

Énergies fossiles et production d'électricité en France



Olivier APPERT (CM71)

Président-directeur général d'IFP Energies nouvelles



Guy MAISONNIER

Ingénieur Économiste d'IFP Energies nouvelles

Olivier APPERT (CM71)

Il a été nommé Président Directeur général d'IFP Energies nouvelles en avril 2003. Par ailleurs, il préside le Conseil Français de l'Énergie, Comité français du Conseil Mondial de l'Énergie. Il est membre de l'Académie des Technologies.

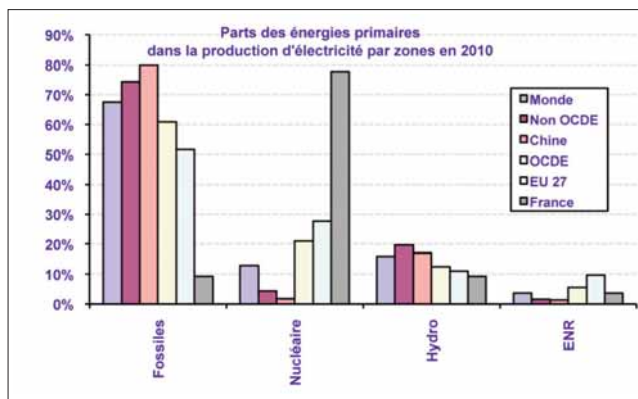
Ancien élève de l'École polytechnique, ingénieur général des Mines, il a commencé sa carrière au service des Mines de Lyon, puis a occupé différents postes au ministère de l'Industrie et au cabinet du Premier Ministre. En 1987, il a pris la responsabilité de l'activité radiocommunication mobile au sein de la société Télécommunications Radioélectriques et Téléphoniques (TRT). Nommé en 1989 directeur des hydrocarbures au ministère de l'Industrie, il a rejoint en 1994 la direction de l'IFP et a été en charge, notamment, de la recherche et développement et de sa filiale, holding technologique cotée en Bourse. Il a été nommé en octobre 1999 directeur de la coopération long terme et de l'analyse des politiques énergétiques au sein de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE).

Guy MAISONNIER

Ingénieur économiste à IFPEN depuis 2002, il est expert des marchés pétroliers et gaziers. Il participe également à des travaux de prospective technico-économique, et a été par exemple un des rapporteurs du rapport «Énergies 2050» publié en 2012. De 1995 à 2000, il a travaillé au sein de Cedigaz, organisme international sur le gaz naturel, publiant différentes études sur les marchés gaziers. Il a été auparavant ingénieur conseil dans une société spécialisée du secteur de l'énergie, avant de rejoindre le ministère français de l'Industrie, au service international de la Direction des hydrocarbures.

Un poids limité des énergies fossiles dans la production française d'électricité

La structure de la production d'électricité en France est caractérisée par le poids très important du nucléaire à hauteur de 78% en 2011 contre 9% pour l'hydroélectricité et 3% pour les ENR. Les énergies fossiles ne couvrent ainsi qu'une part limitée du bilan, moins de 10%. Ce choix d'une place marquée du nucléaire s'est imposé après le premier choc pétrolier des années 70 afin d'accroître l'indépendance énergétique du pays.



Source : AIE WEO 2012

Cette configuration est très exceptionnelle par rapport au reste du monde. Ainsi, en moyenne, les énergies fossiles couvrent près de 70% de la production d'électricité au niveau mondial, dont 74% pour les pays non OCDE et 61% pour les pays occidentaux. Aux États-Unis, premier producteur d'énergie nucléaire devant la France, les énergies fossiles représentent encore 67% du total dont 42% pour le charbon et 25% pour le gaz naturel. Au Japon, troisième producteur d'énergie nucléaire avant la fermeture des centrales suite à la catastrophe de Fukushima, le poids des énergies fossiles se situait à plus de 60%.

