

Le coût comparé de l'électricité selon la filière Pour un choix futé de l'énergie

La transition énergétique concerne l'avenir de la planète
et se joue en partie dans les villes où vit la majorité de la population

Table des matières

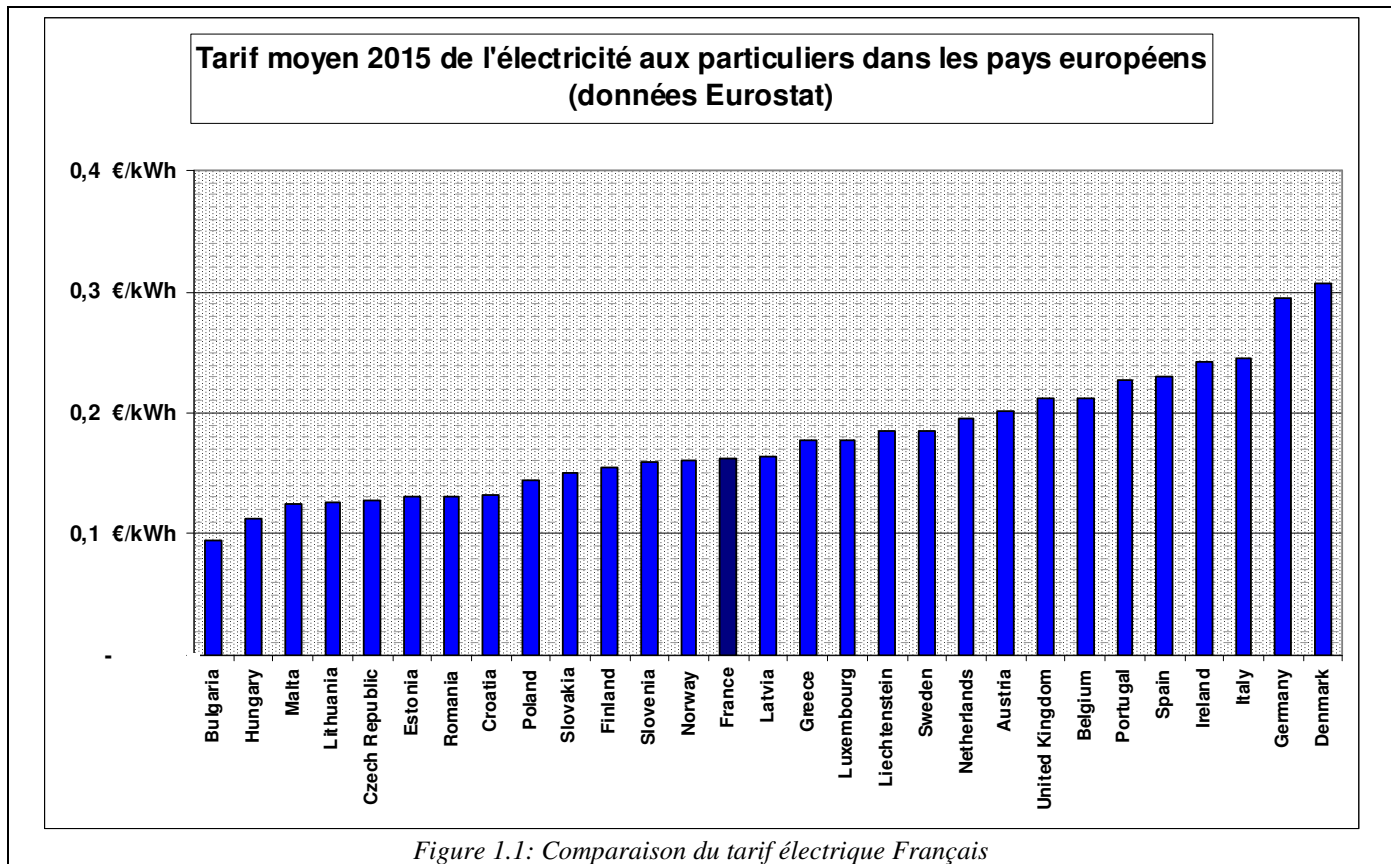
4 . Le coût comparé de l'électricité selon la filière	2
4.1 Les tarifs de l'électricité dans le monde	2
4.2 Le mode de calcul du coût de l'électricité	3
4.3 Comparaison du coût de l'énergie par filière	4
4.4 Coût de l'énergie nucléaire	10
4.5 Coût de l'énergie hydraulique.....	15
4.6 Le coût des centrales au Gaz	18
4.7 Le coût de l'électricité issue d'une centrale au fioul.....	19
4.8 Le coût de l'électricité issue d'une centrale au charbon.....	19
4.9 Le coût du solaire.....	20
4.10 Le coût de l'éolien	23
4.11 Le financement des renouvelables.....	24

