

# Compte rendu

**Commission d'enquête relative aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire, à la durée d'exploitation des réacteurs et à divers aspects économiques et financiers de la production et de la commercialisation de l'électricité nucléaire, dans le périmètre du mix électrique français et européen, ainsi qu'aux conséquences de la fermeture et du démantèlement de réacteurs nucléaires, notamment de la centrale de Fessenheim**

– Thème : Coût et commercialisation de l'électricité d'origine nucléaire

Audition de M. Raymond Leban, directeur « Économie, tarifs, achats » d'EDF..... 2

Mercredi  
30 avril 2014  
Séance de 16 heures 30

Compte rendu n° 57

SESSION ORDINAIRE DE 2013-2014

**Présidence  
de M. François Brottes**  
*Président*

*L'audition débute à seize heures quarante-cinq.*

**M. le président François Brottes.** Monsieur le directeur, nous vous souhaitons la bienvenue pour cette audition consacrée à la commercialisation de l'électricité.

Nous venons d'entendre les présidents d'Exeltium et de l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE), qui figurent parmi vos clients. La question des tarifs de l'électricité est au centre de l'actualité : à peine Mme la ministre venait-elle de prendre son poste qu'on lui expliquait qu'il fallait que soit annoncée une nouvelle hausse. Dans ce contexte, personne ne comprend bien l'intérêt de l'ouverture du secteur de l'énergie à la concurrence ; en particulier, les industriels électro-intensifs paient en France l'électricité plus cher que dans d'autres pays, notamment en Allemagne.

Comment EDF, opérateur historique incontournable, qui intervient à toutes les étapes du cycle – production, transport, distribution –, voit-il les choses ? Peut-on imaginer qu'à l'avenir, les coûts puissent diminuer ? Car quand Mme la ministre dit qu'il faut revoir la manière dont sont constitués les tarifs, je ne vois pas d'autre piste possible – à part la vente à perte ! L'ANODE vient de faire des propositions intéressantes visant à baisser le prix de l'ARENH. EDF a-t-elle engagé des réflexions favorables aux intérêts du consommateur ?

Avant de vous laisser la parole, je vous demande, conformément aux dispositions de l'article 6 de l'ordonnance du 17 novembre 1958, de prêter le serment de dire la vérité, toute la vérité, rien que la vérité.

*(M. Raymond Leban prête serment.)*

**M. Raymond Leban, directeur de la direction « Économie, tarifs et prix » d'EDF.** Monsieur le président, je vous remercie de donner à EDF l'occasion de s'exprimer sur le sujet important de la commercialisation de l'électricité d'origine nucléaire en France, c'est-à-dire sur les conditions de vente de cette électricité en référence à son coût de production.

La première question que j'évoquerai est celle du prix auquel l'exploitant d'un parc nucléaire doit commercialiser l'électricité produite par ses centrales pour couvrir ses coûts sur la durée de fonctionnement de celles-ci.

Les coûts à couvrir entrent dans quatre catégories : les coûts liés à l'investissement initial dans la construction du parc de centrales, les coûts d'exploitation correspondant aux dépenses courantes de fonctionnement du parc, les coûts d'investissement de maintenance réalisés pour assurer une bonne performance de l'outil de production au plan de la sûreté et de la disponibilité et pour permettre un allongement de la durée de fonctionnement des centrales, enfin les coûts liés à la gestion à long terme des déchets et au démantèlement des centrales.

Selon l'approche dite « économique », la formule de prix prévoit, au-delà de la couverture des coûts annuels, la récupération de l'investissement initial dans la construction du parc, c'est-à-dire le remboursement et la rémunération des apporteurs de capitaux, à travers un loyer constant en monnaie constante, c'est-à-dire évoluant comme l'inflation. En d'autres

termes, le prix de commercialisation de l'électricité produite est calé sur le « coût économique complet » du parc – on parle aussi de « coût complet économique » ou de « coût courant économique ».

Cette approche est celle qui prévalait en France, avant l'ouverture à la concurrence, pour fixer les prix de vente de l'électricité au client final – dits « tarifs réglementés de vente » : les tarifs étaient calés sur les « coûts marginaux de long terme ».

C'est également cette approche qui a sous-tendu le raisonnement du législateur au cours de la préparation et du vote de la loi du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité, dite loi « NOME » : d'une part, le représentant du Gouvernement de l'époque avait tenu à préciser durant les débats que seraient pris en considération « *l'ensemble des coûts à valeur économique, et non pas simplement à valeur comptable* » ; d'autre part, la loi elle-même fait référence aux « *conditions économiques* » de la production nucléaire.

Une politique de commercialisation de l'électricité nucléaire fixant le prix de celle-ci au niveau du coût économique complet du parc permet d'offrir au consommateur de la stabilité, en même temps qu'elle assure à l'opérateur la couverture des coûts dans la durée.