Le contexte français très particulier présente plusieurs avantages en termes d'indépendance énergétique d'abord, ce qui était l'objectif initial, mais aussi du point de vue des émissions de gaz à effet de serre et de la compétitivité, grâce à un coût attractif de la production de l'électricité.

Concernant l'indépendance énergétique, il est intéressant de souligner que, si la France avait fait le choix du gaz naturel, il serait nécessaire aujourd'hui d'en importer plus de 70 Mtep (800 Twh) pour assurer la production des 420 Twh (2011)

fournie par les centrales nucléaires. Cela représenterait près de deux fois la consommation actuelle de gaz et une facture énergétique supplémentaire de 25 milliards d'euros.

On est loin du compte même si depuis 2009, la consommation de gaz naturel utilisée pour la production d'électricité augmente sensiblement : de 2,8 Mtep entre 2004 et 2008, elle atteint en 2011 près de 4,7 Mtep en progression de 10,7% en un an, après un gain de 34 % en 2010 et de 14% en 2009¹. Globalement, ce volume représente de l'ordre de 12% de la consommation gazière française². Pour ce qui concerne le charbon, la tendance est plutôt baissière pour des raisons tant structurelles que conjoncturelles comme en 2011 (effet températures clémentes). Ainsi, la demande des centrales à charbon est descendue cette année-là à son plus bas niveau, 3,2 Mtep, soit 31% de moins qu'en 2010. Ce débouché constitue une part significative de la consommation totale de charbon, de l'ordre de 33% (2011) à 40% (2010).

Des perspectives d'évolutions contrastées pour les centrales fossiles en France

L'ensemble des centrales fossiles en France représentait une puissance totale de plus de 18 GW³ début 2012, soit 15% environ de la puissance totale installée (127 GW). Elle se situe bien entendu largement en dessous du nucléaire (63 GW, 49% du total) ou de l'hydro-électrique (25 GW), mais au dessus des capacités actuelles en éolien (6,7 GW) et en photovoltaïque (2,4 GW).

Ces centrales thermiques fossiles sont composées de centrales à cycle combiné (4,5 GW) relativement récentes, datant de 2003 pour les plus anciennes, et de centrales charbon (6,9 GW) construites pour les deux tiers dans les années 1970 et pour le reste au début des années 1980. Ces deux types d'installation ont pour vocation de fonctionner en semi-base, c'est-à-dire pour des durées d'utilisation de 3 000 à 4 000 heures, valeurs à comparer à environ 6 500 heures pour les centrales nucléaires (74% du temps), ce qu'elles n'atteignent pas dans la conjoncture actuelle.

Les autres types de centrales fossiles, à savoir les groupes fioul (5,3 GW) et les turbines à combustion ou TAC (1,9 GW), servent à faire face aux pointes de consommation en complément des effacements de la demande (3 GW). Elles ont ainsi des durées de fonctionnement très faibles de moins de 2 000 heures par an.

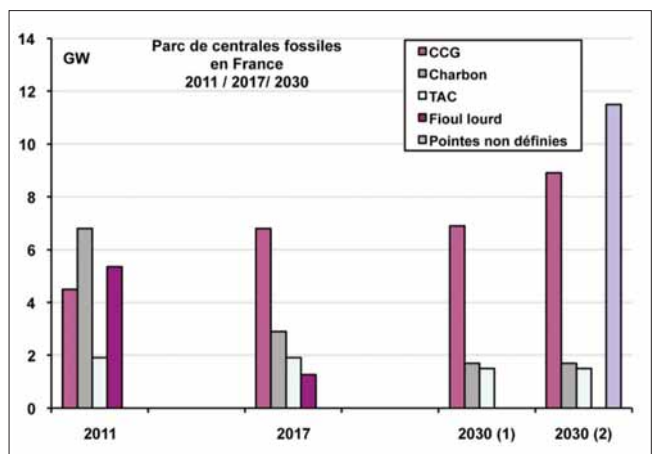
Si les groupes fioul datent des années 1970, les TAC au contraire sont des unités plus récentes dont plus de la moitié ont été mis en service au cours des cinq dernières années. Les turbines à combustion fonctionnent en moyenne quelques centaines d'heures par an et peuvent être démarrées en 15 minutes avec une grande fiabilité. Elles bénéficient d'un coût d'investissement relativement faible (400 \$/kW) et d'un rendement assez élevé (38 %) ce qui en fait la solution de choix pour les pointes voire à terme pour palier l'intermittence des options renouvelables (éolien et solaire).

