (génératrice), LM (pales) et Rollix (roulements) ont déjà été annoncés ;
- Technip a annoncé l'ouverture d'un bureau en Bretagne afin de piloter les travaux associés au parc de Saint Brieuc ;
- STX a pour sa part confirmé sa première commande – à l'export – d'une sous-station offshore et a fait certifier son design de fondation jacket, ce qui lui a permis de passer un accord stratégique avec Areva.

La feuille de route pour le développement de l'éolien en mer, posé et flottant

Lors du Comité National sur les Energies renouvelables en mer (CNEM) qui s'est déroulé le 6 novembre 2013, le Ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a lancé une feuille de route relative à l'éolien en mer.

Pour l'éolien flottant, elle a pour objectif de soutenir le développement de cette technologie pour aller vers un déploiement pré-commercial à moyen terme et pour l'éolien en mer posé, elle vise à mener une réflexion sur l'architecture des appels d'offres afin d'optimiser les développements futurs.

Dans le cadre de cette feuille de route, un exercice d'identification de nouvelles zones propices à l'éolien en mer a été initié. Il s'articule autour d'une étude du CEREMA pour évaluer le potentiel technico-économique, une étude de RTE sur le raccordement de futures fermes, et des concertations qui seront menées au niveau local avec l'ensemble des acteurs concernés sous l'égide des Préfets au deuxième semestre 2014.

- Georgina GRENON ; Victoire LEJZERZON.

20 – Les énergies marines renouvelables

Des avancées importantes en France pour la consolidation des filières

Les énergies marines renouvelables constituent un secteur porteur pour la transition énergétique et l'Etat a réaffirmé son soutien à la filière avec des nombreuses actions fondatrices, comme le lancement d'appels à projets et la création du Comité National des Energies Renouvelables en Mer. L'année 2013 a confirmé et renforcé la tendance initiée en 2011 en France vers la pré-commercialisation des premières technologies d'énergies marines renouvelables. Pour l'hydrolien, des études ont confirmé le potentiel commercial à échelle nationale, et des mécanismes de soutien aux premiers projets pré-commerciaux ont été lancés. Plus récemment, l'Energie Thermique des Mers a eu confirmation du soutien français et européen de son projet pré-commercial en Martinique, une première mondiale.

Les énergies marines renouvelables, un secteur porteur pour la transition énergétique

Le développement des énergies marines renouvelables présente pour la France de nombreuses opportunités. Il devrait contribuer à une plus grande diversification de ses sources énergétiques (même si le potentiel de production est moindre que pour d'autres énergies renouvelables comme l'éolien ou le solaire) et permettre le développement de nouvelles filières industrielles qui leur sont associées.

En France, la ressource est majoritairement concentrée au large des côtes de Normandie, de Bretagne et des Pays de la Loire, et des opportunités sont aussi à saisir dans les territoires d'outre-mer, et dans les régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon et PACA. Avec une ressource hydrolienne estimée entre 2 et 3 GW, et un bon potentiel sur les autres énergies marines renouvelables, la France est un des pays qui s'intéressent le plus au développement de ces technologies, au côté du Royaume-Uni, du Canada, du Portugal, de l'Espagne, de la Corée, du Japon et, plus récemment, de la Chine et de certains pays insulaires comme les Philippines. Pour autant, ces technologies n'ont pas encore atteint le stade de développement nécessaire pour envisager un déploiement commercial à grande échelle. Leur maturation technologique et la réduction de leurs coûts sont, en effet, essentielles pour rapprocher ces filières de la compétitivité et leur permettre d'accéder à des financements bancaires. Cette maturation passe notamment par des phases importantes de test en conditions réelles.

Des nombreux projets sont répertoriés sur le territoire français, avec divers stades de développement, et allant du démonstrateur à la ferme commerciale.

Panorama des projets les plus avancés



Site d'essai / démonstrateur : prototype ou machine dite « première de série » à l'échelle réelle, nécessaire à valider ou de modifier le design et/ou les procédés d'installation et d'intervention en mer. Ces tests sont réalisés pendant une période assez courte (quelques mois).

Ferme pilote : permet le test de plusieurs machines simultanément, afin de valider ou de rectifier leur installation et leur fonctionnement en tant qu'unités de production électrique dans des conditions semblables à celles de futures fermes commerciales. Une ferme pilote peut fonctionner de 2 à 20 ans.

Ferme commerciale : exploitation commerciale à grande échelle, pour une durée de 20 ans environ.

Des défis à relever

Pour la transition énergétique

- Réduire les coûts de ces technologies pour les accompagner vers la maturité.
- Augmenter la capacité installée en France pour contribuer à la transition énergétique.

Pour l'environnement et pour les activités en mer

- Maîtriser l'impact environnemental et prendre en compte les différents usages de la mer.

Pour l'industrie

- Développer la formation et l'internationalisation des compétences.
- Créer des emplois pérennes et développer des filières industrielles pour le marché national et à l'export.

Les actions de soutien de l'Etat

La conférence environnementale de 2012 a été l'occasion de renouveler l'engagement du gouvernement pour aller vers l'exploitation de ces ressources et le développement des emplois que l'émergence des industries correspondantes pourrait générer.

Courant 2013 et début 2014, l'Etat a réaffirmé son soutien à la filière à travers de plusieurs actions d'importance parmi lesquelles :

- Création du Comité National des Energies Renouvelables en Mer
- Lancement de l'appel à manifestations d'intérêt pour les fermes pilotes hydroliennes
- Lancement de l'appel à manifestations d'intérêt pour les briques technologies des énergies marines
- Consolidation des structures de recherche associées aux Energies Marines
- Publication des conclusions de l'étude du CEREMA sur le potentiel hydrolien en France
- Succès des candidatures françaises au deuxième appel européen NER300, une première mondiale pour l'Energie Thermique des Mers (ETM).

La création du Comité National des Energies Renouvelables en Mer

En novembre 2013, le ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a réuni le premier Comité national des énergies renouvelables en mer (CNEM), nouvelle instance de dialogue et d'échanges entre les acteurs (administrations, industriels et énergéticiens, associations environnementales, organisations professionnelles ainsi que collectivités locales).

Le CNEM a pour objectif de se réunir annuellement et de veiller au développement des énergies renouvelables en mer ainsi qu'à la diversification du mix électrique dans le cadre de la transition énergétique.

Il s'attache à accompagner les acteurs industriels pour concrétiser les opportunités ouvertes pour la France en termes de développement industriel et de croissance économique.

Cette première réunion a été l'occasion de définir les grandes priorités pour le développement des énergies renouvelables en mer.

Lancement de l'appel à manifestations d'intérêt pour les fermes pilotes hydroliennes

Le Président de la République a annoncé le lancement de cet appel à manifestations d'intérêt (AMI) le 30 septembre 2013.

L'objectif de AMI est d'accompagner la réalisation de fermes pilotes hydroliennes. Il s'agit de tester l'installation et le fonctionnement d'un ensemble d'hydroliennes, en conditions réelles d'exploitation en mer. Ce type de projet doit permettre de valider les performances et la fiabilité de l'ensemble des

briques technologiques qui le composent, il doit aussi être une opportunité pour valider les moyens et les méthodes d'installation dédiés et enfin permettre aux différents acteurs économiques d'acquérir une expérience qui servira à consolider leurs futures offres commerciales.

Les projets candidats devaient être localisés sur un des deux sites propices identifiés (le Raz Blanchard en Basse-Normandie et la Zone du Fromveur en Bretagne) et être connectés au réseau d'électricité national. Le cahier des charges de l'AMI précise les contours exacts des zones sur lesquelles les projets pouvaient se positionner. Les fermes pilotes doivent comprendre entre 4 et 10 machines (sauf pour le Fromveur) produisant un minimum de 2 500 MWh par an et par machine. La technologie installée devra être suffisamment avancée : les résultats d'une démonstration en mer d'une durée minimum de 6 mois devront être disponibles avant les phases de fabrication des machines.

Clôturé en mai 2014, cet AMI est en cours d'instruction par l'ADEME avec plusieurs dossiers de qualité qui s'appuieraient, pour la plupart, sur les développements technologiques amont soutenus par les AMI précédents.

Lancement de l'appel à manifestations d'intérêt pour les briques technologiques des énergies marines

Le gouvernement a annoncé le 14 mai 2013 le lancement d'un appel à manifestations d'intérêt (AMI) « Energies Marines Renouvelables – Briques et Démonstrateurs ». Il s'agit de consolider par l'innovation les quatre filières technologiques de ce secteur (hydrolien, houlomoteur, énergie thermique des mers et éolien flottant). Ces quatre filières ont pu proposer des projets de « briques technologiques », c'est-à-dire des éléments indispensables au déploiement à grande échelle des énergies marines. Ces briques pouvaient être communes à plusieurs filières comme par exemple de nouvelles méthodes d'installation, des dispositifs permettant de faciliter le raccordement électrique ou la préparation des fonds marins. D'autres sont plus spécifiques à chaque filière. Pour la filière houlomotrice, des démonstrateurs en mer à une échelle représentative des conditions d'exploitation pouvaient aussi faire l'objet de candidatures.

L'AMI a été Clôturé le 31 octobre 2013, et est toujours en cours d'instruction à l'ADEME ; 4 projets lauréats ont déjà été annoncés totalisant un potentiel de 19 M€ d'aide.

Consolidation des structures de recherche associées aux Energies Marines

La labellisation de l'Institut pour la Transition Énergétique (ITE, ex-IEED), France Énergies Marines, a confirmé le soutien de l'État à la mise en place d'un réseau pérenne de sites d'essais en mer et à la création de filières dans la perspective de les amener au stade de la compétitivité.

L'IRT Jules Vernes (matériaux ; contractualisé) et l'ITE Supergrid (conversion, liaison THT DC, raccordements ; en cours d'instruction) pourront aussi apporter leur concours au développement technologique, et en accompagnement des projets de démonstration ou de déploiement. Des sites d'essais (SEMREV, SENEEOH) sont en cours de montage pour offrir le terrain d'expérimentation indispensable à la qualification et à la mise au point des solutions développées en R&D.

Etude du CEREMA (ex-CETE/CETMEF) sur le potentiel hydrolien en France

L'analyse du potentiel hydrolien par la prise en compte de critères techniques et économiques est une démarche complexe dans la mesure où de nombreuses options technologiques font encore l'objet de démonstrations. Il existe plusieurs grandes familles de technologies hydroliennes : technologies à turbines bidirectionnelles, à doubles rotors, à écoulements canalisés, etc. Aucune de ces familles technologiques ne se détache encore du lot car aucune n'a fait l'objet de tests groupés. Il est alors indispensable que les sites retenus pour la réalisation de ces tests soient techniquement et économiquement favorables pour différentes familles technologiques.

Dans le cadre de cette étude, le potentiel hydrolien a été modélisé pour plusieurs technologies ou familles technologiques en se référant aux informations communiquées par les industriels lors de la « Demande d'Information » lancée par la DGEC en 2012. À partir de ces éléments, trois macro-zones potentiellement propices ont été identifiées pour des sites pilotes dans : le Raz Blanchard, le Raz de Barfleur et le passage du Fromveur.

Les enjeux technico-économiques identifiés concernent la production électrique, le dimensionnement de la chaîne électrique, la résistance mécanique des composants des machines, les effets de sillage et enfin l'installation et la maintenance des machines. Ces enjeux sont liés aux produits et aux charges d'exploitation ainsi qu'au dimensionnement initial du projet

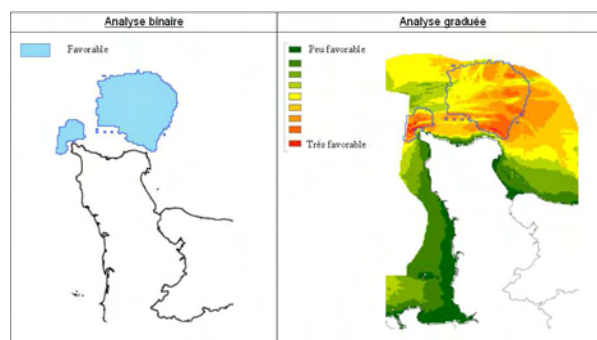
Synthèse des enjeux technico-économiques associés à l'identification des zones propices au

Phénomènes hydrodynamiques Caractéristiques physiques / Indicateurs	Enjeux technico-économiques	Paramétrage suivant les technologies
Courants de marées		
Energie surfacique	Optimiser la production électrique.	Vitesse optimale de fonctionnement. Solidité de la structure
Distribution des vitesses	Optimiser le dimensionnement de la chaîne électrique.	Vitesse optimale de fonctionnement. Solidité de la structure
Houle		
Disponibilité par rapport à la houle	S'assurer de la résistance mécanique des machines. Limiter les effets de sillage de recoulement.	Hauteur libre sous la surface
Bathymétrie		
Profondeur	Optimiser la production électrique. S'assurer des capacités techniques d'installation et de maintenance ainsi que de la résistance mécanique des machines. Limiter les effets de sillage de recoulement.	Diamètre du rotor. Taille de la machine
Pente des fonds	S'assurer des capacités techniques d'installation (assiette adaptée aux structures).	Type de fondations
Sédimentologie		
Nature du substrat	S'assurer des capacités techniques d'installation (résistance du sol au poinçonnement)	Type de fondations

développement de l'hydrolien

Source : Etude CEREMA (ex-CETE/CETMEF) 2013

Représentations du potentiel hydrolien sur le nord Cotentin – « analyse binaire » et « analyse graduée »



Source : Etude CEREMA (ex-CETE/CETMEF) 2013
(Données brutes : SHOM-IFREMER-GEBCO)

Une approche technico-économique, telle que la permettent les modèles, est une première étape indispensable mais non suffisante pour finaliser une démarche de planification des activités hydroliennes à l'échelle d'un site. La concertation locale constitue un prolongement indispensable. Elle permet d'identifier des zones propices au sein des macro-zones en intégrant des données représentatives des enjeux environnementaux, socio-économiques et réglementaires, de la mer et du littoral. Il s'agit notamment de la prise en compte des activités de navigation maritime, de défense marine, de préservation du milieu marin et des activités de pêche

Une concertation locale a donc suivi cette étude, et a permis de déterminer des zones propices pour des fermes pré-commerciales¹. Les connaissances techniques et scientifiques acquises par l'exploitation de ces fermes pré-commerciales permettront alors d'accompagner le déploiement commercial des technologies.

Succès des candidatures françaises au deuxième appel européen NER300

Le fonds européen « NER 300 » (New Entrant Reserve 300) est un outil de financement de projets démonstrateurs dans les domaines du captage et stockage de CO2 et des énergies renouvelables.

Créé en 2008 sous présidence française dans le cadre du 3ème paquet Energie-Climat, il dispose d'une enveloppe de financement de plus de 2 milliards d'euros.

La sélection des projets lauréats s'est effectuée dans le cadre de deux appels à projets. Dans le cadre du deuxième appel à projets, la France a

¹ <http://www2.ademe.fr/>

soumis en juillet 2013 quatre projets à la Commission Européenne, portant sur :

- les hydroliennes (« NormandieHydro », EDF EN et « Tritons », GDF SUEZ),
- l'énergie thermique des mers (« Nemo », Akuo Energy),
- et un projet franco-allemand de géothermie profonde (« Geostras », FONROCHE GEOTHERMIE).

Les deux projets « Nemo » et « Geostras » ont été retenus par la Commission Européenne en juillet 2014. La sélection de ces deux nouveaux projets permet aux lauréats soutenus par la France de bénéficier de 89 M€ de subventions européennes : 72 M€ pour Nemo, et 17 M€ pour Geostras.

Les projets d'hydroliennes « NormandieHydro » et « Tritons » n'ont pas été retenus sur la liste principale des lauréats, mais ont été reconnus par la Commission Européenne pour leur qualité et le soutien de la France. Ils restent inscrits sur une liste de réserve qui pourrait être appelée en cas de disponibilité de fonds complémentaires.

Zoom sur le projet NEMO (New Energy for Martinique and Overseas) : une première mondiale pour l'ETM

Concept de l'entreprise DCNS porté par Akuo Energy, NEMO est un projet pilote de plateforme flottante de production d'électricité, d'une puissance de 16 MW. Il s'agit d'une première mondiale pour la technologie d'exploitation de l'énergie thermique des mers (ETM), dont les perspectives industrielles sont prometteuses pour garantir l'autonomie énergétique des territoires ultra-marins.



L'énergie thermique des mers (ETM) consiste en l'exploitation de la différence de température entre les eaux de surface et les eaux profondes des océans. Il s'agit d'une technique particulièrement adaptée à la zone intertropicale où le gradient de température est important. L'ETM fournit une énergie de base, stable, garantie, et permet une production d'électricité non intermittente, renouvelable et décarbonée. C'est une technologie respectueuse de l'environnement et qui concourt à la stabilité des réseaux insulaires fragiles.

La France détient une des technologies les plus avancées.

Ce projet pilote s'appuie sur le prototype à terre mis en œuvre par l'expert naval DCNS depuis 2010 à la Réunion et qui a permis de qualifier la technologie ETM. D'un démonstrateur à la Réunion au projet NEMO de ferme pilote en format industriel à la Martinique, l'Outre-Mer est au cœur de la stratégie de développement commercial de la technologie et de consolidation de cette filière industrielle française. Les composants les plus importants seront produits en Métropole, tandis que la mise en œuvre opérationnelle s'appuiera sur des bases arrière ultramarines. La plateforme pilote NEMO sera construite et assemblée dans un chantier naval français.

NEMO est un premier pas vers la construction d'une filière industrielle d'excellence, dont les perspectives commerciales internationales sont prometteuses. Des développements importants sont possibles dans la zone intertropicale, à la fois dans les grands archipels (Indonésie, Philippines), les systèmes insulaires (Caraïbes, Pacifique, Océan Indien) ainsi que les zones côtières (Mexique).

Le projet est porté par un partenariat associant Akuo Energy, en tant que développeur de projet, et DCNS en tant qu'industriel et fournisseur de technologie ETM. La Région Martinique s'est également fortement engagée dans le projet via la Société d'Economie Mixte Energie de Martinique (EDM). Des partenaires financiers institutionnels sont pressentis pour compléter ce tour de table. Enfin, le projet est soutenu au travers de partenariats structurés avec les régions Martinique et Réunion, et de démarches associées avec plusieurs instituts de recherche comme l'IFREMER, France Energies Marines, LEGOS (CNRS) et le LEMAR (Université de Bretagne Occidentale).

Le projet NEMO illustre à la fois le potentiel des Outre-Mer pour la transition énergétique, et les synergies porteuses de croissance et d'emploi entre politiques énergétique et maritime.

- Georgina Grenon

21 – La géothermie

En 2013, les développements restent contrastés dans les trois principaux marchés de la géothermie, la filière industrielle continue à se mobiliser et met le cap sur l'international

Les évolutions contrastées des dernières années dans les trois principaux marchés de la géothermie se confirment et s'accroissent en 2013. Pour ce qui concerne la production de chaleur, alors que les ventes de pompes à chaleur géothermiques poursuivent leur baisse, les usages directs continuent à se développer. Le segment de la production d'électricité connaît un regain d'intérêt marqué en métropole, en Outre-mer et à l'export.

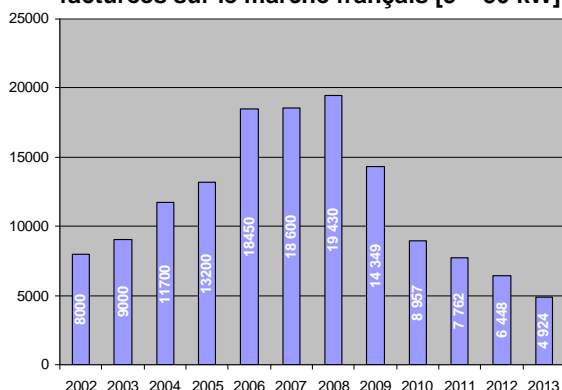
Les marchés – état des lieux et perspectives

Chaleur : pompes à chaleur géothermiques – une baisse des chiffres de vente qui se poursuit en Europe et en France.

En 2013, le ralentissement du marché européen des pompes à chaleur géothermiques s'est amplifié. Le nombre d'unités installées par an se situe désormais en-dessous de 100 000, pour un parc de l'ordre de 1 million de pompes à chaleur géothermiques en opération. Les principaux facteurs explicatifs de ces difficultés sont la préférence pour des solutions moins chères à l'achat dans un contexte de crise économique et la forte dépendance au marché de la construction neuve lui-même en baisse.^{1,2}

La filière française des pompes à chaleur géothermiques rencontre de fortes difficultés face à une baisse marquée et continue des chiffres de vente. Fin 2013, après 5 années consécutives de recul, ces derniers ne représentent plus que 25% de ce qui avait été atteint en 2008 (voir figure ci-dessous). Une légère tendance à la hausse dans les sous-segments de l'habitat collectif et du tertiaire ne permet pas de compenser la forte baisse du marché de l'individuel.³

Pompes à chaleur géothermiques livrées et facturées sur le marché français [5 – 50 kW]



¹ EGE, Geothermal market report 2013/2013, 2013

² EurObserv'ER, Etat des énergies renouvelables en Europe, Edition 2013

³ AFPG, Etude du marché de la géothermie en France, Mise à jour 2013

Source : AFPAC, Statistiques ventes 2013

Dans le cadre de l'application de l'article 66 de la loi n° 2012-387 du 22 mars 2012 dite « Warsmann IV », un projet de décret en Conseil d'Etat envisage de simplifier le cadre réglementaire de la géothermie de minime importance afin de développer cette filière d'énergie renouvelable tout en garantissant un haut niveau de protection des biens, des personnes et de l'environnement.

Ce décret propose la mise en œuvre d'un régime déclaratif simplifié, des prescriptions nationales pour la réalisation et la surveillance des ouvrages de géothermie, la qualification des foreurs par des organismes accrédités, une limitation du bénéfice du régime déclaratif pour les activités géothermiques de la minime importance dans des zones présentant des risques ou inconvénients graves et le recours à des organismes d'experts agréés dans des zones qui sont susceptibles de présenter des sensibilités environnementales particulières.

Par ailleurs, la diffusion des pompes à chaleur géothermiques dans le secteur domestique est encouragée par un ensemble de mesures dont le crédit d'impôt développement durable, l'éco-prêt à taux zéro, le dispositif des certificats d'économies d'énergie, et plus récemment la mise en place d'une prime « rénovation énergétique » de 1 350 euros pour une période de 2 ans. La filière bénéficie aussi du nouveau taux de TVA réduit à 5,5 % applicable aux travaux d'amélioration de la qualité énergétique des locaux à usage d'habitation qui est venue renforcer les outils de soutien à la rénovation des bâtiments.

Chaleur : réseaux de chaleur géothermiques et usages directs industriels – développement et diversification.

Le marché des réseaux de chaleur géothermiques (RCg) continue à se développer en Europe, le regain d'intérêt constaté à partir des années 2009/2010 se confirme. L'EGEC dénombre 237 RCg en fonctionnement à la fin 2013 représentant une capacité installée supérieure à 4 GWth.¹

Avec 42 RCg en fonctionnement, la France reste le premier marché européen en matière de nombre de RCg. Plus de 20 RCg sont à différentes phases de mise en œuvre, et une diversification des usages directs de la géothermie est en cours avec des projets dans l'industrie agroalimentaire notamment.

Le marché poursuit sa croissance, entamée depuis environ cinq ans avec l'appui notamment du Fonds Chaleur qui a soutenu près de 300 projets entre 2009 et 2013, représentant une aide cumulée de 75 M€, pour un montant d'investissements total de plus de 320 M€.

Le fonds de garantie géothermie

La couverture du « risque géologique » est un enjeu majeur du développement de la géothermie. Les étapes amont de l'exploration et de l'accès à la ressource ont des coûts élevés, sans garantie de retrouver une ressource exploitable. Pour baisser cette barrière significative à l'entrée pour de nouveaux investisseurs, un schéma de couverture du risque géologique par mutualisation a été mis en place en France dans les années 80. Le « fonds de garantie géothermie » géré par la SAF Environnement (filiale de la CDC) sur la base d'une convention avec l'ADEME permet d'assurer les investisseurs contre le risque géologique moyennant une cotisation. Il a été abondé initialement par des fonds publics et s'est avéré crucial pour le développement des usages directs de la géothermie en France. La mise en œuvre d'un dispositif comparable est à l'étude pour le segment de la production d'électricité.

Electricité : croissance stable à l'international, dynamique confirmée en France.

Le marché mondial de la production d'électricité à partir de géothermie poursuit sa croissance pour atteindre plus de 12 000 MW_{el} fin 2013. Des projets totalisant une capacité du même ordre de grandeur sont dans différentes phases de développement. Les pays les plus dynamiques à fort potentiel sont l'Indonésie, les Etats-Unis, le Kenya et les Philippines.⁴ Selon Bloomberg, 3,2 milliards \$ d'investissements ont été effectués en 2013.

La taille du marché européen est chiffré par l'EGEC à 68 centrales géothermiques totalisant une capacité installée de 1 850 MW_{el} (contre 1 700 MW_{el} en 2012). L'Italie, l'Islande et la Turquie sont les principaux marchés de croissance, plus de 70 projets sont en développement. Pour ce qui concerne la production d'électricité et/ou de chaleur dans des zones non-volcaniques, l'Allemagne et la France figurent parmi les marchés les plus dynamiques aujourd'hui.¹

Fin 2013, la France comptabilise une puissance installée électrique de 16 MW_{el}, répartie sur 2 sites :

- la centrale géothermique de Bouillante, en Guadeloupe ;
- le site pilote de Soultz-Sous-Forêts, en Alsace.

Plusieurs projets de géothermie à haute température sont à l'étude, à la fois en métropole et dans les DOM, ce qui devrait permettre un décollage de la capacité électrique de cette filière dans les années à venir.

Sur le plan économique, l'activité de recherches de gîtes géothermiques à haute température est très capitalistique avec notamment des coûts de forages élevés (de l'ordre de 5 à 10 M€). Aussi, un nombre croissant de titulaires de permis de recherches identifient lors des études préalables au dépôt des dossiers de demandes de permis les possibilités d'exutoire commercial de la production de chaleur dans

le but de rationaliser leur activité future. Cela se traduit par des partenariats conclus avec certains territoires, l'entrée d'industriels thermo-intensifs au capital de sociétés porteuses de projet dès la mise en évidence de la ressource. L'industriel s'assure ainsi de disposer d'une ressource énergétique vertueuse sur le plan écologique et disponible dans des conditions économiques favorables. Dans ce cas précis, les gains futurs de productivité acquis grâce à la chaleur délivrée par la géothermie, auront sans conteste un impact positif sur la compétitivité de l'industriel et seront donc un atout pour conserver les emplois sur le site concerné.

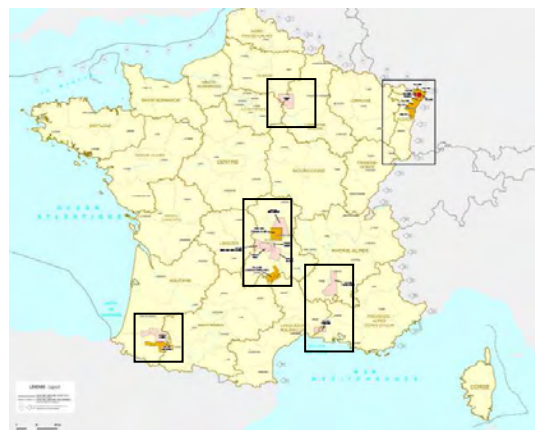
Production d'électricité (et de chaleur) en France à partir de géothermie – état des lieux juridique

L'exploration et l'exploitation de gîtes géothermiques haute température relèvent du code minier et nécessitent des autorisations accordées par l'Etat.

Depuis 2008, le nombre croissant de demandes de permis exclusif de recherches de gîtes géothermiques (PERg) à haute température témoigne d'une tendance à l'émergence d'une nouvelle filière industrielle. En 2013, neuf nouvelles demandes de PERg ont été jugées recevables, s'ajoutant aux treize PERg existants. Le territoire français comptabilise également une demande de concession pour le projet Soultz-Sous-Forêts en Alsace et la concession de Bouillante en Guadeloupe.

Les superficies des permis d'exploration couvrent 6 049 km². Les demandes en cours d'instruction couvrent une superficie totale de 4 607 km².

Les données acquises sur les puits forés et les acquisitions sismiques sont accessibles sur le portail internet du guichet H de l'Administration (www.beph.net). Elles viennent compléter les données de forage de minime importance conservées dans la banque de données du sous-sol (BSS) du BRGM. Ces données constituent un patrimoine national à préserver et nécessaires à tous les projets de valorisation du sous-sol, que cela soit l'exploration pétrolière, le stockage de gaz, de CO₂, l'hydrogéologie profonde et les sciences du sous-sol en général.



Source : DGE

⁴ GEA, 2014 Annual U.S. & Global Geothermal Power Production Report, 2014

Les acteurs de la filière

La filière industrielle française de la géothermie poursuit sa structuration et met le cap sur l'international.

Réunie au sein de la Commission Géothermie du Syndicat des Energies Renouvelables et de l'Association Française des Professionnels de la Géothermie AFGP, cette dernière comptant fin 2013 plus de 100 membres, la filière française poursuit sa structuration et multiplie les activités de promotion, formation et sensibilisation à l'utilisation des différentes formes de géothermie.

Une montée en puissance de l'implication de la filière à l'international est également constatée. A titre d'exemple, la troisième édition des « Journées de la Géothermie » en avril 2014 a réservé une place importante à l'international dans le cadre du cycle « Deep geothermal days » avec des participants d'une vingtaine de pays à travers le monde. Le cluster « GEODEEP » créé en 2014 a pour vocation de promouvoir les compétences françaises à l'export dans le cadre d'une offre industrielle groupée. La filière s'implique dans les travaux européens menés par l'EGEC et est présente lors des principaux congrès européens et internationaux, tel que le European Geothermal Council EGC et le Geothermal Resources Council GRC. La France, via le BRGM, participe en outre activement aux travaux du « Geothermal Implementing Agreement » de l'Agence Internationale de l'Energie.

RD&D et innovation

Poursuite des travaux de RD&D, en France et à l'échelle européenne

Les travaux de RD&D et d'innovation menés par les acteurs de la filière ciblent entre autres la baisse à terme des coûts de production et la maîtrise des impacts environnementaux, en particulier dans des segments émergents tels que la géothermie haute température. Le Programme des Investissements d'Avenir a permis de soutenir la création d'un laboratoire d'excellence et le lancement de projets de démonstrateurs sur le territoire métropolitain et en Outre-mer.

Les programmes européens de soutien à la RD&D sont suivis de près par la filière. Différents appels à projets du programme Horizon 2020 traitent de sujets géothermiques. Dans le cadre du fonds démonstrateur européen « NER 300 », un projet de centrale de cogénération à partir de géothermie profonde en Alsace, Geostras, soutenu par les Autorités françaises, a été sélectionné en juillet 2014 pour un cofinancement européen significatif.

- Christian OESER, Martine LECLERCQ, Yann MENAGER, Sophie DEHAYES, Mélanie DUCOURET, Muriel THIBAUT, Jacques-Emmanuel DUMIOT, Catherine THOUIN.

22 – Hydroélectricité

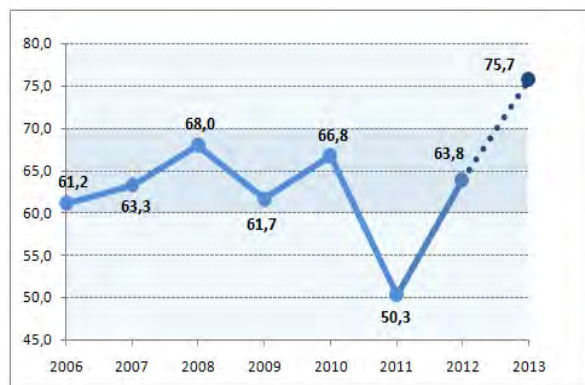
La première source d'électricité renouvelable en France

La filière hydroélectrique regroupe les centrales produisant de l'électricité à partir de la force des cours d'eau. Ses capacités de modulation rapide, les 7 500 milliards de litres de retenues sur le territoire national et la dimension renouvelable et non émettrice de CO₂ de son énergie font de l'hydroélectricité un atout majeur pour le réseau électrique français. Avec 25,4 GW de puissance installée et une production de 75,7 TWh en 2013, l'hydraulique est la deuxième source de production derrière le nucléaire, et la première source d'électricité d'origine renouvelable en France.

Bilan de la production hydroélectrique en France métropolitaine

L'année 2013 a été marquée par une production à son plus haut niveau depuis 2001 avec un total de 75,7 TWh, soit 18,7% de plus que l'année dernière. Cette très forte production s'explique principalement par un printemps 2013 qui a connu une des pluviométries les plus élevées depuis 50 ans selon Météo France. Sur l'année, l'hydroélectricité a représenté 13,8% de la production totale injectée sur le réseau.

Evolution de la production hydroélectrique (en TWh) en France métropolitaine sur 2006 – 2013



Source RTE

Différentes façons d'exploiter la force hydraulique

Un aménagement hydroélectrique se compose d'une prise d'eau ou d'une retenue d'eau, créée par un barrage, et d'une centrale de production électrique, les deux étant reliées par un canal ou une conduite. La partie du cours d'eau entre le barrage et la sortie de la centrale s'appelle le tronçon court-circuité. Ces ouvrages peuvent atteindre des dimensions importantes. On peut citer en exemple le barrage de Tignes, le plus haut de France avec 180 mètres de hauteur, et une longueur de près de 300 mètres, ou encore le barrage de Serre-Ponçon qui constitue la

plus grande retenue d'eau avec 1,2 milliards de mètres cubes, pour un lac d'une superficie de 28,2 km². Les conduites forcées qui relient le barrage à la centrale courent parfois sur plusieurs kilomètres, permettant de gagner plusieurs centaines de mètres de dénivelé et d'augmenter ainsi fortement la pression de l'eau au niveau des turbines (1bar de pression supplémentaire tous les 10 mètres). La centrale hydroélectrique de Portillon bénéficie par exemple d'une hauteur de chute de plus de 1400 mètres, pour une hauteur de barrage de seulement 23 mètres.

La puissance d'un aménagement est directement donnée par sa hauteur de chute et son débit :

$$P = H \times Q \times \rho \times g \times r$$

Avec P puissance produite (en W), H hauteur de chute (m), Q débit de l'installation (m³/s), ρ la masse volumique de l'eau (10³ kg/m³), g constante d'accélération de la gravité (9,81 m/s²) et r le rendement de l'installation (aux alentours de 0,8 pour les centrales hydroélectriques).

Un aménagement hydroélectrique transforme l'énergie potentielle entre deux points d'un cours d'eau en énergie cinétique. Au niveau de la centrale de production, l'eau actionne une turbine qui récupère cette énergie sous forme mécanique. L'arbre de la turbine est relié à un alternateur qui produit de l'électricité.

On distingue généralement trois grandes familles d'ouvrages hydroélectriques : les ouvrages de production au fil de l'eau, les ouvrages de lac ou d'éclusée, et les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).

Les centrales au fil de l'eau

Les centrales au fil de l'eau ne disposent pas de possibilité de stockage et produisent au gré des débits du cours d'eau. Ces ouvrages produisent donc de façon continue et fournissent une électricité de base. Il en existe plus de 2 000 en France, donc 85% sont des sites de petite puissance (inférieur à 10 MW). L'hydraulique au fil de l'eau constitue une puissance installée d'environ 7 600 MW, et on considère que la moitié de cette puissance est garantie toute l'année. Sa production représente en moyenne 37 TWh par an, soit plus de la moitié de la production hydroélectrique française. Certains de ces ouvrages peuvent atteindre des puissances importantes, comme ceux disposés sur le Rhône et le Rhin, qui produisent près des deux-tiers de la production au fil de l'eau pour seulement une trentaine d'ouvrages.