En janvier 2012, la Cour des Comptes a évalué le coût économique complet du parc actuel à 54 euros de 2010 par mégawattheure (MWh), en moyenne, sur la période 2011-2025 visée par la loi NOME – soit un niveau très en deçà du coût de développement de n'importe quel nouveau moyen de production.

Dans les faits, le prix de commercialisation de l'électricité nucléaire française, tel qu'il apparaît au travers des tarifs réglementés de vente, est toutefois inférieur au coût économique complet depuis le milieu des années 90 – époque à laquelle ont été pratiquées des baisses de prix assez brutales. Il est clair que cela participe largement à la situation de *free cash flow* (flux de trésorerie disponible) négatif que connaît le groupe EDF depuis que les investissements ont repris – ceux-ci ayant beaucoup augmenté entre 2011 et 2013.

En outre, ce sera mon deuxième point, le prix de commercialisation de l'électricité nucléaire est appelé à jouer un rôle clé sur le marché et pour EDF d'ici à 2025, du fait de la loi NOME.

Celle-ci, adoptée à la fin 2010 dans le but de concilier le développement de la concurrence induit par l'appartenance de la France au marché européen avec le maintien pour le consommateur français de l'avantage que constitue la compétitivité du parc nucléaire national, fait obligation à EDF de fournir un accès régulé et limité à l'électricité nucléaire historique (ARENH) produite par ce dernier. Aux termes de la loi, tout fournisseur peut obtenir des volumes d'électricité nucléaire à un prix régulé pour approvisionner ses consommateurs finals, dans une proportion égale à « *ce que représente la part de la production des centrales [...] dans la consommation totale des consommateurs finals* ». Le dispositif doit être décliné au travers de deux décrets : l'un, qui fixe les modalités d'accès à l'ARENH, a été publié le 28 avril 2011 ; l'autre, qui doit permettre de déterminer le prix de l'ARENH, est encore en discussion.

Le champ d'application de ce dispositif est très large. Aujourd'hui, EDF commercialise la plus grande partie de son électricité – 304 térawattheures (TWh) – *via* le tarif réglementé de vente, les entreprises locales de distribution d'électricité (ELD) disposant d'un contrat aux tarifs de cession pour un volume de 18 TWh. En 2013, la répartition de ce

volume de 304 TWh était le suivant : 183 TWh destinés aux clients résidentiels et aux petits professionnels facturés au tarif bleu, 41 TWh pour les PME-PMI facturées au tarif jaune, et 80 TWh pour les gros industriels facturés au tarif vert. EDF réalise également des ventes sur offre de marché pour un volume de 55 TWh, ainsi que des ventes d'ARENH à ses concurrents pour 64 TWh.

Pour que la concurrence ne soit pas biaisée, EDF s'impose de construire ses offres d'électricité sur le marché en utilisant les mêmes règles d'attribution et de prix d'ARENH que celles appliquées aux autres fournisseurs, et en complétant, comme ses concurrents, les droits au nucléaire par l'achat de compléments aux prix de marché en vigueur. Nous faisons donc comme les fournisseurs alternatifs : il s'agit d'une obligation à la fois économique et réglementaire.

La loi NOME dispose, en outre, que les tarifs réglementés de vente aux clients résidentiels – le tarif bleu – seront construits au plus tard au 31 décembre 2015 par empilement, c'est-à-dire par « *addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale* » ; il n'y aura donc plus de risque d'effet de ciseaux. Quant aux tarifs jaune et vert, ils seront supprimés au 1<sup>er</sup> janvier 2016, ce qui conduira les consommateurs concernés à souscrire chez le fournisseur de leur choix une offre de marché. Ainsi, à l'horizon 2016, tous les consommateurs finals en France, qu'ils restent au tarif réglementé ou qu'ils souscrivent une offre de marché chez EDF ou chez l'un de ses concurrents, bénéficieront de volumes d'ARENH représentant globalement 75 % de la consommation française.

En conséquence, une très large part de la production nucléaire historique d'EDF sera vendue au prix de l'ARENH, qui sera directeur pour les recettes. Sa fixation est donc un enjeu majeur. Ce prix constituera toutefois un maximum pour EDF, car acheter du nucléaire historique est pour les fournisseurs, non pas une obligation, mais une option, intéressante seulement si le prix de l'ARENH est inférieur à celui du marché. Quand la loi a été conçue, on ne pensait pas que la situation contraire pourrait arriver – et pourtant !