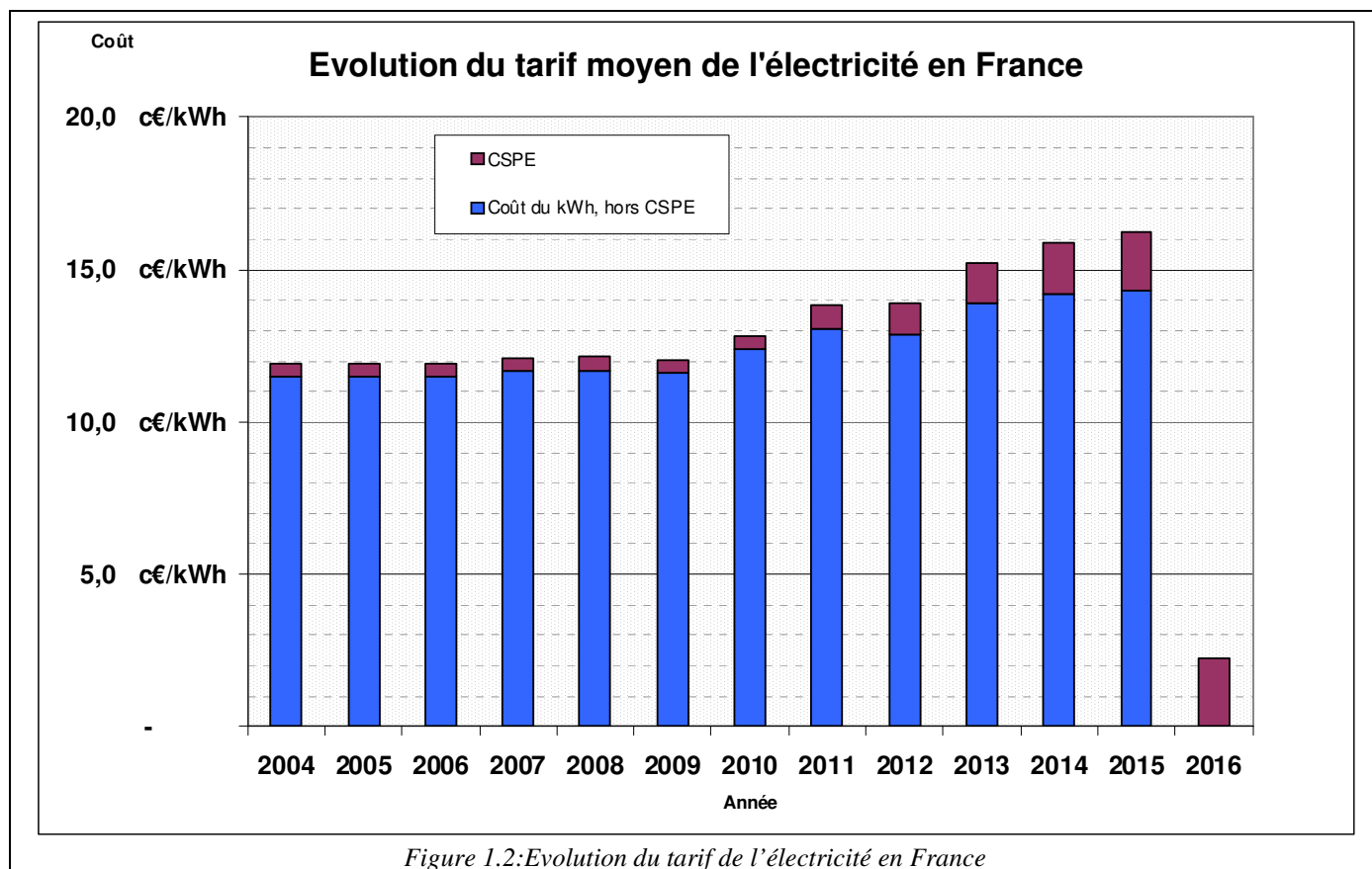
4. Le coût comparé de l'électricité selon la filière



4.1 Les tarifs de l'électricité dans le monde

La France propose un tarif de l'électricité de l'ordre de 15c€/kWh, qui est plutôt attractif, compte tenu du niveau de vie et de la part modeste de l'hydraulique en France.





L'électricité a augmenté de 40% en 10 ans, soit 30% à coût constant, notamment en raison de :

- ⇒ l'augmentation de tous les postes du coût du nucléaire (+20%),
- ⇒ la taxe Contribution Sociale pour la Production d'Énergie, qui a conduit à une augmentation de 20% (les 2/3) et ceci, malgré une baisse énorme du coût des combustibles fossiles.

4.2 Le mode de calcul du coût de l'électricité

Le coût sur une longue période est obtenu en additionnant :

- ⇒ le **coût du combustible** sur la période, divisé par le rendement énergétique ;
 - ⇒ le **coût de l'investissement** calculé en tenant compte des frais financiers, du taux d'inflation, divisé par une durée d'amortissement de l'équipement compatible avec sa durée de vie¹ ;
 - ⇒ le **coût d'exploitation** sur la période,
- en divisant le tout par le **taux moyen de disponibilité** (ou d'utilisation) de la source.

Le coût du combustible sur la période comprend :

- ⇒ l'extraction (+/- variable, selon la période),
- ⇒ le raffinage ou la mise en forme,
- ⇒ le traitement des déchets.

¹ Le taux d'actualisation prend en compte le taux d'intérêt du marché pour une durée comparable, ou éventuellement du taux d'inflation anticipé. Actuellement fixé à un peu moins de 5%, il n'encourage guère les investissements à plus de 20ans.

L'investissement est obtenu en additionnant :

- ⇒ le coût de l'investissement, celui des *têtes de série étant réparties (Superphénix, EPR, Surgénérateurs...)*,
- ⇒ le coût de démantèlement majoré des frais financiers selon :
 - la durée de retour sur investissement,*
 - le taux d'emprunt ;*
- ⇒ les recherches, études et la construction.