Les centrales de lac et d'éclusée

Les centrales de lac ou d'éclusée disposent d'une retenue d'eau leur permettant de stocker celle-ci afin de la turbiner aux périodes de plus forte demande. Ces deux catégories de centrales se distinguent en fonction

de la durée de remplissage de leur réservoir : moins de 400 heures pour les centrales d'écluse, au delà pour les centrales de lac. Les centrales d'écluse ont donc des durées d'accumulation assez courtes et modulent leur production au niveau journalier, voire hebdomadaire, là où les centrales de lac peuvent assurer une modulation saisonnière de leur production.

Ces ouvrages sont primordiaux pour la sécurité du réseau électrique, en concentrant leur production sur les périodes de plus forte demande. Ils sont capables de mobiliser en quelques minutes plusieurs milliers de MW sur l'ensemble du réseau, assurant ainsi l'équilibre offre – demande qui doit en permanence être maintenu.

En France, on dénombre une centaine de centrales de lac pour une puissance installée de 9 000 MW et une production annuelle d'environ 17 TWh. Les centrales d'écluse sont au nombre de 140 pour 4 000 MW de puissance et 14 TWh de production annuelle moyenne.

Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

Les STEP sont des centrales de pompage – turbinage fonctionnant avec une retenue supplémentaire à l'aval. Pendant les heures creuses, l'eau est pompée de la retenue inférieure vers la retenue supérieure, pour être ensuite turbinée dans le sens inverse pendant les heures de pointes. La dizaine d'installations que compte la France totalise une puissance de 4 500 MW, mobilisables en quelques minutes. La STEP de Grand'Maison est la centrale hydroélectrique la plus puissante de France. Elle est capable à elle seule de générer 1 800 MW en 3 minutes, soit la puissance équivalente de deux réacteurs nucléaires, contre plusieurs heures pour certaines centrales de production thermique.

Toutefois, les STEP ne sont pas considérées comme des moyens de production d'énergie renouvelable. En effet, l'énergie nécessaire pour remonter l'eau de la retenue aval vers l'amont est prélevée sur le réseau et dépend donc de l'ensemble du parc production électrique. Les STEP permettent de contourner la problématique intrinsèque de non stockage de l'électricité, avec un rendement de l'ordre de 70 à 80% : le bilan Production - Consommation d'une STEP est donc négatif au final. L'électricité produite par ces ouvrages reste néanmoins une énergie à forte valeur ajoutée, et chaque heure de fonctionnement à pleine charge de la centrale de Grand'Maison permet d'économiser 142 tonnes d'équivalent pétrole, évitant ainsi l'émission dans l'atmosphère de 990 tonnes de CO₂.

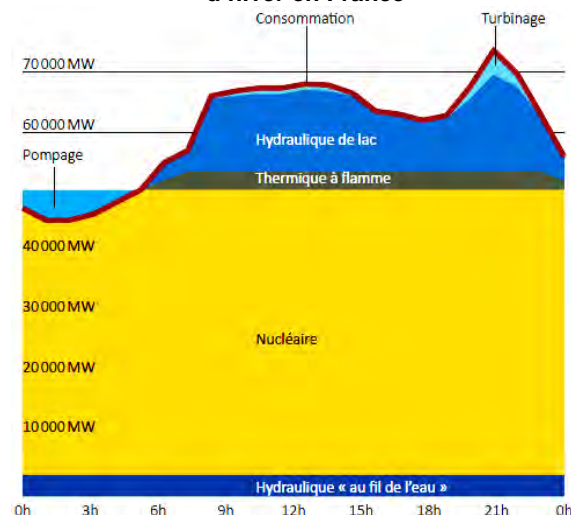
Une énergie fondamentale pour la stabilité du réseau

L'électricité ne se stocke pas, il faut donc à tout moment, et en temps réel, ajuster la production à la consommation. Pour ce faire, le réseau a besoin de centrales capables de moduler leur production rapidement. En plus d'être la seule énergie

renouvelable dont on peut maîtriser la production électrique, l'hydroélectricité est la technologie la plus rapide à démarrer en cas de besoin, et la plus facile à moduler en temps réel.

L'énergie hydroélectrique représente donc un enjeu majeur pour la sécurité du réseau, en fournissant une réserve de puissance rapidement mobilisable en cas de nécessité, et en modulant sa production de manière à fournir des services systèmes au réseau, tels que le réglage de fréquence ou de tension.

Production électrique schématisée d'une journée d'hiver en France



Source : SER

Le potentiel hydroélectrique

Dans le cadre de la convention pour le développement d'une hydroélectricité durable, un travail de normalisation des méthodes d'évaluation du potentiel hydroélectrique a été mené en 2013 par les services de l'Etat et les producteurs (fédérés autour de l'Union Française de l'Electricité (UFE)).

En confrontant les différentes études de potentiel hydroélectrique existantes (menées par les DREAL et l'UFE) et les avis des experts sur la liste des projets réalisables techniquement et la liste des tronçons exploitables, ce travail a permis de disposer d'une vision partagée du potentiel « technique » hydroélectrique français. Ce potentiel est évalué à environ 12 TWh/an, dont 10,3 TWh/an pour la création de nouveaux sites, et 1,7 TWh/an pour l'équipement de seuils existants. Les résultats de ce travail de « convergence » ont été rendus publics sur le site Internet du Ministère.

La confrontation du potentiel « technique » avec les règles environnementales visant à préserver la continuité écologique des cours d'eau permettra de définir des zones propices où inciter au développement de nouvelles capacités de production.

Les acteurs industriels

La filière hydroélectrique compte près de 10 500 emplois pour un chiffre d'affaire d'environ 3 milliards d'euros (source UFE / ADEME). La filière hydraulique française bénéficie d'une renommée internationale et ses acteurs sont nombreux et diversifiés, comme le montre le tableau ci-dessous :

Structuration de la filière hydraulique française

Amont	Fabricants de turbine	~ 15
	Fournisseur de matériel elec. spécifique	~ 10
	Fabricants de conduites forcées	~ 5
Aval	Bureaux d'étude techniques et conseils	~ 30
	Génie civil	~ 10
	Exploitants	~ 1700 dont une dizaine de grande taille

Lorsqu'on s'intéresse aux exploitants de centrales hydroélectriques, il est nécessaire de distinguer la petite hydraulique de la grande. En Europe, c'est le seuil de 10 MW qui marque la séparation. Si on dénombre presque autant d'exploitants que de centrales dans la petite hydraulique, c'est la situation inverse pour les centrales de grande puissance : EDF a la charge de plus de 80% des concessions hydroélectriques en France, et GDF-SUEZ près de 12%, au travers ses deux filiales hydroélectriques, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) et la Société Hydroélectrique du Midi (SHEM).

Répartition des centrales hydroélectriques par exploitants, en nombre et en puissance installée

Centrales hydroélectriques		EDF	GDF Suez	Autres	Total
Sous autorisation (de 0 à 4,5 MW)	Nombre	78	0	1500	1578
	Puissance totale	120	0	1500	1620
Sous concession (> 4,5MW)	< 100 MW (nombre)	276	34	30	340
	> 100 MW (nombre)	46	13	0	59
	Total (nombre)	322	47	30	399
	Total (GW)	20	3,7	0,1	23,8

Les acteurs français sont présents tout au long de la filière hydroélectrique, et leur savoir-faire est reconnu dans le monde entier. Par exemple, les turbines hydrauliques et les générateurs installés par ALSTOM Power Hydro représentent plus de 25% de la capacité hydroélectrique mondiale. On peut également citer France Bouvier hydro qui appartient au groupe autrichien VA Tech, ou encore Mecamidi, spécialisé dans les turbines de moins de 30 MW.

La France est également pionnière dans le développement de nouvelles technologies, avec des entreprises comme MJ2 TECHNOLOGIES. Cette entreprise a développé une nouvelle génération de turbines, permettant d'équiper de très basses chutes (entre 1,5 et 4,5 mètres) dans des conditions économiques nettement plus rentables, car nécessitant beaucoup moins de génie civil, et dès lors plus respectueuses de l'environnement. Par ailleurs, si les turbines VLH développées par MJ2 TECHNOLOGIES permettent des installations moins volumineuses, elles sont également « ichtyophiles » et permettent le passage des poissons sans dommage au travers de la turbine, notamment des anguilles. Brevetées en 2003 avec un premier prototype installé en 2006 sur le site de Millau, les turbines VLH équipent aujourd'hui plusieurs dizaines de sites à travers la France et dans des pays d'Europe et d'Amérique du Nord.

Les représentants de la filière

Les plus importants sont France Hydro-Electricité et EAF (Electricité Autonome Française). France Hydro-Electricité est un syndicat professionnel. Il représente plus de 500 centrales pour une puissance totale d'environ 4 300 MW. EAF est une fédération de producteurs indépendants d'électricité qui regroupe environ 750 MW de petite hydroélectricité. Il faut également citer la Société Hydrotechnique de France (SHF), une association créée en 1912 avec pour vocation le développement et la diffusion des connaissances scientifiques et techniques dans le domaine de l'eau. Enfin, au niveau européen, l'ESHA (European Small Hydropower Association) réunit depuis plus de 20 ans les différents acteurs de la petite hydroélectricité afin de soutenir la filière au niveau communautaire.

- Jonathan WEILL

23 – L'industrie nucléaire

2013 a été marquée par le débat public sur le projet de stockage géologique Cigéo, et l'accord entre EDF et le gouvernement britannique sur le projet Hinkley Point

L'énergie nucléaire représente 73 % de la production électrique en France en 2013. C'est une filière industrielle majeure de l'économie française, source de centaines de milliers d'emplois, d'un chiffre d'affaires à l'export qui se compte en milliards d'euros, d'innovation, et productrice d'une source d'électricité bon marché qui améliore la compétitivité des industries françaises et le pouvoir d'achat des ménages.

L'accident de Fukushima, en mars 2011, a cependant rappelé les risques inhérents à cette technologie, et a déclenché des mesures de renforcement de la sûreté du parc, qui sont engagées en 2013 et se poursuivront pendant plusieurs années encore.

Le Président de la République a par ailleurs réitéré en 2013 son engagement de rééquilibrer le mix électrique, en faisant passer la part du nucléaire de 75 à 50 % dans la production d'électricité française à l'horizon 2025. La tenue de cet engagement impliquera de décider d'une configuration nouvelle du parc électrique, dont nucléaire.

L'industrie nucléaire pose enfin la question de la gestion à long terme des déchets produits. L'année 2013 a été marquée par la tenue du débat public sur le projet de stockage géologique Cigéo, qui conclut un des jalons majeurs de ce projet de gestion des déchets à vie longue.

Le nucléaire en France et à l'international

En 2013, 385 réacteurs nucléaires civils destinés à la production d'électricité fonctionnent dans le monde. Au Japon, 50 réacteurs sont aujourd'hui à l'arrêt ; le redémarrage de certains d'entre eux est en cours d'examen. 72 réacteurs sont en construction, dont 29 sont de troisième génération. Dans quelques pays (Allemagne, Suisse, Belgique, Italie), la sortie du nucléaire a été décidée ou confirmée suite à l'accident de Fukushima. Dans la majorité (Royaume-Uni, Chine, Inde, Pologne, République Tchèque...), le programme nucléaire n'a pas été affecté au-delà de décalages pour prendre en compte le retour d'expérience de l'accident.

Quatre réacteurs EPR d'AREVA sont actuellement en construction dans le monde : un en Finlande à Olkiluoto, un en France à Flamanville, et deux en Chine à Taishan.

Un des grands succès de l'industrie nucléaire française en 2013 a été la signature en octobre d'un accord entre EDF et le gouvernement britannique pour la construction et l'exploitation d'un EPR sur le site d'Hinkley Point. Le « *Contract for difference* » ainsi défini doit dorénavant être validé par la Commission Européenne. Il est envisagé une participation minoritaire d'AREVA et de deux partenaires chinois, CGN et CNNC au montage financier de ce projet.

Le réacteur ATMEA 1, développé en commun au sein d'une JV 50/50 entre AREVA et le japonais MHI, a connu une étape majeure vers une première réalisation en étant retenu comme « preferred bidder » du projet de la deuxième centrale turque, annoncée lors de la signature d'un accord entre la Turquie et le Japon en mai 2013. Selon les négociations actuellement engagées, GDF Suez serait co-investisseur et exploitant de la future centrale.

Le parc historique français entre dans une phase de rénovation, dite « Grand carénage »

Le parc historique a atteint 30 ans de moyenne d'âge en 2013. La question de son remplacement par d'autres technologies, son renouvellement ou sa prolongation se pose dès aujourd'hui au regard de l'échéance technique importante des 40 ans, durée d'exploitation prise en compte initialement dans les études de conception.

Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, qui sera présenté au Parlement à l'automne 2014, propose des outils de pilotage du mix électrique qui permettront de maîtriser le rythme d'évolution du parc afin de lisser les investissements dans les nouvelles capacités de production électriques, et d'assurer une diversification du mix électrique.

De lourds investissements de maintenance sont d'ores et déjà en cours sur le parc, notamment pour prendre en compte les prescriptions faisant suite à l'accident de Fukushima et améliorer la performance industrielle du parc.

Figure 1 : Carte des réacteurs électronucléaires au 1^{er} janvier 2013



Source : Wikipedia

Au-delà de l'exigence absolue en matière de sûreté nucléaire et de transparence, l'accident survenu à Fukushima en mars 2011 a remis en lumière la nécessité de prendre en compte les événements les plus extrêmes. Afin de tirer les leçons de cet accident pour les installations nucléaires en France, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a ainsi lancé des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) concernant la totalité

des installations nucléaires.

L'ASN considère, en premières conclusions des ECS, que les réacteurs français présentent un niveau de sûreté suffisant pour pouvoir continuer d'être exploités mais que leur résistance face à des situations extrêmes doit être renforcée. L'ASN a pris le 26 juin 2012 dix-neuf décisions réglementaires fixant, pour l'essentiel des installations examinées en 2011, l'ensemble des mesures imposées aux exploitants pour renforcer les exigences de sûreté relatives à la prévention des risques naturels, à la gestion des situations de pertes des alimentations électriques et des moyens de refroidissement et à la gestion des accidents graves.

Sont exigées notamment la mise en place d'un « noyau dur », composé de structures et équipements « bunkerisés » permettant d'assurer les fonctions de sûreté vitales en cas d'agressions ou d'aléas notablement supérieurs à ceux retenus pour le dimensionnement général de l'installation et, pour les centrales nucléaires, une « force d'action rapide nucléaire » (FARN), dispositif national d'urgence rassemblant des équipes spécialisées et des équipements permettant d'intervenir en moins de 24 heures sur un site accidenté.

L'ASN a examiné en 2012 et 2013, avec l'appui de l'IRSN, les dossiers techniques proposés par EDF pour le « noyau dur ». À partir des recommandations formulées par le Groupe permanent pour les réacteurs nucléaires et des différentes propositions d'EDF, l'ASN a élaboré des projets de décisions qui établissent des prescriptions complémentaires précisant certaines exigences relatives au « noyau dur ». Elles ont notamment pour objectifs de préciser les éléments constituant ce « noyau dur » et les règles de conception à retenir pour les matériels du « noyau dur », notamment les agressions extrêmes auxquels ces matériels doivent résister. Les projets de décisions ont été soumis à la consultation du public du 18 novembre au 9 décembre 2013.

Les échéances fixées par les prescriptions de l'ASN commencent dès 2012 et s'étendent sur plusieurs années pour la mise en œuvre des mesures les plus complexes. Certains travaux sont déjà en cours, et EDF a intégré ces éléments dans son programme de maintenance. Fin 2013, le contrat d'achat des « diesels d'ultime secours » a été passé par EDF, l'installation de ces équipements devant être achevée en 2018. Par ailleurs, la FARN a été inaugurée par EDF : actuellement, elle compte une trentaine de personnels qui peuvent intervenir pendant plusieurs jours de façon autonome sur un site accidenté. La FARN montera en puissance dans les années qui viennent, jusqu'à atteindre environ 300 personnels en 2016, portant sa capacité d'intervention de une à six tranches de centrale en simultanée.

Des projets innovants sont en cours de réflexion en France et à l'international

Par ailleurs, de nouveaux concepts de réacteurs se développent à l'échelle internationale, avec l'émergence de nouveaux marchés pour l'énergie nucléaire. Notamment, la Russie, les États-Unis, la Chine et la

Corée du Sud sont très actifs depuis plusieurs années sur le sujet des « Small Modular Reactors » ou SMR (réacteurs modulaires de faible puissance).

Ces réacteurs de faible puissance pourraient ouvrir de nouvelles perspectives à l'industrie nucléaire, en lui rendant accessibles de nouveaux marchés. Ils seraient en particulier adaptés à des réseaux contraints par la taille ou par l'économie, tels que les réseaux insulaires, ou à la fourniture d'électricité à des unités isolées.

En France, un consortium regroupant AREVA, DCNS, le CEA et EDF s'est constitué pour étudier la faisabilité technico-économique d'un tel concept.

La France mène également de la R&D sur les réacteurs de 4e génération, avec notamment des études sur les réacteurs à neutrons rapides et caloporteur sodium. Les réacteurs de quatrième génération présentent l'avantage d'une utilisation plus efficace de la ressource en uranium (augmentation d'un facteur 150 environ), mais posent encore des difficultés technologiques liées notamment à l'utilisation du caloporteur sodium.

La France est de plus fortement impliquée dans la recherche sur la fusion nucléaire, en tant que pays hôte du projet ITER. Ce projet associe au sein d'une organisation internationale l'Union Européenne, les États-Unis, la Chine, la République de Corée, l'Inde, le Japon, et la Russie. Il a pour objectif de démontrer la faisabilité scientifique et technologique de l'énergie de fusion, et d'en tester les technologies fondamentales avant de pouvoir aborder la construction d'un démonstrateur pilote capable de produire de l'énergie de fusion à l'échelle commerciale.

Le chantier de construction de l'installation est en cours à Cadarache, et a déjà généré dans la région de l'ordre de 1200 emplois depuis 2007, et des retombées économiques importantes pour les entreprises françaises.

Le siège d'ITER a été inauguré en janvier 2013 en présence de Günther H. Oettinger, Commissaire européen à l'Énergie, et Geneviève Fioraso, ministre de l'enseignement supérieur et de la recherche. Les travaux concernant les fondations du bâtiment Tokamak, qui servira d'enceinte de confinement magnétique pour la fusion, ont également bien avancé en 2013, la construction du complexe devant débuter en 2014.

Figure 2 : Le premier béton du radier du complexe Tokamak a été coulé en décembre 2013.



Source : ITER

Ces évolutions nécessitent une mobilisation forte de la filière nucléaire française

Dans le cadre des États Généraux de l'Industrie, le 25 juillet 2011, le Ministre chargé de l'énergie a installé le Comité stratégique de filière nucléaire (CSFN), conformément aux conclusions du Conseil de Politique Nucléaire du 21 février 2011. Ce comité réunit l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire, sociétés d'ingénierie, fournisseurs de services, fabricants d'équipements, entreprises du cycle du combustible, donneurs d'ordres, sous-traitants, organisations syndicales représentatives des salariés. Il a pour mission de renforcer les relations et les partenariats entre les différents acteurs de l'industrie nucléaire.

Le CSFN a réalisé une cartographie de la filière nucléaire française établissant qu'elle rassemble plus de 2 500 entreprises employant près de 220 000 salariés. Elle réalise un chiffre d'affaires de 46 milliards d'euros dont 5,6 milliards à l'export. Avec 1,8 milliards d'euros de R&D, la filière nucléaire se classe en 4^e position des filières les plus innovantes de France. C'est aussi une filière qui prévoit d'embaucher massivement : 110 000 recrutements sont attendus d'ici 2020.

À la demande du ministre chargé de l'énergie, la filière a mis au point, avec les représentants des salariés, un cahier des charges social applicable aux prestations de services et de travaux réalisées sur une Installation Nucléaire de Base en France. Les exploitants appliquent depuis le premier trimestre 2013 les dispositions de ce cahier des charges dans leurs marchés de sous-traitance. Il fera l'objet d'un suivi régulier.

Pour faire émerger des entreprises plus performantes et financer leur développement, l'État et les principaux industriels de la filière ont créé le « fonds de modernisation des entreprises nucléaires », doté de 133 millions d'euros dont 50 millions provenant de la BPI, à travers le Fonds Stratégique d'Investissement.

Par ailleurs, la filière nucléaire peut bénéficier d'aides publiques en provenance du Fonds Unique Interministériel (FUI) dans le cadre de projets de R&D collaboratives développées au sein des pôles de compétitivité. Deux pôles ont ainsi mis en œuvre une feuille de route stratégique en lien avec les préoccupations de la filière nucléaire : Capenergies (région PACA, Corse, Guadeloupe, Réunion, Monaco) et le PNB, pôle de l'industrie nucléaire (région Bourgogne). Au-delà des actions en matière de R&D, ces pôles développent des programmes d'action dans le domaine de la formation et de la promotion de la filière à l'international.

Les évolutions du contexte réglementaire

Contexte réglementaire international

En 2013 ont débuté les négociations sur la révision de la directive « sûreté » (directive 2009/71/Euratom du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté des installations

nucléaires. En effet, le Conseil européen de mars 2011, avait confié à la Commission européenne le soin de procéder à l'examen du cadre législatif et réglementaire européen existant en matière de sûreté des installations nucléaires et de proposer toute amélioration nécessaire.

La révision de la directive vise à harmoniser et à détailler les exigences européennes en matière de sûreté nucléaire, tout en laissant aux États membres la possibilité d'être plus prescriptifs. Les modifications envisagées portent notamment sur les critères d'indépendance des autorités de sûreté nationales, ou encore le renforcement des obligations de transparence vis-à-vis du public dans les processus décisionnels. Est également envisagé un système de revues périodiques thématiques par les pairs portant sur les installations nucléaires.

La France prend une part active à ces négociations : si la plupart des nouvelles dispositions envisagées existent déjà dans la législation française, elles permettent de progresser sur la voie de l'harmonisation européenne et de promouvoir le plus haut niveau de sûreté.

Responsabilité civile nucléaire

Le plafond de responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est fixé actuellement à près de 91,5 M€. Il sera porté à 700 M€ lorsque le protocole de 2004, ratifié par la France en 2006, modifiant la convention de Paris, sera entré en vigueur après ratification par la Belgique, la Grande-Bretagne et l'Italie. La France poursuit ses efforts au plan européen pour accélérer l'entrée en vigueur du protocole et prépare par ailleurs les conditions de sa mise en œuvre en droit interne.

Contexte réglementaire national

Un arrêté a été pris en date du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base. Cet arrêté traite du management de la sûreté, de l'information du public, de la maîtrise des risques d'accident, de la maîtrise de l'impact sur la santé et l'environnement, de la gestion des déchets, des situations d'urgence.

Il procède à l'actualisation, au regard du nouveau cadre législatif institué par la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et la sécurité en matière nucléaire, de trois arrêtés interministériels plus anciens et comporte également des dispositions issues des travaux d'harmonisation réalisés par l'association des autorités de sûreté nucléaire européennes. Il transpose également aux installations nucléaires de base certaines dispositions communautaires.

En 2013, ce cadre réglementaire continue d'être précisé avec l'adoption puis l'homologation par le ministre chargé de la sûreté nucléaire de décisions de l'ASN précisant certaines dispositions de l'arrêté INB.

Contrôle sur les charges nucléaires de long terme

Le principe « pollueur payeur » concerne particulièrement les charges nucléaires de long terme, qu'il s'agisse du démantèlement des installations nucléaires ou de la gestion des déchets radioactifs. Il est

essentiel de ne pas transférer ces charges aux générations futures, alors que nous tirons bénéfice de la filière nucléaire aujourd'hui. C'est l'objet des articles L.594-1 et suivants du code de l'environnement (issus de la codification de l'article 20 de la loi du 28 juin 2006) qui définissent les obligations incombant aux exploitants d'installations nucléaires. Leur mécanisme fait en sorte que les montants engagés par les exploitants (actifs financiers) soient supérieurs aux charges prévues (passifs) et, ce, dès la mise en service de chaque installation.

Le contrôle du respect des obligations prévues par cet article est assuré conjointement par les ministres en charge de l'économie et de l'énergie.

La « Commission Nationale d'Évaluation du Financement des charges nucléaires de long terme » (CNEF), créée par l'article 20 de la loi du 28 juin 2006, est chargée d'évaluer le contrôle effectué par l'autorité administrative sur l'adéquation des provisions constituées par les exploitants pour couvrir leurs charges nucléaires de long terme et sur la gestion des actifs dédiés. Cette commission a présenté son premier rapport au Parlement (Office parlementaire pour l'évaluation des choix scientifiques et technologiques) le 24 juillet 2012. Ce rapport a été rendu public.

La gestion des déchets radioactifs

Les grandes étapes de 2013 pour les filières en projet

Pour 90 % du volume des déchets radioactifs produits, il existe des filières de gestion définitive. Ce n'est pas encore le cas pour les déchets de Haute Activité (HA) et Moyenne Activité à Vie Longue (MAVL) et pour les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL), qui sont actuellement entreposés de façon sûre en attente d'un exutoire final.

HA-MAVL

La loi du 28 juin 2006 définit le stockage réversible en couche géologique profonde comme la solution de gestion à long terme des déchets ne pouvant pour des raisons de sûreté nucléaire ou de radioprotection être stockés en surface ou en faible profondeur. C'est le cas des déchets HA et MAVL. Le projet de stockage correspondant est dénommé Cigéo. Il est étudié par l'Andra au moyen d'un laboratoire souterrain creusé en 2000 en Meuse/Haute-Marne, où il est prévu d'être implanté. Sa mise en service est prévue en 2025, sous réserve d'autorisation.

Un débat public, organisé par la commission nationale du débat public (CNDP), s'est tenu du 15 mai au 15 décembre 2013 sur le projet. L'Andra a publié au journal officiel du 10 mai 2014 les suites qu'elle donne au débat. Elle a ainsi décidé de poursuivre le projet et prévoit notamment :

- d'intégrer une phase industrielle pilote au démarrage de l'exploitation ;
- de mettre en place un plan directeur pour

l'exploitation du stockage régulièrement révisé ;

- d'aménager le calendrier : l'Andra souhaite préparer la demande d'autorisation de création du stockage en deux temps : remise à l'ASN de dossiers préparatoires sur les options de sûreté et sur la récupérabilité et à l'État d'une proposition de plan directeur d'exploitation en 2015, remise de la demande d'autorisation finalisée en 2017, puis démarrage de l'installation par la phase industrielle pilote en 2025 ;
- d'impliquer davantage la société civile dans le projet ;
- de préserver et de développer le territoire d'accueil.

FAVL

L'Andra a remis fin 2012 son rapport sur les scénarios de gestion des déchets de faible activité à vie longue. Ce rapport est une étape importante en vue de la concrétisation de cette filière en projet. L'étude présente des scénarios possibles de gestion des différents types de déchets FAVL (radifères, graphite et autres), articulant entreposage, tri ou traitement éventuels, conditionnement et stockage.

Début 2013, le Ministère a demandé à l'Andra de lancer les démarches pour réaliser des investigations scientifiques sur la communauté de communes de Soulaines pour évaluer la faisabilité d'un stockage FAVL. Le Préfet de l'Aube a mis en place une structure de concertation relative au développement du territoire avec les élus locaux, les producteurs de déchets, l'Andra et les services de l'État concernés.

L'Andra remettra à l'État mi-2015 un rapport sur l'avancement de ses travaux sur cette filière en projet. La mise à disposition de ces éléments permettra à l'État d'établir les jalons décisionnels dans la poursuite de gestion des déchets FAVL.

Le PNGMDR 2013-2015

Le Gouvernement a transmis fin 2012 le Plan National de Gestion des Matières et Déchets radioactifs pour la période 2013-2015 (PNGMDR 2013-2015) au Parlement en vue de son évaluation par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST).

Il constitue un outil de pilotage et de suivi de la gestion des matières et déchets radioactifs, permettant une gestion transparente, intégrée et durable de ces substances quelles que soient leur nature, leur radioactivité et leur origine.

Prévu par la loi du 28 juin 2006, il s'agit de la troisième édition du plan, qui poursuit et étend les actions engagées dans les deux précédentes éditions de 2007 et 2010. Il tient compte des résultats des études demandées par le PNGMDR 2010-2012 et notamment des avis que l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a rendus sur celles-ci. Ce plan dresse ainsi un bilan de la politique de gestion des matières et des déchets radioactifs, évalue les besoins nouveaux et détermine les objectifs à atteindre à l'avenir, notamment en termes d'études et de recherches.

Les principales demandes du PNGMDR 2013-2015 sont

les suivantes :

- Développer de nouveaux modes de gestion à long terme en particulier par la poursuite d'études et recherches sur les déchets HAMAVL, ainsi que sur les déchets FAVL ;
- Améliorer les modes de gestion existants, en particulier par la mise en place d'outils permettant de suivre les capacités volumiques et radiologiques des centres de stockages et d'anticiper les besoins de nouvelles capacités et le développement des filières de valorisation pour les déchets de très faible activité (TFA) afin de préserver la ressource du stockage ;
- Prendre en compte les événements marquants survenus pendant la période 2010-2012 en établissant par exemple le retour d'expérience de l'arrêt pendant plusieurs mois de la filière d'incinération de Centraco et en intégrant dans le plan la présentation de la gestion des déchets issus de situations accidentelles.

Le décret établissant les prescriptions du plan a été publié le 31 décembre 2013. Les premières études demandées aux exploitants par le plan ont été remises à l'État fin 2013 et soumises pour avis à l'Autorité de sûreté nucléaire.

- Clémence MOREL, Marie THOMINES, Marc VAUCHER, Francis IGLESIAS

24 – Le photovoltaïque et solaire thermodynamique

Si le marché photovoltaïque mondial est à nouveau croissant, il est porté par l'Asie et l'Amérique, la France n'échappant pas à la décroissance généralisée en Europe. Les dernières mesures d'urgence adoptées début 2013 accompagnées par l'évolution du dispositif de soutien à la filière devraient donner de meilleures perspectives pour 2014

La capacité photovoltaïque installée cumulée dans le monde a dépassé en 2013 les 136 GW, renouant avec la croissance totale, poussée par les marchés asiatiques et américains, et cela en dépit d'un marché européen en déclin suite au ralentissement généralisé des mécanismes de soutien. Si l'Europe continue à dominer le marché mondial au niveau de la puissance raccordée au réseau, son marché annuel est – pour la deuxième année consécutive – en décroissance. Le marché mondial a donc été soutenu principalement par les installations en Chine (1/3 du marché à elle seule), au Japon et aux Etats Unis. Dans ce contexte, avec plus de 4,6 GW cumulés dont un peu plus de 600 MW installés durant 2013, la France reste néanmoins le 6^{ème} marché européen -loin devant le 7^{ème} - et le 10^{ème} marché mondial.

Le marché de la fabrication des cellules et modules consolide sa concentration et se développe tout en rapprochant l'offre de la demande, réduisant ainsi les surcapacités de production. Des signes de rentabilité retrouvée commencent à être visibles chez les fabricants positionnés majoritairement sur les marchés les plus rentables.

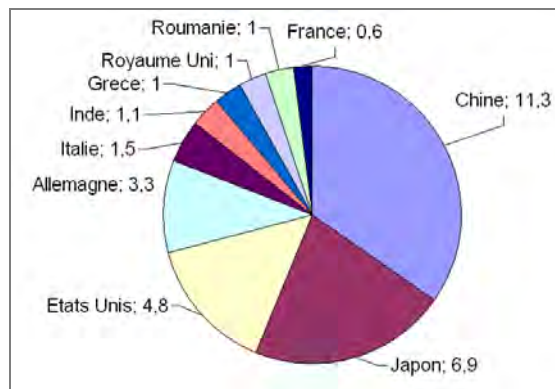
Le marché photovoltaïque mondial en 2013

La puissance photovoltaïque (PV) installée a dépassé en 2013 les 136 GW installés.

Autour de 37 GW de PV ont été raccordés au réseau électrique en 2013 dans le monde – contre presque 29 GW en 2012. Si le marché reste en croissance, il est toutefois très en deçà du niveau de croissance du marché annuel de 75 % enregistré en 2011, et très loin de la croissance de 130% enregistrée en 2010.

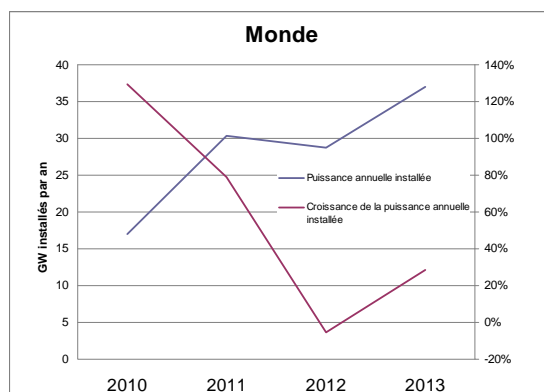
Le marché annuel mondial du PV reste toujours concentré sur 10 pays qui ont centralisé 86 % de la puissance installée en 2013 : la Chine (plus d'un tiers du marché à elle seule), suivie par le Japon et les Etats Unis, est loin devant respectivement l'Allemagne et l'Italie (qui ont perdu la moitié de leurs marchés), le Royaume Uni, la Grèce, l'Inde et la France.

Puissances crêtes PV raccordées par pays durant l'année 2012 (GW) pour 86% du marché mondial



Source : chiffres EPIA & EurObserv'ER (provisoires)

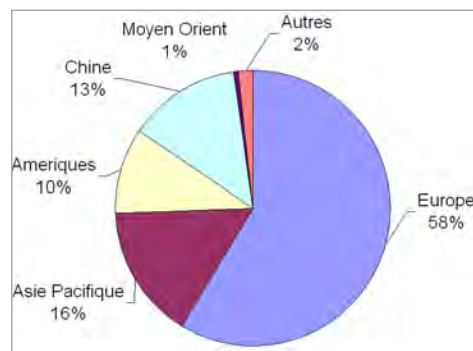
Puissances crêtes PV raccordées, et croissance de la puissance raccordée – monde



Source : chiffres EPIA (provisoires)

Le marché installé est toujours dominé par l'Europe avec 58 % de la puissance totale installée cumulée à la fin 2013.

Puissances crêtes PV raccordées par région cumulées fin 2013 – Total : 136 GW



Source : chiffres EPIA, avril 2014

Néanmoins, la part de marché de l'Europe diminue : la capacité nouvellement installée en Europe est en effet passée de 75 % du marché en 2011 à 58 % en 2012 et est descendue à 28 % en 2013.

De nouvelles opportunités montent en puissance pour cette technologie au-delà de ses marchés traditionnels (Europe, Amérique du Nord, Asie), notamment au Brésil et au Chili. La baisse des coûts du matériel, couplée aux évolutions réglementaires et au fort potentiel d'ensoleillement de certaines régions, ouvre de nouvelles opportunités – et de nouveaux défis – pour les fournisseurs de solutions technologiques.

Le marché photovoltaïque européen en 2013¹

En Europe, la puissance installée annuellement a chuté brusquement d'un niveau de 17/18 GW par an (2010 à 2012) à 10,3 GW en 2013. Cela traduit un très fort ralentissement sur un marché qui est passé de plus de 200% de croissance annuelle en 2010, à une décroissance de 39% en 2013 (source EPIA).

En Europe, si l'Allemagne et l'Italie ont maintenu un niveau élevé de soutien et de raccordements en 2013, elles ont vu leurs marchés se réduire de moitié. Ce soutien et le niveau de raccordements sont encore revus à la baisse en 2014.

La plus forte croissance a été enregistrée en Roumanie, avec pratiquement 1 GW raccordés. en 2013, année importante également pour le Royaume-Uni et la Grèce. Après la France (600 MW raccordés) tous les autres pays Européens sont en deçà de 300 MW en 2013, avec seulement 100 MW pour l'Espagne.