Troisième point, la loi NOME donne des indications sur le niveau auquel le prix de l'ARENH doit être fixé. Elle précise ainsi que l'accès régulé est consenti « *à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour Électricité de France de l'utilisation de ses centrales nucléaires* ». Cette formulation a été explicitée par le représentant du Gouvernement, Benoist Apparu, le 28 septembre 2010, lors de l'examen du projet de loi par le Sénat : « *Dans l'esprit du Gouvernement, conformément d'ailleurs à l'avis rendu par le Conseil d'État sur le projet de loi, c'est bien l'ensemble des coûts à valeur économique, et non pas simplement à valeur comptable, qui seront pris en considération* », a-t-il précisé.

Fixer le prix de l'ARENH au niveau du coût économique complet est donc conforme à l'esprit de la loi. C'est à cette condition qu'EDF pourra contribuer au financement de la transition énergétique, et cela sera d'autant plus bienvenu que les filières bas carbone sont les plus intenses en capital ; nous aurons besoin d'investisseurs, et il faut que ceux-ci disposent de moyens de financement.

En conclusion, je voudrais souligner que lorsque le dispositif ARENH a été conçu, il n'avait pas été envisagé que le prix de marché puisse être inférieur au prix de l'ARENH ; or nous nous trouvons aujourd'hui dans cette situation qui paraissait impossible. En

conséquence, fixer le prix de l'ARENH au niveau du coût du nucléaire historique ne suffira pas à assurer qu'EDF pourra couvrir ce coût sur la durée de la période de régulation. En effet, dans les périodes où le prix de marché sera inférieur à celui de l'ARENH, EDF vendra sa production au prix du marché, alors que lorsque le prix de marché sera supérieur à celui de l'ARENH, EDF vendra sa production au prix de l'ARENH.

Néanmoins, le point positif est qu'un nucléaire existant au coût économique complet constitue sans aucun doute un avantage concurrentiel fort pour la France.

**M. le président François Brottes.** Où en sont les négociations avec Exeltium ?

**M. Raymond Leban.** Il s'agit de la renégociation d'un contrat d'un type particulier, que nous avons passé avec les industriels électro-intensifs il y a quelques années – j'imagine que M. Roncato vous a expliqué dans quelles conditions. Cela prend la forme d'un co-investissement, avec un partage des risques.

**M. le président François Brottes.** Certes, mais a-t-on une idée du moment où la négociation aboutira ?

**M. Raymond Leban.** Il est difficile de le savoir. Les discussions sont en cours de finalisation ; elles portent actuellement sur la nécessité de tenir compte des modifications des conditions. Cela pourrait aboutir relativement vite.

**M. Denis Baupin, rapporteur.** Vous avez conclu en disant que, dans les prochaines années, le prix de marché serait inférieur à l'ARENH, mais que son parc nucléaire historique était un atout pour la France. N'est-ce pas contradictoire ? Si nous produisons de l'électricité à un prix supérieur à celui du marché, en quoi notre parc nucléaire est-il un atout ?

De même, vous avez expliqué que si l'on calait le prix de commercialisation de l'électricité sur le coût courant économique du parc nucléaire, on aboutirait à un tarif de 54 euros du MWh, alors que depuis vingt ans les tarifs pratiqués sont largement inférieurs. N'est-ce pas le signe d'un dysfonctionnement profond ? Ferait-on de la vente à perte ? Il existe certainement des explications techniques à ce phénomène, mais du point de vue économique et dans la perspective de la transition énergétique, comment l'analysez-vous ? Que préconiserez-vous pour réintroduire un peu de bon sens dans tout cela ? Pour le commun des mortels, les relations entre les coûts et les tarifs sont totalement opaques !

Selon vous, à quel niveau devrait être l'ARENH aujourd'hui ?

Je voulais, moi aussi, vous interroger sur la négociation en cours avec Exeltium, mais je crois que je n'obtiendrai pas plus de réponse que le président...

M. Choné, le président de l'ANODE, nous a dit que l'absence de timbre d'injection sur les réseaux n'incitait pas les producteurs à utiliser les installations de production les plus proches des consommateurs. Partagez-vous cette opinion ? Pensez-vous qu'une répartition plus juste des coûts d'utilisation du réseau entre le consommateur et le producteur serait nécessaire ?

Le projet de loi sur la transition énergétique est en préparation. Quelle que soit la position que chacun peut avoir sur les différentes technologies de production d'électricité, nous voulons tous faire en sorte de protéger nos entreprises électro-intensives afin d'éviter

qu'elles ne partent ailleurs et que l'on perde encore de l'emploi. Quelles sont les préconisations d'EDF en la matière ?

**M. Raymond Leban.** Monsieur le rapporteur, le prix de marché est aujourd'hui à un niveau déraisonnable, au point qu'aucune technologie de production d'électricité, quelle qu'elle soit, ne peut trouver de rentabilité.

**M. le rapporteur.** Il s'agit d'un argument qui est souvent employé mais, en général, pour affirmer que la construction d'installations neuves est moins rentable que l'utilisation des installations existantes.

