

LES COÛTS DE DIFFÉRENTES FILIÈRES DE PRODUCTION ET D'ÉCONOMIE D'ÉLECTRICITÉ

B. Dessus, Global Chance – 8 avril 2012

*

INTRODUCTION

Le récent rapport de la Cour des comptes sur les coûts de la filière nucléaire a été l'occasion d'une nouvelle discussion à la fois méthodologique et factuelle sur les coûts du nucléaire actuel et sur ceux de la prochaine génération, la filière EPR.

Pour approcher au mieux la réalité des coûts actuels d'un parc nucléaire construit depuis de nombreuses années mais dont l'échéance de vie n'est pas définitivement arrêtée, ni pour l'ensemble du parc, ni pour chaque réacteur, la Cour a choisi d'employer la méthode du *coût courant économique*, en justifiant ce choix par la faculté qu'elle présente de permettre la comparaison des coûts de différentes filières énergétiques.

On en rappelle ici brièvement le principe.

Il consiste à calculer un coût global au MWh sur toute la durée de fonctionnement de l'outil de production choisi.

Ce coût est constitué de charges de capital correspondant aux investissements passés et futurs, de charges annuelles d'exploitation ou d'investissements de maintenance annuels et de provisions annuelles pour diverses charges futures. Ces provisions sont constituées sur la base d'estimations de leurs coûts totaux et de leur échéancier. Le choix d'un taux d'actualisation de ces charges futures vient compléter le dispositif.

En ce qui concerne le capital investi, on cherche à en mesurer un coût annuel de rémunération et de remboursement permettant à la fin de vie de l'ouvrage ou du parc d'ouvrages, de reconstituer en monnaie constante l'investissement initial. C'est donc un montant annuel qui permettrait de reconstituer l'ouvrage ou le parc en question à l'identique. Le taux de rémunération du capital choisi par la Cour est de 7,8%.

L'investissement pris en compte par la Cour comprend les intérêts intercalaires éventuels qui courent entre le début des chantiers et la mise en exploitation industrielle de l'ouvrage. Négligeables pour certaines filières, ces frais peuvent devenir déterminants pour d'autres, comme le nucléaire. Pour le parc nucléaire actuel la Cour évalue à 3,4 ans l'avance de trésorerie réalisée par le constructeur du parc ce qui multiplie par $1,078^{3,4} = 1,29$ fois le coût « overnight »¹ du parc nucléaire actuel.

Ce coût annuel est mesuré par un *loyer économique* à échéances annuelles constantes, et peut être assimilé au loyer que payerait un locataire de l'ouvrage ou du parc d'ouvrages pour rembourser et rémunérer l'investisseur de l'installation.

Les frais d'exploitation annuels comprennent les frais d'opération, de maintenance et de combustibles engendrés par le fonctionnement de l'ouvrage.

Dans le cas du parc nucléaire actuel, la Cour des comptes a ainsi montré que coût du MWh atteignait un coût de l'ordre de 54 €/MWh, avec une marge d'erreur qui tient aux difficultés d'estimation des mesures de sûreté post Fukushima, du démantèlement des installations et de

¹ Littéralement le coût de construction en une nuit

² En supposant comme la Cour que les investissements de démantèlement se concentrent 9 ans après l'arrêt de la centrale.

³ Chez Siemens par exemple, dans la catégorie réfrigérateurs combinés de 250 à 300 litres un réfrigérateur de classe A+++ de 200 litres de froid, consommant 77 kWh de moins qu'un A++ moyen de la même marque présente un surcoût de 54 €. Pour 166 euros de plus qu'un A+ moyen de la même marque, ce réfrigérateur A+++ consomme 151 kWh de moins. Le surcoût est bien de l'ordre de 1 euro par kWh électrique annuel

la gestion stockage des déchets. Si on y ajoute les frais de recherche publique (estimés à 38 Milliards€) le coût total atteint 69 €/MWh.

La Cour s'est livrée au même type d'expertise pour l'EPR et fournit une fourchette de coûts de 70 à 90 €/ MWh pour le réacteur de Flamanville.

I. LES COUTS COURANTS ECONOMIQUES (CCE) PAR MWH DES FILIERES DE PRODUCTION ET D'ECONOMIE D'ELECTRICITE.

Il nous a semblé intéressant, dans un souci de cohérence, d'estimer à partir de la méthode des *coûts courants économiques* les coûts d'autres filières de **production mais aussi d'économie d'électricité** puisque cette méthode est justement recommandée par la Cour pour comparer des filières et des projets de nature et de durée de vie différents. Il est en effet indispensable de traiter à la fois de la production et de l'économie d'électricité puisque c'est la facture annuelle d'électricité qui importe à la fois pour l'utilisateur et la collectivité et non pas le coût unitaire d'approvisionnement en électricité.

Pour effectuer son exercice la Cour a choisi un taux d'intérêt de 7,8%. Par souci d'homogénéité nous retiendrons le même taux dans l'ensemble de l'étude.