Ce parc de centrales fossiles de semi-base et de pointe va connaître de profonds changements, indépendants pour une large part des scénarios envisagés concernant notamment le parc nucléaire (40 à 65 GW en 2030) ou les ENR (30 à 73 GW en 2030). C'est en effet pour des raisons environnementales dues à la directive dite des «Grandes Installations de Combustion» qu'une partie des centrales charbon et des groupes fioul sera fermée progressivement.

La directive européenne sur les grandes installations de combustion condamne ainsi à l'horizon 2015 les centrales les plus polluantes, soumises d'ici là à des quotas d'heures de fonctionnement. À partir de cette date, seules cinq unités charbon de 600 MW ayant fait l'objet d'une mise à niveau pour respecter les limites d'émissions seront conservées. À plus long terme, trois groupes charbon seulement pourraient être maintenus en service. La puissance installée passerait ainsi de 6,8 GW à 2,9 GW en 2016 pour tomber à 1,7 GW en 2030. Concernant la filière fioul, la puissance installée sera probablement réduite après 2015 à 1,3 GW contre plus de 5 GW actuellement.

Le parc de centrales à cycle combiné à gaz devrait en revanche connaître un léger accroissement. En complément des dix unités existantes de 4,5 GW, cinq autres d'une puissance unitaire de près de 0,5 GW pourraient être mis en service d'ici 2017, ce qui porterait la puissance totale installée à 6,9 GW. RTE retient également ce même niveau de puissance à l'horizon 2030 en dehors d'un scénario en légère progression à 8,9 GW.

Concernant enfin les TAC (1,9 GW) pour les besoins de pointe, aucune fermeture n'est envisagée d'ici 2020. À l'horizon 2030, en complément des TAC et des effacements (3 GW), RTE estime que de nouveaux moyens de pointe pourraient être nécessaires pour une puissance de 11 GW environ.



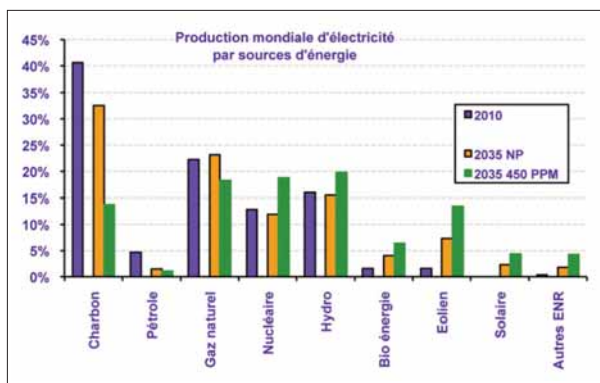
Source : IFPEN, base RTE - bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France - Édition 2012

Les enjeux de compétitivité des centrales gaz

La compétitivité des centrales gaz va se poser à court terme vis-à-vis du charbon, mais également en raison du développement des énergies renouvelables.

Le rôle du secteur électrique dans les émissions mondiales de CO₂

Le secteur de la production de l'électricité est susceptible d'apporter une très forte contribution à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Au niveau mondial, ce secteur devrait en effet contribuer pour près de 70% à cette diminution d'ici 2035 pour espérer stabiliser la concentration de CO₂ dans l'atmosphère à 450 PPM et limiter la hausse des températures à 2°C⁴. Cette responsabilité particulière est liée au poids extrêmement important des énergies fossiles dans ce secteur : 67% au total dont 41% pour le charbon et 22% pour le gaz naturel, le pétrole ne jouant plus désormais qu'un rôle marginal.