**M. Raymond Leban.** Même pour les installations existantes, on n'arrive plus à couvrir les coûts variables ! La situation est devenue tellement critique que certaines centrales à cycle combiné gaz qui viennent d'être construites ont été mises sous cocon, parce qu'on ne pouvait pas faire face aux charges d'exploitation !

Les explications sont multiples : il y a la crise économique, bien entendu, mais aussi le très bas prix du CO<sub>2</sub>, actuellement de 5 euros la tonne, alors qu'il était auparavant aux alentours de 20 euros et qu'on espérait qu'il monterait à 30. On est actuellement dans un système complètement fou dans lequel il est plus intéressant de faire tourner des centrales à charbon que des centrales à gaz ! Le marché donne des signaux défavorables aux investissements. Les électriciens sont contraints de mettre des centrales sous cocon – ce qui leur coûte de l'argent – et n'investissent pas. Le fonctionnement du marché européen de l'électricité est un réel problème.

**M. le président François Brottes.** La présence sur le réseau d'énergie éolienne fatale contribue-t-elle à faire baisser les prix de marché ?

**M. Raymond Leban.** Il est certain que si les énergies fatales étaient rendues dispatchables, cela améliorerait les choses – c'est d'ailleurs ce qui se fait dans certains pays.

Tout dépend du rythme auquel les énergies renouvelables sont développées. Si, dans une période de contraction de la demande, on ajoute des modes de production sans coûts variables en les rendant prioritaires, ceux-ci vont prendre la place des autres et on va accroître le désarroi. Il importe de préserver l'équilibre du marché.

À la Commission européenne, il y a, d'un côté, les personnes qui s'occupent du marché de l'électricité et du coût marginal de production, et, de l'autre, celles qui s'intéressent au CO<sub>2</sub> – alors qu'il faudrait qu'elles travaillent ensemble. Il conviendrait de rationaliser tout cela ; mais cela prend du temps et suppose des compromis et des accords politiques qui nous dépassent, nous autres électriciens. Il reste que le prix du CO<sub>2</sub> est une variable essentielle.

La situation actuelle est totalement atypique : les prix de marché étaient à 50-55 euros il n'y a pas si longtemps. Il faut revenir à la raison et que le marché émette à nouveau des signaux cohérents et favorables aux investissements.

Quel est le bon prix pour l'ARENH ? Nous sommes convaincus qu'il convient de rester fidèle aux principes qui ont prévalu à l'élaboration des tarifs historiques de l'électricité en France, sous l'instigation de Marcel Boiteux. Il s'agit, non pas de se fonder sur ce que coûterait aujourd'hui le parc, comme je l'ai entendu dire, mais de récupérer les investissements consentis. On a mis un terme à cette logique à la fin des années 90. Or, si le phénomène reste dissimulé durant les périodes où les investissements – qui fonctionnent par

cycles – ne sont pas importants, dès que ceux-ci redémarrent, des problèmes de *cash-flow* se posent. En conséquence, nous pensons que le coût économique complet est la valeur à retenir pour fixer le prix de l'ARENH.

**M. le rapporteur.** C'est-à-dire 54 euros ?

**M. Raymond Leban.** Tout à fait.

Je crois que cela a toujours été la position d'EDF, car elle est fondée sur une réalité économique.

La question du timbre d'injection est techniquement complexe, et me semble quelque peu hors sujet. Il faudrait l'étudier en détail.

Nous nous soucions de la situation des électro-intensifs, et c'est précisément pour cette raison que nous avons conclu un accord avec Exeltium et que nous avons fait un effort en faveur de Rio Tinto Alcan. En tant qu'électriciens, nous sommes avant tout soucieux d'assister et d'accompagner les industriels de tous les niveaux – y compris les PME – dans leurs efforts d'économies d'énergie. Par exemple, nous avons aidé les champagnes Feuillatte à doubler leur capacité de production à consommation électrique inchangée. Nous offrons également des tarifs avec effacement des jours de pointe (EJP), notamment pour ceux de nos clients qui ne bénéficieront plus des tarifs jaune et vert.

Les statistiques d'Eurostat montrent que, sauf pour les très gros industriels électro-intensifs, ceux dont la consommation annuelle est supérieure à 550 gigawattheures, le prix de l'électricité pour l'industrie est en France 35 % inférieur à son prix en Allemagne et 30 % inférieur à son prix dans la zone euro. Néanmoins, force est de constater que quelques très gros électro-intensifs allemands bénéficient d'exonérations sur la taxe CO<sub>2</sub>, la contribution au financement des énergies renouvelables (EEG), voire les coûts de transport. Ils évoluent ainsi dans un autre monde – mais c'est aux pouvoirs publics, et non pas à nous, d'en tirer d'éventuelles conclusions. En outre, ces différences ne sont apparues qu'en 2013 : avant, on n'en décelait aucune. Elles résultent uniquement des mesures très sélectives que notre voisin a décidé de prendre.