Le coût d'exploitation est obtenu en additionnant les frais courants de personnel et de fourniture pour assurer les études, le fonctionnement et la maintenance des installations.

4.3 Comparaison du coût de l'énergie par filière

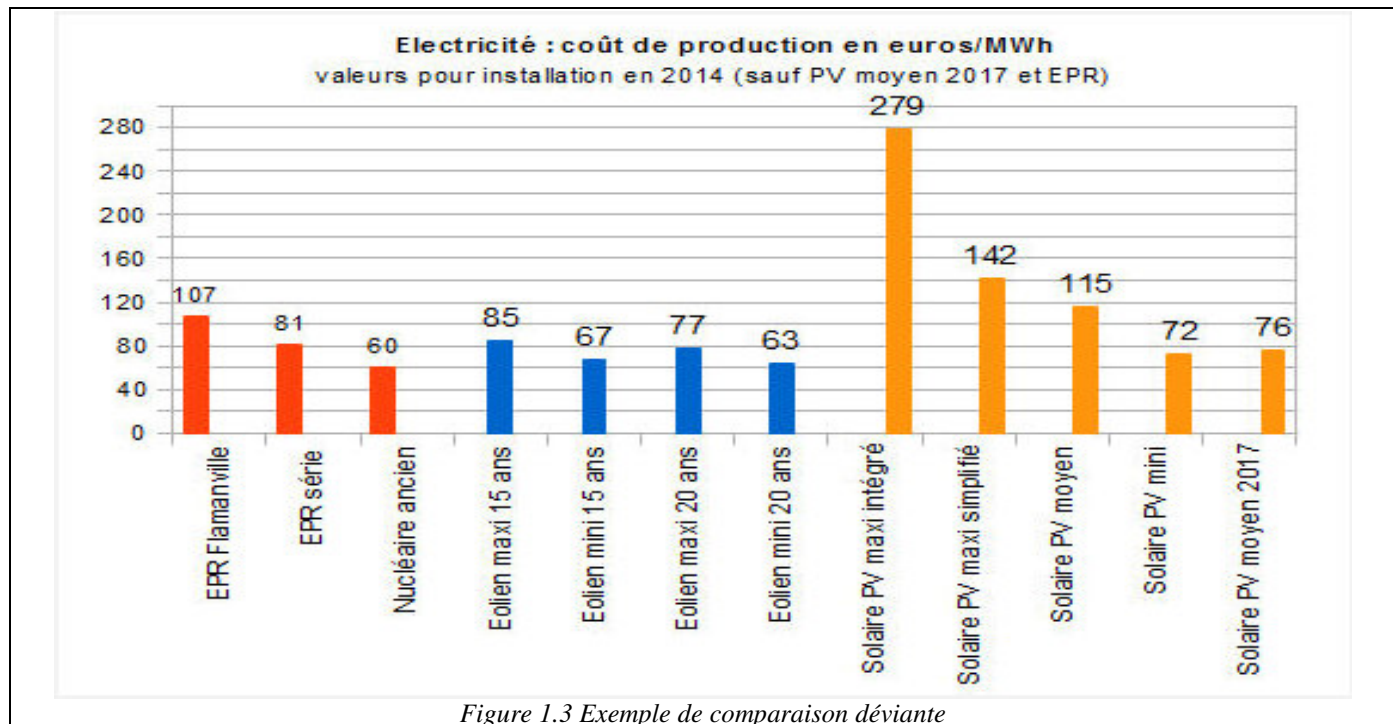
4.3.1 Difficultés de la comparaison

Il existe de nombreuses études sur la comparaison du coût de l'énergie produite par différentes filières.

Les résultats ne coïncident pas vraiment. En effet :

- ⇒ le coût des combustibles dépend du lieu d'extraction et fluctue de façon irrationnelle et imprévisible,
- ⇒ le coût des nuisances (pollution ou danger des émissions de CO₂) est généralement négligé,
- ⇒ les techniques sont variées et certaines, comme la capture du CO₂, ne sont pas éprouvées,
- ⇒ les technologies et les exigences de sécurité évoluent,
- ⇒ les centrales futures (nucléaire, CSS notamment) ont des coûts de construction en série hypothétiques,
- ⇒ le coût dépend du taux d'actualisation (ou de la durée d'amortissement) réglementé quoi qu'arbitraire,
- ⇒ il est facile, volontairement ou non d'omettre divers coûts,
- ⇒ de nombreuses études cherchent à prouver une thèse (ex : l'intérêt des renouvelables par rapport au nucléaire).