I.1 CINQ ETUDES DE CAS POUR EXPLICITER LA METHODE

I.1.1 Eolienne terrestre

Prenons l'exemple d'une éolienne de durée de vie estimée à 20 ans, dont les coûts d'investissement et d'exploitation apparaissent dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1 : Décomposition des coûts d'une éolienne terrestre (€/MW)

Turbine	930 000,00
Fondation	80 000,00
Raccordement	100 000,00
Développement, ingénierie du projet	100 000,00
Frais financiers	30 000,00
Contrôle et divers (bureaux de contrôle, étude de sol, de vent, frais juridiques, etc.)	30 000,00
Génie civil	11 000,00
TOTAL Investissement	1 281 000,00
<i>Exploitation et maintenance</i>	<i>14 €/MW</i>

Source : Bipe

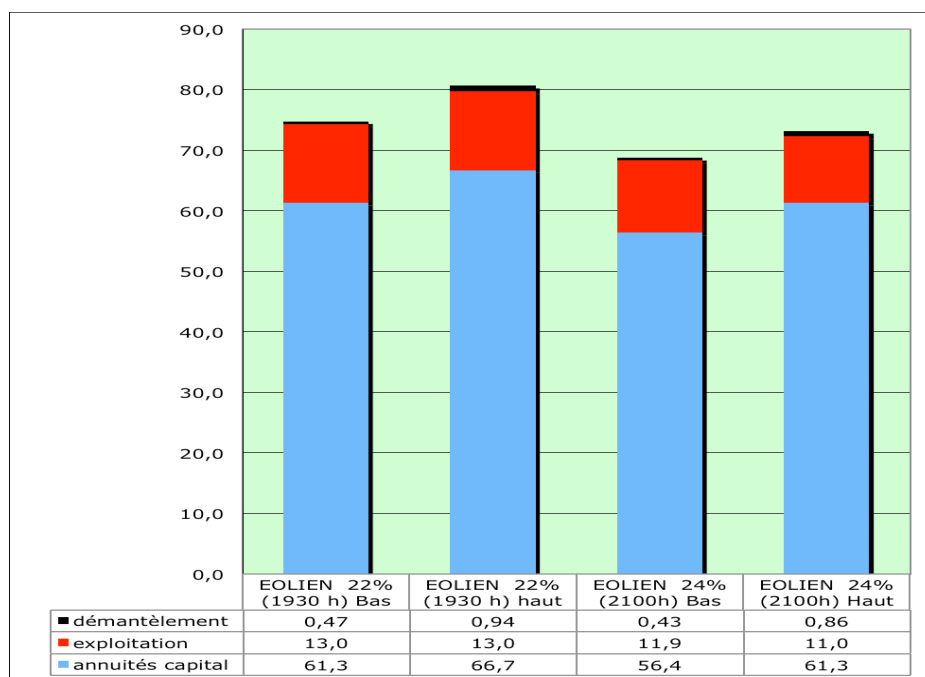
En adoptant le taux d'intérêt de 7,8% retenu par la Cour des comptes, la figure 1 donne l'image de la décomposition des coûts totaux par MWh selon le facteur de charge de l'éolienne sous les rubriques suivantes :

- 1- Annuités de loyer économique
- 2- Frais d'exploitation annuels
- 3- Provision pour démantèlement.

Deux hypothèses de coûts d'investissement sont retenues : la valeur actuelle, 1250€/kW hors frais financiers et une valeur de 1150\$/kW qui semble accessible rapidement.

Deux hypothèses de facteurs de charge sont retenus : la valeur actuelle moyenne en France pour le parc installé (22%, 1930 heures) et une valeur de 24% (2100 heures).

Figure 1 : Coût courant économique du MWh éolien terrestre pour diverses hypothèses de coût d'investissement et de facteurs de charge (€/MWh)



II.1.2 L'EPR de Flamanville

Les hypothèses principales retenues sont les suivantes :

- Coût « *overnight* » d'investissement du prototype de Flamanville (6 G€), 3750 €/MW, durée de vie 60 ans.
- Avance de trésorerie : La Cour avait retenu une avance de trésorerie moyenne de 3,24 années pour le parc actuel au taux de 4,5%. Mais le chantier de l'EPR de Flamanville a déjà pris plusieurs années de retard par rapport aux prévisions. Il est donc nécessaire d'envisager une avance de trésorerie sur un temps plus long que celui retenu pour la moyenne du parc annuel, qu'on a évalué à 6 ans.
- Pour le démantèlement, la Cour retient un coût de 22,2 milliards € pour l'ensemble du parc, soit de l'ordre de 0,36 milliard/GW, en indiquant cependant les grandes incertitudes qui règnent sur cette estimation. Dans le calcul actualisé au taux de 5% qu'elle retient, la valeur actuelle de l'investissement n'atteint que $360 \times 1/(1,05)^{69} = 12 \text{ k€}^2$ soit 3% du coût attaché à l'investissement.

A ces coûts attachés à l'investissement initial et au démantèlement il faut ajouter les frais d'investissement liés à la maintenance-jouvence et les frais d'exploitation annuels de la centrale (combustibles, maintenance, opération).

- En ce qui concerne les frais d'investissement de maintenance-jouvence, ils sont constatés par la Cour sur les 8 dernières années (2003 – 2010) à 2,5 €/MWh (1,05G€ pour 410 TWh), mais en forte augmentation depuis 2 ans (3,7 €/Mwh) et estimés à 7,5 €/MWh dans les

² En supposant comme la Cour que les investissements de démantèlement se concentrent 9 ans après l'arrêt de la centrale.