**M. le président François Brottes.** Les différences de tarifs me semblent un peu plus anciennes, mais on ne disposait d'aucune information sur ce que payaient réellement les entreprises. Or, pour avoir eu des témoignages de délocalisations d'entreprises de France vers l'Allemagne liées aux différences de coût de l'énergie, je sais que les choses étaient déjà bien engagées il y a cinq ans.

Quant à l'effacement, il en existe deux sortes : l'effacement vertueux, qui consiste à ne pas consommer pour favoriser l'équilibre général, et un autre qui l'est beaucoup moins, dans la mesure où l'entreprise continue à produire de l'électricité avec un moyen local, comme un groupe électrogène. Il serait temps que le législateur fasse la différence entre les deux ! Quelles sont les parts réciproques de l'un et de l'autre ?

**M. Raymond Leban.** Difficile à dire ! Nombre d'industriels possèdent des diesels, mais je ne peux pas vous donner de chiffres précis dans l'immédiat. Je vous les transmettrai ultérieurement.

**M. le rapporteur.** Pour fixer le prix de l'ARENH, l'ANODE suggère d'étaler la durée d'amortissement des investissements au-delà de 2025, dans la mesure où il n'y a, selon elle,

aucune raison de la raccourcir si les centrales continuent de fonctionner après cette date. Que pensez-vous de cette proposition ?

**M. le président François Brottes.** En d'autres termes, il s'agirait d'anticiper une probable baisse de tarif en 2025 en fixant le prix de l'ARENH autour de 30 euros.

**M. Raymond Leban.** Le problème, c'est que nous ne sommes pas d'accord avec le postulat de l'ANODE. Nous pensons, quant à nous, que le prix de l'ARENH doit être calé sur le coût économique complet, qui, comme je l'ai expliqué, reste constant en monnaie constante sur toute la durée de vie du parc. Ce serait une solution simple, qui éviterait que l'on s'interroge sans cesse sur ce qui adviendra à l'issue de la période visée par la loi NOME – sachant que, contrairement à ce que sous-entend la note de l'ANODE, il n'est pas garanti que celle-ci soit prolongée.

Quoi qu'il en soit, j'observe que les représentants de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) ont évoqué devant votre commission d'enquête une trajectoire croissante pour le prix de l'ARENH, et que le président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a dit que celui-ci devait augmenter.

**M. le président François Brottes.** Il y a un fossé entre l'analyse de l'ANODE et la vôtre.

**M. Raymond Leban.** C'est une évidence, monsieur le président !

**M. le président François Brottes.** Monsieur le directeur, merci pour cet échange.

*L'audition s'achève à dix-sept heures vingt-cinq.*

**Membres présents ou excusés**

**Commission d'enquête relative aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire, à la durée d'exploitation des réacteurs et à divers aspects économiques et financiers de la production et de la commercialisation de l'électricité nucléaire**