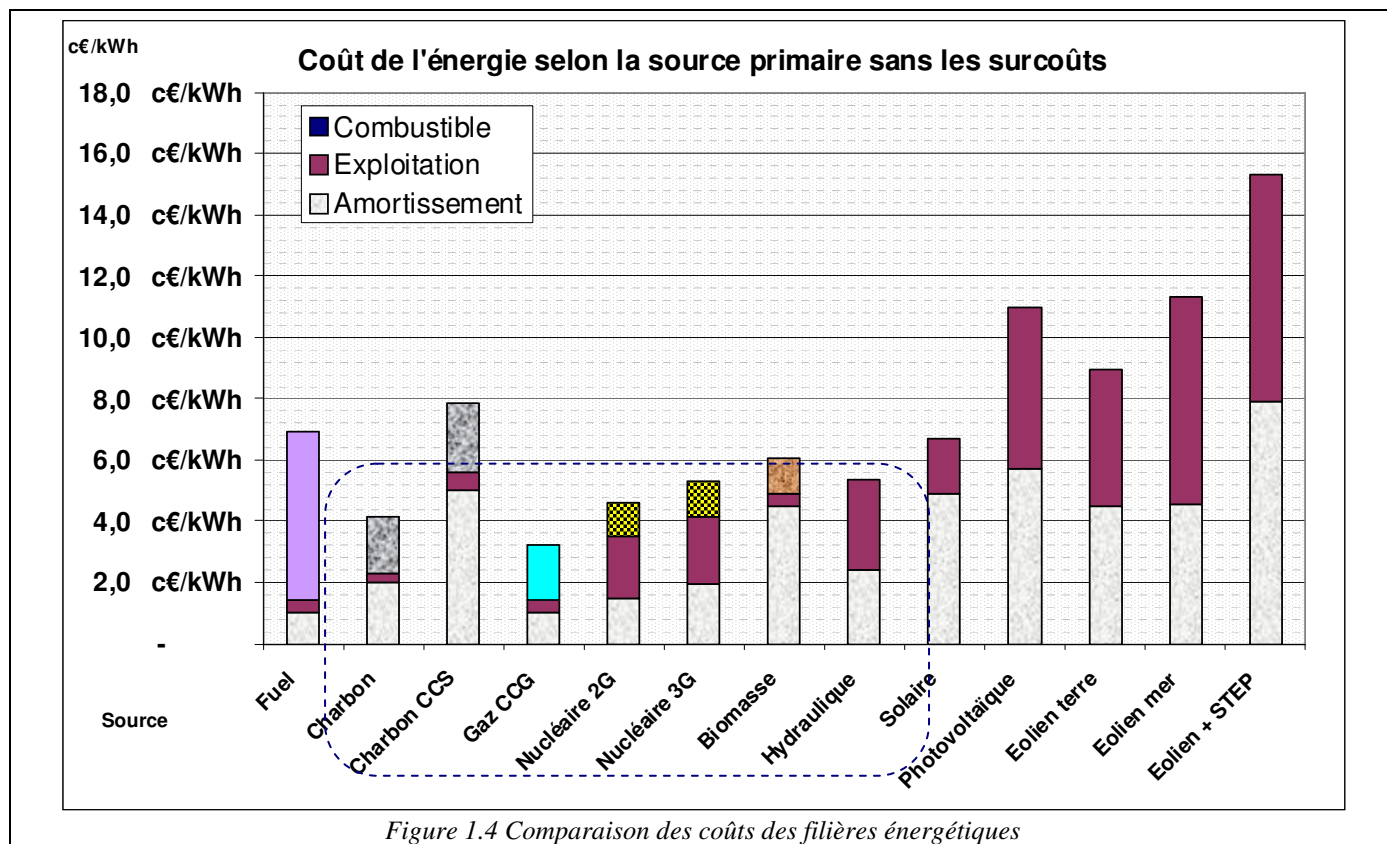
Voici un exemple de comparaison qui compare le nucléaire et notamment celui des têtes de série au prix d'achat de l'électricité solaire ou éolien (et non au coût de revient plus élevé) et qui ne prend en compte ni les coûts induits pour l'équilibre du réseau par le caractère aléatoire et fatal des énergies renouvelables, ni le coût du CO₂, ni le coût du chômage généré par les importations, ni le coût induit pour la collectivité de la Contribution au Service Public de l'Electricité.



Nous nous proposons de donner le résultat de notre comparaison et de l'expliquer.

4.3.2 Comparaison du coût des filières

Donnons d'abord une comparaison économique incomplète, sans prendre en compte ni les contraintes d'équilibrage du réseau, ni le coût d'une taxe carbone qui n'existe pas encore.



Le coût de l'éolien est élevé, car son taux de disponibilité est faible (20% pour l'éolien terrestre, 40% pour l'éolien maritime), et son coût de maintenance plutôt élevé encore plus pour l'éolien maritime.

Le coût du photovoltaïque est plus élevé que son coût de rachat par EDF, même si l'on peut extrapoler sur le fait que le coût d'investissement baissera dans l'avenir. En effet, son rendement énergétique reste faible. Son coût élevé provient du fait que le photovoltaïque ne produit qu'une faible partie de sa puissance nominale (sauf d'ailleurs dans une période de la journée pendant laquelle on n'en n'a pas besoin, car en France elle ne correspond pas au maximum de consommation).

Le coût de la filière four solaire a été calculé sur le four espagnol GEMASOLAR, qui, entre autres accumule la chaleur, ce qui accroît sa durée d'utilisation et dont la localisation est idéale. Le four expérimental d'Odeillo, sans accumulation, a été construit dans les Pyrénées en 1970, mais dans une zone à climat moins favorable que l'Andalousie (2400h d'ensoleillement).

Le coût des centrales au fioul est élevé à cause du coût du combustible, même s'il est au plus bas en ce moment. Le coût des centrales au gaz est l'un des plus bas, en raison du faible investissement nécessaire et du coût du gaz très bas en 2016. Cependant, vu l'épuisement progressif des réserves, les combustibles thermiques (gaz, fioul) ont atteint leur maximum de production et les coûts de production devront fatalement remonter dans un avenir qu'il est difficile de fixer, car soumis à des décisions géopolitiques.