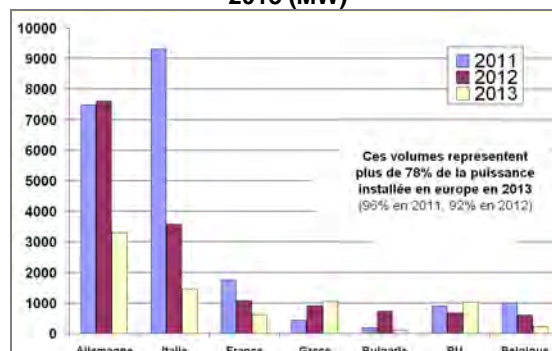
Puissances crêtes PV raccordées, et croissance de la puissance raccordée – Europe

	2010	2011	2012	2013
Puissance annuelle installée (GW)	17,7	18,4	17,5	10,3
Croissance de la puissance annuelle installée	205 %	4 %	-7 %	-39 %

Source : chiffres EPIA

¹ Note : les valeurs de l'EPIA diffèrent de celles présentées par EurObserv'ER (puissance installée de 22 GW en 2011, de 16,5 GW en 2012 et de 9,9 GW en 2013), de celles présentées en 2013, et aussi entre deux tableaux du même rapport EPIA d'avril 2014

Puissance nouvellement raccordée au réseau européen au cours des années 2011, 2012 et 2013 (MW)



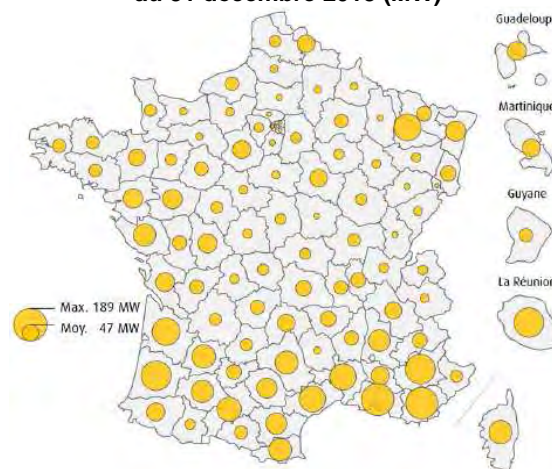
Source : chiffres EurObserv'ER

Les objectifs initiaux de déploiement fixés par certains pays, comme la France ou l'Italie ont été dépassés. Toutefois, beaucoup de capacités nouvelles se traduisent par un coût élevé pour le consommateur. Dans un contexte de crise économique, la plupart des pays européens a ont donc révisé à la baisse les ambitions pour la continuité de ces dispositifs...

Le marché photovoltaïque français en 2013²

En 2013, 613 MW de nouvelles capacités photovoltaïques ont été raccordées en France. Le parc photovoltaïque a ainsi atteint une puissance de 4 673 MW en fin d'année 2013, soit quasiment l'objectif de développement fixé pour la filière par la PPI (5 400 MW à l'horizon 2020). La production photovoltaïque s'élève à 4,3 TWh en 2013, représentant 0,9 % de la consommation électrique nationale.

Puissance photovoltaïque raccordée au réseau au 31 décembre 2013 (MW)



Source : SOeS – Tableau de bord éolien – photovoltaïque – quatrième trimestre 2013

² SOeS, Tableau de bord éolien – photovoltaïque – Quatrième trimestre 2013 .

Concernant la typologie des projets, à fin 2013, les installations de moins de 100 kW représentent 50 % du parc installé contre 23 % à fin 2012 (les installations de plus de 250 kW représentant la majorité des installations raccordées pour la tranche des installations supérieures à 100 kW). Toutefois, sur la fin 2013, les entrées en file d'attente restent stables pour les installations de puissance inférieure à 100 kW, quand elles augmentent pour les installations de puissance comprise entre 100 et 250 kW.

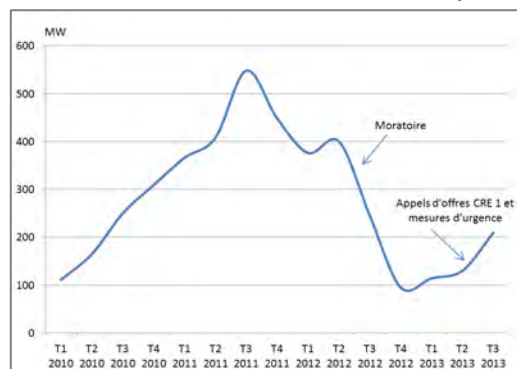
En termes de développement de la filière, le ralentissement observé fin 2012 s'est poursuivi début 2013. Entre fin 2012 et fin 2013, la puissance totale du parc photovoltaïque installé s'est accrue de 15 %, représentant le raccordement de 613 MW de nouvelles capacités, alors que les capacités raccordées en 2012 s'élevaient à 1079 MW.

La baisse des capacités raccordées est liée d'une part aux effets résiduels du moratoire de 2010 qui, compte tenu des délais de construction et de raccordement des installations, a conduit à une diminution des capacités mises en service entre 2012 et 2013, et d'autre part aux calendriers imposés par les appels d'offres dans le cadre du dispositif de soutien mis en place en 2011, avec des mises en service prévues en 2013 et principalement en 2014 pour les premiers appels d'offres lancés en 2011.

Toutefois, cette baisse doit être nuancée au regard du niveau des raccordements du dernier trimestre 2013 (supérieur à 161 MW), qui présente une hausse de plus de 70 % par rapport à celui du dernier trimestre 2012.

Par ailleurs, la puissance globale des projets censés aboutir au cours des prochains mois, pour lesquels la convention de raccordement est déjà signée, continue de progresser, s'affichant en hausse de 5 % par rapport à fin septembre. La capacité en file d'attente à fin 2013 est quasiment équivalente à celle observée fin 2012.

Evolution des raccordements par trimestre entre 2010 et fin 2013 (Puissance en MW)



Source : SOeS – Tableau de bord éolien – photovoltaïque – Quatrième trimestre 2013:

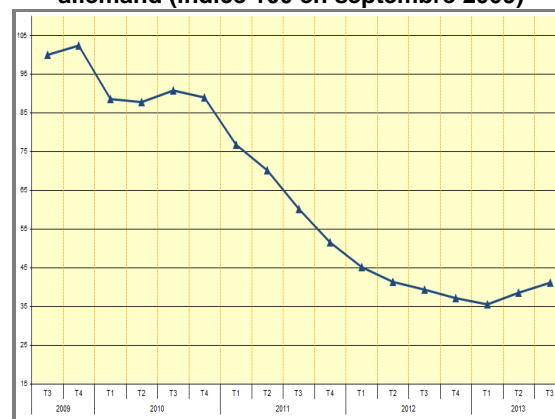
Perspectives pour 2014 : Début 2013, des mesures d'urgence pour la filière ont été adoptées en vue de relancer le développement des installations solaires. Ces mesures ont visé notamment à doubler les volumes cibles de nouveaux projets de 500 MW à 1 000 MW par an. Ces mesures, couplées à la fin des effets du moratoire de 2010, la réalisation progressive des projets sélectionnés dans le cadre des appels d'offres de 2011 ont conduit à une reprise du développement d'une grande partie de la filière photovoltaïque. Le parc photovoltaïque a ainsi atteint en France une puissance de 4 673 MW en fin d'année 2013, soit quasiment l'objectif de développement fixé pour la filière par la PPI (5 400 MW). Le niveau du tarif d'achat sur certains segments commence toutefois à apparaître un peu faible et devra faire l'objet d'un recalage à court terme. L'ensemble de ces mesures devrait permettre une reprise de l'activité pour ces segments.

L'évolution des coûts de production photovoltaïque

Après une relative stabilité en 2010, les prix des modules photovoltaïques ont connu une baisse très importante en 2011 et 2012 (de -30% à - 50% par an). Cette tendance baissière s'est poursuivie sur les premiers mois de l'année 2013 pour se stabiliser voire s'inverser légèrement fin 2013.

Le graphique ci-dessous montre l'évolution des prix des modules photovoltaïques sur le marché spot allemand depuis 2009.

Evolution tendancielle du prix des modules de silicium monocristallin sur le marché spot allemand (indice 100 en septembre 2009)



Source : Photon International

Depuis 2009, le prix moyen des modules a diminué de plus de 70%. Pour rester compétitifs, les différents maillons de la chaîne de valeur ont ainsi adapté leurs prix au fur et à mesure que le marché s'est développé, entraînant une baisse du coût des projets. Les résultats des appels d'offres ont ainsi montré une diminution de 27 % du prix pour les installations sur bâtiments entre 100 kW et 250 kW.

et de 38 % pour les centrales au sol de plus de 250 kW entre 2011 et 2013.

Cette baisse s'inscrit par ailleurs dans un contexte d'évolution des autres coûts d'investissements des centrales photovoltaïques, pour lesquelles la part liée au prix des modules est passée d'environ 50 % pour les centrales qui seront mises en service en 2011 à moins de 40 % pour les centrales qui seront mises en service en 2015-2016³.

Le commerce international reste sous tension

Suite à l'enquête antidumping ouverte en 2012, à l'encontre des importations de cellules, modules et plaquettes photovoltaïques chinois, la Commission européenne a décidé le 6 juin 2013 d'imposer pour six mois des droits de douane sur les importations de panneaux photovoltaïques chinois. Les droits antidumping moyens décidés par la Commission ont été de 11,8% sur les wafers, cellules et modules d'origine chinoise.

Suite à cette première étape, un accord a été négocié entre la Chine et la Commission européenne le 2 août 2013, soutenu par les autorités françaises. Il prévoit notamment un prix plancher pour les modules de 56 c€/Wc et un volume maximal de 7GW. La grande majorité des exportateurs chinois ont accepté de souscrire à ces engagements.

En outre, le 6 décembre 2013, des droits antidumping définitifs sont entrés en vigueur, pour deux ans, s'agissant des exportateurs qui n'ont pas accepté les engagements d'août 2013, mais qui restent une minorité.

Les termes de l'accord trouvé à l'été 2013 entre l'Union européenne et la Chine, ainsi que les récentes mesures, vont ainsi garantir à la filière solaire européenne et française un environnement stable et prévisible pour deux ans.

Le secteur de production de panneaux en rapide évolution, sous un contexte de forte concurrence internationale

La dynamique industrielle évolue rapidement.

- Les surcapacités de production, à l'origine d'un effondrement des prix en 2011-2012, commencent à se résorber.
- La consolidation du secteur se poursuit, avec l'émergence d'acteurs très importants (capacités de production annuelle supérieures à 1 GW) et la disparition de nombreux acteurs plus petits et moins compétitifs, notamment en Europe mais aussi en Asie. Cette consolidation devrait

conforter les acteurs « survivants » qui pourraient retrouver des situations de rentabilité.

- La volonté de certains pays de s'assurer des retombées locales impose aux acteurs de jouer entre la concentration et les implantations locales.

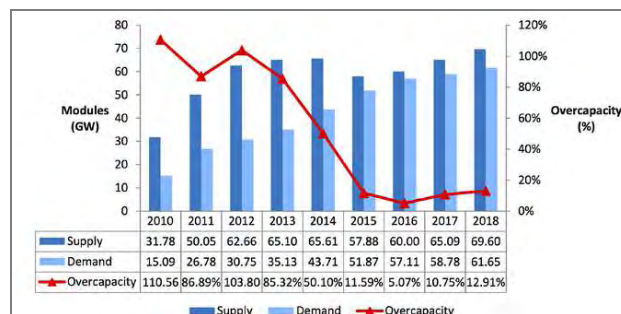
En 2013, comme les années précédentes, la majorité du marché mondial des modules était détenue par des fabricants basés en Asie. Neuf d'entre eux ont fabriqué plus de 1 GW en 2013, dont 4 ont dépassé les 2 GW fabriqués. En comparaison, les fabricants français présentent toujours des capacités de production inférieures à 150 MW annuels.

L'année 2013 a confirmé la consolidation d'un secteur qui peine encore à renouer avec la rentabilité mais qui commence à donner des signes de récupération vers la fin de l'année pour les fabricants de taille importante comme SunPower ou First Solar, ces derniers s'affirmant sur les marchés qui restent les plus rentables (Etats Unis, Europe).

En Europe, à la sortie de Siemens (en 2012) de la filière, s'ajoutent celles de Bosch et, plus récemment, celle de Saint Gobain qui a cédé ses activités dans les couches minces en Allemagne.

En France, la reprise de l'usine de Bosch par Sillia s'est confirmée, mais la filière reste marquée par un contexte économique difficile.

Equilibre offre vs demande de modules PV devrait réduire la surcapacité vers 2015



Source : Lux Research 2013

Fabricants de modules - Production en 2011, 2012, 2013

Fabricant	Pays de fabrication	Type de Cellule	Production		
			2011	2012	2013
Yingli	Chine	Mono Multi	1604	2297	3234
Trina Solar	Chine	Mono	1550	1590	2580
Sharp Co.	Japon	Mo/u CM		1319	2100

³ Rapport de la Commission de régulation de l'énergie sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine – Avril 2014

First Solar	Malaisie USA	CM CdTe	1981	1875	2000
Canadian Solar	Canada Chine	Mono Multi	1010	1543	1894
Jinko	Chine	Mono Multi		912	1765
Hanwha QCells	Corée Allemagne	Mono Multi		830	1280
JA Solar	Chine	Mono Multi	1690	1700	1200
Sunpower	USA, Philip.	Mono Multi	922	936	1134
Suntech Power	Chine autres	Mo/u CM	2220	1750	n.c.

Mono : mono-cristalline

Multi : multi-cristalline

CM : couche mince

Source : EurObserv'ER, avril 2014

Le contexte réglementaire en France en 2013 et les résultats des appels d'offres

Le dispositif de soutien au photovoltaïque repose sur trois mécanismes distincts selon la puissance de l'installation :

1/ Des tarifs d'achat, ajustés chaque trimestre, pour les installations sur bâtiments de moins de 100 kWc (seuil équivalent à une surface de 1 000 m² de panneaux photovoltaïques). 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 %.

En termes d'évolution des tarifs d'achat sur 2013, compte tenu du fait que la puissance entrée en file d'attente a été supérieure à la puissance cible doublée début 2013, la baisse des tarifs d'achat PV a été de 8 % pour les installations résidentielles dites « intégrés au bâti » et de 20 % pour les installations intégrées simplifiées au bâti (plafonnement introduit dans le cadre des mesures d'urgence). En effet, entre janvier et décembre 2013, 192 MW de projets résidentiels sont entrés en file d'attente pour une cible de 200 MW, et plus de 400 MW de projets intégrés simplifiés au bâti pour une cible fixée également à 200 MW. Ainsi, en une année, plus de 600 MW sont entrés en file d'attente pour une cible de 400 MW.

2/ Des appels d'offres « simplifiés » pour les installations sur bâtiments entre 100 et 250 kWc (seuil équivalent à une surface de toiture comprise entre 1 000 m² et 2 500 m²)

Un premier appel d'offres, lancé le 1^{er} août 2011, portait sur sept périodes de candidatures. Les 696 lauréats des cinq premières périodes ont été désignés, correspondant à une puissance cumulée de 145 MW. Pour cet appel d'offres, le seul critère de sélection était le prix proposé par le candidat, prix moyen qui s'est échelonné sur les cinq périodes de candidature de 230 à 195 €/MWh pour les projets retenus.

Pour cette même catégorie d'installations, un second appel d'offres a été lancé le 26 mars 2013. Cet appel d'offres a porté sur la construction d'ici 2015 de 120 mégawatts de projets, répartis sur trois périodes de candidature dont la dernière a pris fin le 30 juin 2014. Par rapport au premier appel d'offres, un critère d'évaluation carbone, portant sur un tiers de la note globale, a été introduit afin de valoriser la contribution des projets à la protection du climat. Un nouvel appel d'offres pour cette catégorie d'installations sera lancé d'ici fin 2014.

3/ Des appels d'offres pour les installations sur très grandes toitures au-delà de 250 kWc et les centrales au sol (plus de 2 500 m² de panneaux) Pour ces installations, un premier appel d'offres a été lancé le 15 septembre 2011. A l'issue du processus de sélection, 105 projets correspondant à 520 MW ont été désignés lauréats le 03 août 2012. Les candidats ont été sélectionnés sur la base de plusieurs critères : prix proposé par le candidat, impact environnemental, innovation industrielle, délai de réalisation.

Pour ces installations de grande taille, un second appel d'offres a été lancé le 13 mars 2013, portant sur un volume global de 400 MW de projets. Il visait à part égale les technologies innovantes au sol (photovoltaïque à concentration ou photovoltaïque avec suivi du soleil) et les technologies matures sur ombrières de parking et sur toitures. Il a privilégié le développement des centrales au sol sur les sites dégradés (friche industrielles, anciennes carrières ou décharges...) pour éviter les conflits d'usage, notamment avec les terres agricoles. Ce second appel d'offres a accordé également un plus grand poids au bilan carbone des projets que le précédent. Les résultats de cet appel d'offres ont été annoncés le 28 mars 2014.

Un troisième appel d'offres est en cours de lancement pour les grandes installations situées en métropole continentale. Cet appel d'offres porte sur un volume global de 400 MW réparti en trois familles (installations sur bâtiments, centrales au sol et installations sur ombrières) de technologies matures dans une perspective de réduction des coûts, avec des exigences accrues en termes d'intégration au système électrique. Les technologies innovantes sont, quant à elles, valorisées dans cet appel d'offres via le critère

d'innovation, révisé à cette occasion, de même que le critère relatif au bilan carbone.

Un appel d'offres portant sur un volume de 50 MW est également prévu courant 2014 pour les installations situées dans les zones non interconnectées.

L'évolution des tarifs d'achat et des dispositifs de soutien en Europe

Les tarifs d'achat sont les instruments les plus répandus en Europe pour soutenir le développement de l'énergie solaire. Ils prennent la forme d'un achat de l'énergie produite à un tarif garanti par l'Etat, sur une durée de plusieurs années.

La tendance à la baisse des tarifs d'achat, constatée depuis plusieurs années, s'est poursuivie en 2013. Cette baisse s'explique avant tout par la baisse importante du coût des composants photovoltaïques (panneaux et autres) et des prestations du secteur des services d'installations.

L'ensemble des pays européens connaît un mouvement similaire. En France et en Allemagne notamment, l'ajustement des tarifs d'achat s'effectue ainsi de manière automatique.

Par ailleurs, compte tenu du développement important des énergies renouvelables et des enjeux qui sont liés à la maîtrise des coûts qu'ils engendrent, plusieurs pays entament des réflexions sur leurs dispositifs de soutien. Ainsi, en Allemagne, la loi sur les énergies renouvelables, votée au premier semestre 2014, continue de poursuivre un objectif de développement fort de la part des énergies renouvelables dans le bouquet électrique allemand (entre 40 et 45 % d'ici 2025 et entre 55 et 60 % d'ici 2035) tout en fixant des limites comme pour la filière solaire, dont l'objectif de développement est fixé à 2 500 MW par an avec un seuil maximal de 52 GW au-delà duquel les tarifs d'achat seront supprimés. Par ailleurs, les tarifs d'achat seront remplacés progressivement par un principe de commercialisation directe avec prime mais seront maintenus à la marge pour les petites installations (de puissance inférieure à 100 kWc à terme) avec des niveaux de soutien variant en fonction de la puissance installée de 9,23 ct/kWh à 13,15 ct/kWh et selon une baisse progressive de 0,5 % par mois. Des appels d'offres seront également mis en place progressivement avec un appel d'offres pilote pour les centrales au sol.

La France va, de son côté, engager une réflexion sur l'évolution du dispositif de soutien à la filière solaire dans le cadre des nouvelles lignes directrices européennes sur les aides d'Etat adoptées en avril 2014 et de la consultation nationale sur les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables qui s'est clôturée début 2014. Le projet de loi de programmation pour un nouveau modèle énergétique français instaure ainsi un nouveau mode de soutien aux énergies

renouvelables, reposant sur une rémunération complémentaire de la vente sur le marché de l'électricité produite par ces installations.

L'évolution du dispositif de soutien à la filière solaire devra dans tous les cas répondre aux enjeux d'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique et le marché de l'électricité

Zoom sur le soutien au Photovoltaïque à Concentration et au Solaire Thermo-dynamique

Les appels d'offres portant sur les installations solaires de plus de 250 kWc visent à permettre le développement des technologies innovantes en France, au moindre coût pour le consommateur, avec des exigences environnementales renforcées.

Dans cette optique, deux projets d'installations solaires thermodynamiques pour une puissance cumulée de 21 MW ont été retenus à l'issue du premier appel d'offres portant sur les installations de grande taille, ainsi que huit projets de centrales photovoltaïques à concentration pour une puissance cumulée de 54,5MW.

Dans le cadre du second appel d'offres lancé le 13 mars 2013, ce sont 16 projets d'installations photovoltaïques à concentration qui ont été retenues pour plus de 100 MW de puissance cumulée.

Zoom sur l'autoconsommation

L'évolution profonde du modèle économique de la production d'énergies renouvelables diffuses va conduire à l'émergence de l'autoconsommation/autoproduction du fait de la poursuite attendue de la baisse des coûts de production des installations EnR et de la hausse des prix de l'électricité à la consommation.

Dans ce contexte, une réflexion sur la thématique de l'autoconsommation / autoproduction a été lancée par le Ministre en charge de l'Energie dans le cadre d'un groupe de travail dont l'objectif est d'identifier et de caractériser les enjeux techniques et les opportunités mais également les défis liés à l'autoconsommation/autoproduction, que ce soit en termes d'intégration au réseau, d'impact sur le système électrique, d'enjeu du stockage associé ou encore de modèle économique à mettre en place.

Ce groupe de travail rendra ses conclusions d'ici l'été 2014.

Etude collaborative internationale avec l'AIE

La France a piloté une étude internationale sur l'émergence des « prosumers » (consom'acteurs en anglais) pour le segment résidentiel, sous l'égide de IEA-RETD, une initiative de l'Agence Internationale de l'Energie.

Selon les premières conclusions de cette étude, publiée en juin 2014, plusieurs constats et tendances sont à signaler :

- Il n'y a pas encore de « révolution de l'autoconsommation », le marché de déploiement de masse n'étant pas en train de s'imposer tout seul.

- Le marché existant ne tient qu'aux mécanismes d'aides mis en place par différents pays, notamment des tarifs dédiés ou des systèmes de « net metering » par exemple.

- Certains pays sont en train d'étudier la pertinence d'un déploiement de masse dans un futur plus ou moins proche selon le pays et l'acteur en question.

Pour les « prosumers » on distingue :

- Leviers économiques : pour que la pertinence économique soit de mise, il faut actuellement, soit un mécanisme de soutien, soit un prix du déploiement du PV en autoconsommation significativement au-dessous du « prix de l'électricité résidentiel (« à la prise » ou « socket parity » en anglais) » pour compenser le fait que les courbes de consommation et de production résidentielle ne sont en général que partiellement en phase

- Leviers comportementaux : peuvent être positifs ou négatifs. Le fait de produire sa propre énergie peut avoir des perceptions positives associées à l'indépendance et de contribution citoyenne, au-delà et même en absence de valeur économique pour le particulier producteur. Cela peut aussi être interprété comme un « poids » de plus, même en cas d'aides ou des subventions qui sécurisent un retour économique sur l'investissement. Ce levier est particulièrement mal connu et mériterait d'être analysé davantage : il n'a pas été possible de trouver d'étude comportementale sur l'adoption du PV en autoconsommation disponible à échelle internationale ou nationale.

- Leviers technologiques : la technologie intervient comme accélérateur du déploiement. Par exemple, il devient possible d'acheter des PV en kit et de les installer, au point que des acteurs de la grande distribution se sont lancés sur le marché. Des technologies de stockage et de gestion de la consommation de la maison deviennent accessibles à un rythme accéléré, bien que coûteux.

- Leviers liés au contexte national : le degré d'ensoleillement, la disponibilité de toitures compatibles, la simplicité administrative et réglementaire, le portage politique, le ratio propriétaires/locataires, autant d'éléments qui facilitent -ou rendent plus complexe selon le cas- le déploiement résidentiel de masse.

Ces leviers méritent aussi d'être analysés du point de vue des autres parties prenantes :

- Les fournisseurs de technologie : l'élargissement du déploiement de l'autoconsommation est la clé la pertinence économique de leur modèle d'affaires

- Les énergéticiens : l'autoconsommation peut à la fois être une source de croissance nouvelle, ou de cannibalisation des activités existantes, avec un « verdissement » de leurs activités et la possibilité de prendre une place de leader technologique...

- Les opérateurs de réseau de transport et de

distribution : selon le contexte national existant, l'autoconsommation peut impliquer à la fois un effort d'adaptation et un risque sur leur système de compensation si l'ensemble n'est pas assez bien adapté. Plus le réseau est moderne et interconnecté, plus il est capable de gérer techniquement de l'autoconsommation.

- Les Etats : l'impact des mécanismes de soutien vs l'engagement sur des objectifs de déploiement des renouvelables, l'impact des « votes-PV » et le potentiel d'emplois, la sécurité technique et les taxes... autant de questions qui préoccupent les Etats concernés par l'autoconsommation

Même si dans le monde il y a plusieurs initiatives pour commencer à accompagner le déploiement de l'autoconsommation avec plus ou moins de succès, il n'y a pas à ce jour de modèle de changement structurel du marché pour la prise en compte des besoins, opportunités et risques associés à cette activité.

Plus d'information sur www.iea-ret.d.org

- Georgina GRENON ; Suzelle LALAUT

communicants, 459 projets totalisant un budget de 3,15 G€ ont été initiés depuis 2002, dont 221 projets sont en cours (budget total de 2 G€).

Plus de la moitié du budget total provient de quatre pays (France, Royaume-Uni, Allemagne et Espagne) et la moitié des financements proviennent de sources publiques européennes ou nationales (incluant le Low Carbon Network Fund financé par le régulateur britannique Ofgem).

La France et le Royaume-Uni se distinguent dans ce rapport comme les plus grands contributeurs européens en terme de budget avec chacun 500 M€ environ de financements privés publics (nationaux et européens). Pour la France, près de 80% des budgets ont été consacrés à des projets de démonstration.

Le rapport de la Commission européenne sur l'état des lieux des déploiements européens de compteurs communicants ("Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity") indique que 16 Etats Membres ont pris une décision favorable pour la généralisation de compteurs (l'Italie et la Suède ayant déjà achevé le déploiement). La Commission européenne a estimé que la moyenne européenne des coûts d'installation devrait être d'environ 252 € par compteur installé, à comparer avec les coûts de 140 € atteints lors de l'expérimentation de 300 000 compteurs Linky. La Commission européenne estime qu'environ 200 millions de compteurs devraient être déployés d'ici 2020, représentant un investissement d'environ 35 G€ et touchant environ 72% des consommateurs européens. BNEF estime pour sa part que 55 millions de compteurs ont été déployés en Europe et que 180 millions de compteurs devraient être déployés d'ici 2020. BNEF considère ainsi que le marché européen devrait prendre dans les prochaines années une place beaucoup plus importante sur le marché mondial.

Au niveau français, le plan de reconquête industrielle sur les réseaux électriques intelligents, initié par le Ministère de l'Economie, du Redressement Productif et de l'Economie Numérique et piloté par le président de RTE, estime que le chiffre d'affaires de la filière française représente 3 G€ et 15 000 emplois aujourd'hui. Les 10 actions proposées par le plan ont pour objectif de porter le chiffre d'affaires de la filière à 6 G€ et d'atteindre 25 000 emplois d'ici 2020.

Zoom sur les études concernant la flexibilité des réseaux de gaz

Pour favoriser le développement de l'injection du biométhane dans les réseaux gaziers, des études sont en cours pour résoudre les problèmes de capacité d'absorption des réseaux comme la possibilité de rebours du gaz injecté du réseau de distribution au réseau de transport.

Suite à une première étude de GRTGaz publiée en 2013, l'ADEME, GRTGaz et GrDF participent à plusieurs projets et études sur le « power-to-gas » afin de préciser le potentiel technico-économique de cette technologie pour contribuer aux objectifs climatiques de 2050. Le principe du « power-to-gas » est d'utiliser l'excédent d'électricité d'origine renouvelable pour produire de l'hydrogène avec un rendement

énergétique d'environ 55 à 70 % (sans valorisation de la chaleur produite), qui peut ensuite être injecté directement dans les réseaux de gaz naturel ou être associé à du CO₂ pour produire du méthane de synthèse (réaction de méthanation). L'hydrogène et le méthane de synthèse ainsi produits ont pour vocation principale d'être consommés directement dans les usages notamment pour la production de chaleur et les transports. La production d'électricité à partir de ce gaz (chaîne « power-to-gas-to-power » avec un rendement électrique de l'ordre de 25 à 40 %, et un rendement énergétique de l'ordre de 70 % si la chaleur produite est valorisée) semble aujourd'hui pertinente uniquement pour des usages nécessitant un stockage d'énergie intersaisonnier, notamment pour des sites isolés.

Stockage d'énergie

D'après le rapport ETP 2014, la capacité installée de stockage d'énergie est aujourd'hui de 144 GW dans le monde, dont 99% de Stations de Transfert d'Energie par Pompage (STEP). Sur les autres technologies de stockage d'énergie, BNEF a répertorié 122 MW de nouvelles capacités installées en 2013 et une accélération des installations depuis 2011. Ainsi 167 MW de nouvelles capacités ont été installées entre 2007 et 2010, et 306 MW entre 2011 et 2013, utilisant notamment des systèmes électrochimiques (sodium-soufre, lithium-ion en très grande partie). Parmi les projets annoncés depuis 2009, 1852 MW sont encore en cours de développement dont 1227 MW sur les technologies de stockage d'énergie par air comprimé (CAES).

D'après le rapport ETP 2014, en fonction du succès de nouvelles avancées technologiques et du déploiement des véhicules électriques, la capacité de stockage d'énergie installée d'ici 2050 pourrait être multipliée d'un facteur entre 2 et 15 par rapport à 2011, afin de répondre aux besoins du scénario « 2DS » visant à limiter le réchauffement climatique à 2°C d'ici 2100.

Zoom sur les plans de reconquête industrielle sur l'autonomie et puissance des batteries et sur les réseaux électriques intelligents

Le plan sur l'autonomie et puissance des batteries, initié par le Ministère de l'Economie, du Redressement Productif et de l'Economie Numérique et piloté par Florence Lambert du CEA, porte sur le développement de l'offre industrielle de deux segments de la filière du stockage d'énergie : les batteries, l'hydrogène et les piles à combustibles. La feuille de route validée en mars 2014 propose 14 actions (4 sur les batteries, 8 sur l'hydrogène et 2 sur les collaborations internationales) portant sur des briques de systèmes de stockage d'énergie, des démonstrations de systèmes complets ou le déploiement d'infrastructures de distribution d'hydrogène.

Le plan sur les réseaux électriques intelligents, piloté par Dominique Maillard, président de RTE, porte sur les nouvelles technologies de réseaux électriques, comprenant celles qui permettent l'insertion des moyens de production, le transport et la distribution de

l'électricité, et le pilotage actif des usages. La feuille de route validée en avril 2014 propose une dizaine d'actions à démarrer en 2014 ayant des impacts sur 1-3 ans (organisation de la filière, notamment à l'export et formation), 5-7 ans (préparation du déploiement territorial et modèles régulatoires), 10 ans (coordination R&D, campus universitaires intelligents).

Les Investissements d'Avenir dans les réseaux électriques intelligents, le stockage d'énergie et l'hydrogène

Projets de démonstration financés par l'ADEME

Deux AMI ont été lancés en 2009 et 2010 dans le cadre du Fonds Démonstrateur de Recherche et financés par cette action. Un troisième puis un quatrième AMI ont été lancés respectivement en 2011 et 2012. Un cinquième AMI a été ouvert d'avril 2014 à septembre 2015. Les trois premiers AMI ont donné lieu au 31 décembre 2013 à la contractualisation de 16 projets pour un budget total de plus de 300 M€ soutenus à hauteur de 90 M€ par les Investissements d'Avenir. Les descriptions de ces projets sont disponibles sur le site de l'ADEME à la page dédiée aux Investissements d'Avenir.

Concernant le stockage d'énergie et l'hydrogène, un nouvel AMI a été ouvert de décembre 2013 à janvier 2015, couvrant à la fois le stockage de l'énergie et la conversion de l'électricité renouvelable en hydrogène.

Zoom sur le Concours Mondial d'Innovation

La Commission Innovation 2030 a identifié dans son rapport le stockage d'énergie comme l'une des sept ambitions pouvant représenter des opportunités majeures à fort potentiel pour l'économie française. Le Concours Mondial de l'Innovation (CMI) a été lancé en décembre 2013 pour faire émerger les talents et futurs champions de l'économie française. Le CMI est opéré par Bpifrance et financé à hauteur de 300 millions d'euros par le Programme d'Investissements d'Avenir. Le CMI est organisé en trois phases :

- la phase d'amorçage (ouverte du 2 décembre 2013 au 15 mai 2014) vise à sélectionner une centaine de projets au stade amont de leur développement,
- la phase d'accompagnement (ouverte le 1er septembre 2014) cible des projets prometteurs dans des travaux de développement de plus grande ampleur
- la phase de développement (ouverture en 2016) soutiendra une sélection de projets dans leur industrialisation parmi les projets accompagnés en phase d'accompagnement.

Outils pour la création de marchés

Le déploiement commercial à grande échelle de premiers systèmes de réseaux énergétiques intelligents est anticipé dans les prochaines années à l'issue des projets de démonstration et de la mise en place effective de plusieurs éléments structurants de marché,

comme l'infrastructure de comptage évolué et le mécanisme de capacité. Dans les îles, les déploiements commerciaux de systèmes permettant une meilleure insertion des énergies renouvelables sont en cours.

Installation des systèmes de stockage sur les parcs éoliens et photovoltaïques lauréats des Appels d'Offres dans les DOM

Dans les DOM, le seuil technique de puissance injectée par les énergies intermittentes, notamment photovoltaïques et éoliennes, est fixé à 30% de la consommation instantanée. Cette limite technique étant régulièrement atteinte dans les îles de La Réunion, Guadeloupe et Martinique, des appels d'offres de la CRE sur l'éolien (2010) et les grandes installations photovoltaïques (2012) ont imposé l'installation concomitante de capacités de stockage d'énergie afin d'apporter des services aux réseaux électriques.

Pour l'éolien, neuf projets totalisant 66 MW ont été retenus en mars 2012 comme lauréats. A ce jour, aucun projet lauréat de l'appel d'offres n'a été mis en service.

Pour le photovoltaïque, les lauréats du lot spécifique aux territoires ultramarins de l'appel d'offres de 2012 (17 centrales au sol retenues pour une puissance cumulée de 59 MW) ont commencé l'installation des capacités de stockage, et ont reçu une extension de délai d'un an pour la mise en ligne opérationnelle.

Un tarif d'achat pour les installations éoliennes favorisant le stockage d'énergie dans les zones exposées au risque cyclonique

Un tarif d'achat pour les installations éoliennes avec dispositifs de lissage et prévision de la production a été mis en place en mars 2013 (arrêté tarifaire du 8 mars 2013). Ce tarif est ouvert aux installations situées dans des zones exposées au risque cyclonique, équipées de dispositifs anti-cycloniques et respectant le même cahier des charges que celui de l'appel d'offres de 2010, en ce qui concerne la performance du dispositif de lissage de la production. A ce jour, aucun projet lauréat bénéficiaire de ce nouveau tarif n'a encore été mis en service.

Le mécanisme de capacité et les dispositifs pour l'effacement

Le mécanisme de capacité, prévu par la loi NOME et instauré par le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012, contribuera à assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique à long terme. Il donnera un espace économique aux outils de gestion de la pointe de consommation, notamment l'effacement. Ceci permettra aux opérateurs d'effacement de développer de nouvelles offres pour leurs clients.

Plusieurs autres dispositifs sont mis en place actuellement par le Gouvernement, qui visent à développer les effacements de consommation,

Plus de précisions sur le fonctionnement du mécanisme de capacité et des dispositifs pour l'effacement sont données dans les fiches n°15 et n°17 de ce rapport.