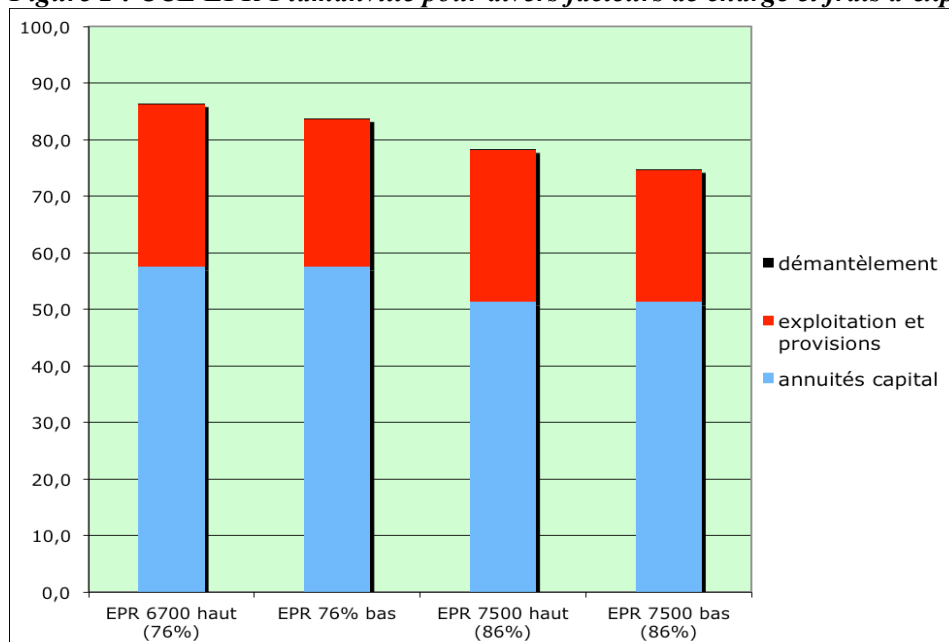
prochaines années. On peut donc retenir une fourchette de 3 à 4 euros en tenant compte des investissements post Fukushima probables à réaliser sur l'EPR.

-Les frais d'exploitation du parc actuel, tels qu'ils sont donnés par la Cour des comptes (8,9 G€ pour 410 TWh) correspondent à un coût d'exploitation de 22 €/MWh (y compris le coût du combustible) pour un facteur de charge de 76% en 2010. Les améliorations prévues sur l'EPR pourraient cependant conduire à une réduction sensible de ces frais, de l'ordre de 20%. On retiendra donc une fourchette de 17,5 à 22 €/MWh

- Enfin, la Cour estime les provisions pour charges de gestion et stockage des déchets du parc actuel à 1,1 G€, soit 2,7 €/MWh.

La figure 2 rassemble les résultats obtenus pour l'EPR dans deux hypothèses (frais d'exploitation actuels et frais inférieurs de 20%, investissements de maintenance de 3 ou 4 €/MWh)

Figure 2 : CCE EPR Flamanville pour divers facteurs de charge et frais d'exploitation.



Les ordres de grandeur trouvés confirment les estimations de la Cour des comptes. On notera que, dans ce calcul, aucune provision pour l'indemnisation des victimes en cas d'accident majeur n'est prise en compte.

1.1.3 Ampoules basse consommation

Dans le cas des économies d'électricité, le calcul à effectuer consiste à évaluer le coût des économies enregistrées par le surinvestissement nécessaire à l'achat d'un appareil plus économe en électricité rendant le même service final, (chaleur, froid domestique, éclairage, etc). Examinons le cas d'une ampoule de 20 Watts fluorescente de durée de vie 10 000 h en lieu et place d'une ampoule à incandescence de 100 watts (durée de vie de l'ordre de 2000 h) utilisée pendant des durées de temps annuelles diverses, 100, 200, 500, 1000 heures par an.

Coût de la lampe à incandescence (LI) = 2 € TTC

Coût de la lampe fluorescente (LF) = 10€ TTC

Tableau 2 : Loyer économique des ampoules à incandescence et basse consommation

Loyer économique (€)	L Fluo	L Inc
	1,5	1,1
Δ loyer	0,4	

Tableau 3 : CCE par MWh économisé pour différentes durées d'utilisation par une lampe fluorescente

Durée annuelle d'utilisation	1000	500	200	100
Δ consommation (kwh/an)	80	40	16	8
Coût/MWh économisé	5	10	25	50

Ce tableau montre que l'usage d'une lampe économe en électricité de type fluorescent se justifie économiquement pour la collectivité jusqu'à des durées d'utilisation d'une centaine d'heures puisque le coût d'économie, de l'ordre de 50 euros, reste inférieur au coût de production de l'électricité. Pour l'utilisateur, l'avantage est encore plus net puisqu'il est amené à comparer le coût de cette économie d'électricité par rapport au prix TTC qu'il consent à payer pour se fournir en électricité sur le réseau (130 €/MWh en 2012, de l'ordre de 150 à 170 € en 2030).

Il est utile cependant de s'intéresser au parc d'éclairage d'un ménage plutôt qu'à un seul point d'éclairage pour tenir compte du foisonnement d'équipements indispensable dans un logement.

La consommation d'éclairage à incandescence d'un ménage moyen français en 2007, avant toute pénétration significative des lampes basse consommation était de l'ordre de 370 kWh/an pour 15 points lumineux de 60 watts en moyenne, soit 900 watts, conduisant à une utilisation moyenne de 400 heures par an de cette puissance installée et à un coût CCE du MWh économisé de 12,5 €, dix fois inférieur au prix de l'électricité distribuée au consommateur domestique et 4 fois inférieur au coût de production actuel de l'électricité.

I.1.4 Pompe à chaleur air-air en relèvement de convecteurs

Soit un logement de 100 m² équipé de 6 kW de convecteurs consommant 15000 kWh par an (150kWh/m² /an). On se propose d'installer une pompe à chaleur air-air de 1kW électrique et de coefficient de performance (COP) de 2,5 à 3 en économie d'effet joule des convecteurs qui n'émettent qu'en appoint en cas de température moyenne inférieure à 10°(pour 4500 kWh environ). On constate sur une monotone de chauffage moyenne en Ile de France qu'une puissance de l'ordre de la moitié de la puissance des convecteurs installée est utilisée pendant environ 3000 heures par an (voir figure 8). Utilisée ainsi, la Pac de 1kW fournit de 7500 à 9000 kWh thermiques et permet d'économiser 4500 à 6000 kWh par an selon son COP.

Le coût d'investissement et d'installation d'une pompe à chaleur de ce type se situe dans la zone de 3000 à 4000 €/kW. La durée de vie de l'installation se situe comme pour une chaudière autour de 20 ans. Un contrat d'entretien complète le dispositif.