Le coût de la filière charbon est l'un des plus bas, car le coût actuel du charbon est très faible. Cependant les réserves de charbon restent importantes (120 ans).

L'appréciation de la filière des centrales utilisant la biomasse est complexe, car les solutions sont diverses. Nous n'avons pas pris le cas de carburants issus de la biomasse qui sont 2 à 3 fois plus chers que les carburants extraits, (cf. http://sfp.in2p3.fr/Debat/debat_energie/websfp/PrixetCouts.htm).

Carburant	Coût de production en c€/l
Essence	15 c€/l
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	9-18 c€/l
Gaz naturel comprimé	11-26 c€/l
Méthanol ex gaz naturel	17-40 c€/l
MTBE (additif)	18-23 c€/l
Diesel ex gaz naturel	29-37 c€/l
Essence ex gaz naturel	31-46 c€/l
Ester d'huile végétale	38-55 c€/l
Ethanol ex céréales	32-54 c€/l
Méthanol ex charbon minéral	40-68 c€/l
Méthanol ex biomasse	42-77 c€/l
Essence ex charbon minéral	48-69 c€/l
Ethanol ex bois	48-69 c€/l

Concernant le coût des centrales à bois. Elles consomment pour 30% du charbon et pour 70% le bois comme énergie renouvelable peu chère et renouvelable (à 90% au plus). Cependant, les investissements sont annoncés comme étant 4 à 5 fois plus élevés que ceux d'une centrale au charbon.

Concernant le coût du nucléaire, nous avons pris celui qui a été calculé par la cour des comptes. Il inclut notamment tous les coûts d'étude sur le nucléaire, depuis le lancement de cette filière dans les années 50.

Concernant les futures centrales de type EPR, le coût de série est très difficile à prévoir. Ces centrales auront une puissance de 1650GW supérieure de 30% à 50% à celles des centrales classiques et leur température de fonctionnement et donc leur rendement prévu sera supérieur. En revanche, compte tenu des sécurités accrues, l'investissement est supérieur. Le coût de la construction en série des EPR sera plus élevé que celui des réacteurs REP, mais il est difficile à apprécier, sans retour d'expérience, à partir de celui de l'EPR d'Olkiluoto 3, de Flamanville ou ceux d'Hinckley Point.

En définitive seules les filières charbon, gaz, biomasse et nucléaire ont un intérêt économique remarquable.

Elles sont entourées sur Figure 1.4 Mais les filières thermiques seront très sensibles à l'accroissement probable du coût des combustibles carbonés.

4.3.3 Comparaison du coût complet des filières sans taxe carbone

L'OCDE a publié une étude qui indique le coût d'ajout d'une centrale sur le réseau électrique.

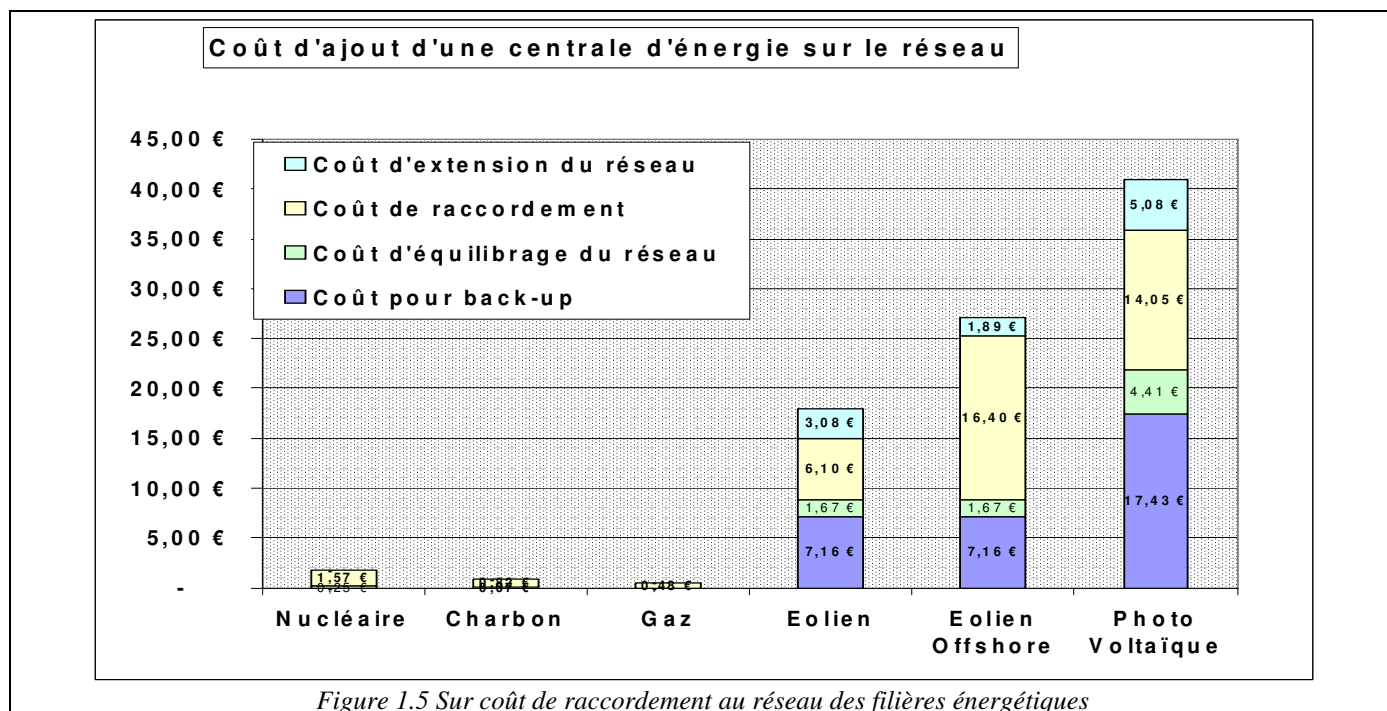
Ce coût prend en compte

- ⇒ le coût d'extension du réseau et du raccordement,
- ⇒ le coût d'équilibrage du réseau,
- ⇒ le coût de remplacement au cas où la nouvelle centrale n'est pas productive quand nécessaire.