Source : AIE WEO 2012 ; Scénario nouvelles politiques (NP) et 450 PPM

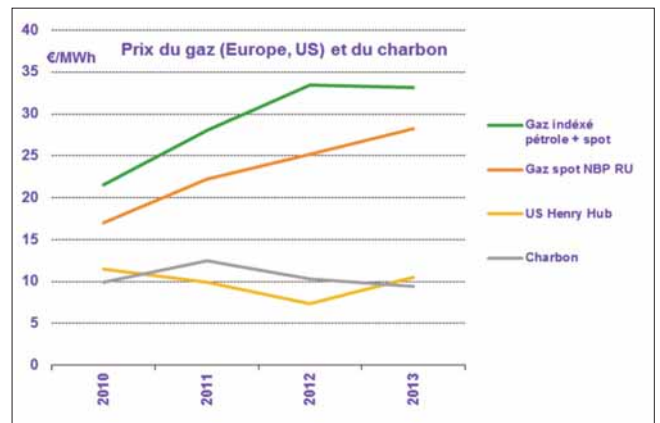
L'enjeu pour ce secteur sera donc de réduire cette proportion par le biais d'un effort en matière de réduction de la consommation finale, par la substitution vers les énergies décarbonnées, nucléaire hydro-électricité et renouvelables et aussi par la capture et le stockage du CO₂ pour les centrales traditionnelles. En 2035, l'AIE estime que les énergies fossiles devraient passer à 33% de la production d'électricité pour assurer le recul des émissions de CO₂ compatibles avec le niveau de concentration de 450 PPM, contre 57% dans le scénario tendanciel.

En France, le débat ne se pose pas dans les mêmes termes compte tenu du poids du nucléaire. Les principaux enjeux se situent dans la baisse de la part du nucléaire (de 75% en 2011 à 63% voire 49% en 2030) d'une part et la montée en puissance des énergies renouvelables (de 13% à 28 voire 40%) d'autre part. Les fossiles devraient, de leur côté, maintenir une part de l'ordre de 7 à 10%. Les émissions de CO₂ se situeraient en 2030 entre 24 et 31 Mt à comparer à 26,7 Mt en 2012.

Sur le court terme, le risque pour les centrales gaz est de revivre les tendances observées en 2012. Cette année a en effet été marquée par la forte progression des prix du gaz, spots et indexés (13 et 19% respectivement), tandis que dans le même temps le prix du charbon baissait significativement (-18%). Les centrales gaz n'ont ainsi plus été compétitives, les plus touchées étant celles achetant le gaz sur une part majoritairement indexée sur le prix des produits pétroliers.

- Ce contexte trouve son origine dans plusieurs explications :
- l'effondrement du prix du gaz aux États-Unis en 2012 à 2,8 \$/MBtu (7,4 €/MWh) contre 4 \$/MBtu (10 €/MWh) environ depuis 2009, niveau déjà très faible lié à l'effet gaz de schiste. Le charbon américain, non compétitif, a été de ce fait disponible à l'exportation faisant baisser son prix sur le marché international ;
 - la faiblesse du prix du CO₂, à moins de 5€/T, en raison du contexte économique et de la baisse d'activité ;
 - la fermeté des prix du gaz indexés au pétrole (12,6 \$/MBtu; 33,4 €/MWh), mais aussi des prix spots (9,5 \$/MBtu; 25,2 €/MWh).