Tableau 4 : Loyer économique de la PAC

Loyer économique (k€)	20 ans
PAC Hyp 3000 €/kW	301
PAC hyp 4000 €/kW	402
économie de consommation Cop 3	6000kWh/an
économie de consommation Cop 2,5	4500kWh/an

Les frais de maintenance sont estimés à 10 € / MWh

On obtient alors les coûts suivants :

Tableau 5 : CCE du MWh économisé par la PAC

Coût/MWh économisé	20 ans	20 ans
	Cop 3	Cop 2,5
PAC Hyp 3000 €/kW	60,2	76,9
PAC hyp 4000 €/kW	77	99,8

Le coût au MWh économisé, de 60 à 100 € euros selon les hypothèses de coût d'investissement, est inférieur à celui de mise à disposition d'électricité à l'utilisateur.

Il n'en serait pas de même en cas de remplacement total des convecteurs par une pompe à chaleur de 6kW (puissance nécessaire pour la pointe) mais dont le facteur de charge tomberait à 1000 heures environ. Le coût au MWh économisé se situerait alors entre 155 et 230 €/MWh.

I.1.5 Réfrigérateur

Soit un réfrigérateur haut de gamme (classe A+++)³ présentant par rapport à un réfrigérateur standard (classe A) un surcoût de 100 euros, permettant d'économiser 100 kWh par an et de durée de vie 15 ans³.

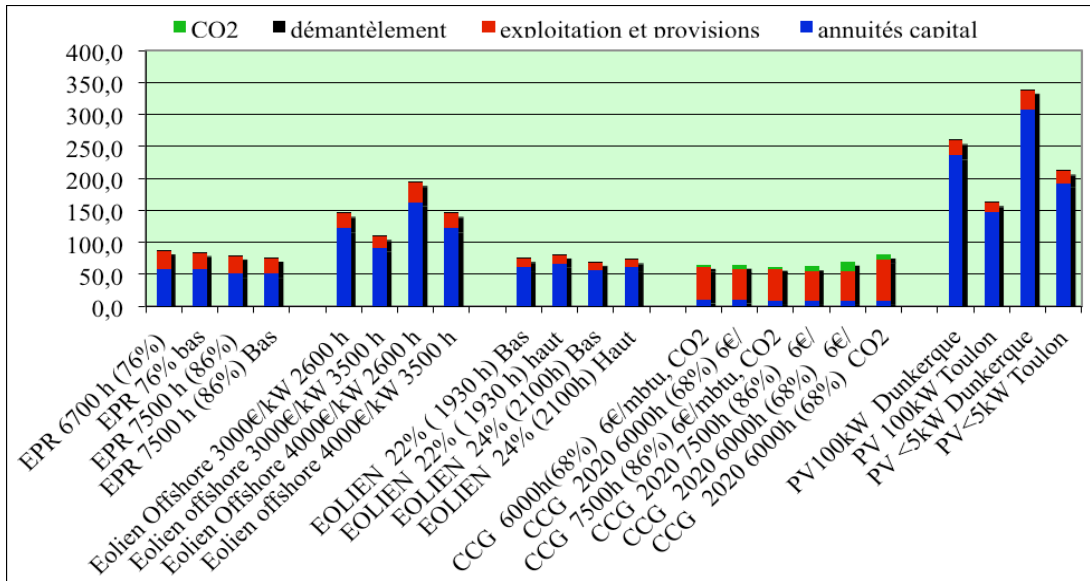
Le loyer économique correspondant au surcoût de 100 euros sur 15 ans est de 11,5 euros pour 100kWh économisés, et 115 €/MWh, inférieur de 12% au prix actuel de l'électricité distribuée.

II - RESULTATS OBTENUS POUR DIFFERENTES FILIERES DE PRODUCTION ET SENSIBILITE AUX HYPOTHESES RETENUES.

La figure 3 donne une image globale des différents coûts. On constate tout de suite que 3 filières affichent des coûts économiques comparables : la filière EPR, la filière éolienne terrestre et la filière cycle combiné à gaz.