Le coût de raccordement est d'autant plus faible que la puissance de la centrale est élevée (par exemple de l'ordre de 80GW pour un parc d'éoliennes et d'un MW pour une centrale nucléaire).

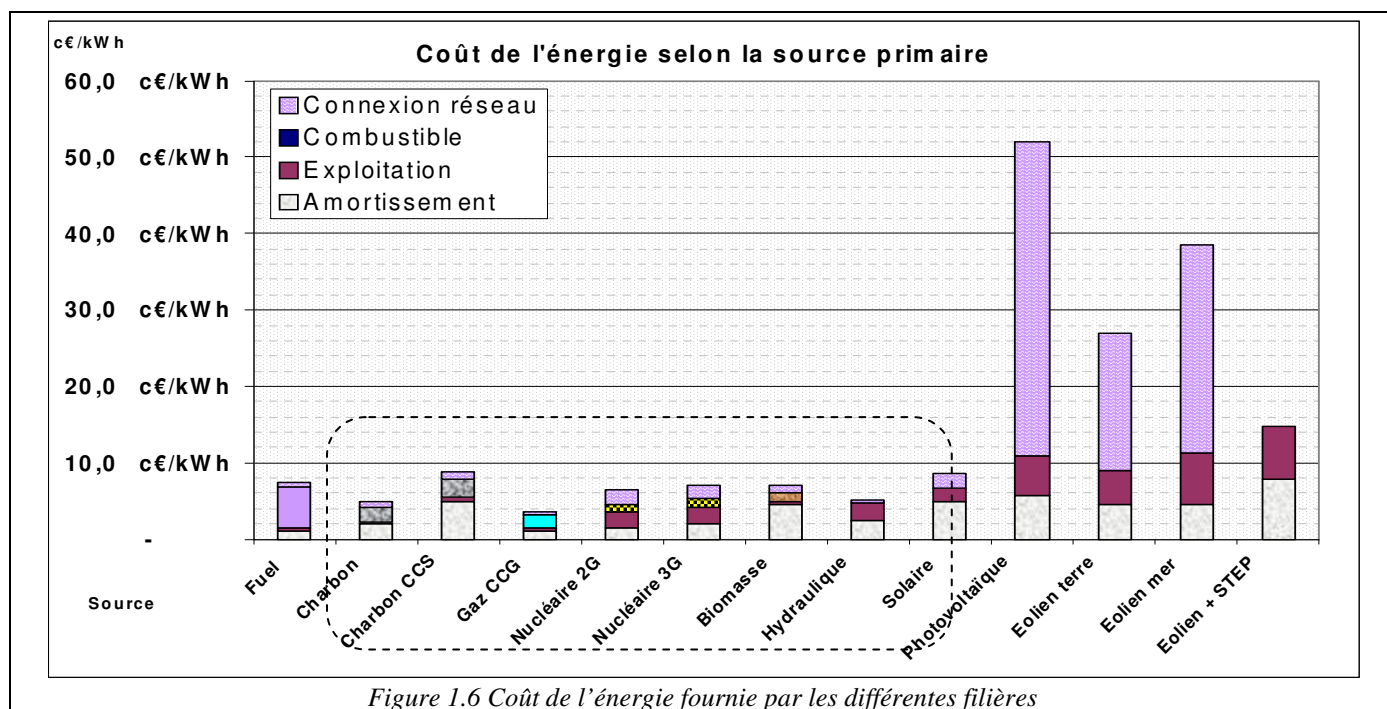
Le coût d'équilibrage du réseau tient compte du caractère aléatoire et fatal de l'énergie. Par exemple, une énergie fatale oblige à diminuer l'usage d'une autre source et donc en augmente le coût. Le surcoût de l'aléatoire fatal peut se mesurer par l'écart entre le coût marginal de la filière qui s'esquive et le coût total de la filière qui la remplace.

Le coût de remplacement est le coût de l'énergie (importée ou fabriquée avec une filière de rechange disponible) à laquelle il faut faire appel pour compenser la défaillance aléatoire ou inévitable de la filière considérée. Par exemple en cas d'absence de vent, il faut recourir à une centrale à gaz pour compenser la défaillance des éoliennes. Le coût du back-up est primordial et surtout ne doit pas être négligé. Ce coût condamne économiquement les énergies non pilotables comme l'éolien et le solaire sans accumulation.



En intégrant ce coût incontournable de raccordement, la comparaison est donnée par le diagramme suivant.