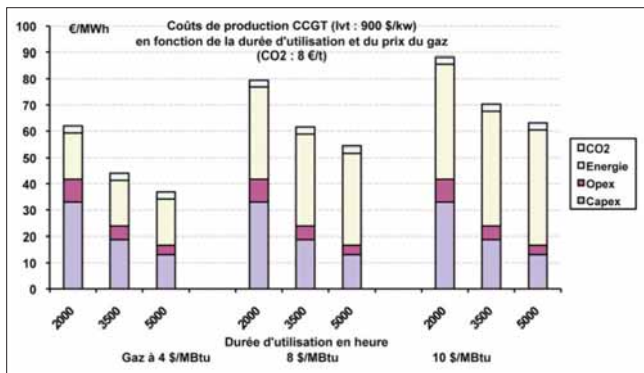
Les premières tendances pour 2013 permettent de penser que le prix américain du gaz sera un peu plus ferme (retour possible vers les 4 \$/MBtu soit 10 €/MWh) ce qui réduira le recours au gaz pour la production d'électricité dans ce pays. Le charbon pourrait ainsi être à nouveau plus sollicité, ce qui est susceptible d'entraîner au minimum une certaine stabilité de son prix, voire un début de fermeté. Néanmoins les tendances pour les prix du gaz en Europe sont haussières en 2013 ce qui risque de ne pas modifier sensiblement le niveau de compétitivité du gaz par rapport au charbon.



Source : IFPEN, base Reuters – 2013 : tendances en mars.

Il s'agit d'un enjeu important qui affecte l'ensemble des producteurs européens d'électricité disposant de centrales à cycle combiné. Une déconnexion des contrats long terme aux prix des produits pétroliers, mais aussi une baisse des prix spots du gaz sont des conditions nécessaires pour changer la donne. Il est en effet difficile d'espérer actuellement une forte hausse du prix du charbon pour inverser la tendance. L'incertitude demeure pour le prix à venir du CO₂ en fonction du résultat des négociations européennes en cours.

L'impact de cette moindre compétitivité est une utilisation réduite de ces centrales ce qui augmente dans des proportions significatives leur coût complet. À titre d'illustration, sur la base d'un prix du gaz de 10 \$/MBtu (26 €/MWh), le coût complet de production d'électricité d'une centrale cycle combiné passe de 60 €/MWh pour une utilisation sur 5 000 heures (57% du temps) à près de 90 €/MWh pour seulement 2 000 heures (23%). C'est une difficulté que rencontrent également les producteurs en Allemagne ou en Espagne. Ce phénomène, lié aux prix du charbon, y est de plus accentué avec le développement des énergies renouvelables.



Source : IFPEN

En France, si l'on se fonde sur les dernières perspectives de RTE, le scénario référence fait apparaître une baisse sensible de la durée d'utilisation des centrales gaz entre 2011 (3 760 h) et 2014 (2 760 h) suivie d'une remontée progressive jusqu'en 2017 (3 260 h). Pour le plus long terme, et en dépit de la hausse des renouvelables, les centrales gaz maintiendraient un taux d'utilisation proche de celui de 2011. Dans le scénario

d'une baisse du nucléaire à 50%, l'usage des centrales au gaz serait même renforcé à 4 800 heures.

Globalement, les énergies fossiles en France jouent un rôle moindre dans la production d'électricité par rapport à ce que l'on peut observer en Europe ou dans le reste du monde. Pour des raisons essentiellement environnementales, la structure du parc, composé actuellement de centrales charbon (6,9 GW), de centrales cycle combiné gaz (4,5 GW) et de centrales de pointe fioul (5,4 GW) et TAC (1,9 GW), va se limiter pour une large part aux centrales gaz et TAC au-delà de 2015. L'un des enjeux pour les cycles combinés sera leur compétitivité, mise à mal en 2012, qui dépendra de l'évolution conjuguée des prix du charbon, du gaz et du CO₂. ■

¹ Bilan énergétique de la France pour 2011 – CGDD juillet 2012.

² La situation en 2012 s'est inversée, sujet traité dans la troisième partie.

³ Des moyens décentralisés d'une puissance de 7 MW sont également installés – Source RTE.

⁴ Source AIE WEO 2012, Scénario "450 PPM" par rapport au scénario tendanciel "Nouvelles Politiques".