L'infrastructure de comptage évolué

Concernant les compteurs communicants d'électricité, l'expérimentation réussie d'environ 300 000 prototypes des compteurs « Linky » déployés sur les régions de Tours et de Lyon a été accompagnée d'une évaluation favorable par la Commission de régulation de l'énergie, tandis que le dispositif réglementaire a quant à lui été validé par le Conseil d'Etat. Suite aux concertations en 2011 et 2012, le Gouvernement a confirmé en juillet 2013 la généralisation de 35 millions de compteurs. ERDF a ainsi lancé un appel d'offre en 2013 sur une première tranche de 3 millions de compteurs, en vue d'un déploiement à l'ensemble de la population entre 2016 et 2021.

Concernant les compteurs communicants de gaz, l'expérimentation réussie d'environ 18 000 compteurs « Gazpar », a permis au Gouvernement de valider en juillet 2013 le principe de la généralisation de 11 millions de compteurs. GrDF mènera ainsi en 2015 une expérimentation sur 150 000 compteurs dans quatre régions, avant le déploiement sur l'ensemble du territoire entre 2016 et 2022.

Une étude technico-économique menée par des industriels réunis au sein de l'ATEE et les pouvoirs publics pour définir une vision commune sur les marchés du stockage d'énergies

Lancée au quatrième trimestre 2012, une étude a évalué le potentiel de marché du stockage d'énergie électrique et thermique en France et des modèles d'affaire associés. Elle a été co-financée par l'ADEME, la DGCIS et des industriels regroupés au sein du Club Stockage de l'ATEE. Les résultats publiés en novembre 2013 ont permis d'identifier des besoins de capacités supplémentaires de stockage d'énergie pour le système électriques français à l'horizon 2030 et de proposer une série de recommandations pour faciliter le déploiement de solutions de stockage d'énergie sur les usages les plus pertinents.

Prenant en considération plusieurs scénarios de RTE et de l'ADEME à l'horizon 2030, des études détaillées ont identifié les besoins en flexibilité du système électrique et de réseaux de chaleur. Les calculs de valorisation reposent sur l'optimisation, pour la collectivité, des coûts de production du parc énergétique, en respectant les contraintes techniques des actifs énergétiques, les contraintes réseau du contexte étudié et l'équilibre offre-demande au pas horaire. La pertinence technico-économique d'une trentaine de technologies de stockage d'énergie a été évaluée sans mécanisme incitatif par rapport à d'autres solutions de flexibilité, notamment le pilotage des usages et le renforcement des réseaux. La variété des technologies de stockage d'électricité en terme de gamme de puissance, de temps de décharge et coûts d'investissement est illustrée dans les figures 1 et 2.

Le rapport estime notamment :

- qu'une capacité additionnelle de 1 à 2 GW de stockage d'électricité serait nécessaire et économiquement intéressante pour le système électrique français d'ici 2030,
- que les DOM-COM représente un marché d'environ

200 à 400 MW pertinent dès aujourd'hui pour initier le déploiement commercial de technologies innovantes,

- que les technologies très réactives sont intéressantes pour la gestion de la réserve primaire, et
- que le stockage d'énergie thermique est un levier intéressant d'économies d'investissement dans la création ou l'extension de réseaux de chaleur.

Atelier et consultation de la CRE sur les réseaux électriques de basse tension

Suite aux ateliers menés en 2013 sur l'ensemble des thématiques des réseaux électriques intelligents - insertion des énergies renouvelables variables, pilotage de la charge des véhicules électriques, stockage d'énergie, flexibilité de la demande, la CRE a ouvert de novembre à décembre 2013 une consultation publique portant sur des questions techniques, économiques et juridiques liées au déploiement des réseaux électriques intelligents de basse tension. Cette consultation publique a recueilli quatre-vingt-trois contributions des gestionnaires de réseaux, fournisseurs d'énergie, industriels et organisations associatives et syndicales. La synthèse de cette consultation a été publiée le 30 janvier 2014 et résume les propositions des acteurs de modifications techniques, réglementaires et régulateurs pour accélérer le déploiement de ces technologies.

Groupe de travail sur l'autoconsommation et l'autoproduction

L'évolution profonde du modèle économique de la production d'énergies renouvelables diffuses va conduire à l'émergence de l'autoconsommation et de l'autoproduction du fait de la poursuite attendue de la baisse des coûts de production des installations EnR et de la hausse des prix de l'électricité à la consommation. Dans ce contexte, une réflexion sur la thématique de l'autoconsommation et de l'autoproduction a été lancée par le Ministre en charge de l'Energie dans le cadre d'un groupe de travail dont l'objectif est d'identifier et de caractériser les enjeux techniques et les opportunités mais également les défis liés à l'autoconsommation/autoproduction, que ce soit en termes d'intégration au réseau, d'impact sur le système électrique, d'enjeu du stockage associé ou encore de modèle économique à mettre en place. Ce groupe de travail rendra ses conclusions d'ici l'été 2014.

- Axel STRANG, Sabine CORCOS ; Suzelle LALAUT ; Victoire LEJZERSON ; Antoine CARON ; David KREMBEL.

25 – Augmenter la flexibilité des réseaux énergétiques grâce aux systèmes intelligents, au stockage d'énergie et aux conversions entre vecteurs énergétiques

Le marché des systèmes énergétiques intelligents continue de croître en évoluant vers des briques technologiques complémentaires aux infrastructures de comptage communicant

En 2013, la croissance du marché des systèmes électriques intelligents s'est accélérée en Asie, tandis que le marché européen est tiré par le démarrage du déploiement de compteurs communicants dans de nouveaux pays.

Le stockage d'énergie reste dominée par les technologies de pompage hydraulique (STEP) avec un flux croissant de projets sur les nouvelles technologies, notamment électrochimiques.

En France, les premiers retours d'expérience des projets de démonstration ont contribué à une meilleure vision des prochaines briques technologiques à déployer dans les prochaines années, tandis que les réflexions sur les nouveaux modèles réglementaires et réglementaires ont démarré.

Les systèmes énergétiques (électricité, gaz, chaleur, froid) intelligents permettent de répondre à quatre défis de la transition énergétique :

1. L'efficacité énergétique via le pilotage de la demande avec des consommateurs actifs dans la maîtrise fine de leur consommation ;
2. L'optimisation des investissements dans les réseaux de distribution et de transport via l'utilisation de nouveaux équipements qui leur offrent une plus grande flexibilité ;
3. L'insertion massive de moyens répartis de production renouvelable, notamment les productions intermittentes sur les réseaux électriques ;
4. L'insertion des véhicules électriques sur les réseaux électriques via la problématique de gestion de la charge.

Ces défis mettront les réseaux énergétiques sous contrainte avec des variations d'amplitude croissante en appel de puissance, alors que la demande en énergie suivra une tendance globalement baissière en France. Les moyens de flexibilité contribuant à une meilleure gestion dynamique des réseaux énergétiques sont répartis en quatre grandes familles à savoir la production flexible, le développement des réseaux, la flexibilité de la demande et le stockage d'énergie. Le stockage thermique et le vecteur hydrogène permettent notamment d'apporter des gisements de flexibilité dans les usages, et entre réseaux électriques, thermiques et gaziers.

Le déploiement des technologies de systèmes énergétiques intelligents a donc un rôle essentiel à jouer comme clef-de-voûte de la transition énergétique en support à l'efficacité énergétique, au développement des énergies renouvelables et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Les usages de l'hydrogène pour la mobilité sont traités dans la fiche 27 "Le véhicules décarboné et son écosystème".

Zoom sur les études de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE)

L'AIE a publié en 2014 plusieurs documents discutant de la place du stockage d'énergie dans les systèmes énergétiques :

- La version 2014 du rapport Energy Technologies Perspectives (ETP 2014) met l'accent sur le rôle de l'électricité dans l'atteinte des objectifs climatiques et consacre un chapitre sur le stockage d'énergie, comme moyen de flexibilité des systèmes énergétiques,

- La feuille de route technologique sur le stockage d'énergie électrique et thermique présente le rôle de ces technologies dans la transition vers des systèmes énergétiques à bas carbone, et formule des recommandations pour mieux intégrer la valeur des multiples services qu'il apporte. Dans le scénario 2DS du nouveau rapport ETP 2014, les besoins additionnels de capacités de stockage sont estimées au total à 310 GW entre les Etats-Unis, l'Inde, la Chine et l'Europe,

- Le rapport "The Power of Transformation -- Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems" étudie l'impact d'une forte pénétration d'énergies renouvelables variables sur les systèmes électriques d'un point de vue technico-économique, en évaluant sur sept cas d'étude la performance systémique des quatre familles de moyens de flexibilité.

Faits marquants de l'évolution des marchés de smart grid, hydrogène et stockage d'énergie

Réseaux électriques intelligents

A l'échelle mondiale, Bloomberg New Energy Finance (BNEF) a estimé que le marché des technologies de réseaux électriques intelligents avait crû en 2013 de 5% pour atteindre 11 G€. Le périmètre de BNEF inclut notamment les infrastructures de comptage (50% du marché dans ce périmètre) et l'automatisation des réseaux de distribution (4 G€, 36%), mais n'inclut pas les technologies de réseaux de haute tension. L'année 2013 a été marquée par une croissance plus lente que la projection de croissance de 10% estimée en 2012, par une baisse de 33% des investissements sur le marché américain (suite à l'épuisement du programme ARRA) et par une forte croissance du marché chinois qui a dépassé les Etats-Unis en terme d'investissements.

Au niveau européen, le Centre de Recherche Commun (JRC) de la Commission européenne a publié en 2014 une mise à jour du panorama à l'échelle européenne des projets de Recherche, Développement, Démonstration et Déploiement de réseaux électriques intelligents. Hors projets de déploiement de compteurs

Figure 1 : Positionnement des technologies de stockage d'électricité en fonction de leur gamme de puissance et de leur temps de décharge

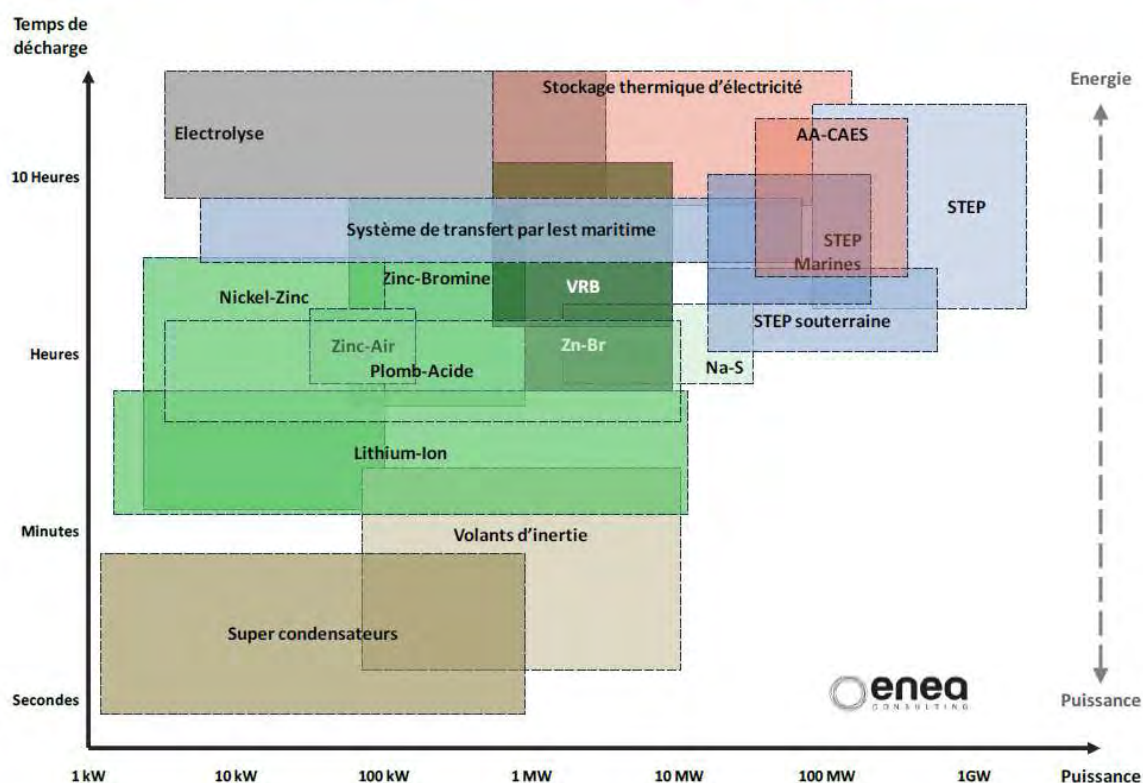
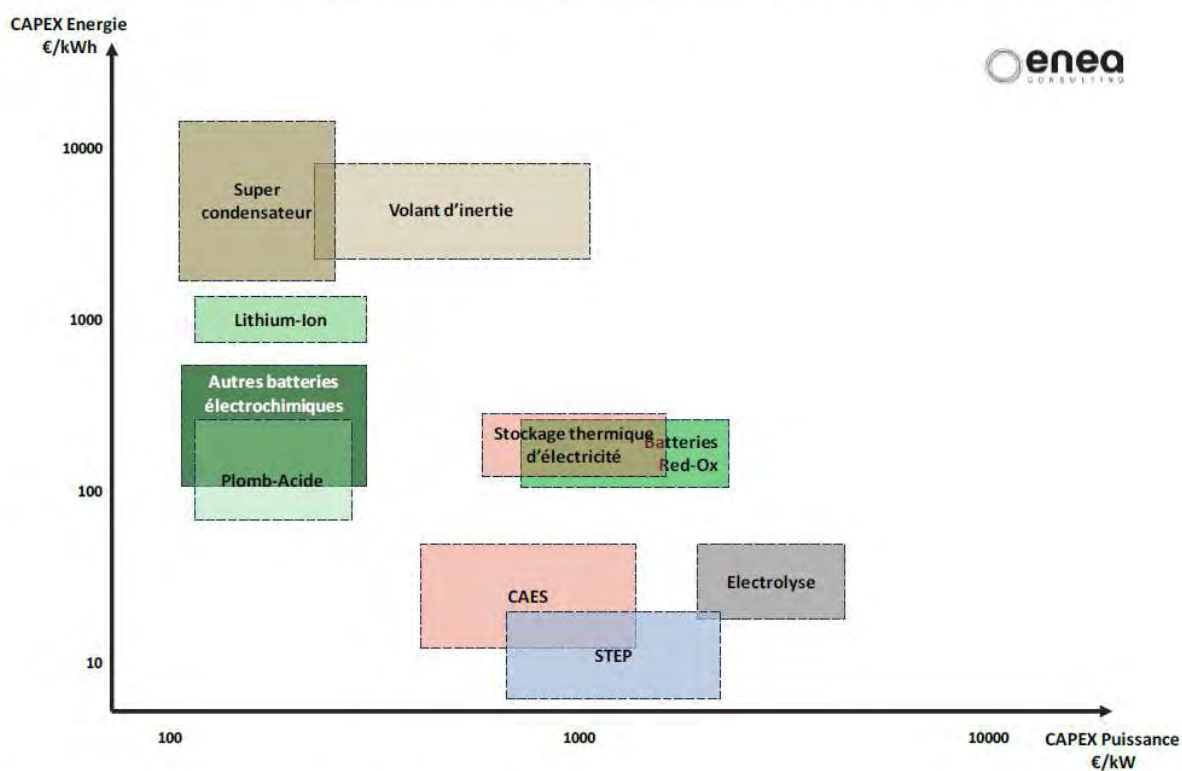


Figure 2 : Positionnement des technologies de stockage d'électricité en fonction des coûts d'investissement (CAPEX) en puissance et en énergie



Source : rapport « Étude sur le potentiel du stockage d'énergies », ADEME-ATEE-DGCIS, octobre 2013

26 – Le captage et stockage du CO₂ (CCS) et sa valorisation

L'Europe face à un écart qui ne cesse de se creuser entre ambition et réalité, des avancées à l'international sur des projets phares – le devenir du CCS reste soumis à de fortes incertitudes

En 2013, le déploiement du CCS à l'international se poursuit sur un rythme ralenti, même si des avancées sont constatées pour un certain nombre de projets phares. En Europe, l'ambition initiale de déploiement de CCS continue de s'éloigner. A l'heure du bilan, les échanges sur le devenir du CCS se densifient graduellement. En France, la filière reste mobilisée et s'implique davantage à l'échelle européenne. La R&D en matière de CCS et de valorisation de CO₂ continue à être soutenue en France et en Europe.

Les marchés – état des lieux et perspectives

En 2013, le déploiement du CCS à l'international se poursuit sur un rythme ralenti, même si des avancées sont constatées sur un certain nombre de projets phares.

Le potentiel du CCS en tant que voie de réduction massive des émissions de CO₂ issues de la production d'énergie à partir de combustibles fossiles et de l'industrie manufacturière continue d'être mis en avant par les experts et organismes internationaux, tout en prenant acte d'un fort ralentissement de son déploiement commercial depuis quelques années. L'Agence Internationale de l'Energie souligne que, malgré la montée en puissance des énergies renouvelables, la part des combustibles fossiles dans la consommation mondiale d'énergie primaire restera significativement élevée à terme, passant de plus de 80% aujourd'hui à environ 75% en 2035. Dans ce contexte, le CCS reste une voie pertinente permettant théoriquement de limiter les coûts de réduction des émissions de CO₂ de manière significative en s'appliquant aux capacités de production installées ou en déploiement.^{1,2} Ce point est confirmé par les derniers travaux du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat qui met en avant l'impact économique fort d'une indisponibilité à terme du CCS et son rôle critique dans l'atteinte des objectifs environnementaux.³

Face aux difficultés de déploiement du CCS dans le monde réel, le calendrier prévisionnel associé continue d'être décalé dans le temps et les discussions s'intensifient quant aux modalités et mesures de soutien adaptées (voir aussi encadré). En 2013, Bloomberg constate une baisse sensible des investissements dans le CCS qui sont chiffrés à 1,9 Mds\$ (contre 2,8 Mds\$ en 2012). Le nombre de projets de taille industrielle dans des phases avancées de déploiement ou en exploitation n'augmente que légèrement, et la quasi-totalité de ces projets s'appuie

sur la récupération assistée de pétrole pour atteindre un niveau de rentabilité suffisant.⁴

Des avancées peuvent toutefois être constatées dans le déploiement de projets industriels. Au-delà de l'Amérique du Nord, qui confirme son rôle actif avec la mise en exploitation de deux projets majeurs de CCS sur des centrales à charbon attendue courant 2014 (« Kemper County » aux Etats-Unis et « Boundary Dam » au Canada), aux Emirats Arabes Unis un projet de démonstration à grande échelle du CCS appliqué à la sidérurgie avance sous l'égide de MASDAR et vise désormais l'année 2016 pour la mise en exploitation. En Chine, une dizaine de projets significatifs sont recensés confirmant son implication grandissante dans le développement du CCS, comme souligné dans l'édition précédente du présent panorama.

Développement du CCS et normes de performance – le débat américain

L'accélération de la réduction des émissions de CO₂ des centrales électriques et du déploiement du CCS nécessitera-t-elle la définition légale de valeurs limites pour le contenu en CO₂ du MWh_{el} produit ? Ces normes de performance sont-elles l'outil adéquat d'un point de vue technico-économique ?

Ces questions sont au cœur d'un débat en cours aux Etats-Unis, et pourront se retrouver à l'ordre du jour en Europe lors du réexamen de la directive européenne relative au stockage géologique du CO₂ (voir encadré ci-dessous). Aux Etats-Unis, l'Agence pour la Protection de l'Environnement EPA a soumis en consultation publique en septembre 2013 un projet de norme de performance (« New Source Performance Standard ») retenant une valeur limite de 500 kg/MWh_{el} (1100 lbs / MWh_{el}) pour toute nouvelle centrale à charbon. Cette valeur imposerait de fait la mise en œuvre du CCS. Perçue par ses partisans comme une incitation réglementaire nécessaire et pertinente au regard de la quasi-maturité des technologies sous-jacentes, les opposants considèrent cette mesure comme prématurée et contre-productive, bloquant de fait tout investissement dans de nouvelles centrales. Son impact sur l'acceptabilité sociale du CCS fait également débat. Une décision finale est attendue pour cet été.

En Europe, l'ambition initiale de déploiement de CCS continue de s'éloigner. A l'heure du bilan, les échanges sur le devenir du CCS se densifient graduellement

En Europe, l'écart se creuse entre l'ambition initiale et la réalité de déploiement du CCS, comme en témoignent la Communication consultative de la Commission Européenne de mars 2013 (évoquée dans l'édition précédente du présent rapport) et le rapport d'initiative du Parlement Européen de début 2014. Ce

¹ AIE, World Energy Outlook 2013, 2013

² AIE, Technology Roadmap Carbon Capture and Storage, 2013

³ GIEC/IPCC, Climate Change 2014 – Mitigation of Climate Change, 2014

⁴ GCCSI, The global status of CCS, 2014

dernier, adopté à une large majorité par les députés, souligne néanmoins le rôle important que le CCS devrait jouer dans la réduction des émissions de CO₂ en Europe, dans les secteurs de l'électricité et de l'industrie manufacturière. Il appelle à une intensification des efforts des différentes parties prenantes et considère comme prioritaire la mise en œuvre de premiers gros démonstrateurs.

Les difficultés auxquelles fait face la filière européenne du CCS depuis 2009 font qu'aucun démonstrateur commercial ne sera mis en œuvre à l'horizon 2015, ce qui est à mettre en perspective avec l'ambition initiale d'avoir une douzaine de projets opérationnels à cette échéance. L'évolution du prix de la tonne de CO₂ dans le système européen d'échange de quotas d'émissions (SEQUE) explique en grande partie ces difficultés. La valeur du quota stagne à des niveaux historiquement bas depuis début 2012. A l'heure du bilan du programme de démonstration européen, force est de constater que seulement deux projets de démonstration du CCS à grande échelle restent en lice, en Grande-Bretagne ('White Rose', lauréat du deuxième appel à projets du fonds démonstrateurs 'NER 300') et aux Pays-Bas ('ROAD', soutenu dans le cadre du Programme Énergétique Européen pour la Relance). La décision de la Norvège, en septembre 2013, de ne pas procéder à la mise en œuvre d'une installation de CCS à grande échelle sur le site d'essai de technologies de capture de Mongstad, jugeant le risque économique trop élevé, est emblématique des difficultés actuelles de la filière.

Évolution du prix de la tonne de CO₂ depuis août 2008



Source : Thomson Reuters

Il se pose ainsi plus que jamais la question du rôle du CCS dans les efforts de réduction des émissions de CO₂ en Europe, de son calendrier de déploiement et des modalités de soutien de ce déploiement. Le réexamen de la directive européenne sur le stockage géologique de CO₂ devra traiter de ces questions (voir encadré). La proposition de janvier 2014 de la Commission Européenne pour le 'Cadre Énergie-Climat 2030' précise qu'il sera « essentiel d'intensifier les efforts de R&D et d'accélérer la démonstration commerciale du CSC au cours des dix prochaines années, afin de permettre le déploiement de cette technique d'ici à 2030 », ainsi qu'un « cadre d'appui (...) »

sera mis en place à l'aide des recettes des enchères (...). »⁵ Une réforme du SEQUE est proposée, au-delà du « backloading » adopté fin 2013 (voir aussi la fiche 5 « Les objectifs européens énergie-climat »). La Commission Européenne, dans les nouvelles lignes directrices sur les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie, continue à voir des aides publiques au CCS sous un œil plutôt favorable, considérant qu'il existe une défaillance de marché résiduelle, malgré l'existence du SEQUE. Les besoins d'une coopération européenne renforcée et d'une concentration des efforts sur la mise en œuvre de 1 à 2 démonstrateurs industriels mis en avant dans l'édition précédente du présent panorama ont été confirmés et traduits en actions communes au courant de l'année 2013, au niveau des démonstrateurs qui restent en lice ou dans le cadre d'Horizon 2020 avec la mise en place de schémas collaboratifs du type EraNet Cofund.

Réexamen de la directive européenne relative au stockage géologique du CO₂

La directive européenne 2009/31/CE du 23 avril 2009 relative au stockage géologique du CO₂ prévoit dans son article 38 que la Commission Européenne transmet au plus tard le 31 mars 2015 un rapport d'évaluation des dispositions mises en place par la directive et des perspectives de la filière. Le cas échéant une proposition de révision de la directive est élaborée, qui pourrait également porter sur de nouvelles réglementations comme des normes de performance. Les consultations prévues au cours de l'année 2014 dans le cadre de ces travaux de réexamen devront permettre de procéder à un bilan critique de l'état dans lequel se trouve la filière du CCS à ce stade en Europe.

En France, la filière reste mobilisée et s'implique davantage à l'échelle européenne.

En France un projet pilote de captage de CO₂ a été inauguré à l'automne 2013 sur une tranche de la centrale de charbon du Havre, porté par EDF et ALSTOM et cofinancé dans le cadre du fonds démonstrateurs de l'ADEME.

Le projet intégré de captage, transport et stockage géologique de CO₂ mené par TOTAL à Lacq et Rousset a terminé ses injections de CO₂ et se trouve désormais dans une phase de surveillance de 3 ans.

Les acteurs scientifiques et industriels de la filière française du CCS continuent à être mobilisés, notamment dans le cadre des travaux menés par le « Club CO₂ », plateforme nationale d'échanges sur les thématiques de CCS et de valorisation de CO₂. A l'heure du bilan sur l'état d'avancement du CCS en France et en Europe, le Club CO₂ organise en juin 2014 le premier « European CCS day » au Havre, faisant intervenir notamment les communautés scientifiques, industrielles et les autorités européennes.

⁵ CE, Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030, 2014

Les autorités françaises continuent de s'impliquer dans les échanges européens et internationaux. La contribution aux travaux de l'AIE (regulatory forum, mise à jour de la feuille de route technologique) illustre cette implication.

R&D et innovation

La R&D en matière de CCS et de valorisation de CO2 continue à être soutenue en France et en Europe.

Des thématiques relatives au CCS et à la valorisation de CO2 continuent à être soutenues dans le cadre de la programmation de soutien à la R&D de l'ADEME et de l'ANR. Le Programme des Investissements d'Avenir n'a pour l'instant pas permis de faire émerger de nouveaux projets de démonstration ou de plateformes technologiques. L'instruction du dossier « Geodnergies », initialement candidat à des cofinancements dans le cadre de l'appel à projets portant sur les Instituts pour la Transition Energétique, se poursuit.

A l'échelle européenne, la filière française est impliquée dans plusieurs projets collaboratifs soutenus par le 7^{ème} PCRD. Au total, plus de 200 M€ ont été consacrés à des projets collaboratifs en lien avec le CCS dans le cadre de ce 7^{ème} PCRD. La Commission Européenne a prévu de poursuivre son soutien de la R&D en matière de CCS dans le programme Horizon 2020, ciblant entre autres des thématiques traitant de la sécurité des installations de stockage géologique de CO2, de la réduction des coûts de captage et d'autres utilisations de CO2.

- Christian OESER

27 – Le véhicule décarboné et son écosystème

Le déploiement des véhicules électriques et hybrides s'accélère

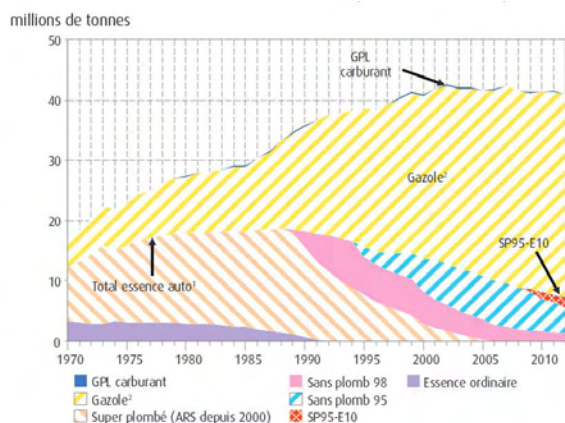
Technologies matures, changement de comportement des consommateurs, implication forte des acteurs et soutien politique important permettent de faire émerger une filière qui contribuera à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, à la réduction de la dépendance énergétique au pétrole du secteur des transports et à l'amélioration de la qualité de l'air en milieu urbain. La filière véhicules décarbonés constitue en outre un enjeu industriel majeur pour la filière automobile.

Des véhicules de plus en plus performants

Les différentes technologies ont progressé, rendant les véhicules plus respectueux de l'environnement.

Différentes technologies cohabitent (motorisation essence, diesel, GPL...) comme le montre le graphique ci-dessous.

Figure 1 : Evolution des ventes de carburants routiers (biocarburants inclus)



¹ Essence ordinaire, super plombé, sans plomb 98, sans plomb 95, SP95-E10, biocarburants inclus.

² Biocarburants inclus.

Source : « Chiffres clés de l'énergie édition 2013 », calculs SOeS d'après CPDP

Sur l'ensemble de l'année 2013, les émissions moyennes de CO₂ des véhicules neufs vendus en France se sont établies à 117 g CO₂/km (alors qu'elles ont été de 127 g CO₂/km dans l'Union Européenne), en baisse de près de 7 g par rapport à 2012. La baisse importante constatée en 2013 s'explique en grande partie par le maintien d'un bonus important destiné aux acquéreurs des véhicules les plus vertueux et par une augmentation au 1^{er} janvier 2013 des pénalités définies dans le barème de malus, dont le seuil de déclenchement a en outre été abaissé à 136 g CO₂/km (contre 141 g CO₂/km en 2012). La baisse des émissions moyennes de CO₂ des véhicules neufs, dont le rythme est soutenu depuis la mise en place du dispositif de bonus-malus automobile en 2008, se poursuit début 2014, suite notamment à la révision du barème de malus intervenue au 1^{er} janvier : les

émissions moyennes des véhicules neufs vendus au mois de mars ont ainsi été de 115,9 g CO₂/km.

Figure 2 : Émissions moyennes en grammes de CO₂/Km des voitures particulières neuves immatriculées (2003- début 2014)



Source : SOeS

La poursuite du dispositif d'aide à l'acquisition des véhicules propres a été confirmée pour l'année 2014 et le barème de bonus a été révisé au 1^{er} novembre 2013. Dans un contexte budgétaire contraint, les véhicules les plus vertueux ont été privilégiés et l'aide a été recentrée sur les véhicules présentant les meilleures performances environnementales.

Une aide à l'achat de 6 300 € dans la limite de 27 % du coût d'acquisition du véhicule est accordée aux acquéreurs de véhicules électriques. De premiers dossiers de bonus concernant des véhicules électriques combinant batteries et piles à combustible à hydrogène ont été déposés.

Dans le cadre de ce nouveau barème de bonus, le montant de l'aide maximale accordée aux véhicules émettant de 20 à 60 g CO₂/km a été ramené à 4 000 € (contre 4 500 € ou 5 000 € auparavant, selon que le véhicule émettait plus ou moins de 50 g CO₂/km). 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 CO₂ aussi faibles. Le dispositif de bonus-malus, en accordant une aide importante à ces véhicules, stimule le développement de leur offre.

Par ailleurs, l'aide accordée à l'achat des véhicules hybrides émettant de 61 à 110 g CO₂/km a vu son montant ramené de 4 000 € à 3 300 € (dans la limite de 8,25 % du coût d'acquisition du véhicule).

L'offre de véhicules électriques à batterie se développe et les ventes augmentent progressivement

Sur l'ensemble de l'année 2013, 8 781 voitures particulières électriques ont été immatriculées en France contre 5 661 en 2012, soit une progression de 55 %. Elles ont atteint 0,5 % de part de marché contre 0,3 % en 2012. La Renault ZOE a représenté 63 % des ventes devant la Nissan LEAF (16 %) et la Bolloré BLUECAR (7 %).

Les ventes de véhicules utilitaires légers électriques ont quant à elles augmenté de 43 % par rapport à l'année 2013, avec 5 227 nouvelles immatriculations, dont 80 % de Renault KANGOO Z.E.

Plusieurs lancements commerciaux marquants de véhicules électriques ont eu lieu en 2013, parmi lesquels celui de la Renault ZOE au mois de mars et celui de la Tesla MODEL S, berline haut de gamme, commercialisée depuis l'automne 2013 en Europe (vendue à 35 exemplaires seulement en France en 2013 mais à 22 000 exemplaires dans le monde sur la même année).

Les commandes groupées de véhicules décarbonés se développent

Dans le cadre de la mise en œuvre du Plan automobile de juillet 2012, le Premier Ministre a fixé aux services de l'État l'objectif d'acquérir au moins 25 % de véhicules électriques ou hybrides parmi les nouveaux achats de voitures particulières et véhicules utilitaires légers. Cet objectif a été atteint et même dépassé en 2013, avec 1 271 achats de véhicules propres, dont 308 véhicules électriques et 963 véhicules hybrides, constituant 29 % des achats publics de véhicules.

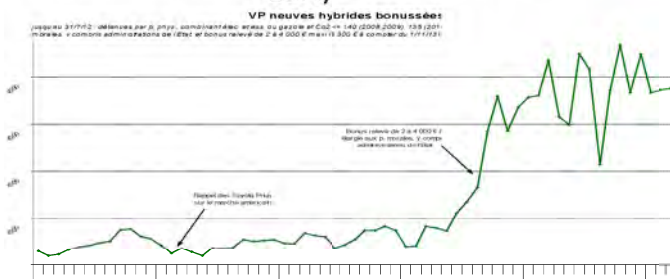
Les commandes publiques sont réalisées au travers de la plate-forme d'achats de l'UGAP qui a lancé, en partenariat avec La Poste, une opération de commande groupée visant à constituer une puissance d'achat suffisamment importante pour obtenir des fournisseurs des véhicules un coût total de possession inférieur ou égal à celui des véhicules thermiques équivalents (aide de l'État déduite). Vingt entités ont rejoint cette démarche. L'appel d'offre comporte trois lots : 15 637 véhicules utilitaires légers (remporté par Renault avec la KANGOO Z.E.), 3 074 véhicules compacts deux places (remporté par PSA avec la Peugeot ION), et 2600 véhicules particuliers de quatre ou cinq places (remporté par Renault avec les ZOE et FLUENCE et par MIA Electric). Les véhicules seront livrés jusqu'en 2016.

Les ventes de véhicules hybrides augmentent

Les véhicules hybrides, combinant une motorisation thermique et une motorisation électrique, ont connu une augmentation importante de leurs ventes en 2013. Ainsi, sur l'ensemble de l'année 2013, 32 000 véhicules hybrides essence (+82 % par rapport à l'année 2012) et près de 13 935 véhicules hybrides diesel (+42 % par rapport à l'année 2012) ont été immatriculés, représentant au total 2,7 % de part de marché.

Ce marché est largement dominé par Toyota (avec les modèles YARIS, fabriqués en France et qui représentent 50 % des ventes de véhicules hybrides de la marque, AURIS et PRIUS), et PSA Peugeot Citroën (avec les modèles Peugeot 3008, 508 / 508 RXH et Citroën DS5 qui sont fabriqués en France), les deux constructeurs se partageant 57 % et 30 % du marché respectivement.

Figure 3 : Evolution des ventes de voitures particulières hybrides bonussées (de 2007 à début 2014)



Source : SOeS

L'arrivée des véhicules hybrides rechargeables

Le véhicule hybride rechargeable est un véhicule hybride équipé d'une batterie rechargeable. Cette technologie permet donc de limiter les émissions polluantes des véhicules, notamment en milieu urbain où le moteur électrique peut assurer une part importante des déplacements, tout en disposant d'une autonomie importante, grâce au moteur thermique pour les grandes distances.

L'offre sur ce type de véhicules est apparue fin 2011 et quelques modèles, encore onéreux en comparaison avec des véhicules hybrides classiques ou même électriques, ont vu le jour (Chevrolet VOLT / Opel AMPERA, Toyota PRIUS Plug-in Hybrid, Volvo V60 Plug-in Hybrid).

L'offre concernant ces véhicules, dont l'acquisition est aidée par un bonus de 4 000 € pour les véhicules émettant de 20 à 60 g CO₂/km, pourrait se développer à moyen terme.