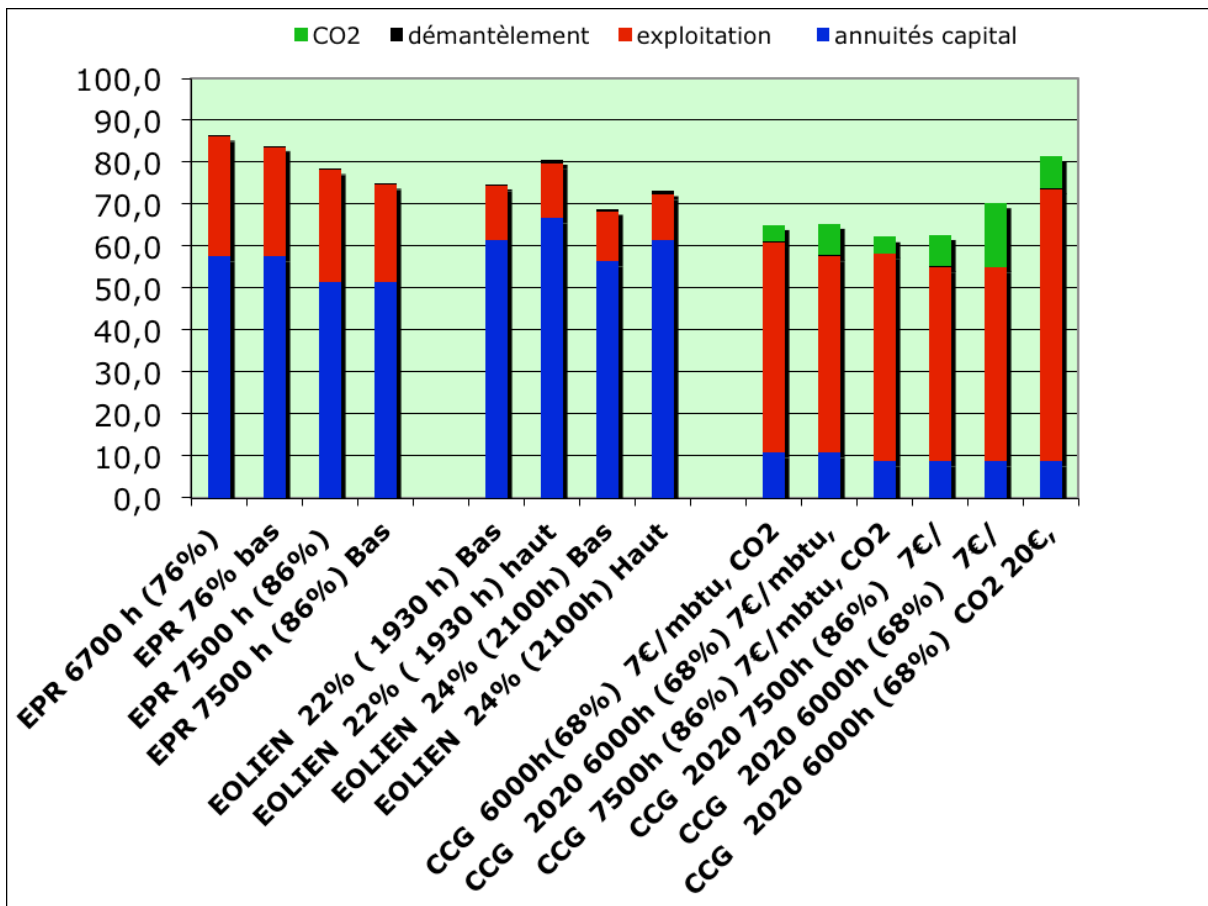
Figure 3 : Coûts courants économiques en €/MWh de diverses filières électriques.

³ Chez Siemens par exemple, dans la catégorie réfrigérateurs combinés de 250 à 300 litres un réfrigérateur de classe A+++ de 200 litres de froid, consommant 77 kWh de moins qu'un A++ moyen de la même marque présente un surcoût de 54 €. Pour 166 euros de plus qu'un A+ moyen de la même marque, ce réfrigérateur A+++ consomme 151 kWh de moins. Le surcoût est bien de l'ordre de 1 euro par kWh électrique annuel économisé.



La figure 4 permet de comparer plus à fond ces trois filières.

Figure 4 : Coûts courants économiques comparées de l'EPR de Flamanville, des cycles combinés à gaz et des éoliennes terrestres selon leur facteur de charge.



Première observation : il apparaît nettement que les coûts de production des filières qui sont amenées à remplacer les moyens de production électriques actuels dans les années qui

viennent seront en nette augmentation par rapport aux coûts de production aujourd'hui pris en compte par la CRE (42 €) puisqu'ils se situent pour la plupart entre 65 et 90 €.

On constate d'autre part qu'avec les prix spots moyens de l'année 2011 pour le gaz naturel sur le marché de Londres (7 €/Mbtu) et une taxe carbone qui reste en dessous de 10€/ tonne de CO₂, c'est la filière CCG qui obtient les meilleures performances, même pour un fonctionnement annuel de 7000 heures, 63,3 €/MWh contre 76,6 à 79,6 pour l'EPR. Compte tenu de l'augmentation attendue des rendements des cycles combinés (passage de 51% à 55% à court terme), il faut une augmentation importante du prix du gaz, de l'ordre de 35%, ou une taxe carbone de l'ordre de 60 €/tonne de CO₂ en 2020 pour que le MWh EPR de Flamanville devienne compétitif avec celui du CCG⁴.

D'autre part, on voit sur ce graphique que l'éolien actuel atteint des coûts au MWh (76 à 83 €/MWh selon la qualité des sites) tout à fait comparables à ceux d'un EPR comme celui de Flamanville, qui, venant s'ajouter à un parc déjà important, a peu de chances de bénéficier d'un taux de charge supérieur à celui de la moyenne du parc. La plupart des experts envisagent d'ici 2020 une réduction des coûts d'investissement des éoliennes terrestres de l'ordre de 10% au moins, aux alentours de 1100 €/kW, qui pourrait conduire à des coûts de 70 à 75 €/MWh.

Il est plus difficile d'évaluer le coût/MWh des EPR succédant éventuellement à celui de Flamanville. En effet, historiquement, la filière nucléaire n'a pas profité des réductions de coût qu'on attend généralement de l'apprentissage industriel, comme le montre bien la figure 5. De plus il faudra de nombreuses années avant de pouvoir tirer tous les enseignements de l'accident de Fukushima applicables à l'EPR, dont les coûts de maintenance et de jeunesse risquent donc de dépasser fortement les prévisions actuelles. Il n'est donc pas acquis que la construction en petites séries d'EPR dans l'avenir s'accompagne d'économies d'investissement et de maintenance significatifs par rapport aux devis prévisionnels actuels.

Figure 5 : Coût du MW installé des différents paliers de la filière REP (eneuros 2010)

⁴ Ce jugement pourrait être nuancé dans l'avenir par la prise en compte des autres gaz à effet de serre émis par la filière CCG du fait du très fort potentiel de réchauffement global du méthane (25 fois celui de CO₂ à l'horizon 2110, mais 70 fois celui du CO₂ à l'horizon 3030). Le développement éventuel de l'exploitation des gaz de schiste avec les fuites significatives de méthane qui semblent liées aux technologies actuelles d'extraction par fracturation, pourrait modifier la donne.