Réunion du mercredi 30 avril 2014 à 16 h 30

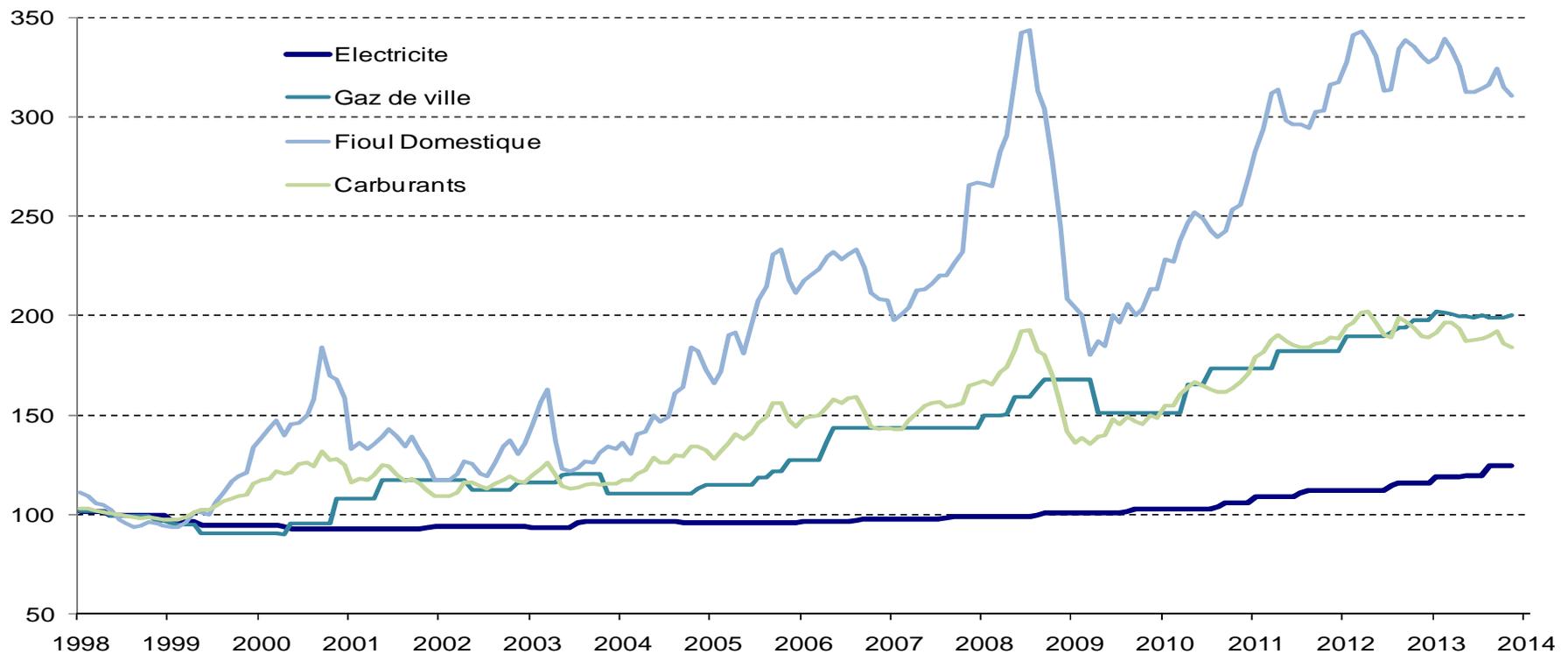
*Présents.* - M. Denis Baupin, M. François Brottes, M. Jean-Louis Costes

*Excusés.* – Mme Sylvie Pichot, M. Stéphane Travert

**DOCUMENT MIS À LA  
DISPOSITION DE LA COMMISSION**

# Evolution du prix de l'électricité et des autres énergies

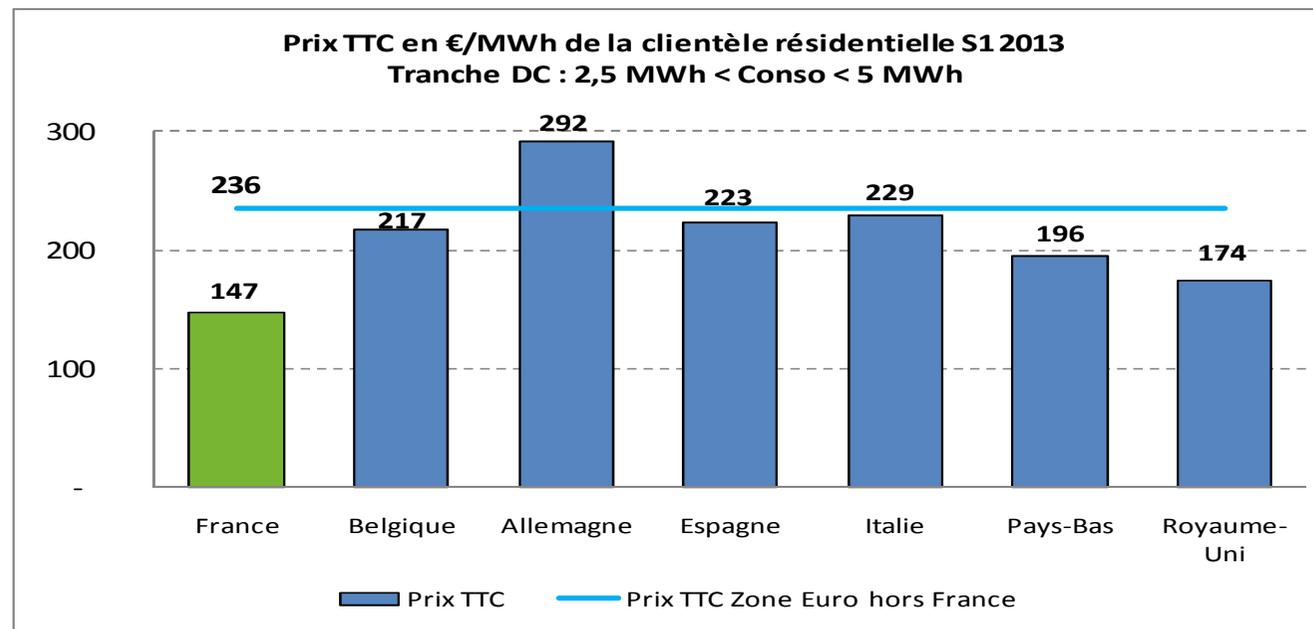
Indices du prix des ressources énergétiques des ménages :  
Janvier 1998 - Novembre 2013 (base 100 en 1998)