L'amélioration de l'efficacité des véhicules thermiques

Le bonus important accordé aux véhicules émettant de 20 à 60 g CO₂/km est une incitation au développement des briques technologiques qui permettront aux véhicules thermiques conventionnels de consommer moins d'énergie fossile, par l'allègement des véhicules et une meilleure efficacité énergétique des moteurs notamment. Le Gouvernement a d'ailleurs donné aux constructeurs et aux équipementiers l'objectif de développer, d'ici 2020, des véhicules consommant moins de 2 litres de carburant aux 100 km (correspondant à des émissions de CO₂ de l'ordre de 50 g/km) et commercialisables à un coût acceptable pour le consommateur. Un des 34 plans de reconquête industrielle lancés par le Président de la République en septembre 2013 coordonne les travaux participant à la mise en œuvre de cet objectif. L'État soutient de manière forte ce sujet, en particulier au travers du Programme des Investissements d'Avenir, des programmes de R&D, sur les véhicules tant électriques que thermiques.

Une infrastructure de recharge pour véhicules électriques

Objectifs

Pour permettre un réel décollage des ventes de véhicules électriques et hybrides rechargeables, il est nécessaire de développer un réseau de points de recharge accessibles au public qui « sécurise » les utilisateurs. Le développement de points de recharge privés doit également être facilité. Un réseau de 900 000 points de recharge privés et 75 000 points de recharge accessibles au public était prévu d'ici 2015, porté à 4 millions de points de recharge privés et 400 000 points de recharge publics en 2020 (chiffres susceptibles d'évoluer dans le cadre des travaux actuels).

En avril 2010, treize agglomérations pilotes (Bordeaux, Grenoble, Rennes, Nice, Angoulême, Aix-en-Provence, Orléans, Paris, Rouen, Strasbourg, le Havre, la Rochelle et le Grand Nancy, et même 14 avec Monaco) se sont engagées à déployer des infrastructures de recharge accessibles au public, avec l'aide de l'État dans le cadre du Programme d'Investissements d'Avenir et de l'appel à manifestations d'intérêt porté par l'ADEME ouvert jusqu'au 16 décembre 2014. Par ailleurs, les villes labellisées « EcoCités » peuvent également bénéficier du soutien de l'État pour les infrastructures de recharge qu'elles mettent en place dans le cadre du dispositif porté par la Caisse des Dépôts et Consignations, au titre du programme « Ville de demain ».

Les projets de déploiement à grande échelle de bornes de recharge de groupements de communes totalisant au moins 200 000 habitants, ou ceux portés par une région ou un département sont également devenus éligibles aux fonds du Programme des Investissements d'Avenir. Le pilotage du déploiement de l'infrastructure de recharge a aujourd'hui été repris par le Préfet Vuibert. Ce dernier préside le groupe « Bornes électriques de recharge » dans le cadre des 34 plans de reconquête industrielle.

Enfin, l'Assemblée Nationale a adopté en juillet 2014 une loi permettant à l'État ou un opérateur, y compris un opérateur au sein duquel l'État ou un de ses établissements publics, seul ou conjointement, détient une participation directe ou indirecte, d'implanter sur le domaine public des collectivités territoriales des infrastructures nécessaires à la recharge de véhicules électriques et de véhicules hybrides rechargeables sans être tenu au paiement d'une redevance, lorsque cette implantation s'inscrit dans un projet de dimension nationale. Le projet de réseau sera soumis à l'approbation des ministres chargés de l'industrie et de l'écologie, sur la base d'un dossier précisant le nombre et la répartition des bornes à implanter sur le territoire français, après concertation entre le porteur du projet, les collectivités territoriales concernées, l'autorité ou les autorités organisatrices du réseau de distribution d'électricité, ainsi que les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité.

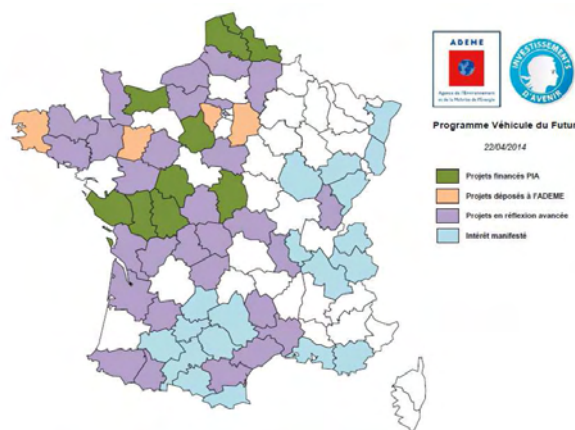
Accompagnement financier de l'État

Un budget total de 50 millions d'euros est alloué aux opérations soutenues dans le cadre de ces programmes, sous forme de subventions :

- taux de soutien de 50 % du coût d'investissement dans le cas des infrastructures de recharge installées sur la voie publique, hors concession, en alimentation normale ou accélérée ;
- taux de soutien de 30 % du coût d'investissement dans le cas des infrastructures de recharge rapide installées sur la voie publique ou dans des stations services ouvertes au public.

A fin avril 2014, les demandes de subvention déposées à l'ADEME dans le cadre du Programme des investissements d'avenir représentent un total de 4 689 points de charge (dont 1 008 points de charge rapide, 3 660 points de charge normale à accélérée et 21 points de charge rapide), installés ou prévus. Ces projets participent de façon importante à l'effort national de déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques.

Figure 4 : Déploiement des infrastructures de recharge et Programme des investissements d'avenir (avril 2014)



Source : ADEME / Programme Véhicule du futur

L'offre de recharge publique a ainsi augmenté de façon significative en 2013. Alors qu'on ne comptait que 1 800 points de charge ouverts au public en juillet 2012, on en comptait 5 766 au 1er mars 2013. Ce sont même 10 000 points de charge ouverts au public qui seront fonctionnels à la fin du premier semestre 2014.

Par ailleurs, la Caisse des Dépôts, la Compagnie Nationale du Rhône, EDF, ERDF, et Renault ont créé la société GIREVE (Groupement pour l'itinérance des Recharges Électriques de Véhicules) en juillet 2013, conçue pour faciliter l'usage des bornes publiques de recharge électrique. GIREVE gèrera des données au service des acteurs de l'électro-mobilité pour développer des services à la carte (localisation, disponibilité et réservation des bornes via plusieurs supports, paiement en ligne,...).

Prise électrique

La poursuite du déploiement des véhicules électriques nécessite le déploiement d'une infrastructure de charge interopérable sur l'ensemble du territoire national et européen. Pour ce faire, une harmonisation de l'interface borne de recharge/véhicule électrique au niveau européen constituerait un facteur d'accélération. Dans cette perspective, le projet de directive européenne sur les carburants alternatifs a retenu le format de prise de type 2 (tel que défini par la norme internationale IEC 62-696-2) comme futur standard européen commun pour la charge dite "normale" en courant alternatif, d'une puissance nominale de charge inférieure ou égale à 22 kW. Des travaux de conception et d'industrialisation sont en cours afin de rendre ce type de prise compatible avec les réglementations électriques en vigueur en France.

Étude Mobilité Hydrogène France

Les véhicules électriques combinant batteries et piles à combustible à hydrogène sont complémentaires de la solution batterie seule, et pourraient accroître le potentiel de développement du marché des véhicules électriques en Europe. Vingt partenaires (Air Liquide, Alphéa Hydrogène, AREVA, CEA, CETH2, EDF, GDF SUEZ, GRTgaz, IFPEN, INEVA-CNRT, Intelligent Energy, ITM Power, Linde, Michelin, McPhy Energy, Pôle Véhicule du Futur, PHyRENEES, Solvay, Symbio FCell, Tenerdis, WH2) se sont associés dans le consortium « Mobilité Hydrogène France » pour produire des scénarios de déploiements synchronisés de véhicules et d'une infrastructure privée et publique d'hydrogène sur la période 2015 – 2030.

Cette démarche française, dans la continuité des initiatives « H2 Mobility » en Allemagne et en Grande-Bretagne, entre autres, est financée par les acteurs eux-mêmes et par l'Union Européenne dans le cadre du projet HIT (Hydrogen Infrastructure for Transport). Les résultats obtenus seront publiés fin 2014 et contribueront à l'effort du Gouvernement pour élaborer une stratégie nationale pour le développement des usages de l'hydrogène.

Parkings et constructions d'immeubles

La loi Grenelle 2 prévoit l'obligation de l'intégration de prises de recharge dans les parkings des constructions d'immeubles (bureaux et habitations). A compter de 2015, la création de prises sera également rendue obligatoire dans les parkings des immeubles de bureaux déjà existants et des copropriétés. Ces dispositions figurent dans le décret n°2011-873 du 25 juillet 2011 relatif aux installations dédiées à la recharge des véhicules électriques et hybrides rechargeables. L'arrêté correspondant, s'appliquant aux permis de construire déposés à partir du 1^{er} juillet 2012, impose l'équipement des bâtiments neufs en gaines techniques, câblages et dispositifs de sécurité nécessaires à l'alimentation d'une prise de recharge. La loi ALUR (Accès au Logement et Urbanisme Rénové), adoptée en mars 2014, a permis l'extension de ce cadre par de nouvelles mesures complémentaires de pré-équipement et d'équipement des bâtiments industriels et tertiaires.

Des enjeux de sécurité traités par les pouvoirs publics

Les risques spécifiques sont méthodiquement identifiés et traités

Les principaux risques liés à l'utilisation d'une batterie lithium-ion rechargeable, technologie actuellement privilégiée pour la mobilité électrique, sont dus à l'inflammabilité des substances qui la constituent. Une libération d'énergie accidentelle ou incontrôlée due à des circonstances particulières (choc, surchauffe,...) ou à un défaut peut en effet provoquer un incendie de la batterie.

Les constructeurs de batteries lithium-ion ont développé des systèmes de sécurité redondants permettant le contrôle du courant et de la tension à l'intérieur de la batterie, de l'état de charge et de la température.

De nombreux amendements ou règlements ont été adoptés par la Commission européenne ou dans le cadre du Forum Mondial pour l'harmonisation des réglementations sur les véhicules pour tenir compte des spécificités des véhicules électriques et hybrides rechargeables : sécurité en utilisation, choc frontal, choc latéral, freinage récupérateur... Les travaux se poursuivent au niveau communautaire voire international sur les sujets batteries, compatibilité électromagnétique, niveau sonore.

La Direction Générale de la Prévention des Risques (DGPR) et la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) ont mandaté en 2010 l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS) et l'Union technique de l'automobile, du motocycle et du cycle (UTAC) afin que soient identifiées toutes les sources de risques.

Dans ce cadre, des essais comparatifs entre véhicules thermiques et véhicules électriques ont été menés en 2011. Ces essais ont montré que les risques sur les véhicules testés sont globalement équivalents en matière de toxicité des fumées d'incendie et qu'il n'est donc a priori pas nécessaire de prendre des précautions spécifiques contre ce risque toxique pour les véhicules électriques. Il a toutefois été mis en évidence la nécessité d'adapter les techniques d'intervention des sapeurs-pompiers en vue de maîtriser les feux des véhicules électriques dans des délais comparables à ceux des véhicules thermiques classiques tout en limitant la propagation aux véhicules voisins.

Le cahier des charges réglementaire du 2 février 2012 établi par la Direction Générale de la Sécurité Civile et de la Gestion des Crises du ministère de l'intérieur précise désormais les conditions d'implantation des points de charge isolés ou des stations de charge (pouvant regrouper jusqu'à dix véhicules) de véhicules électriques dans les parcs de stationnement couverts, recevant du public ou intégrés à un immeuble de grande hauteur.

D'autres travaux ont par ailleurs été menés en lien avec les constructeurs automobiles afin d'assurer la

sécurité de la recharge des véhicules sur des installations électriques domestiques. Les constructeurs ont décidé notamment de s'engager sur un cahier des charges garantissant que la puissance de recharge du véhicule sera adaptée aux caractéristiques de chaque installation.

Le retour d'expériences permettra d'une part de s'assurer de l'efficacité des mesures mises en place et, d'autre part, d'intégrer les améliorations qui s'avèreraient nécessaires dans la conception des véhicules électriques et des batteries en vue du développement pérenne de cette filière à grande échelle à moyen terme. Les constructeurs automobiles français, les gestionnaires de parkings et le syndicat mixte Autolib ont donné leur accord de principe pour mettre en place ce retour d'expériences. Certaines collectivités ont d'ores et déjà fait part de leur volonté d'apporter leur contribution dans le cadre de cette démarche.

- Vincent PANETIER, Axel STRANG

28 – Les prix des produits pétroliers

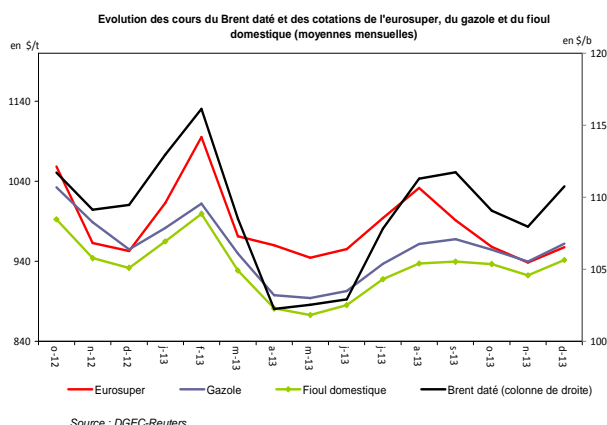
Les prix moyens à la consommation des carburants et du fioul domestique ont baissé en 2013 après avoir atteint un niveau record en 2012

Les cotations internationales des produits raffinés en \$/t ont connu une baisse, suivant globalement la tendance du cours du brut.

Dans ce contexte, les prix moyens à la consommation des carburants et du fioul domestique en France ont baissé, après avoir atteint un niveau record en 2012.

A Rotterdam, les cotations des produits raffinés en \$/t ont connu une baisse qui a été accentuée en euro

En moyenne annuelle (calculée à partir des jours ouvrés), les cotations internationales se sont établies à 984 \$/t pour l'eurosuper (- 5,5%), 946 \$/t (- 4,3%) pour le gazole et 927 \$/t (-3,4%) pour le fioul domestique.



L'évolution des cotations a connu quatre périodes contrastées :

Au cours de la première période, de janvier à février, les cotations ont atteint leurs plus hauts annuels. Elles sont passées de 1 012 \$/t à 1 095 \$/t (+ 8,2%) pour l'eurosuper, de 982 \$/t à 1 012 \$/t (+ 3%) pour le gazole et de 965 \$/t à 999 \$/t (+ 3,5%) pour le fioul domestique.

Ces hausses s'expliquent par l'augmentation du cours du brut (inquiétudes géopolitiques ; optimisme quant à l'évolution de l'économie mondiale), les tensions (en partie saisonnières) sur les essences du fait des craintes sur une réduction ponctuelle de l'offre (arrêts saisonniers précoces et plus importants que prévu des raffineries sur le bassin atlantique), le prix élevé de l'essence sur la côte est des Etats-Unis qui a soutenu les exportations européennes et l'impact de la vague de froid en janvier sur les distillats moyens (gazole, fioul domestique).

Au cours de la deuxième période, de mars à juin, les cotations ont connu une baisse concomitante avec celle du brut (retour des inquiétudes sur la situation de l'économie mondiale ; demande faible de pétrole brut en raison des arrêts techniques des raffineries dans

l'hémisphère nord). Les cotations sont passées de 971 \$/t à 955 \$/t (- 1,6%) pour l'eurosuper, de 949 \$/t à 903 \$/t (- 4,8%) pour le gazole et de 928 \$/t à 885 \$/t (- 4,6%) pour le fioul domestique.

La demande globalement atone de produits raffinés a pesé sur les cotations des distillats moyens et de l'essence, et ce en dépit du soutien ponctuel apporté par la fin tardive de l'hiver en Europe qui a prolongé la période de chauffe, et la préparation de la saison estivale dans l'hémisphère nord qui correspond à la période de l'année où la consommation d'essence est la plus élevée.

Au cours de la troisième période, de juillet à août, les cotations ont de nouveau augmenté, suivant la tendance du cours du brut (retour des tensions internationales). Les cotations sont passées de 994 \$/t à 1 031 \$/t (+ 3,7%) pour l'eurosuper, de 937 \$/t à 962 \$/t (+ 2,7%) pour le gazole et de 917 \$/t à 937 \$/t (+ 2,2%) pour le fioul domestique.

Au cours de la quatrième période, de septembre à décembre, les cotations ont connu une tendance baissière sur les trois premiers mois avant de rebondir légèrement en décembre dans un contexte de maintien des cours du brut à un niveau assez élevé. Les cotations sont passées de 991 \$/t à 958 \$/t (- 3,3%) pour l'eurosuper, de 968 \$/t à 962 \$/t (- 0,6%) pour le gazole et de 939 \$/t à 941 \$/t (+ 0,2%) pour le fioul domestique.

La baisse saisonnière de la consommation d'essence dans l'hémisphère nord et le niveau relativement élevé des importations de distillats moyens en Europe ont pesé sur les cotations.

En euro, la baisse annuelle des cotations internationales a été en moyenne plus importante du fait de l'appréciation (en particulier au second semestre) de l'euro par rapport au dollar.

Les marges de raffinage ont baissé, après avoir rebondi en 2012

La marge brute de raffinage sur Brent (différence entre la valorisation des produits raffinés et le cours du pétrole brut) s'est élevée à 18 €/t en moyenne en 2013 contre 34 €/t en 2012, soit un niveau proche de celui des années 2009 et 2011 (15 €/t).

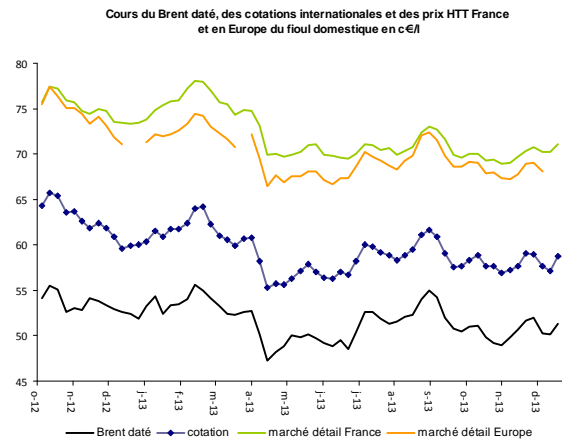
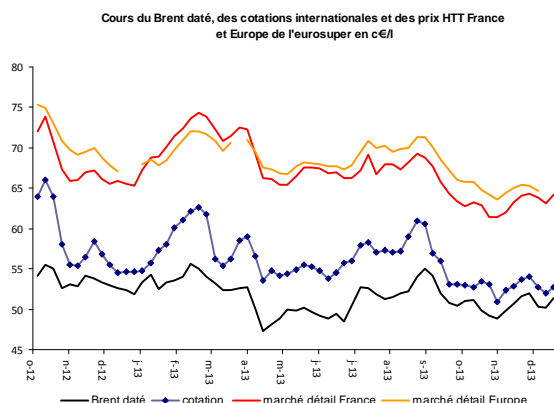
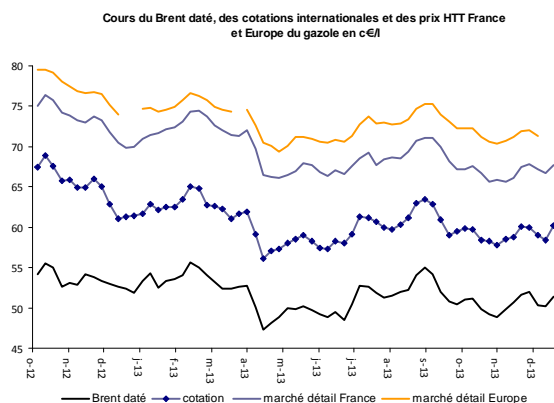
A un environnement structurellement difficile (surcapacités de production en Europe du fait de la baisse de la demande ; déséquilibre croissant du mix de consommation entre le gazole et l'essence, couplé à une inadaptation de l'outil industriel ; concurrence des pays émergents), s'ajoute la concurrence du raffinage américain aujourd'hui plus compétitif grâce à la production des hydrocarbures non conventionnels. Cette dernière permet à l'industrie américaine du raffinage de disposer d'un pétrole brut moins cher et de

coûts de l'énergie moins élevés. Cette situation a pour effet de diminuer le besoin d'importation d'essence de la côte est des Etats-Unis, débouché traditionnellement important pour les excédents d'essence européens, et de favoriser les exportations de gazole américaines vers des zones (Afrique de l'ouest,...) habituellement approvisionnées par l'Europe.

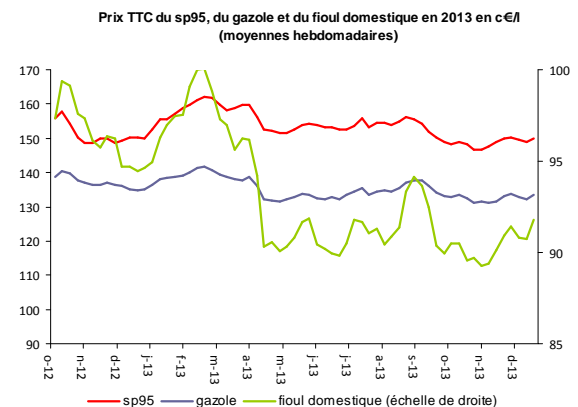
Au cours du premier trimestre 2014, le raffinage européen a continué à faire face à un environnement difficile dans le prolongement du deuxième semestre 2013 avec une marge brute moyenne de raffinage sur Brent de 15 €/t environ.

Les prix à la consommation en France ont baissé après avoir atteint un niveau record en 2012

Les prix moyens hors toutes taxes à la consommation du gazole, de l'eurosuper et du fioul domestique en France ont globalement suivi la baisse des cotations internationales en euro.



Les prix moyens toutes taxes comprises des carburants et du fioul domestique en 2013 (calculés à partir des prix hebdomadaires) se sont établis à 1,54 €/l (- 3 c€/l ; -1,9%) pour le sp95, 1,35 €/l (- 4,6 c€/l ; - 3,3%) pour le gazole et 0,93 €/l (- 4 c€/l ; - 4,3%) pour le fioul domestique. Le prix moyen du sp95 E10, publié à partir du 5 juillet 2013, s'est élevé à 1,51 €/l.



Dans ce contexte, le budget « carburant » des ménages s'est établi à 1 062 € par ménage en 2013 contre 1 130 € en 2012 selon le panel carburant du Commissariat Général du Développement Durable.

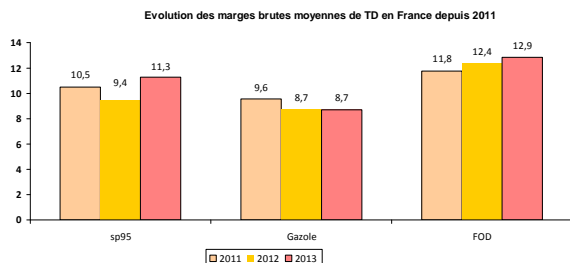
Les marges brutes de transport-distribution ont évolué dans leurs fourchettes habituelles

En 2013, les marges brutes de transport-distribution (qui couvrent notamment le stockage en dépôt, l'acheminement en station des carburants, l'exploitation du point de vente et la marge commerciale nette) se sont établies en moyenne à 9 c€/l environ pour le gazole et à 11 c€/l environ pour l'essence.

La comparaison de la marge brute de transport-distribution sur l'essence en 2013 avec celle de 2012 doit être analysée avec prudence : les marges en 2012 ont été faibles en moyenne suite aux engagements des distributeurs pour accompagner la baisse temporaire de 3 c€/l de la Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques (TICPE) sur les carburants. Par ailleurs, la marge 2013 reflète également le

surcoût de la taxe exceptionnelle sur les stocks pétroliers.

On observe que les marges ont globalement évolué dans leurs fourchettes habituelles (entre 9 et 12 c€/l) et qu'elles sont demeurées inférieures à celles observées dans les autres pays européens.



Source : DGEC-Reuters

Marges brutes moyennes de T/D dans l'Union européenne			
En c€/l	Eurosuper	Gazole	FOD
2011	10,7	12,2	10,5
2012	11,0	12,2	10,7
2013	12,2	12,5	10,6

Source : DGEC ; Bulletin Pétrolier de la Commission européenne

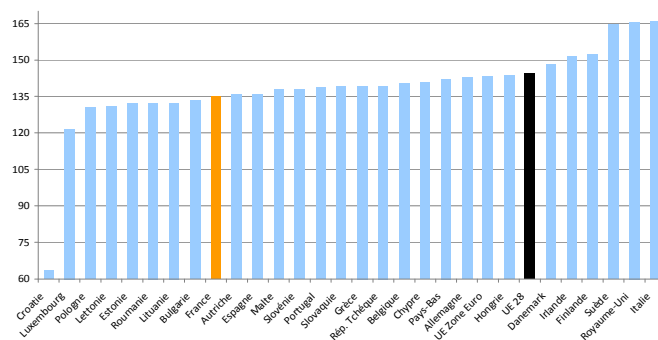
La marge brute moyenne de transport-distribution sur le fioul domestique s'est établie à 13 c€/l en 2013 contre 12 c€/l en 2012. Cette marge est traditionnellement plus élevée du fait des caractéristiques (intermédiaires plus nombreux pour atteindre le client final, services associés à la vente) de la distribution du fioul domestique.

Le marché français est demeuré très concurrentiel en 2013

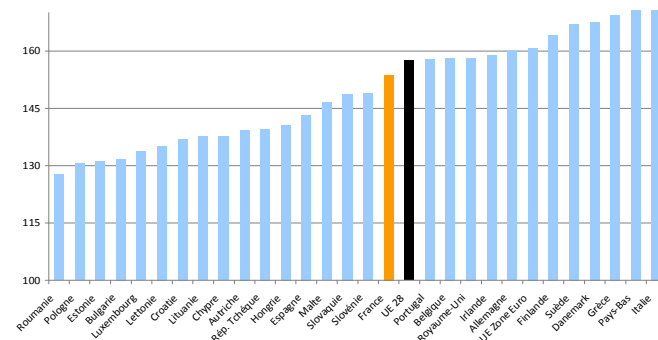
Par rapport aux prix moyens européens, les prix moyens toutes taxes comprises en France sont inférieurs pour le gazole et le sp95 de près de 10 c€/l et de 4 c€/l. Hors fiscalité, les prix moyens français du gazole et du sp95 sont inférieurs aux moyennes européennes de l'ordre de 4 c€/l et de 1 c€/l. Cette situation montre le caractère concurrentiel du marché français de la distribution de carburants caractérisé notamment par le développement de concepts de stations à prix bas dans les réseaux traditionnels et la part de marché prépondérante des grandes et moyennes surfaces (cf. fiche 13 du rapport).

Le prix moyen toutes taxes comprises du fioul domestique en France est inférieur de 4 c€/l environ au prix européen, alors que le prix hors fiscalité est supérieur de 2 c€/l.

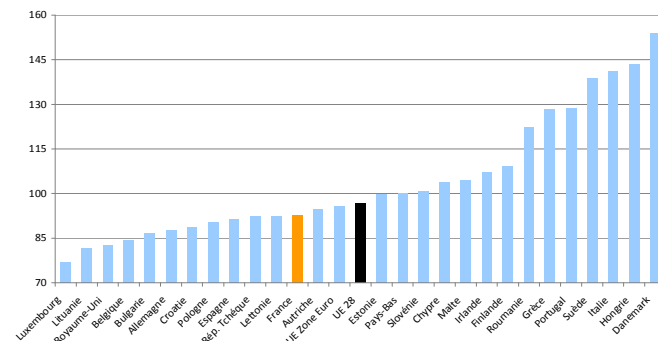
Prix moyen T.T.C du gazole en 2013 en c€/l



Prix moyen T.T.C de l'eurosuper en 2013 en c€/l



Prix moyen T.T.C du fioul domestique en 2013 en c€/l



Source : DGEC-Bulletin Pétrolier de la Commission européenne

- Romain LEBAS ; Bruno MIRAVAL

Prix de vente moyens des carburants et des combustibles en France en 2013

Prix de vente HTT (moyennes mensuelles)													
Produits	unité	Jan.	Fev.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Supercarburant sans plomb 98	c€/l	73	77	77	74	71	72	72	73	72	68	67	69
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	69	73	72	68	66	67	67	68	67	63	62	64
Supercarburant sans plomb 95 E10	c€/l								68	67	63	62	63
Gazole	c€/l	72	74	72	69	67	67	68	69	70	67	66	67
GPL carburant	c€/l	68	68	68	68	67	67	67	66	66	66	66	66
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	75	77	75	72	70	70	71	71	72	70	69	71
Fioul domestique (tarif revendeur)	c€/l	72	75	73	69	68	67	67	67	68	65	65	66
Fioul lourd TBTS	€/t	549	568	549	527	531	529	533	536	534	511	514	520

Source : DGECC

Prix de vente TTC (HTVA pour les fiouls lourds) (moyennes mensuelles)													
Produits	unité	Jan.	Fev.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Supercarburant sans plomb 98	c€/l	160	165	165	161	159	159	160	161	160	155	154	155
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	155	160	160	155	153	153	154	155	153	149	148	150
Supercarburant sans plomb 95 E10	c€/l							154	155	153	148	147	149
Gazole	c€/l	138	141	139	135	133	132	134	135	136	133	132	133
GPL carburant	c€/l	89	89	89	89	87	87	87	87	87	86	86	86
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	96	99	97	93	91	90	91	91	93	90	90	91
Fioul domestique (tarif revendeur)	c€/l	93	96	94	89	88	87	87	87	88	85	85	86
Fioul lourd TBTS	€/t	567	587	568	545	550	548	551	554	553	529	533	538

Source : DGECC

Prix de vente moyens des carburants et des combustibles dans l'Union Européenne en 2013

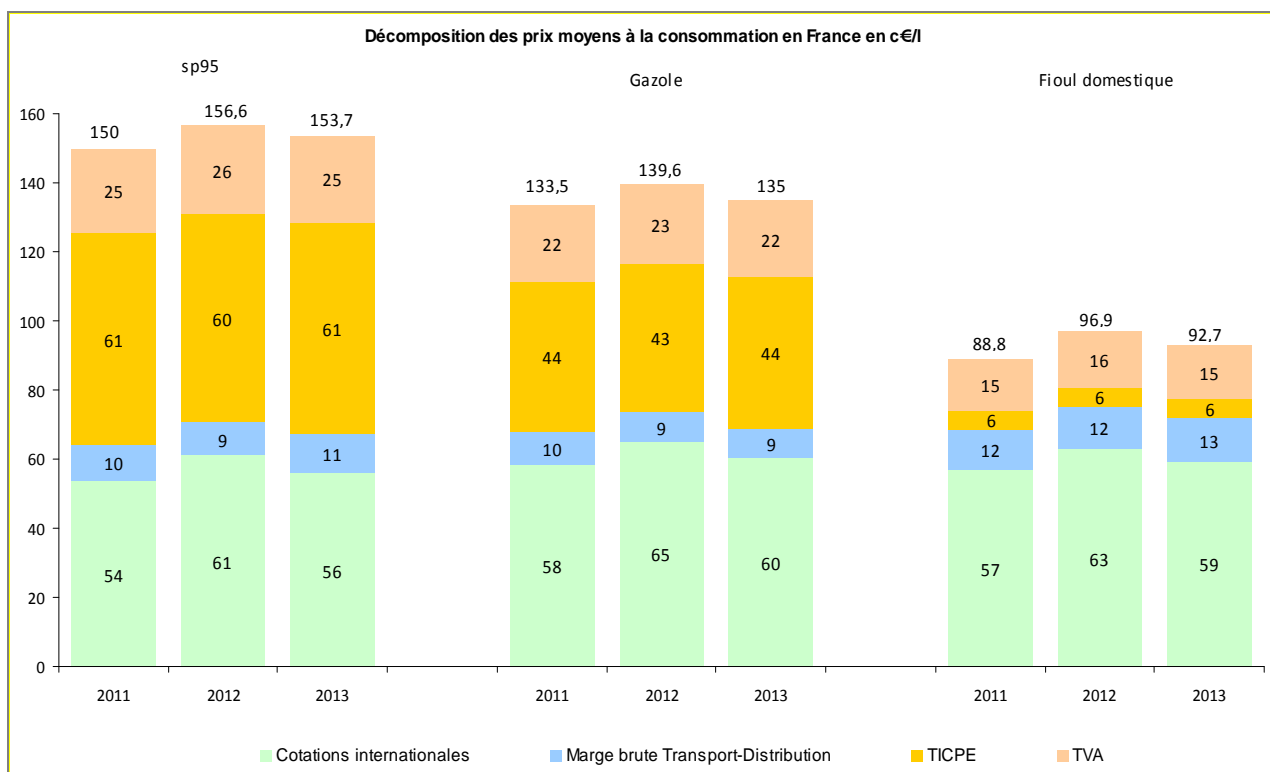
Prix de vente HTT (moyennes mensuelles)													
Produits	unité	Jan.	Fev.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	68	71	71	69	67	68	70	70	69	66	65	65
Gazole	c€/l	75	76	75	72	71	71	73	73	74	72	71	72
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	72	74	72	69	68	67	69	70	71	69	68	69
Fioul lourd <=1% (TBTS)	€/t	570	592	580	557	559	558	560	558	563	544	541	549

Source : Bulletin Pétrolier de la Commission européenne

Prix de vente TTC (HTVA pour le fioul lourd) (moyennes mensuelles)													
Produits	unité	Jan.	Fev.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Supercarburant sans plomb 95	c€/l	158	161	160	158	157	157	159	160	159	154	153	153
Gazole	c€/l	147	148	147	144	142	142	144	145	146	144	142	143
Fioul domestique (tarif consommateur)	c€/l	100	102	100	96	94	94	97	97	98	96	95	96
Fioul lourd <=1% (TBTS)	€/t	653	675	664	640	641	640	642	640	644	625	622	630

La moyenne des prix est la moyenne arithmétique des semaines de l'année

Source : Bulletin Pétrolier de la Commission européenne



29 – Les prix du gaz

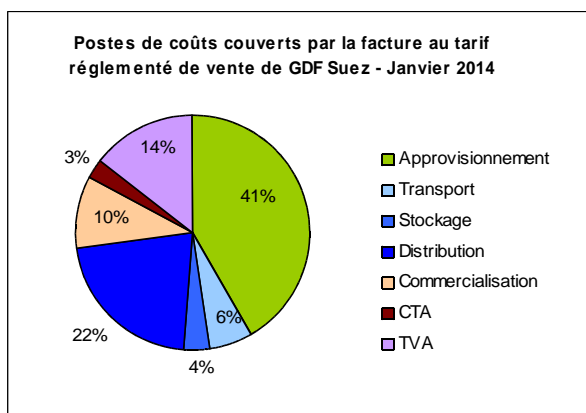
Une gouvernance renouvelée en 2013, pour plus de transparence, de contrôle et de prévisibilité

Les consommateurs finals peuvent s'approvisionner en gaz dans le cadre d'offres à tarif réglementé, proposées par les fournisseurs historiques, ou d'offres de marché, librement définies par chaque fournisseur. Les évolutions du prix du gaz pour les consommateurs finals continuent de dépendre de celles des prix du pétrole mais aussi pour une part croissante des prix des marchés de gros du gaz en Europe.

Le décret du 16 mai 2013 a modifié les modalités de fixation des tarifs réglementés, de manière à accroître la transparence du dispositif et à garantir un strict reflet des coûts des fournisseurs historiques.

La structure du prix du gaz

Les prix du gaz pour le consommateur final (ménage) sont aujourd'hui constitués à hauteur de 40% environ par les coûts d'approvisionnement, 30% environ par les coûts d'infrastructures (transport, stockage, distribution), 10% par les coûts de commercialisation et 17% de taxes et contributions. Ces pourcentages peuvent varier légèrement selon les offres tarifaires. Le diagramme ci-dessous présente la répartition des coûts pour les offres au tarif réglementé de GDF SUEZ :



Les coûts d'approvisionnement sont détaillés au point suivant.

Les coûts d'infrastructures incluent les coûts d'utilisation des réseaux, qui sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie afin de couvrir les coûts des gestionnaires de réseaux de transport et distribution, ainsi que les coûts de stockage.