La figure 4 montre aussi à quel point l'utilisation d'un taux d'actualisation non nul (ici 5% conformément au choix de la Cour) écrase les dépenses de long terme.

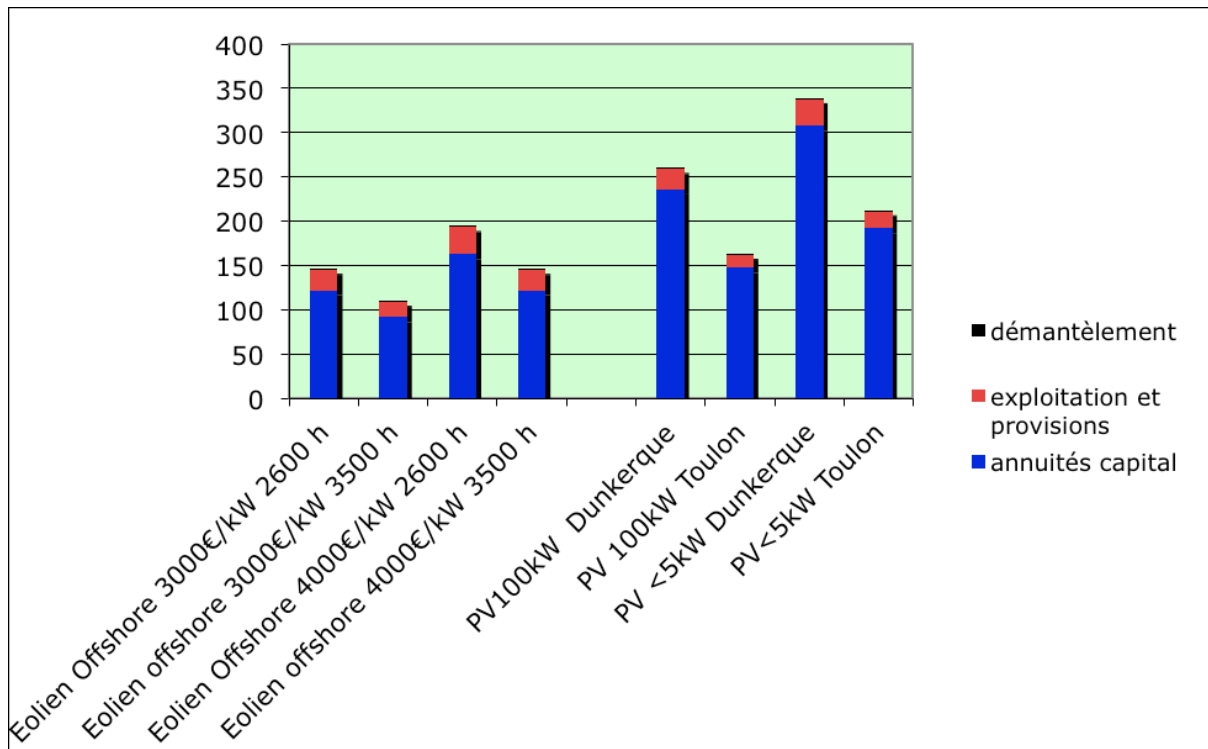
La comparaison des trois filières est éloquent à ce propos.

Le démantèlement ne compte que pour 0,13 à 0,15€/Mwh dans l'EPR contre 0,45 à 0,90€ pour les éoliennes. Il est estimé pourtant à 360 k€/MW pour l'EPR contre 25 k€/MWh pour l'éolien. Mais dans le premier cas, le démantèlement intervient 69 ans après la mise en service industriel de l'EPR et dans le second, 21 ans après la mise en service industrielle de l'éolienne. La très faible contribution des dépenses futures de démantèlement au coût actuel du nucléaire doit donc être assortie de garanties exceptionnelles sur la méthode de constitution des provisions nécessaires à ces opérations et sa pérennité sur trois générations de décideurs.

La figure 6 montre que les coûts de production des filières éolien offshore et photovoltaïque restent dans tous les cas assez nettement plus élevés que les coûts des précédentes filières.

Même dans des conditions de site favorables permettant d'atteindre des facteurs de charge de 40% (3500 heures) il faudrait atteindre des coûts d'investissement de l'ordre de 2500 €/kW (contre 3500 environ en 2010) pour permettre à la filière offshore de rejoindre les coûts de l'éolien onshore.

Figure 6 : Coûts courants économiques de l'Eolien offshore et du petit photovoltaïque (€/MWh)



Au delà du progrès technique, c'est vers l'effet de taille (construction d'éoliennes multimégawatt) et d'échelle (champ de plusieurs centaines de mégawatts) que s'orientent les producteurs, pour réduire significativement les coûts.

Le cas de la filière photovoltaïque est différent. Une grande partie de son développement concerne en effet des installations de faible puissance, de quelques kW à quelques dizaines de kW. La figure 6 indique les ordres de grandeur des coûts courants économiques constatés en 2011 pour des installations de ces types dans le Nord et le Sud de la France. Les coûts de production constatés sont de 2 à 5 fois plus élevés que ceux des trois filières étudiées plus haut.

Mais la faible puissance des installations permet un raccordement direct sur le circuit basse tension de distribution locale d'électricité. La comparaison des coûts ne doit donc plus s'effectuer avec les coûts de production mais avec les coûts hors taxes de fourniture d'électricité aux usagers (actuellement 108€/MWh). C'est ce qu'on nomme la « parité » des coûts du photovoltaïque par rapport au coût de distribution d'électricité. On voit que la parité n'est pas loin d'être atteinte dans les meilleurs sites avec un coût au MWh de l'ordre de 160 € contre 108€ pour l'électricité distribuée aux particuliers. L'objectif de la parité dans quelques années pour les sites favorables est donc sérieux, sous la double influence

- de l'augmentation inéluctable des coûts de l'électricité aux usagers (augmentation sensible du coût du nucléaire actuel et coût des filières de remplacement) à des coûts d'au moins 130 € HT/MWh
- de la réduction des coûts attendue (diminution constatée historiquement contrairement au cas nucléaire) de l'apprentissage industriel lié à la croissance très rapide du marché photovoltaïque mondial.