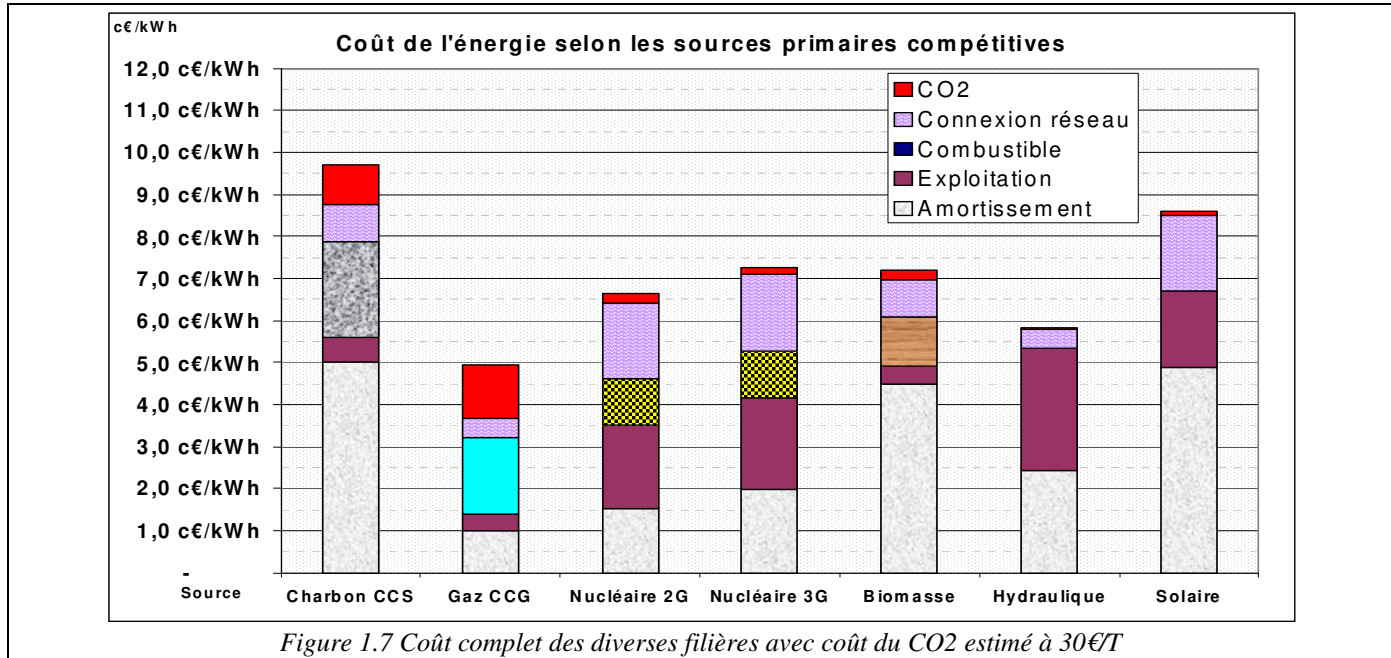
La prise en compte du caractère aléatoire des filières aléatoires condamne un peu plus les filières de l'éolien et du solaire sans accumulation.



4.3.4 Comparaison du coût des filières intégrant une taxe carbone

La méthode la plus simple pour prendre en compte les risques liés aux émissions de CO₂ (traitées au chapitre suivant) est de prendre en compte une taxe carbone suffisante. Cette taxe n'existe pas aujourd'hui, sauf par le biais de la bourse des droits d'émission du carbone, prévu par le protocole de Kyoto. Actuellement, ce système fonctionne mal en raison de quotas trop élevés qui ont conduit à un prix de marché (8€/T) trop faible du CO₂.

Le marché du CO₂ est donc actuellement en pleine réforme, même si celle-ci ne sera effective qu'en 2019. [Selon Thomson Reuters](#), celle-ci pourrait permettre de faire remonter le prix de la tonne de CO₂ aux alentours de 16€ en 2020 puis vers 30€ en 2030. L'idéal étant de 10€/kg. Cependant, une taxe carbone non mondialisée se heurte à une difficulté majeure : comment taxer l'empreinte carbone des produits importés. Compte tenu des émissions de CO₂ des filières, le coût comparé de l'électricité est donné par la Figure 1.7.