La part fiscalité comprend les taxes et contributions suivantes :

- la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN), qui s'applique lorsque le gaz naturel est employé comme combustible. Elle est collectée par les fournisseurs de gaz naturel. Le taux de taxation est de 1,27 €/MWh (en PCS) et 1,41 €/MWh en PCI depuis le 1^{er} avril 2014 ;
- la contribution au tarif spécial de solidarité gaz (CTSS), qui permet de financer le tarif spécial de solidarité (TSS). Elle est versée par les

fournisseurs de gaz naturel au prorata de la quantité de gaz naturel qu'ils vendent au consommateur final. Le taux de la contribution est de 0,2 €/MWh pour l'année 2014 ;

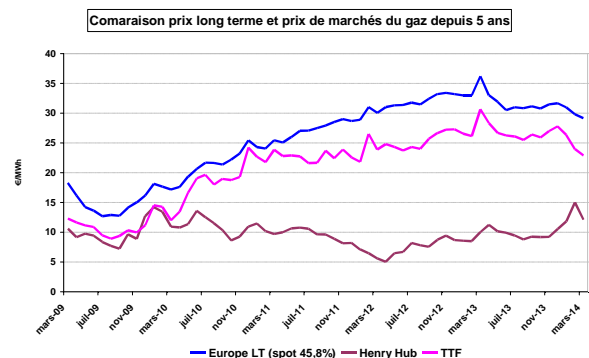
- la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), qui finance une partie des retraites des industries électriques et gazières. Elle représente environ 2% de la facture de gaz ;
- la TVA, dont le taux est réduit à 5,5% pour la part abonnement et au taux normal pour le reste (20%).

Les coûts d'approvisionnement

Les fournisseurs présents sur le territoire français importent du gaz principalement par gazoduc en particulier depuis la Norvège, les Pays-Bas, la Russie, mais aussi par méthanier sous forme de gaz naturel liquéfié - GNL - notamment depuis l'Algérie, l'Egypte ou le Qatar.

Une large part du gaz importé par la France l'est dans le cadre de contrats à long terme. Ces contrats sont indispensables en termes de sécurité d'approvisionnement, alors que la France importe la quasi-totalité de son gaz naturel. Ils sont indexés pour partie sur des paniers de produits pétroliers, historiquement parce que ces produits étaient les principaux concurrents du gaz naturel, et désormais pour une part croissante sur les prix du gaz sur les places de marchés européennes. Ils intègrent des mécanismes de lissage qui protègent les consommateurs de la volatilité des prix.

Parallèlement à ces contrats à long terme, existent des marchés intermédiés du gaz (la bourse et les courtiers) sur lesquels s'échangent des produits de court terme dits produits « spot » ou des produits à terme dit « futures ». Ces produits apportent une certaine flexibilité dans l'approvisionnement gazier mais la majeure partie du gaz vendu par les pays producteurs l'est encore dans le cadre de contrats à long terme. Les marchés de gros européens connaissent une décorrélation avec les prix à long terme. Les prix « spot » sont depuis 2009 inférieurs aux prix indexés pétrole (cf. graphique ci-dessous).



Sources : Reuters, DGEC ; TTF : marché néerlandais du gaz ; Europe LT : prix des contrats long terme avec un mode d'indexation représentatif des contrats actuels (45,8 % spot).

Depuis 2009, la plupart des entreprises gazières européennes, dont GDF SUEZ, ont renégocié leurs contrats d'approvisionnement à long terme en y incluant une part d'indexation sur les cotations des places de marchés du gaz, part qui croît régulièrement.

C'est particulièrement vrai pour le principal fournisseur, GDF SUEZ, pour lequel la part d'indexation spot est passée de 26 à 46% des volumes en 2013 et devrait dépasser les 50 % en juillet 2014.

Cette augmentation de la part d'indexation sur les cotations des places de marchés a vocation à se poursuivre, même si elle ne peut être que progressive :

- à mesure que les places de marchés du gaz européennes se développent, les indices de prix qui y sont associés ont tendance à devenir plus robustes, même si certains produits restent aujourd'hui sujets à une forte volatilité (les prix spot du gaz en Europe ont par exemple été multipliés par 3 entre mi-2009 et mi-2012) ;
- le découplage persistant entre prix indexés pétrole et prix sur les marchés spot, pousse les fournisseurs à renégocier leurs contrats et à diversifier leurs modes d'indexation ;
- toutefois, les marchés spot restent aujourd'hui relativement étroits, ils sont fortement influencés par des facteurs *locaux*, et volatils : leur prix n'est donc pas nécessairement représentatif de la globalité de l'équilibre entre l'offre et la demande à un moment donné ;
- les prix des places de marché sont saisonniers, ils sont plus élevés l'hiver, avec des écarts de l'ordre de 10% au cours de l'hiver 2011-12, mais qui ont régulièrement été plus importants dans le passé.

En outre, si les prix sur les marchés du gaz européens sont aujourd'hui moins chers que les prix indexés sur les produits pétroliers, il convient de noter qu'ils restent environ 3 fois plus élevés que ceux observés sur le marché américain Henry Hub, dont le contexte de marché est très différent (excédent d'offre lié au développement des gaz non conventionnels).

Les fournisseurs de gaz naturel

Fin décembre 2013, il y avait environ 190 fournisseurs (historiques et alternatifs confondus, en comptant également les industriels qui s'approvisionnent directement sur les marchés) autorisés à vendre du gaz à des clients finals en France, dont 50 à des clients résidentiels.

Ces fournisseurs doivent respecter un certain nombre d'obligations de service public visant à assurer, notamment, la continuité de livraison.

Leur liste est disponible sur le site Internet du ministère : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Liste-des-fournisseurs-autorises.html>

Les fournisseurs historiques sont au nombre de 24 : GDF SUEZ, TEGAZ et 22 entreprises locales de distribution (ELD). Ils proposent des tarifs réglementés et peuvent également proposer des offres de marché à leurs clients. Certains, comme TEGAZ ne fournissent que les clients professionnels et industriels.

Les autres fournisseurs, appelés fournisseurs alternatifs, proposent à leurs clients des offres de marché.

Les Entreprises Locales de Distribution

22 ELD, réparties sur tout le territoire français fournissent du gaz aux consommateurs finals sur leurs zones de desserte. Elles proposent chacune leurs propres tarifs réglementés en distribution publique, tenant compte de leurs propres coûts.

Localisation des ELD



Source : DGE

Les prix du gaz pour le consommateur final

Avec l'ouverture du marché du gaz, deux types de prix aux consommateurs finals coexistent :

- les tarifs réglementés fixés par les ministres en charge de l'énergie et de l'économie, sur avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) ;
- les prix de marché, librement négociés entre les fournisseurs et leurs clients.

Depuis l'ouverture totale du marché du gaz le 1^{er} juillet 2007, tous les consommateurs finals peuvent passer un contrat d'achat de gaz naturel à un prix de marché avec le fournisseur de leur choix.

L'article L.445-4 du code de l'énergie permet aux consommateurs finals de moins de 30 000 kWh/an de revenir aux tarifs réglementés de vente après avoir opté pour une offre de marché.

Conformément à un accord avec la Commission européenne entériné en janvier 2013, l'article 25 de la loi relative à la consommation adoptée le 18 mars 2014 organise la suppression progressive des tarifs réglementés pour les consommateurs non domestiques (à l'exception des petits professionnels dont le niveau de consommation est inférieur ou égal à 30 MWh/an et du petit résidentiel collectif). Cette suppression intervient en 3 étapes : 19 juin 2014 (gros clients professionnels raccordés au réseau de transport), 31

décembre 2104 (sites consommant plus de 200MWh par an) et 31 décembre 2015.

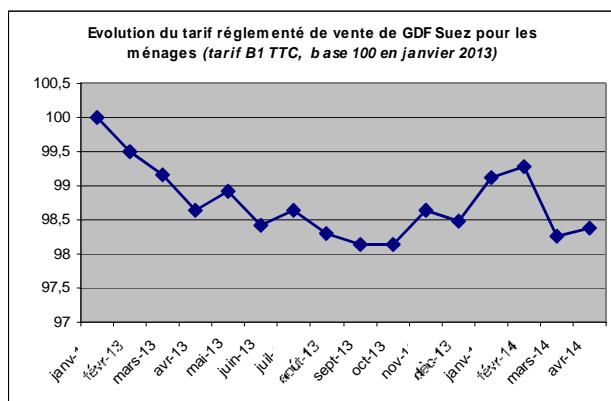
L'ouverture à la concurrence du marché du gaz est désormais très avancée, en particulier sur le marché des consommateurs non domestiques. Les offres de marché sont majoritaires, 35 % en volume et la part de marché des fournisseurs alternatifs atteint en moyenne 39%, et même 48% sur le marché non résidentiel. La part des tarifs réglementés est aujourd'hui proche de zéro pour les grands sites de consommation au sens de la CRE.

Les tarifs réglementés

Selon leur consommation et leur statut, les consommateurs finals peuvent souscrire un tarif en distribution publique ou un tarif à souscription.

Ces tarifs doivent couvrir les coûts d'achat du gaz, les coûts d'utilisation des infrastructures (transport, stockage et distribution), et les coûts de commercialisation du fournisseur.

Le prix TTC pour les ménages a été orienté en légère baisse de – 1,6 % entre janvier 2013 et mai 2014.



Sources : GDF SUEZ, DGEC

Comment sont fixés les tarifs réglementés ?

Le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 a introduit pour chaque fournisseur le principe d'une formule tarifaire, représentative de ses coûts, définie par arrêté ministériel, et servant de base à l'évolution des tarifs réglementés.

Ce cadre juridique a été réformé par le décret 2013-400 du 16 mai 2013 dans le but d'améliorer la transparence du dispositif et de mettre fin à des contentieux à répétition. Est instauré le principe d'une analyse approfondie de l'ensemble des coûts de chaque fournisseur, effectuée annuellement par la Commission de régulation de l'énergie, remise au gouvernement et rendue publique. Sur cette base, les ministres de l'économie et de l'énergie peuvent chaque année faire évoluer la formule tarifaire et les modalités de calcul des coûts hors approvisionnement, via un arrêté. Ils fixent, également via un arrêté et au moins une fois par an, les nouveaux tarifs des fournisseurs.

Pour refléter fidèlement l'évolution des coûts du combustible, les nouvelles dispositions systématisent par ailleurs les variations des tarifs, à des périodes infra-annuelles (trimestrielles ou mensuelles, selon les fournisseurs), par application de la formule tarifaire et sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie. Ces variations interviennent sans arrêté.

Enfin, le gouvernement a la possibilité, dans des circonstances exceptionnelles de forte augmentation des prix des produits pétroliers ou des prix de marché du gaz naturel, d'opérer un lissage de l'évolution des tarifs sur une période ne pouvant dépasser un an, sans préjudice du principe de couverture des coûts.

Les tarifs en distribution publique concernent des clients de petite et moyenne taille, professionnels et résidentiels, raccordés au réseau de distribution consommant moins de 5 GWh par an. Les fournisseurs historiques qui proposent des tarifs réglementés en distribution publique sont GDF SUEZ, et les 22 ELD sur leurs zones de desserte (voir carte ci-dessus).

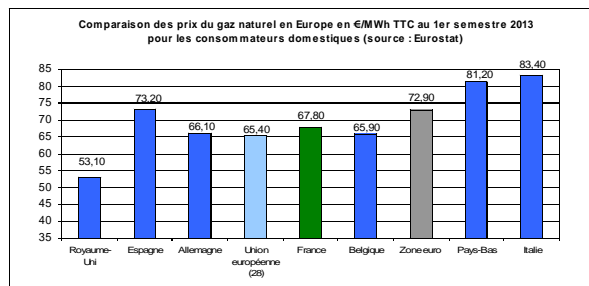
Les tarifs en distribution publique des ELD évoluaient majoritairement selon les cours des produits pétroliers, de façon différée et lissée selon des formules reflétant les coûts. A l'heure actuelle, **près de 50 % des ELD sont passées** sur des formules d'approvisionnement évoluant en fonction des indices de prix de marchés du gaz (essentiellement le PEG Nord), les autres achetant à prix fixe ou avec une indexation pétrole.

Les tarifs de GDF SUEZ varient selon une fréquence mensuelle depuis janvier 2013.

Les tarifs à souscription de GDF SUEZ s'appliquent aux gros clients raccordés au réseau de transport ou de distribution, consommant plus de 5 GWh par an. Ils évoluent selon une formule similaire à celle de la distribution publique. Ils ont vocation à disparaître d'ici janvier 2016 avec la suppression légale des tarifs réglementés pour les clients non résidentiels.

Comparaison européenne (1er semestre 2013)

Pour les particuliers, le prix TTC du gaz dans la zone Euro est supérieur au prix français de 7,5 %. Le prix en France est moins élevé qu'en Espagne, aux Pays-Bas et en Italie. Le prix allemand est, quant à lui, inférieur au prix français de 2,5 %.



Sources : Eurostat, DGEC.

Les consommateurs industriels gazo-intensifs

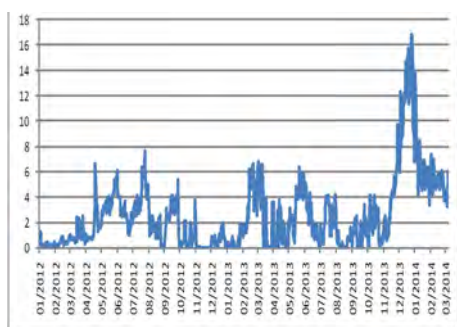
Les consommateurs gazo-intensifs s'approvisionnent pour certains directement sur les places de marché, d'autres par l'intermédiaire d'un fournisseur. Leurs achats de gaz sont majoritairement indexés sur les prix de gros du gaz en Europe.

Les différences de prix du gaz sur les marchés mondiaux (en particulier la faiblesse des prix en Amérique du nord et au Moyen-Orient) pénalisent les industriels européens les plus gazo-intensifs.

En outre, l'évolution des flux de GNL dans le monde conduit périodiquement depuis 2012 à l'apparition d'un écart de prix (« spread ») entre les places de marché (PEG) du nord et du sud de la France.

Les flux mondiaux du gaz naturel liquéfié (GNL) sont en effet marqués par une forte demande asiatique, qui se traduit par des prix d'importation élevés en Asie qui favorisent les détournements des méthaniers destinés historiquement aux marchés européens vers l'Asie. L'équilibre physique du Sud de la France reposant sur un apport suffisant de GNL en raison de la congestion de la liaison entre le Nord et le Sud de la France, cet environnement mondial a des répercussions sur le marché gazier dans cette zone. En effet, le prix mondial du GNL, tiré par l'Asie se traduit désormais périodiquement par une différence de prix marquée entre les prix du gaz au PEG nord et au PEG sud.

Ecart de prix entre le PEG nord et le PEG sud depuis 2012 (en €/MWh)



Sources : Powernext, CRE.

Afin de remédier aux effets néfastes de cette situation pour les industriels fortement consommateurs de gaz, le Gouvernement a introduit en novembre 2013 le statut de « consommateur gazo-intensif ». Sur la base de ce statut, des capacités d'interconnexion leur ont été réservées en priorité (à hauteur de 40 GWh/j fermes et 23 GWh/j interruptibles pour l'année gazière 2014-15 et allouées fin 2013) permettant ainsi aux industriels les plus impactés par les prix du gaz de couvrir plus de la moitié de leur besoin à un prix de 0,57 €/MWh.

La CRE a ensuite recouru en mars 2014 à une procédure d'allocation aux enchères des capacités de transport entre les zones nord et sud du réseau de GRTgaz. Les résultats des enchères pour la commercialisation des capacités de la liaison entre le

Nord et le Sud conduisent à un prix de 3,54€/MWh pour l'année gazière 2014-2015. Par ailleurs, le produit des enchères sera intégralement redistribué aux consommateurs du Sud (à hauteur de 1,34€/MWh) et les industriels gazo-intensifs bénéficieront également de la redistribution de ces excédents.

Le processus d'allocation des capacités devrait ainsi contribuer à limiter le surcoût supporté par les consommateurs gazo-intensifs du sud de la France.

A plus long terme, d'ici 2018, des investissements seront réalisés sur l'interconnexion nord-sud, de manière à pallier l'actuelle congestion.

- Frédérique DELAUGERRE, Sokhetra JOSSET, Nesrine PIRES

30 – Les prix de l'électricité

Des prix orientés à la hausse du fait de la reprise des investissements, mais qui restent parmi les plus bas d'Europe

Depuis l'ouverture totale des marchés de l'électricité en 2007, les tarifs réglementés, arrêtés par le gouvernement et proposés par les fournisseurs historiques, coexistent avec des offres de marché librement fixées par l'ensemble des fournisseurs (historiques et alternatifs).

L'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique), introduit par la loi NOME, permet à l'ensemble des consommateurs, quel que soit leur fournisseur, de continuer à bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique.

Le prix de l'électricité en France est un des plus bas d'Europe au bénéfice du pouvoir d'achat des ménages et de la compétitivité des entreprises.

La structure du prix de l'électricité

Le principe de base est celui de la **couverture des coûts** : chaque client paye un prix qui correspond aux coûts qu'il fait peser sur le système électrique, depuis les coûts liés à la production électrique jusqu'à la commercialisation au site de consommation en passant par ceux liés à l'acheminement.

En France, le prix de l'électricité tel que payé par un consommateur final est la résultante de plusieurs composantes :

Une part acheminement

Cette part correspond au Tarif d'utilisation du réseau public de l'électricité (TURPE) qui est fixé par le régulateur, la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Son objet est de couvrir les **coûts des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité** (RTE, ERDF et les entreprises locales de distribution - ELD). Ces coûts participent notamment au développement des réseaux ou à leur enfouissement.

Une part énergie

Cette part comprend les **coûts commerciaux** du fournisseur ainsi que ses **coûts d'approvisionnement en énergie** sur le marché de l'électricité ou via ses propres moyens de production.

Une part fiscalité

Cette part comprend les taxes suivantes :

- la **Contribution au service public de l'électricité (CSPE)** acquittée par les consommateurs d'électricité pour financer les dispositifs sociaux (tarif de première nécessité – TPN) et les missions de service public exercées par les fournisseurs historiques d'électricité : obligations d'achat aux producteurs d'électricité

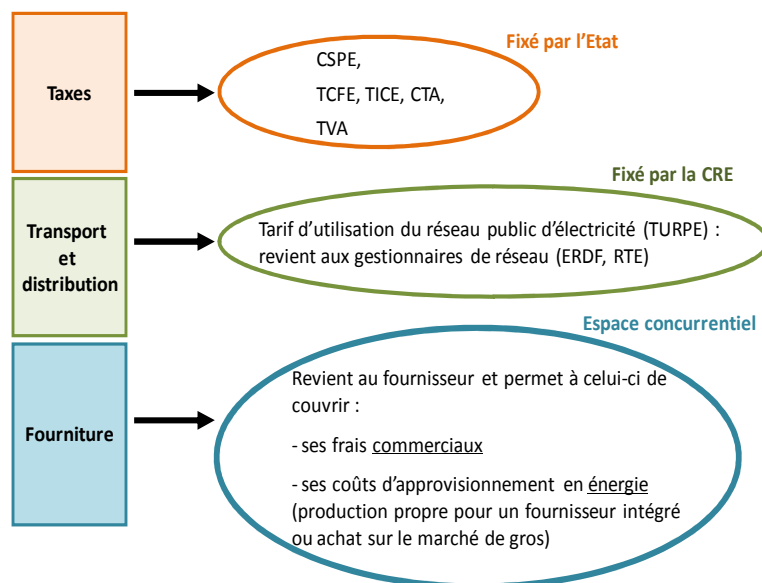
renouvelable ou aux cogénérateurs, péréquation tarifaire entre la métropole et les territoires non interconnectés (Corse et DOM). Le niveau de la CSPE est réévalué chaque année (au 1^{er} janvier), sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. Depuis le 1^{er} janvier 2014, la CSPE est fixée à 16,5 €/MWh ;

- la **Taxe sur la consommation finale d'électricité (TCFE)**, qui remplace l'ancienne TLE depuis janvier 2011, est fixée et perçue localement par les collectivités locales communales et départementales. Son montant varie de 0,5 à 9,3 €/MWh. Pour les gros consommateurs (puissance souscrite supérieure à 250 kVA), la TICE (taxe intérieure sur la consommation d'électricité), prélevée pour le compte de l'Etat, se substitue à la TCFE et son montant est de 0,5 €/MWh ;
- la **Contribution tarifaire d'acheminement (CTA)**, qui finance une partie des retraites des agents des industries électriques et gazières. Elle représente en moyenne 2% de la facture d'électricité pour un petit consommateur ;
- et la **TVA**, dont le taux de 5,5% pour la part abonnement, et de 20% pour le reste.

La part acheminement et la part énergie comprennent chacune :

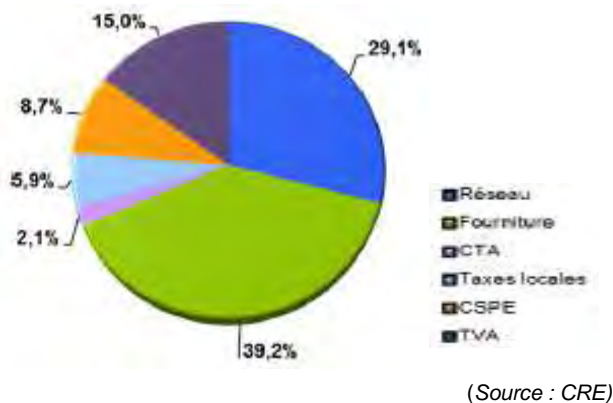
- une part fixe** (ou part abonnement), en €/an, qui comprend essentiellement les coûts fixes d'acheminement et de commercialisation (ex : coût de relève, coût de facturation) et qui dépend notamment de la puissance souscrite ;
- une part variable**, qui est proportionnelle à l'énergie consommée (donc en €/kWh) et qui représente le coût de production d'électricité ainsi que les coûts variables d'acheminement et de commercialisation, incluant notamment le coût de collecte des certificats d'économies d'énergie.

Figure 1 : Composantes du prix de l'électricité pour un ménage en France (Source : DGEC)



En résumé, le prix de l'électricité payé par les consommateurs résidentiels se répartit en un tiers pour la production, un tiers pour le transport et la distribution et un dernier tiers pour les taxes.

Figure 2 : parts relatives de chacune des composantes du prix pour les tarifs Bleu résidentiel en 2013



Les offres libres et réglementées

Du fait de l'ouverture des marchés à la concurrence, les clients résidentiels et professionnels ont le choix entre des **tarifs réglementés de vente (TRV)**, proposés uniquement par EDF et les Entreprises locales de distribution (ELD comme par exemple Electricité de Strasbourg) et des **offres de marché**, proposées par tous les fournisseurs d'énergie.

Pour les consommateurs résidentiels (et plus largement l'ensemble des sites de consommation dont la puissance de raccordement est inférieure ou égale à 36kVA, tarif Bleu), le principe de réversibilité permet de passer des TRV aux offres de marché et inversement, sans limitation. A fin 2013, les TRV concernaient 92% des consommateurs résidentiels. Une dizaine de fournisseurs alternatifs proposent des offres de marché sur ce segment de clientèle.

Pour les professionnels moyens et gros consommateurs (puissance de raccordement supérieure à 36 kVA, tarifs Jaune et Vert), la réversibilité est limitée aux consommateurs ayant opté pour une offre de marché après le 7 décembre 2010 et qui sont restés plus d'un an en offre de marché. Les TRV ne représentent aujourd'hui que 52% des volumes sur ce segment.

Depuis l'entrée en vigueur en 2010 de la loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité), les fournisseurs alternatifs bénéficient de l'**Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)**. Cette source d'approvisionnement en électricité, à hauteur de la part de la production nucléaire dans la consommation, est fournie dans des conditions de coûts équivalentes à celles de l'opérateur historique, ce qui doit permettre à l'ensemble des consommateurs, quel que soit leur fournisseur, de

continuer à bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique.

Même si près de 350 000 sites ont quitté les tarifs réglementés de vente en 2013, EDF reste le principal fournisseur d'électricité, avec 80% des clients en général, et plus de 90% des clients domestiques. Les principaux fournisseurs alternatifs sont GDF-Suez, Direct Energie, Alpiq, E.On, Enel... Plusieurs alternatifs proposent des offres « 100% vert » en s'engageant à fournir une énergie exclusivement produite à partir de moyens de production renouvelables (Enercoop par exemple). Certains concentrent leur stratégie commerciale sur les gros et moyens consommateurs (E.On, Alpiq, Enel, etc), tandis que d'autres ciblent davantage les petits consommateurs (Direct Energie).

Le Code de l'énergie prévoit que :

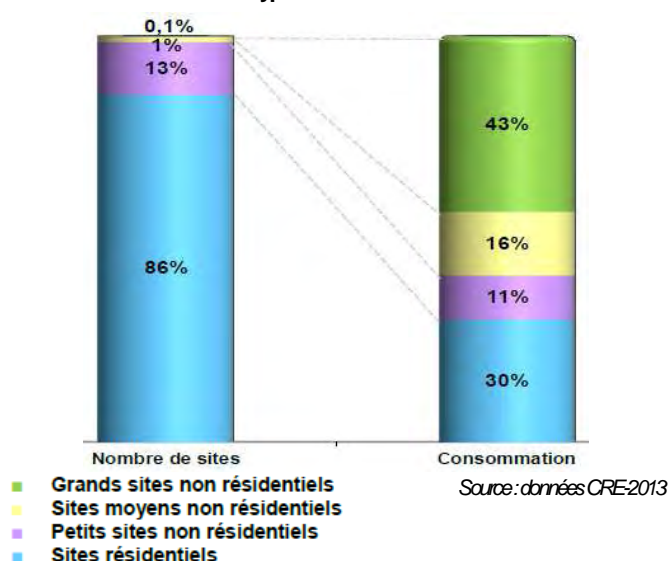
- les tarifs réglementés disparaîtront d'ici le 31 décembre 2015 pour les consommateurs dont la puissance de raccordement est (strictement) supérieure à 36 kVA (tarifs Jaune et Vert).
- d'ici au 31 décembre 2015, les tarifs réglementés Bleu (petits consommateurs) seront progressivement construits par addition du coût de l'ARENH, du coût du complément d'approvisionnement, du coût d'acheminement, du coût de commercialisation et d'une rémunération normale. L'ensemble des fournisseurs alternatifs seront alors en mesure de proposer des offres compétitives sur ce segment de marché.

Les différents consommateurs d'électricité

Ils sont répartis en deux catégories : **résidentiels, et professionnels (services et industrie) :**

- 31,2 millions de sites résidentiels, représentant une consommation totale de 128,1 TWh en 2013 (Source CRE). Parmi ces sites, 28,7 millions sont au tarif bleu pour une consommation de 116,5 TWh, soit 91% des volumes ;
- 5 millions de sites professionnels, représentant une consommation totale de 297,4 TWh en 2013 (Source CRE). Les 4,3 millions de sites aux tarifs réglementés se répartissent entre bleu (≤ 36 kVA), jaune (>36 kVA et <250 kVA) et vert (≥ 250 kVA), pour une consommation totale de 171,6 TWh, soit 58% des volumes.

Figure 3 : Répartition des consommations entre les différents types de consommateurs



L'évolution historique du prix de l'électricité

Les tarifs réglementés de vente de l'électricité étaient historiquement élevés pour rembourser les forts investissements dans le parc de production, notamment nucléaire consentis par l'opérateur Electricité de France. Ils ont ensuite diminué au cours du temps en euros constants, reflétant ainsi la baisse des investissements dans le parc de production électrique français. La nécessaire relance des investissements (opérations de maintenance, notamment, énergies renouvelables, investissements réseau) a entraîné ces dernières années une inflexion de la courbe, qui devrait se poursuivre (cf. infra).

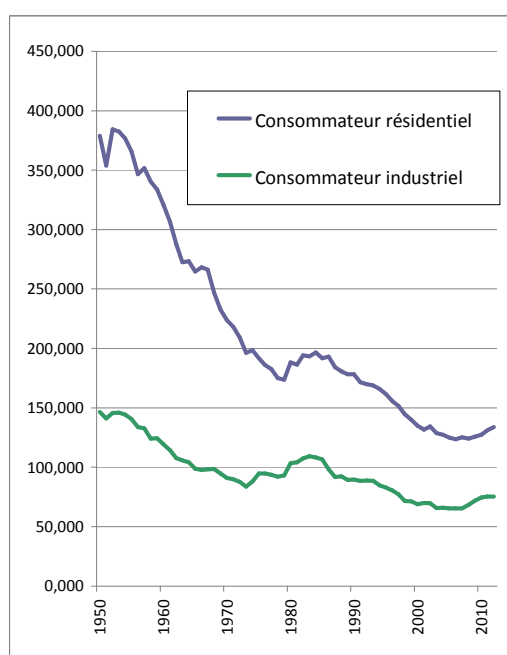


Figure 4 : évolution du prix de l'électricité TTC depuis 1950 en € constants par MWh (DGEC)

Les prix de l'électricité en France sont parmi les plus bas d'Europe

Selon les données Eurostat de 2013, le prix de l'électricité pour les industriels dans l'Union européenne est de 25 % supérieur au prix français alors que celui de la Zone Euro est de 32,5% supérieur au prix français.

Pour les particuliers, le prix de l'électricité dans l'Union Européenne est en moyenne supérieur de 35,4% au prix français, tandis que le prix moyen dans la zone Euro est supérieur au prix français de 43,5%.

Les prix allemands sont en moyenne 49% plus élevés qu'en France pour les industriels, et 98% pour les consommateurs résidentiels. Par le jeu de divers mécanismes d'exemption, les prix de l'électricité payés par certains gros consommateurs industriels allemands peuvent néanmoins être inférieurs aux prix français, en particulier dans le contexte actuel de baisse des prix de gros de l'électricité.

Figure 5 : Comparaison des prix de l'électricité en Allemagne et en Allemagne

	Allemagne (€/MWh)	Allemagne (€/MWh)
Domestique moyen (entre 2,5 et 5 MWh/an)	158,9	292,1
Industriel (entre 0,5 et 2 GWh/an)	85,3	144,4
Industriel (entre 70 et 150 GWh/an)	54,9	97,1

Sources : Eurostat-S2-2013

Les perspectives d'évolution du prix de l'électricité

D'importants investissements sur le système électrique seront nécessaires dans les prochaines années, au niveau de chacun de ses maillons :

- investissements sur les réseaux pour permettre notamment le raccordement des moyens de production renouvelables décentralisés et l'entretien des lignes existantes ;
- investissements de maintenance et de renouvellement du parc de production nucléaire et thermique existants ;
- soutien au développement des énergies renouvelables électriques au travers de la CSPE (principalement éolien et photovoltaïque).

La Commission de régulation de l'énergie a réalisé, à la demande du gouvernement, un rapport d'analyse des coûts d'EDF, publié en juin 2013. Ce rapport a montré une forte hausse des coûts de fourniture supportés par EDF, et leur insuffisante prise en compte à l'occasion des mouvements tarifaires précédents. Cette hausse des coûts s'explique à la fois par une

augmentation des investissements sur le parc de production et une hausse des charges d'exploitation, auxquelles s'ajoute une augmentation des coûts de commercialisation s'expliquant notamment par la nécessaire refonte des systèmes d'information.

La décision du Gouvernement d'augmenter les tarifs réglementés pour les petits consommateurs (tarif Bleu) de 5% au 1^{er} août 2013 tient compte de cette hausse des coûts et s'inscrit dans une logique de lissage pour protéger le pouvoir d'achat des consommateurs dans un contexte difficile marqué par la crise économique.

Cette révision des tarifs réglementés de vente de l'électricité s'est accompagnée d'une baisse des abonnements, ou d'une modération de la hausse, pour les puissances souscrites de 3 et 6kVA. Cette mesure, qui concerne les puissances souscrites par la majorité des particuliers permet d'introduire plus de progressivité dans les tarifs et protéger les petits consommateurs en limitant la hausse du prix de l'électricité pour ces consommateurs.

Focus sur les entreprises électro-intensives

Pour les entreprises électro-intensives, l'électricité est un facteur de coût majeur. Au sens du code général des impôts¹, ces entreprises représentent en 2010 7% du chiffre d'affaires de l'industrie et 5% de sa valeur ajoutée pour environ 97 000 salariés. Leur consommation d'électricité représente environ 10% de la consommation intérieure d'électricité française et 50% de la consommation d'électricité de toute l'industrie manufacturière. Pour ces industries, la facture d'électricité représente en moyenne 4,7% du chiffre d'affaires, et jusqu'à 40% de la valeur ajoutée pour les secteurs les plus intensifs (métallurgie). Ces entreprises sont en général fortement exposées à la concurrence internationale qui bénéficie parfois de prix de l'électricité plus compétitifs, notamment en Amérique du nord où, du fait d'un gaz trois fois moins cher, l'électricité est devenue deux fois moins chère que la moyenne européenne.

Les entreprises électro-intensives ont, pour la quasi-totalité, quitté les tarifs réglementés de vente au cours de la période 2000-2004, au début de l'ouverture des marchés.

Elles bénéficient de prix compétitifs en France, grâce à l'ARENH et à la compétitivité du parc nucléaire, mais dans le contexte actuel où les prix sont très bas sur les marchés de gros européens, cet avantage s'est réduit. D'autres industriels en Europe peuvent ainsi bénéficier de prix comparables, voire inférieurs.

Différents mécanismes sont mis en œuvre pour permettre aux électro-intensifs français de continuer à bénéficier de prix de l'électricité compétitifs :

¹ Définies par l'article 238bis HW du CGI comme celles dont la consommation d'électricité est supérieure à 2,5 kWh par euro de valeur ajoutée. Elles appartiennent aux secteurs de la chimie, métallurgie, papeterie, des gaz industriels...

- **concernant la part énergie de leur tarif**, la majeure partie de leur approvisionnement est fournie par l'ARENH, actuellement fixé à 42€/MWh, qui leur permet de bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique. Cette option leur permet d'arbitrer avec les prix de marché à terme lorsque ceux-ci sont inférieurs. Certains industriels ont par ailleurs contracté en 2010 avec EDF pour la fourniture d'un ruban d'électricité dans le cadre du contrat long terme d'Exeltium, dans lequel une avance en tête a été initialement versée en contrepartie d'une visibilité pluriannuelle sur les prix de livraisons de l'électricité ;
- **concernant la part acheminement**, celle-ci est en général comprise entre 3 et 6 €/MWh pour les plus gros sites. Les sites capables de s'interrompre avec un préavis très court (inférieur à 5 secondes) peuvent bénéficier d'une rémunération s'ils acceptent de mettre cette flexibilité à la disposition du système électrique. Il s'agit du mécanisme de **l'interruptibilité** qui peut leur permettre de réduire leur part acheminement jusqu'à 1,4 €/MWh. Ce dispositif, qui participe à la sécurité d'approvisionnement, sera renforcé dès 2015² ;
- **concernant les taxes** : les taxes sur l'électricité payées par les électro-intensifs (CSPE et TICE) sont plafonnées, permettant aux gros consommateurs de ne payer que 0,5 à 1,5 €/MWh au lieu de 25 €/MWh en moyenne pour les autres consommateurs. Les nouvelles lignes directrices sur les Aides d'Etat, adoptées le 9 avril 2014, conduiront toutefois à revoir ces **modalités d'exonération**.

Enfin, différents dispositifs ont été développés pour permettre aux industriels dont la consommation est flexible de valoriser cette flexibilité, qui contribue à l'équilibre du système électrique, et ainsi de réduire encore leur facture jusqu'à 3 €/MWh. Il s'agit par exemple des **appels d'offres annuels lancés par RTE sur les effacements de consommation, de la valorisation directe des effacements sur le marché de l'électricité ou sur le marché d'ajustement, ou encore de la possibilité désormais ouverte aux capacités d'effacement de contribuer aux réserves pour les réglages en fréquence et en tension mises en place par RTE**.