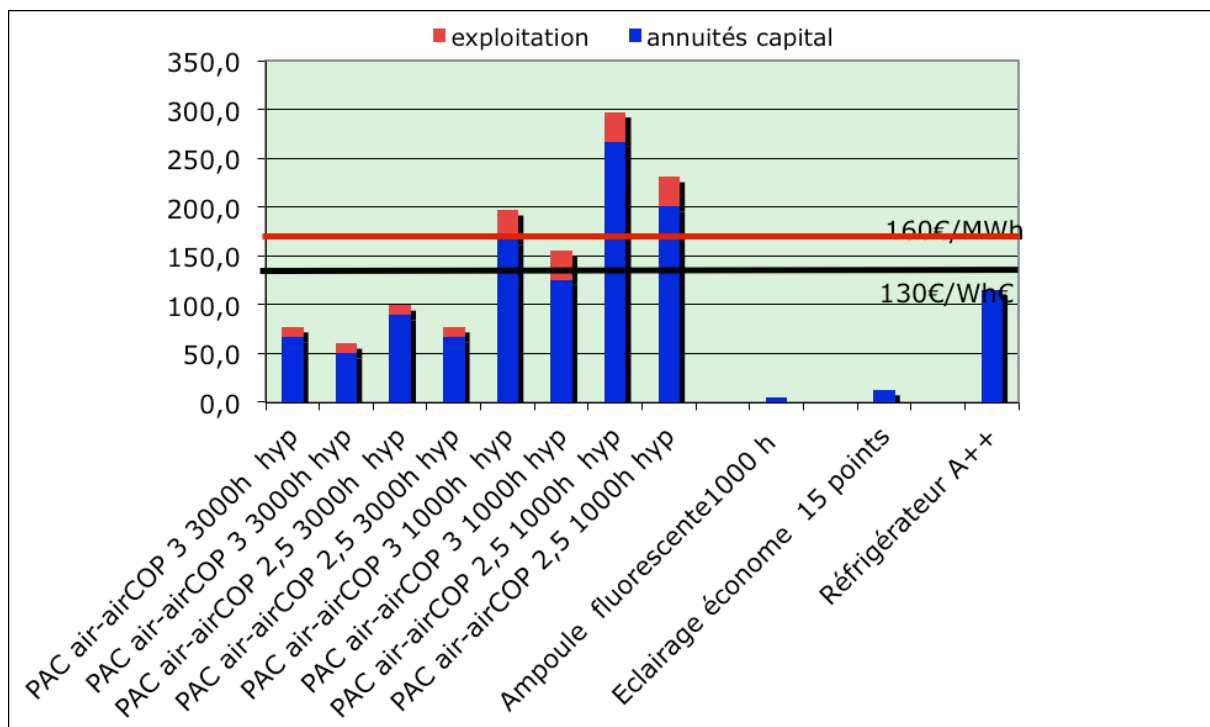
Pour les puissances supérieures à une centaine de kW, le récent appel d'offres du gouvernement, portant sur une trentaine de Mégawatts, mais dont nous ne disposons pas aujourd'hui des résultats, devrait représenter une bonne base de référence des coûts de production actuels à comparer aux autres filières de production électriques.

III- LES COÛTS COURANTS ÉCONOMIQUES DES FILIÈRES D'ÉCONOMIE D'ÉLECTRICITÉ ET LEUR SENSIBILITÉ AUX HYPOTHÈSES RETENUES.

La figure 7 résume les résultats obtenus pour trois applications électriques domestiques et tertiaires, l'éclairage, la chaleur électrique et le froid, dont les consommations électriques en France en 2007 représentaient respectivement 39, 62 et 24 TWh, soit près de la moitié de la consommation finale d'électricité du secteur résidentiel tertiaire.

Dans ce cas évidemment, la comparaison des coûts doit s'effectuer non plus par rapport aux coûts de production mais aux coûts de distribution à l'utilisateur qui sont représentés sur le graphique sous forme d'une ligne noire pour la valeur actuelle et par une ligne rouge pour la valeur probable autour de 2020-2025.

Figure 7 : Coûts courants économiques de trois filières d'économies d'électricité



Ce graphique montre l'intérêt majeur de la généralisation de l'emploi d'ampoules économes en remplacement des lampes à incandescence non seulement pour les éclairages qui sont utilisés pendant plusieurs heures par jour (1000 h par an par exemple), mais pour l'ensemble des éclairages d'un logement qui conduit à une durée moyenne d'utilisation nettement plus faible.