Graphique construit à partir de données INSEE (mensuel, ensemble des ménages, Métropole, base 1998) - Décembre 2013

# Sites résidentiels, Prix TTC S1 2013

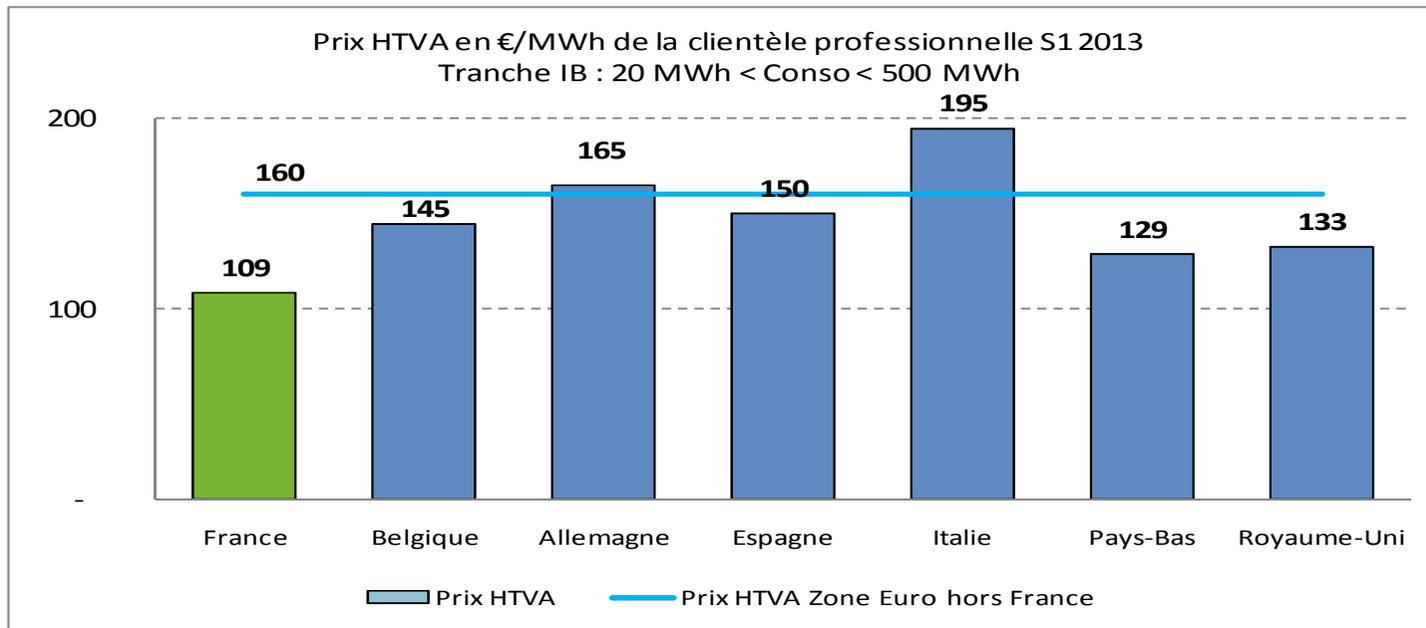
Facture moyenne annuelle TTC d'un client résidentiel consommant 4.96 MWh par an estimée à partir de la publication de prix Eurostat S1 2013 :  $147 \text{ €/MWh} * 4.96 \text{ MWh} = 729 \text{ € TTC/ an}$ .



Graphique construit à partir des données Eurostat S1 2013 disponibles le 12 décembre 2013.

Le prix hors France a été obtenu en soustrayant le prix France (pondéré par la consommation France) du prix Zone Euro.