- Thibaut LEINEKUGEL LE COCQ.

² Ce dispositif mis en œuvre par RTE via des appels d'offres annuels est limité à une capacité d'interruptibilité totale qui sera portée à 600MW par an en 2015.

31 – Le prix du carbone et les instruments de la politique climat

Le verdissement de la fiscalité de l'énergie, en articulation avec le système européen d'échange de quotas EU ETS

Le système communautaire d'échange de quotas d'émissions de CO₂ (SCEQE ou « EU ETS » selon l'acronyme en anglais) constitue une incitation financière à la réduction des émissions des activités industrielles soumises à ce système d'échange au niveau européen. Au niveau national, depuis la loi de finances pour 2014, les Taxes Intérieures de Consommation sur les Produits Énergétiques (TICPE) intègrent désormais aussi en leur sein une composante « carbone » qui tient compte des émissions de CO₂ des produits énergétiques. Cette évolution des TICPE s'articule avec le système EU ETS, et étend ainsi le signal-prix du CO₂ à un champ plus large d'activités économiques.

Le signal-prix du CO₂

La taxation des externalités

L'approche économique consiste à **faire supporter aux acteurs les coûts des impacts de leurs activités (désignés sous le terme d'externalités négatives)**. Les émissions de gaz à effet de serre représentent un coût pour la société ; elles contribuent au changement climatique et sont facteurs de risques et de coûts irréversibles et concrets sur le long terme. Il est dès lors justifié d'intégrer le coût lié aux émissions de gaz à effet de serre dans le bilan financier des activités qui en sont responsables.

Le prix du CO₂ peut être instauré via tout instrument permettant de valoriser financièrement les réductions d'émissions de CO₂. Il peut ainsi s'agir d'une taxation des activités à hauteur des émissions de gaz à effet de serre qu'elles engendrent, ou encore de la mise en place d'un marché d'échange de permis d'émissions de gaz à effet de serre.

L'atteinte d'objectifs climatiques ambitieux

Dans un contexte où la France au sein de l'Europe se fixe des objectifs ambitieux de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre, il est utile de déterminer un prix du CO₂ permettant l'atteinte de ces objectifs de manière efficiente. La commission du Centre d'analyse stratégique présidée par Alain Quinet a ainsi recommandé, dans son rapport « La valeur tutélaire du carbone » de 2009, pour permettre le respect des objectifs européens à l'horizon 2050, **une valeur du CO₂ fixée à 56 € la tonne en 2020 et 100 € la tonne en 2030** (en euros 2008) et croissant ensuite au rythme de 4 % par an.

Le degré d'ambition fixé par les objectifs climatiques nécessite en effet d'amorcer au plus tôt les investissements qui permettent le développement de technologies peu émettrices, et d'accélérer le renouvellement des flottes de véhicules et du parc de logements. La mise en place d'un prix du CO₂ constitue un soutien financier à ces évolutions dont elle accroît la

rentabilité, puisqu'elle valorise d'autant plus les économies de CO₂ réalisées dans les bilans financiers.

Les valeurs fixées par le Commissariat Général à la Stratégie et à la Prospective servent de référence lors de la définition des politiques publiques (mise au point de taxes ou de dispositifs d'aide en faveur de la réduction des émissions) et du choix des investissements publics (notamment pour les infrastructures de transport).

Une trajectoire de prix lisse et prévisible

Il est nécessaire de **permettre autant que possible une anticipation de l'évolution du prix du CO₂** afin de ne pas pénaliser l'activité économique et de laisser un temps suffisant aux acteurs pour adapter leurs investissements. L'évolution du prix du CO₂ peut également autant que de besoin s'accompagner de mesures de soutien et de compensations appropriées.

Des impacts positifs de plusieurs natures

Le verdissement de la fiscalité de l'énergie (voir partie dédiée de la fiche) permet d'envisager une baisse des charges pesant par exemple sur le coût du travail comme cela a été proposé par le Comité pour la Fiscalité Écologique. Il peut alors avoir **des effets positifs pour l'activité et l'emploi**. La fiscalité écologique sur les énergies fossiles pèse en effet peu sur la production nationale en comparaison avec la moyenne des prélèvements obligatoires. Elle frappe les produits énergétiques dont une part importante est importée, et favorise la consommation de biens non énergétiques dont la part de production nationale se révèle plus importante. Elle contribue ainsi à la **réduction de la dépendance au pétrole et à l'amélioration de la balance commerciale**.

Le bilan d'un verdissement de la fiscalité de l'énergie a **également d'autres effets positifs sur l'économie** : croissance des filières liées à la transition énergétique, économies réalisées par les ménages et les entreprises sur leurs postes de dépenses énergétiques grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique des technologies.

Le surplus de recettes dégagé grâce à un verdissement de la fiscalité de l'énergie peut également être redistribué en partie pour financer la recherche et le développement sur les technologies bas carbone innovantes.

Un exemple concret : le bonus/malus automobile

Le bonus/malus automobile (voir également fiche 27) est l'exemple d'un dispositif fiscal reflétant un prix du CO₂. L'achat d'un véhicule neuf peu émetteur de CO₂ se voit octroyer un bonus, tandis que l'achat d'un véhicule neuf parmi les plus émetteurs est pénalisé d'un malus. Les taux du bonus/malus sont notamment modulés en fonction du facteur d'émission du véhicule, c'est-à-dire la quantité de CO₂ émise lors du parcours d'un kilomètre.

Ainsi, au 1^{er} janvier 2014, un véhicule électrique, émettant moins de 20 gCO₂ par km, peut être bonifié jusqu'à hauteur de 6300 €. A l'opposé, le malus atteint jusqu'à 8000 € pour les véhicules émettant plus de 200 gCO₂/km.

Travaux menés par le Comité pour la Fiscalité Écologique en 2013

Missions confiées au CFE en décembre 2012

Conformément à la feuille de route issue de la conférence environnementale en 2012, un Comité pour la Fiscalité Écologique (CFE) a été mis en place par le gouvernement le 18 décembre 2012 pour émettre des avis sur les questions de fiscalité écologique. Ses membres représentent les principaux acteurs de la société concernés par les problématiques de fiscalité écologique : associations de consommateurs, entreprises, associations de défense de l'environnement, élus et syndicats.

Les travaux du CFE ont porté en 2013 et début 2014 sur cinq thématiques principales identifiées dans la feuille de route de la transition écologique, que sont la lutte contre le changement climatique, l'amélioration de la qualité de l'air, l'eau, les déchets, et la préservation de la biodiversité.

Propositions du CFE en matière de lutte contre le changement climatique en 2013

Le CFE a étudié au cours de l'année 2013 la possibilité de prendre en compte les émissions de CO₂ dans la taxation de l'énergie. Différents scénarios d'évolution et de compensations aux ménages et aux entreprises ont été examinés.

Le CFE a également formulé des avis et des recommandations sur l'écart de taxation entre le gazole et l'essence, l'économie circulaire, l'artificialisation des sols et les fluides frigorigènes.

Le verdissement de la fiscalité de l'énergie à partir de 2014

Une « composante carbone » au sein de la TICPE

L'article 32 de la loi de finances pour 2014 contribue au verdissement de la fiscalité de l'énergie. Il introduit au sein des Taxes Intérieures de Consommation sur les Produits Énergétiques (TICPE) une progression des tarifs proportionnelle aux émissions de CO₂ des produits.

La TICPE constitue la quatrième ressource budgétaire de l'État et s'applique aux consommations de carburants et combustibles définis aux articles 265 et suivants du code des douanes (cf fiche 32).

La « composante carbone », part introduite au sein des tarifs de TICPE reflétant les émissions de CO₂ des produits, évolue selon la chronique suivante.

Composante carbone de la TICPE en €/tCO ₂		
2014	2015	2016
7	14,5	22

Les réductions d'émissions de CO₂ liées à cette mesure sont estimées, à l'horizon 2017, à 1 million de tonnes dans le transport routier et 2 millions de tonnes dans le bâtiment, qui sont les deux principaux secteurs touchés par la mesure.

Articulation avec le système de quotas EU ETS

Les activités soumises au système européen d'échange de quotas EU ETS sont déjà sujettes à un prix du CO₂. Il est donc important que le verdissement de la fiscalité de l'énergie ne conduise pas à une situation de superposition d'instruments économiques visant un même objectif. Une diminution des émissions françaises du périmètre EU ETS induite par une augmentation de la fiscalité énergétique sur les industries assujetties aurait probablement conduit à une baisse du cours du quota, incitant les émissions d'autres États Membres à augmenter.

Le choix d'asseoir le verdissement de la fiscalité de l'énergie sur la TICPE conduit à ne taxer que les consommations d'énergie situées dans le champ de la directive 2003/96 sur la taxation de l'énergie. Les activités dites « hors champ », dont les émissions sont généralement couvertes par l'EU ETS, ne sont pas soumises à la TICPE : produits énergétiques à double usage, électricité utilisée pour la réduction chimique, l'électrolyse, et dans les procédés métallurgiques, fabrication de produits minéraux non métalliques (ciment, verre...).

Enfin, l'article 32 de la loi de finances pour 2014 exonère de composante carbone de la TICPE les consommations d'énergie des installations sous EU ETS intensives en énergie au sens de l'article 17 de la directive 2003/96/CE, c'est-à-dire celles dont les dépenses en énergie représentent au moins 3 % de leur chiffre d'affaire ou dont les taxes énergétiques acquittées représentent au moins 0,5 % de leur valeur ajoutée. Cette disposition permet donc de limiter la superposition d'instruments opérant à différentes échelles. Elle est cohérente avec le rôle central que la France souhaite voir jouer par l'EU ETS pour garantir des réductions d'émissions à long terme dans les secteurs de l'énergie et de l'industrie.

Les autres États membres ayant mis en œuvre des mesures de verdissement de la fiscalité énergétique semblables ont également eu recours à ce type de dispositif.

Impacts en 2014

Le choix a été fait de minimiser l'impact de l'introduction de la composante carbone en 2014, en ne la répercutant que pour les produits dont le montant de TICPE en 2013 n'atteignait pas le niveau de composante carbone de 7 €/tCO₂. Pour la majorité des produits soumis à la TICPE, le montant de la taxe en 2013 dépasse déjà le niveau de 7 €/tCO₂ si bien que leur tarification reste inchangée en 2014.

Les produits dont le montant de la TICPE en 2013 n'atteint pas 7 €/tCO₂ et qui voient leur tarification évoluer en 2014 sont le gaz naturel à destination des ménages et des professionnels, du charbon et du fioul lourd (sauf activités hors champ ou exonérées, cf ci-dessous). Pour ces produits, la TICPE a été fixée en 2014 à hauteur de la composante carbone (7 €/tCO₂). L'impact sur la TICPE portant sur ces produits en 2014 est détaillé dans le tableau suivant.

	2013	2014
Gaz naturel (€/MWh)		
• ménages	Exemption	1,27
• professionnels	1,19	1,27
Charbon (€/MWh)	1,19	2,29
Fioul lourd (c€/kg)	1,85	2,19

L'impact que représente en particulier la hausse de TICPE sur le gaz naturel consommé en tant que combustible par les ménages est de l'ordre de 25 € par an et par logement en 2014.

Les recettes attendues en 2014 de l'introduction de la composante carbone au sein de la TICPE sont de 340 M€.

- Mamdouh ABBARA, Paul TIRVAUDEY.

32 – La fiscalité de l'énergie

Un premier acte de verdissement de la fiscalité, prenant en compte le contenu carbone des carburants et des combustibles

La fiscalité des produits énergétiques en France a connu depuis 2013 les principales évolutions suivantes :

- **La CSPE (Contribution au Service Public de l'électricité) pour l'électricité a été fixée à 13,5€/MWh en 2013, et à 16,5€/MWh depuis le 1^{er} janvier 2014 ;**
- **les taux de CTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement) pour l'électricité et le gaz ont été revus au 1^{er} mai 2013 ;**
- **la TICPE (Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques) sur le gazole et l'essence a retrouvé son taux normal le 11 janvier 2013 suite à la fin de la baisse temporaire de 3 c€/l de TICPE qui visait à limiter la hausse des prix au détail des carburants, observée pendant l'été 2012.**

Par ailleurs, l'année 2013 a été marquée par le travail législatif sur l'aménagement de la TICPE visant à ce que les taxes prennent également en compte les émissions de CO2 associées aux produits énergétiques.

Au niveau européen, la négociation sur la révision de la directive relative à la taxation des produits énergétiques et de l'électricité s'est poursuivie avec une proposition de la Présidence. L'issue des négociations sur ce texte demeure toujours incertaine à ce jour.

Le régime fiscal

La fiscalité de l'électricité, des produits gaziers et pétroliers en France est encadrée par le droit communautaire, en particulier les directives européennes 2008/118/CE du 16 décembre 2008 et 2003/96/CE du 27 octobre 2003.

La directive 2003/96/CE encadre le régime des accises, les niveaux minima de taxation et, sous certaines conditions, les exonérations ou les taux de taxation différenciés qui s'appliquent. Elles concernent les TCFE (Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité), la TICGN (Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel) et la TICPE (Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques).

La vente d'électricité, de gaz et de produits pétroliers est par ailleurs soumise à la TVA (Taxe sur la Valeur Ajoutée).

Le taux de TVA sur l'électricité varie selon la puissance souscrite :

- si elle est inférieure ou égale à 36 kVA, il est appliqué le taux réduit sur l'abonnement HT et sur la CTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement), et le taux normal sur le prix de l'énergie HT et sur les autres taxes,

- si elle est supérieure à 36 kVA, le taux normal est appliqué sur toute la facture.

Le taux de TVA sur la consommation de gaz naturel et de produits pétroliers est le taux normal, (le taux de TVA sur l'abonnement au gaz est le taux réduit). En Corse, le taux de TVA est de 13% sur les produits pétroliers.

En 2014, certains taux de TVA ont changé par rapport à ceux de 2013. Ainsi, le taux normal est passé de 19,6% à 20%. Le taux réduit a été maintenu à 5,5%.

L'aménagement des taxes intérieures de consommation

Les taxes intérieures de consommation sur les produits pétroliers (essence, gazole, fioul domestique...), le gaz naturel et le charbon ont été aménagées par la loi de finances (LFI) pour 2014.

En effet, à compter du 1^{er} avril 2014, le montant de ces taxes prend également en compte les émissions de dioxyde de carbone (CO2) liées à la combustion de ces produits fossiles, et non plus les seuls volumes consommés. La valeur de la tonne de carbone a été fixée à 7 euros en 2014, 14,5 euros en 2015 et 22 euros en 2016.

En 2014, seuls le fioul lourd, le gaz naturel et le charbon (qui sont comparativement moins taxés par rapport à leur contenu « carbone ») voient leur niveau de taxation augmenter.

Pour préserver la compétitivité des entreprises intensives en énergie, les activités soumises au système européen d'échange de quotas et grandes consommatrices d'énergie au sens de la directive 2003/96/CE du 27 octobre 2003 bénéficient d'un taux réduit égal au taux de la TICPE en vigueur au 31/12/2013. En ce qui concerne le secteur agricole, le montant de remboursement de TICPE sur les produits acquis en 2014 est en baisse par rapport à 2013.

Le rendement attendu de cette mesure est de 340 M€ en 2014, 2,5 Mds € en 2015 et 4 Mds € en 2016 dont 3 Mds € pour le financement du crédit d'impôt pour la compétitivité et l'emploi (CICE).

L'électricité

La fiscalité spécifique à l'électricité comprend deux taxes : la CSPE et les taxes sur la consommation finale d'électricité.

La CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'électricité) est une contribution acquittée par l'ensemble des consommateurs finals permettant de financer les charges de service public de l'électricité qui concernent :

- les surcoûts résultant de l'obligation d'achat, par EDF ou les entreprises locales de distribution, de l'électricité produite par certains types d'installations (éoliennes, photovoltaïque, cogénération...) ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées (Corse ou départements d'outre-mer) par rapport au coût de production en France continentale, moins cher car basé principalement sur le nucléaire ;
- les coûts résultant de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » ;
- une partie des coûts supportés par les fournisseurs en raison de leur participation financière au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité énergétique (abondement du fonds de solidarité pour le logement, FSL) ;
- une partie du budget du médiateur national de l'énergie ;
- à compter de 2014, la CSPE finance la prime prévue pour les opérateurs d'effacement¹.

Pour 2014, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a estimé à 6,2 Mds€ les charges à compenser au titre de la CSPE. La CSPE est fixée à 16,5 €/MWh depuis le 1^{er} janvier 2014.

Des plafonnements et exonérations existent pour les gros consommateurs d'électricité ou électro-intensifs, afin de préserver leur compétitivité :

- le montant de la contribution due par site de consommation est plafonné. Ce plafond est, depuis la loi de finances rectificative (LFR) pour 2013, réévalué chaque année au même rythme que l'évolution de la contribution unitaire, dans la limite d'une augmentation de 5%. Pour 2014, il se situe à 597 889 € ;
- pour les clients industriels consommant plus de 7 GWh, le montant de la contribution est plafonné à 0,5% de la valeur ajoutée de l'entreprise ;
- peuvent également bénéficier d'une exonération de CSPE, les producteurs d'électricité pour leur propre usage, dans la limite de 240 GWh par site de production.

Ces plafonnements conduisent à exonérer environ 20% de la consommation intérieure d'électricité.

Le tableau ci-après présente l'évolution du montant de recettes de la CSPE.

Montant des recettes de la CSPE en M€			
2010	2011	2012	2013*
1 936	2 882	3 627	5 162

* estimation

Source : CRE

Les taxes sur la consommation finale d'électricité

¹ Il s'agit de dispositifs de réduction temporaire de la consommation électrique d'un site par rapport à sa consommation normale afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement sur le réseau.

Il existe trois taxes différentes :

- la taxe communale sur la consommation finale d'électricité et la taxe départementale sur la consommation finale d'électricité, qui s'appliquent aux sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 250 kVA ;
- la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité (TICFE), qui s'applique aux autres sites.

La taxe départementale sur la consommation finale d'électricité.

Elle est prélevée au profit des départements et est due :

- par les fournisseurs, qui la prélèvent sur la base du prix de vente et la reversent aux départements ;
- par les auto-producteurs produisant moins de 240 GWh.

Les taux de taxation sont égaux à 0,25 €/MWh et 0,75 €/MWh selon la nature des consommations (professionnelles ou autres que professionnelles) et selon la puissance souscrite, multipliés par un coefficient compris entre 2 et 4,22 et choisi par département (plus de 95% des départements ont fixé un coefficient supérieur ou égal à 4). Le niveau minimum de taxation est donc compris entre 0,5 et 1,5€/MWh selon la puissance et le niveau maximum est compris entre 1,055 et 3,165 €/MWh.

La taxe communale sur la consommation finale d'électricité.

Elle est due par les fournisseurs qui la prélèvent sur la base du prix de vente et la reversent aux communes, aux syndicats intercommunaux ou aux départements exerçant la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité.

La taxe est assise sur une valeur de base dont le montant varie en fonction de l'usage (professionnel ou non) et de la puissance souscrite par le consommateur final. Cette valeur de base est multipliée par un coefficient fixé par délibération de l'organe délibérant de la commune, du syndicat intercommunal ou du conseil général.

La valeur de base est la même que pour la taxe départementale (0,25 €/MWh et 0,75 €/MWh selon la nature des consommations et selon la puissance souscrite). Cependant, le coefficient multiplicateur est différent. Il est compris entre 0 et 8,44, ce qui signifie que les communes peuvent choisir de ne pas appliquer de taxe (plus de 85% des communes ont choisi d'appliquer un coefficient supérieur ou égal à 8). Le niveau maximum de taxation est, pour sa part, compris entre 2,11 et 6,33 €/MWh selon la puissance.

La taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité.

Pour les clients dont la puissance maximale souscrite est supérieure à 250 kVA, la loi a créé la TICFE par l'article 266 quinquies C du **Code des douanes**. Le montant de cette taxe est fixé au taux minimum prévu par la directive européenne 2003/96/CE, soit 0,5

€/MWh. En sont cependant exonérés :

- certains usages de l'électricité tels que la compensation des pertes des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité, la métallurgie, le transport de personnes et de marchandises par voies ferrées et trolleybus ;
- plusieurs autres activités fortement consommatrices ou liées à la production d'énergie.

Le gaz naturel

La TICGN (Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel) est régie par l'article 266 quinquies du Code des douanes. Elle s'applique quel que soit le niveau de consommation de l'utilisateur lorsque le gaz naturel est employé comme combustible, à moins qu'il n'entre dans un cas d'exonération. Elle concerne le gaz naturel à l'état gazeux ou lorsqu'il est liquéfié. Elle est notamment collectée par les fournisseurs d'énergie. Le taux de taxation est passé de 1,32 €/MWh à 1,41 €/MWh en PCI depuis le 1^{er} avril 2014 (1,27 €/MWh en PCS).

Le gaz naturel est exonéré de TICGN notamment lorsqu'il est utilisé :

- autrement que comme combustible, c'est-à-dire, comme matière première ou carburant. Le gaz naturel carburant (GNV) relève de l'article 265 du Code des douanes et est soumis à la TICPE applicable ;
- dans le cadre d'un double usage (c'est-à-dire utilisé comme combustible et transformé en vue de l'obtention d'un autre produit), par exemple dans des procédés de réduction chimique, métallurgiques ou d'électrolyse ;
- dans un procédé de fabrication de produits minéraux non métalliques (fabrication de verre, de produits en céramique, de carreaux, de tuiles, de ciment, de chaux et de plâtre, ...) ;
- dans l'enceinte des établissements pour la production de produits énergétiques ;
- pour la production d'électricité à l'exclusion du gaz naturel utilisé par des petits producteurs d'électricité (dont le niveau de consommation n'excède pas 240 millions de kWh par site de production et qui consomment intégralement l'électricité qu'ils produisent pour les besoins de leur activité).

L'exonération dont bénéficiait la consommation des particuliers a été supprimée au 1^{er} avril 2014.

Autres contributions

La contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS), prévue aux articles L.121-35 à L.121-44 du Code de l'énergie, est imputable aux fournisseurs de gaz naturel au prorata de la quantité de gaz naturel qu'ils vendent aux consommateurs finals. Elle permet de financer le tarif spécial de solidarité (TSS). Elle est de 0,2 €/MWh

² Les installations de cogénération qui bénéficient d'une obligation d'achat, dans le cadre de la loi 2000-108 du 18 février 2000, ne peuvent pas bénéficier d'une exonération de la TICGN : le gaz qui sert à produire l'électricité via cette cogénération est donc taxable.

pour 2014.

Par ailleurs, il est prévu dans le cadre du dispositif de soutien à l'injection du biogaz dans les réseaux de gaz naturel, un mécanisme de compensation des charges de service public liées à l'achat de biométhane, via une contribution due par les fournisseurs, qui a été fixée à 0,0072 €/MWh pour 2014 (cf. encadré en fin de fiche).

La fiscalité commune à l'électricité et au gaz

La CTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement) est une imposition instituée par l'article 18 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

Cette contribution permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels des entreprises de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel pour les droits passés (acquis avant l'adossment au régime général le 1^{er} janvier 2005).

La CTA est assise sur la part fixe hors taxe du tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité (TURPE) et sur une quote part hors taxe du tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel (ATR).

La CTA est fixée par arrêté ministériel. Elle est exprimée en pourcentage du prix d'acheminement de l'électricité et du gaz naturel. Pour l'électricité, elle est indépendante du fournisseur, mais dépend de la catégorie du client. Pour le gaz naturel, elle est également indépendante du fournisseur mais dépend de l'option tarifaire du consommateur final.

Pour un consommateur domestique, la CTA représente en moyenne de l'ordre de 2% de sa facture d'électricité (de 8 € à 30 € TTC/an selon la puissance souscrite) et de 2% de la facture de gaz naturel pour un client se chauffant au gaz (soit de l'ordre de 25€/an pour ce type de client).

L'arrêté du 26 avril 2013 a modifié les taux de CTA. Les projections font apparaître une augmentation des charges sur la période 2013-2017 essentiellement par effet démographique. L'augmentation des taux de CTA a un impact limité : entre 2,3 et 8,6 € par an selon les clients pour l'électricité et entre 0,8 et 3,5 € par an pour le gaz naturel (par exemple, 8,6 €/an pour une famille de 3 enfants vivant dans une maison de 120 m² chauffée à l'électricité ou 3,5 €/an sur la facture de gaz pour un logement équivalent chauffé au gaz).

Les produits pétroliers

Les montants de TICPE, perçus sur les volumes des produits pétroliers et exprimés en euros par litre ou hectolitre, figurent au 1 tableau B de l'article 265 du Code des douanes. La TICPE n'est pas applicable dans les DOM pour lesquels il existe des taxes locales sur les carburants notamment la taxe spéciale de

consommation, fixée par le conseil régional.

Par ailleurs, certaines activités économiques ou produits pétroliers selon leurs usages et sous certaines conditions, peuvent bénéficier d'exonérations ou de réductions de TICPE. Les principales sont mentionnées ci-dessous :

- entreprises de transports routiers de marchandises et exploitants de transport public routier en commun de voyageurs (article 265 septies et octies du Code des douanes) ;
- taxis (article 265 sexies du Code des douanes) ;
- agriculteurs ;
- compagnies aériennes, sauf avions privés (article 265 bis du Code des douanes) ;
- les produits faisant l'objet d'un double usage (c'est-à-dire utilisés comme combustible et transformés en vue de l'obtention d'un autre produit) utilisés, par exemple, dans des procédés de réduction chimique, métallurgiques ou d'électrolyse ;
- les produits utilisés dans un procédé de fabrication de produits minéraux non métalliques (fabrication de verre, de produits en céramique, de carreaux, de tuiles, de ciment, de chaux et de plâtre, ...) ;
- les produits utilisés autrement que comme carburant ou combustible (produits chimiques...) ;
- les produits utilisés dans l'enceinte d'établissements pour la production de produits énergétiques ;
- les produits utilisés pour la production d'électricité (à l'exclusion des produits utilisés dans les installations de cogénération visées à l'article 266 quinquies A du Code des douanes et des produits utilisés pour leurs besoins par les petits producteurs d'électricité au sens du 4° du V de l'article L.3333-2 du Code général des collectivités territoriales) ;
- le gazole non routier (GNR) et le fioul domestique (FOD) selon leur condition d'emploi.

Modulation régionale de la TICPE

En sus des montants nationaux de TICPE applicables aux produits pétroliers, les régions peuvent moduler la TICPE sur les carburants routiers selon deux tranches. Les modulations de chacune de ces deux tranches sont indépendantes l'une de l'autre mais leur cumul ne peut dépasser 2,5 c€/l pour le SP95, le SP95 E10, SP98 et le gazole.

1^{ère} tranche

Depuis le 1^{er} janvier 2007, les régions peuvent décider d'une fraction de TICPE à appliquer dans leur ressort territorial dans la limite de 1,15 c€/l pour le gazole et 1,77 c€/l pour les supercarburants sans plomb (article 265 du Code des douanes). Seules les régions de Corse et de Poitou-Charentes n'ont pas voté cette première tranche pour 2014. Les autres régions ont voté le taux maximum de TICPE.

2^{ème} tranche

Depuis le 1^{er} janvier 2011, les régions peuvent majorer dans la limite de 0,73 c€/l pour les supercarburants sans plomb et 1,35 c€/l pour le gazole, le tarif de TICPE applicable dans leur ressort territorial.

Les recettes correspondantes sont affectées au financement de grands projets d'infrastructures de transports alternatifs à la route ou à l'amélioration des

transports en Ile-de-France.

Seules les régions de Corse et de Poitou-Charentes n'ont pas voté cette deuxième tranche pour 2014. Les autres régions ont voté le taux maximum de TICPE.

Parts régionale et départementale de TICPE

Au-delà des deux tranches régionales mentionnées ci-dessus, une part substantielle (plus de 40%) des montants de TICPE prélevés est reversée aux départements et aux régions. Ainsi, au titre de la compensation financière des transferts de compétences opérés par l'Etat en faveur de ces collectivités territoriales, les montants de TICPE accordés aux régions et aux départements ont été actualisés pour 2013 et 2014 (articles 2 de la LFR 2013 et 43 de la LFI 2014).

Les régions d'Outre-mer ne sont pas concernées, la compensation répondant à des règles différentes.

Principales mesures adoptées pour 2013

Les principales mesures fiscales en 2013, issues de la LFI 2013 et de la LFR 2012 du 29 décembre 2012, sont les suivantes :

- exploitants agricoles

La LFR (article 61) 2012 a reconduit le dispositif de remboursement partiel de TICPE pour les agriculteurs concernant le GNR, le fioul lourd et le gaz naturel. Le montant des remboursements pour les quantités acquises en 2012 s'est élevé à 5 €/hl pour le GNR, 16,65 €/t pour le fioul lourd et 1,071 €/1 000 kwh pour le gaz naturel ;

- biocarburants :

La LFR (article 59) 2012 a repoussé au 1^{er} janvier 2016 l'application de la TGAP (Taxe Générale sur les Activités Polluantes) dans les départements d'outre mer, prévue en 2013.

Principales mesures adoptées pour 2014

Les principales mesures fiscales en 2014 sont issues de la LFR 2013 et de la LFI 2014 du 29 décembre 2013, et concernent :

- l'aménagement de la TICPE (article 32 de la LFI) afin de tenir compte des émissions de dioxyde de carbone associées aux différentes énergies ;
- le remboursement partiel de TICPE aux exploitants agricoles (article 32 de la LFI) applicable au GNR, au fioul lourd et au gaz naturel pour les quantités acquises en 2013 et pour celles acquises à compter de 2014 ;
- les biocarburants (article 34 de la LFI) pour lesquels la réduction de TICPE diminue en 2014 et en 2015 par rapport à 2013. Ce dispositif est totalement supprimé en 2016 ;
- des précisions sur les bénéficiaires et les opérations concernées (article 23 de la LFR) pour certaines exonérations (produits pétroliers utilisés dans l'enceinte d'établissements pour la production de produits énergétiques, par les compagnies aériennes et de navigation maritime).

La part de la fiscalité dans les prix à la

consommation des produits pétroliers

En 2013, la part moyenne de la fiscalité dans les prix à la consommation des produits pétroliers a augmenté par rapport à 2012 : + 1,3 points pour le sp95, + 1,7 points pour le gazole et + 0,3 point pour le fioul domestique.

Ces évolutions doivent être interprétées avec prudence, la fiscalité en 2012 ayant connu une baisse, du 29 août au 30 novembre 2012, de 3 c€/l de la TICPE sur le gazole et les essences³, puis une remontée progressive⁴ à partir du 1^{er} décembre 2012 jusqu'au 11 janvier 2013, date à laquelle la TICPE a retrouvé son niveau d'avant le 29 août 2012.

Les résultats de 2013 peuvent s'expliquer par : (i) une hausse mécanique du fait de la baisse des prix moyens de vente observés en 2013 par rapport à ceux de 2012, alors qu'une part importante de la taxation est demeurée constante en valeur absolue sur l'année ; (ii) le retour de la TICPE à son niveau habituel après la baisse temporaire de fin 2012.

Part de la fiscalité dans les prix moyens à la consommation en France

En %	2011	2012	2013
Eurosuper (SP95)	57,1	54,9	56,2
sp98	56,1	53,7	54,8
Gazole	49,1	47,2	48,9
FOD	22,8	22,2	22,5

Source : DGEC

entre l'Etat (13,8 milliards d'euros), les régions (4,2 milliards d'euros) et les départements (6,2 milliards d'euros). Pour l'Etat, il s'agit de la 4^{ème} recette fiscale, derrière la TVA, les impôts sur le revenu et les sociétés.

- Frédérique DELAUGERRE ; Louise ORIOL ; Etienne DENIEUL ; David KREMBEL et Bruno MIRAVAL.

Les recettes fiscales des produits pétroliers et gaziers

Le montant de TICPE/TICGN s'est élevé à 24,5 milliards d'euros environ en 2013 (24,3 milliards d'euros en 2012), se répartissant en 24,2 milliards d'euros environ pour les produits pétroliers et en 0,3 milliards d'euros environ pour la TICGN.

L'évolution des recettes fiscales issues des carburants routiers en 2013 reflète notamment le recul de la consommation des essences et la hausse de celle du gazole.

Evolution des recettes fiscales en M€

	2010	2011	2012	2013
Supers sans plomb	6 425	6 267	5 803	5 591
Gazole	16 546	17 607	17 315	17 670
Fioul domestique	852	680	513	519
Gazole non routier		100	352	370
Gaz naturel (TICGN)	282	274	265	260
Autres*	97	124	101	133
Total	24 202	25 052	24 349	24 544

* Les recettes liées à la consommation du fioul lourd figurent dans la rubrique "Autres".

Source : Douanes

³ Le coût de cette mesure pour le budget de l'Etat a été estimé à 400 M€.

⁴ Le calendrier a été le suivant : + 1 c€/l à compter du 1^{er} décembre, + 0,5 c€/l à compter du 11 décembre, + 0,5 c€/l à compter du 21 décembre et + 1 c€/l à compter du 11 janvier 2013.

Evolution pluriannuelle des taxes intérieures de consommation en euro dans le cadre de la refonte des taxes intérieures de consommation par la LFI 2014					
Désignation des produits	Unité de perception	2013	2014	2015	2016
Superéthanol E 85	hl	17,29	12,40	12,62	7,96
Supercarburant sans plomb SP95 - E10*	hl	60,69	60,69	62,41	64,12
Supercarburant sans plomb (SP 95 / SP 98)*	hl	60,69	60,69	62,41	64,12
Gazole*	hl	42,84	42,84	44,82	46,81
Gazole non routier	hl	7,20	8,86	10,84	12,83
Fioul domestique	hl	5,66	5,66	7,64	9,63
GPL carburant	100 kg nets	10,76	10,76	13,00	15,24
Fioul lourd	100 kg nets	1,85	2,19	4,53	6,88
Gaz naturel carburant	100 m ³	0	1,49	3,09	4,69
Gaz naturel combustible	MWH	1,19	1,41	2,93	4,45

* taux nationaux de TICPE hors modulation régionale.
Source : Code des douanes

Révision de la directive 2003/96/CE du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité

En 2013, la négociation sur la révision de la directive, engagée depuis 2011 sur la base de la proposition présentée par la Commission européenne le 13 avril 2011, s'est poursuivie. La proposition initiale de la Commission européenne était d'introduire une double composante dans la fiscalité sur l'énergie : une taxe générale liée à la consommation énergétique basée sur le contenu énergétique et une taxe liée aux émissions de CO₂. Par ailleurs, elle avait pour objectifs principaux :

- de garantir un traitement cohérent des différentes sources d'énergie, et ce afin d'assurer une égalité de traitement des consommateurs d'énergie, indépendamment de la source utilisée ;
- d'instaurer un cadre adapté pour la taxation des énergies renouvelables ;
- de mettre en place un signal « prix » sur le carbone pour les secteurs en dehors du système d'échange de quotas d'émissions de l'Union européenne (ETS), tout en évitant le chevauchement des deux instruments sur la taxation liée au CO₂ ;
- de mettre fin à certaines exonérations ou réductions pour certains secteurs économiques afin de limiter les distorsions de concurrence.

La France, attachée à la mise en place d'une composante carbone dans la fiscalité énergétique au niveau européen, soutient l'approche de la Commission européenne, tout en demandant un certain nombre d'aménagements, ainsi que la mise en place de mesures d'accompagnement et de périodes de transition adaptées.

Face aux positions divergentes entre certains Etats Membres, en particulier sur la mise en place d'une assiette carbone dans la fiscalité énergétique européenne, une nouvelle proposition a été présentée par la Présidence. Cette dernière prévoit désormais que la composante CO₂ proposée pour la taxation des produits énergétiques soit optionnelle. Les Etats membres disposeraient ainsi de la faculté d'exprimer leurs niveaux nationaux de taxation par un taux unique ou par des composantes distinctes, pourvu que les niveaux totaux de taxation respectent les minima communautaires. Les taux minimaux communautaires de taxation resteraient, quant à eux, calculés à partir de deux composantes de référence, une composante énergétique et une composante CO₂.