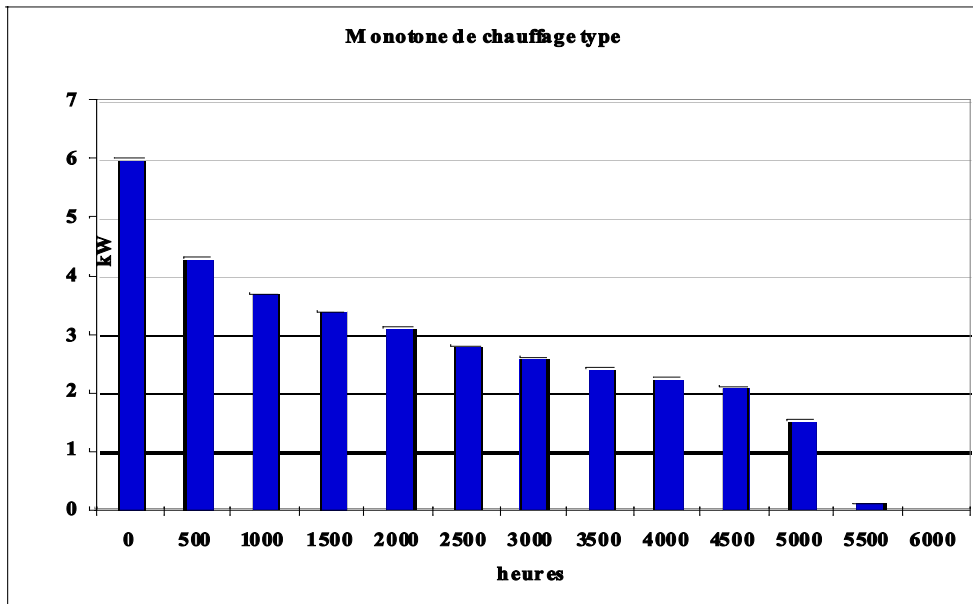
En ce qui concerne les pompes à chaleur, la diversité des coûts relevés tient en particulier au facteur de charge applicable au cas considéré.

La figure 8 illustre cette question. On y voit qu'un chauffage électrique exigeant 6 à 7 kW thermiques en pointe quelques centaines d'heures par an pour une consommation annuelle de l'ordre de 15000 kWh, n'est utilisé qu'à moitié de sa puissance pendant plus de 2500 heures et qu'au tiers de sa puissance pendant 4500 heures. C'est la raison pour laquelle le dimensionnement en puissance de la Pac en relève du chauffage existant a une influence importante sur les coûts évités.

Il n'est donc pas possible d'afficher des coûts moyens dans un tel cas.

On n'est par contre pas dans ce genre de situation pour les réfrigérateurs congélateurs dont l'utilisation est continue tout au long de l'année. Dans ce cas, le remplacement des réfrigérateurs en fin de vie par des réfrigérateurs performants se justifie parfaitement puisque le coût de distribution d'énergie pour l'utilisateur dépasse dès maintenant le surcoût courant économique du MWh économisé.

Figure 8 : monotone de chauffage type d'un logement de 100 m² consommant 15000 kWh/an.



IV- ELEMENTS DE CONCLUSION.

La méthode de calcul des coûts courants économiques prônée par la Cour des comptes permet de comparer des filières de production et d'économie d'électricité de durées de vie très différentes.

Mais, comme toutes les méthodes qui actualisent les dépenses de fin de vie des filières sous forme de provision pour charges futures, cette méthode minimise par construction la part apparente de ces charges dans les coûts calculés. Il faut donc souligner qu'elle doit s'accompagner impérativement de la constitution de réserves financières protégées contre tout aléa, au même taux d'actualisation, qui sont le seul garant de la possibilité financière de réaliser les travaux nécessaires en fin de vie de ces filières. Il est bien évident que la pérennité et la sécurité de la constitution de ces réserves dépendent du temps. Elle sont beaucoup plus faciles à assurer par exemple pour des durées de 20 à 30 ans que pour des durées supérieures à 50 ou 100 ans caractéristiques de la filière nucléaire ou des barrages hydrauliques.

Ces précautions rappelées, on constate tout d'abord l'intérêt d'évaluer grâce à la même méthode les investissements d'économie et celles de production – transport- distribution d'électricité. Les quelques exemples traités montrent que dans de nombreux cas, et pour des applications de l'électricité qui représentent des consommations très significatives, se chiffrant en dizaines de TWh, les coûts courants économiques constatés sont très souvent inférieurs aux coûts d'achat de l'électricité par l'utilisateur et parfois même très inférieurs aux coûts courants économiques de production d'électricité. Ce constat plaide pour une étude économique systématique des grandes filières d'économie d'électricité en parallèle de celle des filières de production d'électricité, pour éclairer les enjeux des différentes stratégies envisageables pour la collectivité nationale comme pour les usagers.

En qui concerne les filières de production électrique, l'étude confirme tout d'abord l'inéluctable hausse des coûts de production d'électricité de remplacement des filières actuelles par de nouveaux moyens de production, qu'ils soient fossiles, renouvelables ou nucléaires de troisième génération. A ce propos, la proposition par la commission Energies 2050 de prolongation de la durée de vie du parc actuel de 20 ans sur la base de la comparaison du coût actuel du MWh nucléaire proposé par la Cour (54€/ MWh hors frais de recherche), avec celui des filières de remplacement, et en particulier avec le coût du MWh nucléaire futur de l'EPR, ne devrait pas faire l'économie d'une évaluation économique des risques d'arrêt prématuré d'un certain nombre des centrales les plus anciennes qui se révéleraient insuffisamment sûres à l'issue des opérations de jeunesse envisagées.

L'étude confirme ensuite que la filière des centrales à gaz et celle des éoliennes terrestres constituent à court terme des alternatives économiques crédibles au nucléaire de troisième génération. Il est donc urgent d'évaluer les conséquences en termes d'investissements et de mode de gestion des réseaux, de sécurité énergétique et d'environnement d'un développement éventuel de ces filières.

Les résultats obtenus pour les filières non encore parvenues à maturité comme l'éolien offshore et le photovoltaïque mettent en évidence l'importance stratégique à accorder au débat centralisation versus décentralisation de la production électrique et à ses conséquences sur la conception même du réseau électrique.

Globalement l'outil proposé par la Cour, à condition de l'étendre au transport, à la distribution et aux économies de l'électricité au client final, pourrait donc constituer un élément déterminant d'aide à la décision pour les pouvoirs publics et les citoyens.