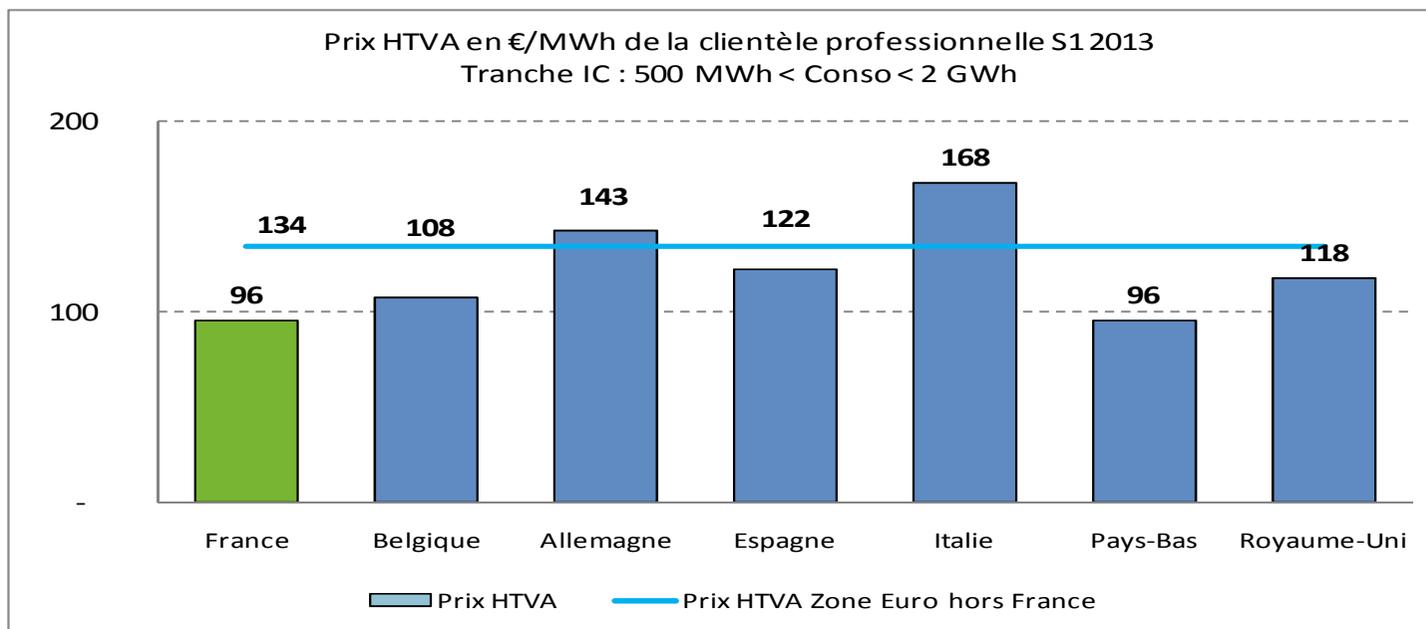
# Sites industriels Equivalent Tarif Jaune, Prix HTVA S1 2013



Graphique construit à partir des données Eurostat S1 2013 disponibles le 12 décembre 2013.

Le prix hors France a été obtenu en soustrayant le prix France (pondéré par la consommation France) du prix Zone Euro.

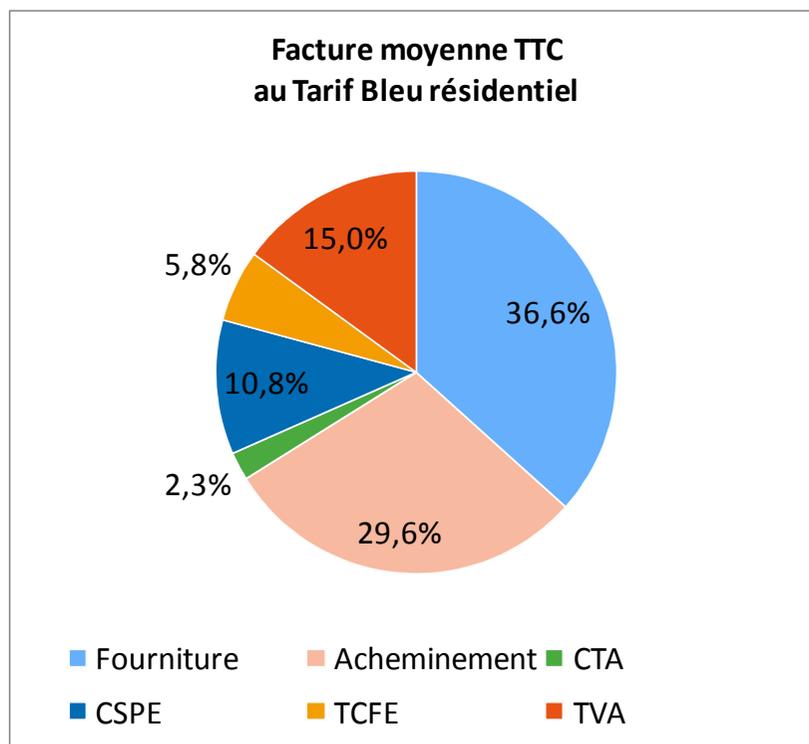
# Sites industriels consommant entre 500 MWh et 2 GWh par an, Prix HTVA S1 2013



Graphique construit à partir des données Eurostat S1 2013 disponibles le 12 décembre 2013.

Le prix hors France a été obtenu en soustrayant le prix France (pondéré par la consommation France) du prix Zone Euro.

# Facture moyenne TTC d'un site résidentiel au Tarif Bleu au 01/01/2014



TRV du 1<sup>er</sup> août 2013  
TURPE du 1<sup>er</sup> janvier 2014  
CTA, CSPE, TCFE et TVA du 1<sup>er</sup> janvier 2014