La négociation se poursuit. En termes institutionnels, une fois les négociations achevées, la proposition de révision de la directive sera transmise au Parlement européen pour un avis non obligatoire et devra être adoptée à l'unanimité par le Conseil européen.

Comité pour la fiscalité écologique (CFE)

Suite à la conférence environnementale de septembre 2012, au cours de laquelle le Premier ministre a fait part de sa volonté de mettre en place une fiscalité écologique qui soit juste socialement, favorise l'innovation et la croissance économique et qui améliore la compétitivité des entreprises, il a été institué fin 2012 le Comité pour la fiscalité écologique (CFE).

Présidé par Monsieur de Perthuis, et composé de parlementaires, d'élus locaux, de représentants des salariés, des ONG et des consommateurs, cette instance de concertation et d'évaluation a travaillé en 2013 sur plusieurs sujets de fiscalité dans les domaines de l'énergie et de l'environnement notamment : assiette carbone et écart de fiscalité entre le gazole et l'essence, lutte contre l'artificialisation des sols, fluides frigorigènes. Ces travaux ont fait l'objet d'un rapport d'étape, remis au Gouvernement en juillet 2013, qui a ainsi pu servir à l'élaboration du projet de loi de finances pour 2014.

Le CFE dispose d'un site internet (www.comite-fiscalite-ecologique.gouv.fr) qui permet de suivre ses travaux, d'accéder aux analyses qu'il conduit et aux avis rendus par ses membres.

Compensation des charges de service public liées à l'achat de biométhane

Le dispositif de soutien à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, mis en place en novembre 2011, prévoit un mécanisme de compensation des charges supportées par les fournisseurs de gaz naturel au titre de leurs achats de biométhane.

Les charges imputables à l'achat de biométhane sont compensées à l'aide d'une contribution unitaire s'appliquant à tous les consommateurs finals de manière uniforme et non discriminatoire. Les contributions sont dues par les fournisseurs de gaz naturel.

Les charges compensées correspondent aux surcoûts d'achat du biométhane par rapport au prix du gaz naturel sur le marché de gros du gaz naturel, ainsi qu'aux coûts de gestion induits par la mise en œuvre du dispositif (notamment pour la Caisse des dépôts et consignations (CDC), chargée de la collecte des contributions et du versement des compensations).

Le ministre chargé de l'énergie arrête chaque année pour l'année suivante, sur proposition de la CRE, le montant prévisionnel des charges imputables à l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, le montant prévisionnel des frais de gestion de la CDC et le montant de la contribution unitaire.

Au titre de 2014, les charges de service public imputables à l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel ont été évaluées par la CRE à 3,3 M€, tandis que les frais de gestion de la CDC ont été évalués à 30 k€ pour l'année 2014. Par conséquent, le ministre chargé de l'énergie a arrêté, le 5 décembre 2013, la contribution unitaire à un niveau de 0,00072 c€/kWh pour l'année 2014.

L'impact sur la facture du consommateur est pratiquement nul, de l'ordre de 15 c€ sur un an pour un ménage de quatre personnes en habitat individuel se chauffant au gaz naturel.

Le développement des énergies renouvelables bénéficie d'un soutien de l'Etat soit en amont dans le domaine de la recherche et développement, soit en phase d'industrialisation en soutien à la demande et au déploiement commercial (par exemple par le biais de tarifs d'achats, d'appels d'offres ou de dispositifs fiscaux).

Le choix entre les différents outils de soutien dépend de la maturité technologique, de la compétitivité et des retombées en termes de valeur ajoutée en France et en Europe, au regard des caractéristiques de la chaîne de valeur de chaque énergie et de nos avantages comparatifs.

Les EnR ne sont pas toutes compétitives dans l'état actuel du marché

Le degré de maturité est spécifique à chaque technologie

Une technologie n'est pas figée. Elle fait l'objet de recherches permanentes à sa conception ou lors de son déploiement industriel. Avant d'arriver à maturité, son processus de développement peut durer plusieurs dizaines d'années, depuis la recherche en laboratoire pour la conception d'un produit innovant et performant à la production industrielle permettant la réduction des coûts par effet d'échelle, en passant par le développement de pilotes de recherche, de démonstrateurs et par les débuts de la commercialisation.

Ce processus de maturation vise à l'optimisation technique, économique et industrielle de la technologie développée, dans une perspective de maximisation des performances et de minimisation des coûts. Il perdure au-delà de la première production industrielle. Par ailleurs, à chaque étape du développement, les recherches peuvent permettre des ruptures conduisant à l'émergence de nouvelles technologies. Une technologie peut être considérée comme mature lorsque qu'on ne peut attendre une baisse significative de ses coûts du fait d'améliorations techniques ou de gains de productivité importants.

La compétitivité s'évalue par rapport à l'ensemble des technologies

Il faut bien distinguer maturité et compétitivité. Une technologie peut en effet être mature sans pour autant être compétitive.

Pour déterminer la compétitivité d'une technologie, il faut la comparer aux technologies (existantes ou nouvelles) auxquelles elle se substitue. Il faut également tenir compte des externalités induites par les différentes technologies (déchets, besoins en

capacités de secours, émissions de gaz à effet de serre, de polluants atmosphériques...).

En particulier, les énergies renouvelables électriques peuvent être compétitives avec de nouveaux moyens de production électriques thermiques. Leur compétitivité avec les moyens de production existants et amortis est plus éloignée. Le développement des énergies renouvelables électriques sera plus pertinent sur le plan économique s'il permet de répondre à un besoin de production nouveau.

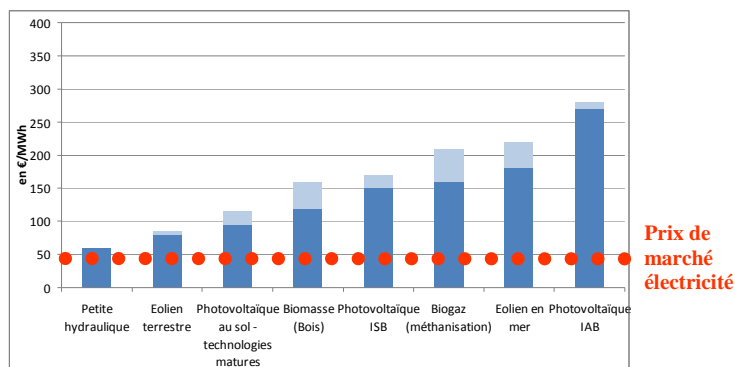
La compétitivité dépend aussi des conditions d'exploitation liées à la géographie d'implantation et aux gisements accessibles à la technologie, ou encore du contexte réglementaire et des exigences environnementales et de sûreté en vigueur.

Ainsi, la compétitivité d'une technologie est propre à un contexte énergétique, à un lieu géographique, à un cadre réglementaire, à un service rendu.

La compétitivité des énergies renouvelables est hétérogène, certaines ont des coûts proches des prix de marché voire du même ordre que les coûts des nouvelles centrales thermiques (éolien terrestre) d'autres beaucoup plus élevés (solaire résidentiel, énergies marines)

Dans le cas des énergies renouvelables électriques, les tarifs d'achat (hydraulique, biomasse, biogaz, éolien terrestre, photovoltaïque intégré au bâti) ou les appels d'offres (éolien off-shore, photovoltaïque au sol) permettent d'estimer les coûts de production, car ces dispositifs sont calibrés pour couvrir les différentiels de coûts par rapport au prix de marché. Le graphique 1 compare les différentes estimations disponibles à l'heure actuelle. Il en ressort une compétitivité très variable des énergies renouvelables électriques dans le fonctionnement de marché actuel. L'éolien terrestre est à une des extrémités du spectre (coût de production compris entre 1,5 et 2 fois le prix de marché très bas dans un contexte de sur-capacités), alors que le solaire résidentiel en est très éloigné. Le coût des technologies les moins matures qui sont à des stades plus amont de développement, de la recherche au prototype industriel sont plus difficilement mesurables. Ce sont en particulier le solaire thermodynamique, les biocarburants avancés, les énergies marines.

Graphique 1 : Comparatif des estimations de coûts de production des principales énergies



renouvelables électriques (estimation 2014)

ISB : Intégré Simplifié au Bâti - IAB : Intégré au Bâti
 Les histogrammes indiquent les fourchettes hautes et basses des prix estimés grâce aux tarifs de rachat ou aux appels d'offre pour les différentes technologies.

Le soutien de l'Etat tient compte du niveau de maturité et de compétitivité des technologies

Plus les technologies sont à un stade précoce de développement plus les verrous sont d'ordre technologique. Leur levée nécessite des actions de R&D qui sont également soutenues par l'Etat dans le cadre de programmes spécifiques. Il peut s'agir d'aides ciblées (fonds démonstrateurs) ou d'aides transverses (crédit d'impôt recherche par exemple) (cf. fiche n°3 de ce rapport).

Lorsque les technologies sont au stade du déploiement commercial, les verrous peuvent être davantage d'ordre technico-économique : optimisation industrielle, modèle d'affaire. Le soutien de l'Etat au déploiement des EnR a vocation à répondre à cet objectif, ainsi qu'à l'atteinte des objectifs nationaux en termes de pénétration des EnR dans le mix énergétique.

Compte tenu des perspectives d'amélioration de la compétitivité de ces filières, le coût du soutien public, rapporté à l'énergie produite par ces technologies, a vocation à se réduire.

Des outils de soutien public sont nécessaires au déploiement des EnR

A l'exception de l'hydraulique, compte tenu du coût encore élevé des énergies renouvelables, leur déploiement ne pourrait pas se faire sur le seul critère de compétitivité dans un fonctionnement de marché.

Ainsi, des outils de soutien sont nécessaires pour permettre à la France d'atteindre ses objectifs de politiques énergétiques. Les objectifs en vigueur actuellement sont issus du cadre européen (fiche n°5) et de ses déclinaisons au niveau national. Ils feront l'objet d'une évolution prochaine lors de l'élaboration de la future programmation

pluriannuelle en énergie prévue par le projet de loi de programmation de la transition énergétique. Les mécanismes incitatifs mis en place sont spécifiques à chaque filière et doivent faire l'objet d'adaptations périodiques pour tenir compte des évolutions techniques et économiques. Ils sont guidés par le principe d'assurer à ces technologies la rentabilité minimale nécessaire à leur déploiement.

Les outils dans le secteur électrique

Les deux dispositifs de soutien principaux au développement des EnR électriques en France sont les appels d'offres et les tarifs d'achat.

Les appels d'offres

Le soutien au travers d'appels d'offres est particulièrement adapté aux filières renouvelables présentant l'une des caractéristiques suivantes :

- besoin de pilotage fort du fait du risque de conflits d'usage (cas de la biomasse de grande puissance) ;
- rareté des zones propices (cas de l'éolien en mer) ;
- forte asymétrie d'information sur les coûts ;
- enjeu de démonstration technologique et de développement industriel.

Lorsque les objectifs en termes de puissance installée fixés par la PPI électrique ne sont pas atteints le ministre en charge de l'énergie a la possibilité de lancer des appels d'offres pour développer de nouvelles capacités de production.

Le cahier des charges de l'appel d'offres est au Journal Officiel de l'Union Européenne (JOUE) et les candidats disposent d'un délai minimum de six mois entre la publication du cahier des charges et la date limite de dépôts des offres auprès de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Celle-ci est ensuite en charge de l'instruction des offres.

Les tarifs d'achat

A contrario les tarifs d'achat sont mieux adaptés aux filières matures, pour lesquelles les coûts de production sont relativement connus et stables et pour lesquelles les sites potentiels de développement sont nombreux, avec des conflits d'usages limités.

L'obligation d'achat est contractée pour une durée de 12 à 20 ans selon les technologies et leur degré de maturité. Pour chaque filière, les tarifs d'achat ont vocation, conformément à la loi, à assurer une rentabilité normale aux capitaux investis et sont revus périodiquement afin de rester en adéquation avec la maturité de la filière et la baisse des coûts de production.

Les organismes responsables de l'obligation d'achat sont EDF ou les entreprises locales de distributions sur leur territoire. Le surcoût lié à l'achat de l'électricité est financé par la contribution au service public d'électricité (CSPE) payée par les consommateurs d'électricité.

Dans un souci de concision, le tableau ci-dessous résume les principales caractéristiques des tarifs d'achat. Le détail des conditions d'attribution figure dans les arrêtés tarifaires.

Filière	Arrêtés régissant l'achat de l'électricité	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les installations mise en service à la date de parution des arrêtés
Hydraulique	1er mars 2007	20 ans	- 6,07 c€/kWh + prime comprise entre 0,5 et 2,5 pour les petites installations + prime comprise entre 0 et 1,68 c€/kWh en hiver selon la régularité de la production - 15 c€/kWh pour énergie hydraulique des mers (houlomotrice, marémotrice ou hydrocinétique)
Hydraulique (arrêté rénovation)	14 mars 2011	20 ans	Une installation rénovée peut être réputée mise en service pour la première fois et bénéficier des tarifs ci-dessus à condition que le cumul des investissements satisfasse les conditions suivantes : 1000 €/kW installé pour les installations d'une puissance supérieure à 300 kW, 800 €/kW installé pour les installations d'une puissance inférieure à 100 kW. Les valeurs intermédiaires en €/kW sont obtenues par interpolation linéaire.
Géothermie	23 juillet 2010	15 ans	- Métropole : 20 c€/kWh , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 8 c€/kWh - DOM : 13 c€/kWh , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh
Energie éolienne	17 juin 2014	15 ans (terrestre)	- éolien terrestre : 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites.
Energie éolienne terrestre en zones soumises à un risque cyclonique	8 mars 2013	15 ans	- 23 c€/kWh pendant 10 ans puis entre 5 et 23 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites
Photovoltaïque	4 mars 2011 modifié	20 ans	Tarifs en vigueur au premier trimestre 2013: - installations intégrées au bâti : 31,59 c€/kWh - installations intégrées simplifiées au bâti : 18,17 ou 17,27 c€/kWh selon la puissance de l'installation - autres installations: 8,18 c€/kWh
Cogénération	31 juillet 2001	12 ans	- 6,1 à 9,15 c€/kWh (40 et 60 cF/kWh) environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance
Déchets ménagers sauf biogaz	2 octobre 2001	15 ans	- 4,5 à 5 c€/kWh (29,5 à 32,8 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Cogénération et déchets ménagers sauf biogaz (arrêté rénovation)	14 décembre 2006	12 ans ou 15 ans	Une installation rénovée peut être réputée mise en service pour la première fois et bénéficier des tarifs ci-dessus à condition que le cumul des investissements soit d'au moins 350 €/kW installé au début de la période de rénovation pour les installations de cogénération et 720€/kW installé au début de la période de rénovation pour les installations qui valorisent les déchets ménagers.
Combustion de matières non fossiles végétales et animales (biomasse)	27 janvier 2011	20 ans	- 4,34 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 7,71 et 12,53 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
Biomasse issue de la canne à sucre dans les départements d'outre-mer et à Mayotte	20 novembre 2009	25 ans	- installations nouvelles : 17 c€/kWh pour une puissance installée inférieure ou égale à 10 MW, tarif défini par interpolation linéaire entre 10 et 30 MW installés, 15,5 c€/kWh pour une puissance installée supérieure ou égale à 30 MW.
Biogaz (issu de décharge)	19 mai 2011 modifié	15 ans	- entre 8,121 et 9,745 c€/kWh selon la puissance auquel peuvent s'ajouter une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh .
Méthanisation	19 mai 2011 modifié	15 ans	- entre 11,19 et 13,37 c€/kWh selon la puissance auquel peuvent s'ajouter une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh et une prime pour le traitement d'effluent d'élevage comprise entre 0 et 2,6 c€/kWh
Autres installations de puissance inférieure à 36kVA	13 mars 2002	15 ans	- 7,87 à 9,60 c€/kWh (51,6 à 63 cF/kWh) issu du tarif « bleu » aux clients domestiques

L'évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques

La consultation lancée par le MEDDE

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, lancée le 12 décembre et clôturée le 28 février, 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.

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).

Le diagnostic

Le document de consultation invitait les acteurs à détailler leur analyse (i) sur le fonctionnement actuel du système électrique et du marché de l'électricité et l'enjeu de la meilleure intégration des EnR, (ii) sur les pistes d'évolution du système actuel de soutien aux énergies renouvelables électriques vers un dispositif permettant d'améliorer le fonctionnement actuel du marché et une meilleure intégration des EnR au système électrique, et (iii) sur les modalités et enjeux de la transition vers le (ou les) nouveau(x) dispositif(s).

Les deux aspects principaux qui ont été développés dans les retours de la consultation ont concerné les enjeux de l'amélioration de leur réactivité aux signaux du marché de l'électricité et leur meilleure intégration au système électrique.

Sur le premier aspect, les contributions reçues appellent à nuancer légèrement le diagnostic initial présenté dans la consultation sur l'impact du développement des EnR et de leurs mécanismes de soutien sur le fonctionnement du marché électrique.

En effet, la faiblesse actuelle des prix de marchés de l'électricité¹ et la formation de prix négatifs², bien qu'entretenues par les mécanismes de soutien aux EnR, traduisent des dysfonctionnements du système électrique dont les causes sont multiples.

La faiblesse des prix de marché est essentiellement due aux effets de la crise économique (baisse non anticipée de la demande), à la faiblesse du prix du CO₂, à la faiblesse du prix du charbon et à l'arrivée sur le marché de nombreuses capacités thermiques, conduisant à une situation de surproduction du fait de la baisse non anticipée de la demande, situation qui est également entretenue par l'insertion croissante d'EnR au niveau européen. Ce constat appelle à une réflexion sur le pilotage du mix électrique dans son ensemble (dont la trajectoire de développement des EnR), notamment en fonction de l'évolution de la demande. Se pose ainsi la question du pilotage des volumes par l'Etat (sous forme d'appels d'offre notamment) ou bien d'un pilotage des volumes par le marché, sous réserve que le marché puisse fournir des signaux de long terme, ce qui n'est pas le cas actuellement.

La formation de prix négatifs est due, quant à elle, en partie aux modalités de soutien actuelles des EnR, qui, bénéficiant d'un tarif d'achat garanti, ne sont pas incitées à moduler leur production en fonction des signaux envoyés par le marché, mais aussi à l'insuffisante flexibilité du parc de production électrique.

Sur le second aspect, la nécessité d'une meilleure intégration au réseau des EnR est globalement partagée par les contributeurs. En effet, les énergies renouvelables bénéficient d'un accès garanti au réseau, et ne sont pas tenues de participer aux services d'équilibrage du réseau électrique, malgré une production plus difficilement prévisible. Afin d'accompagner leur développement, il est jugé pertinent et nécessaire que ces EnR apportent une juste contribution à la sûreté du système électrique, en fonction de leurs possibilités.

L'analyse des dispositifs de soutien

Au regard des contributions reçues, trois dispositifs ressortent : le maintien des tarifs d'achat garantis, une prime variable ex-post assurant un certain niveau de rémunération défini ex ante (ou contrat pour différence) et une prime fixe ex-ante.

¹ Les prix de marchés sont devenus inférieurs aux coûts de développement de nouvelles installations, ce qui ne permet plus d'assurer la rentabilité de ces derniers et par conséquent n'incite pas à la mise en service de nouveaux moyens de production. Ils sont par ailleurs devenus inférieurs aux coûts d'exploitation des centrales thermiques, ce qui ne permet plus d'assurer la rentabilité de certains moyens de production existants, pourrait avoir un impact sur la sécurité d'approvisionnement et met en péril la situation économique des énergéticiens européens. Enfin, des prix de marchés déprimés conduisent à une hausse du coût du soutien au développement des EnR (CSPE), altérant ainsi la soutenabilité de leur développement.

² Les prix négatifs traduisent une destruction de valeur sur le marché.

Un consensus se dégage pour les petites installations pour lesquelles un maintien d'un soutien sous la forme de tarif d'achat garanti est privilégié, ce que permettent les nouvelles lignes directrices de la Commission européenne sous un certain seuil.

Concernant les installations de plus grande puissance, le constat est le suivant :

Les tarifs d'achat garantis permettent d'assurer une visibilité et une sécurité maximale au producteur.

Des dispositifs de type « prime ex post » ou « contrat pour différence » permettent notamment d'exposer les producteurs EnR aux signaux de court terme par la vente de l'électricité produite sur le marché de gros. Selon les modes de rémunération possibles, de tels mécanismes peuvent garantir aux producteurs EnR une visibilité et une sécurité financière proche, voire équivalente à celles dont ils bénéficient dans le cadre des tarifs d'achat garantis.

Les dispositifs de type « prime fixe ex ante » sont pertinents sur le plan économique et intéressant en opportunité, lorsque le signal-prix sous-jacent est représentatif des coûts de développement de long terme de l'unité de production marginale du parc et qu'il permet donc de donner un signal à l'investissement, pour tenir compte des besoins du système électrique en termes d'équilibre offre-demande. En l'absence d'un tel signal prix, ils doivent être écartés.

Le cadre fixé par les lignes directrices adoptées par la Commission européenne

La Commission européenne a adopté des nouvelles lignes directrices encadrant les aides d'Etat à l'énergie et à l'environnement le 9 avril 2014. Elles 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^{er} janvier 2016 ;
- Obligation de passer par des appels d'offres technologiquement neutres pour les installations de puissance supérieure à 1MW, ou 6 MW ou 6 unités de production pour la filière éolienne, à compter du 1^{er} janvier 2017. Des exemptions au critère de neutralité technologique sont prévues.

Les travaux à venir

Suite à la consultation lancée par la DGEC, des concertations devront être engagées avec chaque filière pour esquisser les modalités précises des dispositifs de soutien à mettre en place, compatibles avec les nouvelles lignes directrices européennes.

Ces mécanismes de soutien nouveaux devront par ailleurs être notifiés à la Commission préalablement à leur mise en œuvre.

Les outils dans le secteur de la chaleur

Les outils de soutien aux EnR thermiques dans le secteur résidentiel individuel

Les outils réglementaires

Pour les constructions neuves, la loi Grenelle 1 a fixé comme objectif la généralisation des bâtiments basse consommation en 2012 et des bâtiments à énergie positive à l'horizon 2020. La réglementation thermique a ainsi été renforcée afin que toutes les constructions neuves à partir du 1^{er} janvier 2013 présentent une consommation d'énergie primaire conventionnelle inférieure à un seuil de 50 kWh/m².an en moyenne (niveau de performance énergétique équivalent au niveau « bâtiment basse consommation »), avec au moins 5 kWh/m².an provenant d'une source d'énergie renouvelable.

Les outils incitatifs

Pour les logements individuels existants, le développement des ENR thermiques passe principalement, par trois outils de soutien : le crédit d'impôt développement durable, l'éco-prêt à taux zéro et le dispositif des certificats d'économies d'énergie.

■ Le crédit d'impôt développement durable (CIDD)

La loi de finances pour 2005 a créé un crédit d'impôt dédié au développement durable et aux économies d'énergie. Afin de renforcer son caractère incitatif, cette mesure est désormais ciblée sur les équipements les plus performants au plan énergétique ainsi que sur les équipements utilisant les énergies renouvelables. Cette mesure vise à permettre une diffusion large des équipements énergétiques durables afin de contribuer à l'atteinte des objectifs ambitieux de la France en matière d'économies d'énergie et d'énergies renouvelables.

Les lois de finances successives ont fait évoluer le dispositif. La loi de finances pour 2014 est venue le simplifier et le réorienter pour inciter à réaliser des travaux de rénovation lourde de type « bouquet de travaux ». Pour que cette mesure reste également efficace et continue à promouvoir les équipements et matériaux les plus performants auprès des particuliers, les critères d'éligibilité sont régulièrement révisés.

Plus de 9 millions de logements ont été bénéficiaires du dispositif entre 2005 et 2012, qui a également des impacts en termes de stimulation de l'innovation de structuration des filières et de soutien à l'activité économique et à l'emploi.

■ L'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ)

Mis en place dans la loi de finances pour 2009, ce dispositif d'un montant maximal de 30 000 € alloués aux ménages sans condition de ressources, permet

de financer les travaux lourds de rénovation énergétique en résidence principale (acquisition d'équipement de production d'énergie renouvelable notamment) de sorte que les mensualités de remboursement de prêt soient commensurables avec les économies d'énergie issues de la rénovation.

Sous condition de ressources, ce dispositif est cumulable avec le crédit d'impôt développement durable.

▪ Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE)

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie impose aux fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, fioul, carburant, etc.) de développer les économies d'énergie. Ces derniers choisissent librement les actions qu'ils mettent en place (prime pour l'acquisition d'un équipement, bon d'achat, diagnostic gratuit, etc.) afin d'atteindre leur objectif d'économies d'énergie (proportionnel à leurs ventes d'énergie) et reçoivent en contrepartie des certificats d'économies d'énergie.

La mise en place d'équipements de production d'ENR thermiques peut également donner lieu à délivrance de certificats sous certaines conditions. Ainsi, entre son instauration le 1er juillet 2006 et le 31 décembre 2013, le dispositif a contribué à la mise en place de 5,8 TWh de production annuelle de chaleur renouvelable, soit 10 % de l'accroissement de consommation des énergies renouvelables depuis 2005.

Les outils de soutien aux ENR thermiques hors secteur résidentiel

Le principal outil de soutien aux ENR thermiques est le fonds chaleur : lancé en 2009, le fonds chaleur a pour vocation le financement de projets dans les secteurs de l'habitat collectif, du tertiaire et de l'industrie à hauteur de 5,5 millions de tonnes équivalent pétrole (tep) à l'horizon 2020. Il est doté de près de 1,2 milliard d'euros sur la période 2009-2013 et sa gestion est déléguée à l'ADEME. Il permet de garantir que le prix de la chaleur d'origine renouvelable produite est inférieur d'environ 5 % à celui obtenu avec des énergies conventionnelles, en apportant des aides sous forme de subvention à l'investissement ou au kilowatt-heure renouvelable produit, voire par un mixte des deux. Les aides ne sont cumulables ni avec les certificats d'économies d'énergie ni avec les projets domestiques.

Une intervention à deux niveaux :

- sous forme d'appels à projets Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire (BCIAT). Ces consultations sont nationales, de périodicité annuelle et concernent les installations biomasse de grande taille (production de chaleur supérieure à 1 000 tep/an).
- sous forme d'aides régionales gérées par les directions régionales de l'ADEME pour les autres filières (géothermie/ hydrothermie, solaire thermique, énergies de récupération,

réseaux de chaleur), quel que soit le secteur, et pour les installations biomasse ne relevant pas des appels à projets. Elles sont accessibles toute l'année, sans contrainte de calendrier.

Un succès franc et croissant depuis sa création :

Chiffres clés 2009-2013	Nombre de projets	Investissement (M€)	Aide ADEME (M€)	Tep ENR/an	Aide ADEME (€/tep)
Bois hors BCIAT	482	968	248	426 395	580
Bois BCIAT	110	598	229	586 726	400
Géothermie	296	327,7	74,9	78 584	960
Biogaz	16	19	3,7	17 358	200
Solaire	1395	134	64	5843	10940
Réseaux de chaleur	531	1278,7	406	175 733	
Installation récupération chaleur fatale	8	18,1	5,3	0	

Les outils dans le secteur des transports

▪ Le principal levier incitatif : la taxe générale sur les activités polluantes

La TGAP permet d'encourager l'incorporation et la distribution de biocarburants en pénalisant les opérateurs qui mettent à la consommation une proportion de biocarburants inférieure au seuil fixé. Depuis 2010, le taux de la TGAP était fixé à 7 % en énergie. Pour 2014, il a été relevé à 7,7 % pour la filière gazole. Pour le calcul de la TGAP, ce taux est diminué à proportion des volumes de biocarburants incorporés dans les carburants mis sur le marché.

▪ Une fiscalité réduite pour les biocarburants issus des unités agréées

La directive 2003/96/CE prévoit la possibilité pour les États Membres d'appliquer un taux d'accises réduit sur certaines huiles minérales (carburants) qui contiennent des biocarburants et sur les biocarburants. L'exonération partielle de la taxe intérieure de consommation (TIC) permet de réduire le surcoût de fabrication des biocarburants (issus des unités agréées) par rapport aux carburants d'origine fossile.

Les taux de la défiscalisation (€/hl)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Biodiesel*	11	8	8	8	4,5	3
Ethanol**	18	14	14	14	8,25	7

* esters méthyliques d'acide gras, biodiesel de synthèse

** Ethanol ou part éthanol si incorporé sous forme d'ETBE. Les esters éthyliques d'huile végétale bénéficient du même taux.

Après une diminution régulière des taux de défiscalisation des biocarburants, les taux sont restés stables entre 2011 et 2013 avant une nouvelle baisse et une extinction du dispositif fin 2015.

Les outils de soutien représentent un coût public variable selon les filières

Le soutien au déploiement des EnR repose sur de nombreux instruments qui peuvent peser sur le contribuable (CIDD) ou le consommateur (tarifs d'achat par exemple), être de nature incitative (CIDD) ou réglementaire (RT 2012).

Les EnR peuvent aussi bénéficier d'outils qui ne les ciblent pas spécifiquement, par exemple les instruments de lutte contre la précarité énergétique (aides ANAH), de soutien au bâtiment (TVA réduite pour travaux dans les logements anciens)... L'évaluation précise des coûts est donc délicate.

Le coût du soutien aux EnR électriques

Le soutien des EnR électriques est financé au travers des charges de CSPE (contribution au service public de l'électricité) répercutées *in fine* sur le consommateur d'électricité. Dans sa délibération portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2014 en date du 9 octobre 2013 la commission de régulation de l'énergie (CRE) indiquait que sur un montant de charges prévisionnelles de CSPE estimé à 6,2 Mds€ au titre de l'année 2014, les énergies renouvelables électriques représentent 3,7 Mds€ dont 2,4 Md€ sont dédiés à la seule filière photovoltaïque (soit 39% des charges CSPE prévisionnelles pour 2014).

Les charges CSPE dédiées aux EnR électriques sont donc en forte croissance puisque qu'elles représentaient 1,5 Mds€ en 2010. Les données complètes de la CRE (délibération du 9 octobre 2013 mentionnée) figurent dans le tableau ci-dessous.

	Charges constatées au titre de 2012 (M€/ part du total)		Charges prévisionnelles au titre de 2013 (M€/ part du total)		Charges prévisionnelles au titre de 2014 (M€/ part du total)	
Total énergies renouvelables	2 673,4	55,3%	3 018,8	58,9%	3 722,4	60,2%
Eolien MC	550,0	11,4%	564,9	11,0%	854,6	13,8%
Eolien ZNI	5,4	0,1%	6,6	0,1%	5,8	0,1%
Photovoltaïque MC	1 683,2	34,8%	1 898,7	37,0%	2 146,6	34,7%
Photovoltaïque ZNI	197,4	4,1%	208,1	4,1%	246,8	4,0%
Autres EnR (MC)	228,4	4,7%	330,1	6,4%	459,2	7,4%
Autres EnR (ZNI)	9,0	0,2%	10,4	0,2%	9,5	0,2%
Total contrats d'achat hors ENR (MC)	766,1	15,9%	531,6	10,4%	462,0	7,5%
Cogénération (MC)	743,8	15,4%	527,5	10,3%	412,1	6,7%
Disponibilité des centrales de cogénérations de plus de 12 MW (MC)	0,0	0,0%	0,0	0,0%	45,0	0,7%
Autres contrats d'achat (MC)	22,3	0,5%	4,1	0,1%	4,9	0,1%
Total péréquation tarifaire hors EnR (ZNI)	1 296,7	26,8%	1 431,8	27,9%	1 651,0	26,7%
Surcoût de production	959,9	19,9%	915,5	17,9%	811,2	13,1%
Contrats d'achat hors ENR	336,8	7,0%	516,4	10,1%	839,8	13,6%
Dispositions sociales	93,8	1,9%	145,5	2,8%	350,3	5,7%
Total	4 830,1		5 127,7		6 185,7	

MC : métropole continentale

ZNI : zones non interconnectées

EnR : énergies renouvelables

Le coût du soutien aux EnR thermiques

Parmi les outils de soutien aux EnR thermiques, le CIDD est le principal instrument pour le résidentiel individuel. Suite à la réforme intervenue dans le cadre de la LFI 2012, son coût a été abaissé et s'élève en 2013 (année de dépense 2012) à 660 M€, dont 45% (soit 300 M€) pour les EnR.

L'éco-PTZ, dédié au financement des rénovations lourdes dans le logement, a eu un impact budgétaire de 65 M€ en 2013³.

Le principal instrument de soutien à la production centralisée de chaleur est le fonds chaleur géré par l'ADEME. Il est doté de 1.2 Mds€ sur la période 2009-2013.

Le coût du soutien au secteur des transports

Le système de soutien à la production de biocarburants repose sur deux types d'incitations : l'exonération partielle de la taxe intérieure de consommation (TIC) pour les produits issus des unités de production agréées et des taux réduits de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) appliquée sur la mise à la consommation des carburants, à proportion de la part de biocarburants mis sur le marché.

Les montants TGAP (M€) :

2006	2	2010	110
2007	25	2011	150
2008	62	2012	156
2009	104	2013	149

³ Il s'agit du coût générationnel, soit le montant total du crédit d'impôt, étalé sur 5 ans, accordé aux banques ayant distribué les 33 000 prêts

En matière de TIC, les taux de défiscalisation des biocarburants sont revus à la baisse jusqu'à extinction du dispositif fin 2015. Les montants globaux des exonérations fiscales correspondantes se sont élevés à 500 M€ en 2007, 720 M€ en 2008, 521 M€ pour 2009 et 425 M€ en 2010, 271 M€ en 2011, 288 M€ en 2012 et 280 M€ en 2013.

- Timothée FUROIS ;
Martine LECLERCQ ;
Yves LEMAIRE ;
Alice VIEILLEFOSSE.

Le rapport de la Cour des comptes (jan. 2012) évalue les coûts et transferts entre agents liés à la politique de soutien aux biocarburants entre 2005 et 2010. Il identifie trois types de transferts :

- la surconsommation de carburants liée au moindre pouvoir calorifique (PCI) des biocarburants. Une partie du surcoût payé par le consommateur se traduit par un surplus de recettes fiscales (TIC) pour l'État ;
- l'augmentation du prix au litre du carburant lié à la répercussion de la TGAP payée par les distributeurs ;
- l'exonération partielle de TIC, répercutée par les distributeurs sur les producteurs, qui se traduit par un manque à gagner pour l'État.

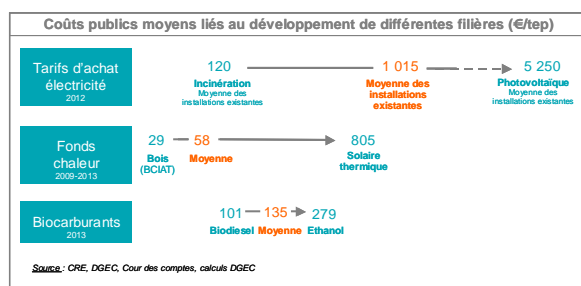
Le bilan du soutien aux transports se traduit par un surcroît de recettes pour l'Etat de 70 M€ et un coût pour les consommateurs de l'ordre de 770 M€.

Comparatif des coûts de soutien aux différentes filières

Le graphique ci-dessous récapitule les coûts moyens du soutien aux différentes filières ENR.

Il en ressort une efficacité plus grande des financements liés au déploiement des ENR thermiques :

Graphique 2 : Coûts publics moyens liés au développement des différentes filières



Méthodologie de calcul :

Pour les tarifs d'achats, le coût public par tep est égal à la différence entre le coût moyen constaté par filière et le coût évité de l'électricité (année 2012).

Pour le fonds chaleur, le coût public est égal, pour chaque filière, au montant de l'aide versée par l'Ademe (année 2013) rapporté à la production actualisée sur la durée de vie (20 ans) des installations au taux de 4%.

Pour les biocarburants, les coûts moyens pour chaque filière correspondent au manque à gagner lié à la défiscalisation, exprimée en euros par Tep (année 2013).