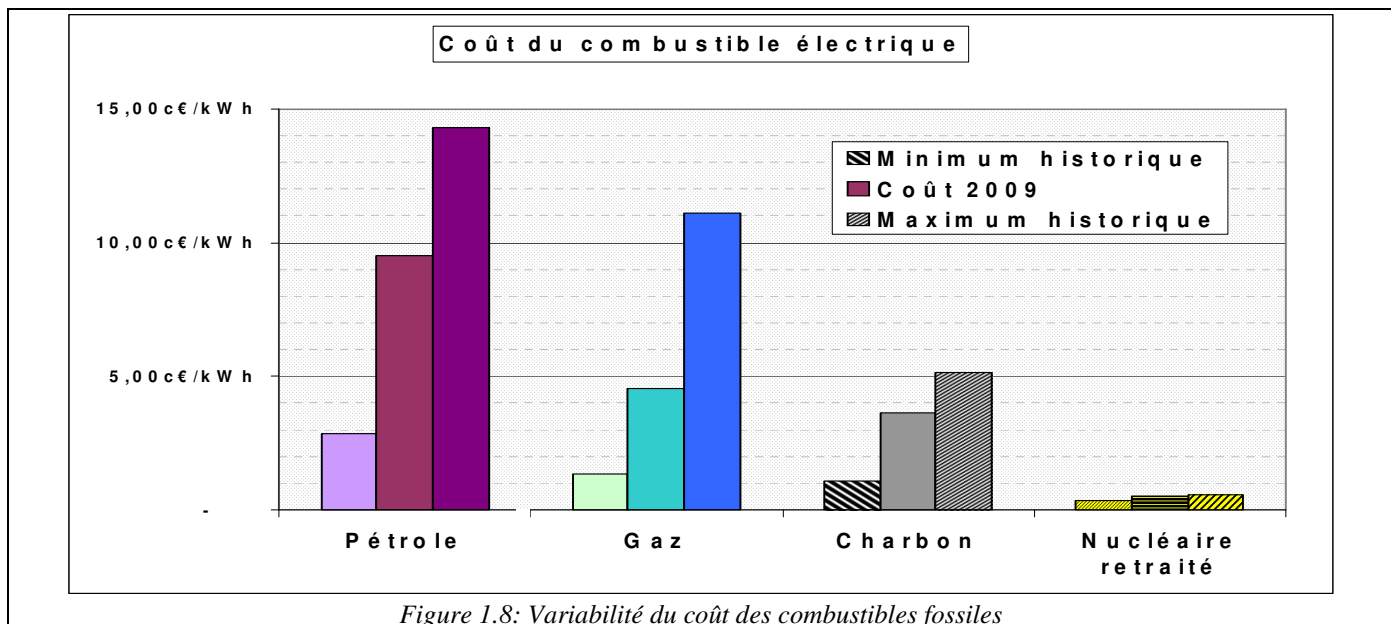


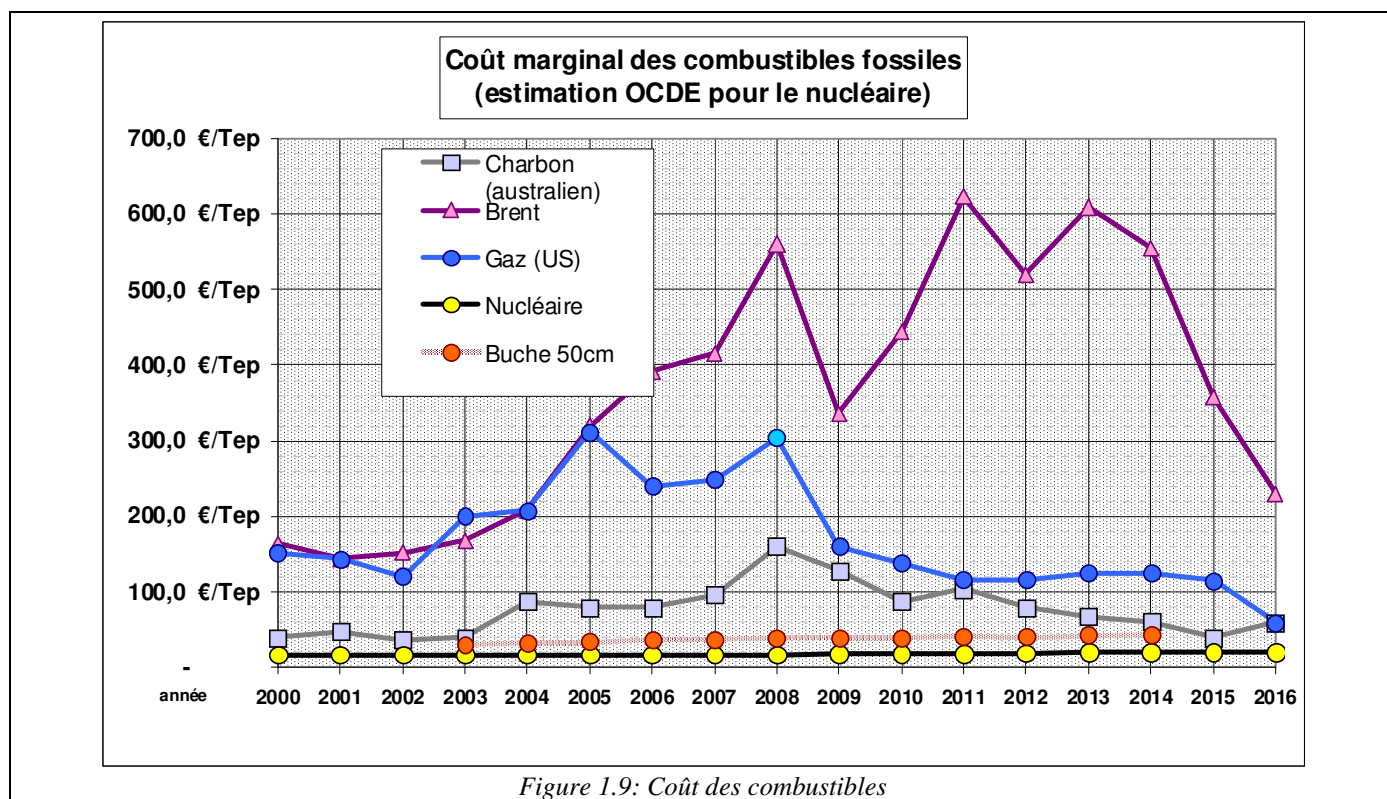
4.3.5 Sensibilité du coût des filières énergétiques

Nous nous proposons de montrer à quel point les filières énergétiques sont sensibles :

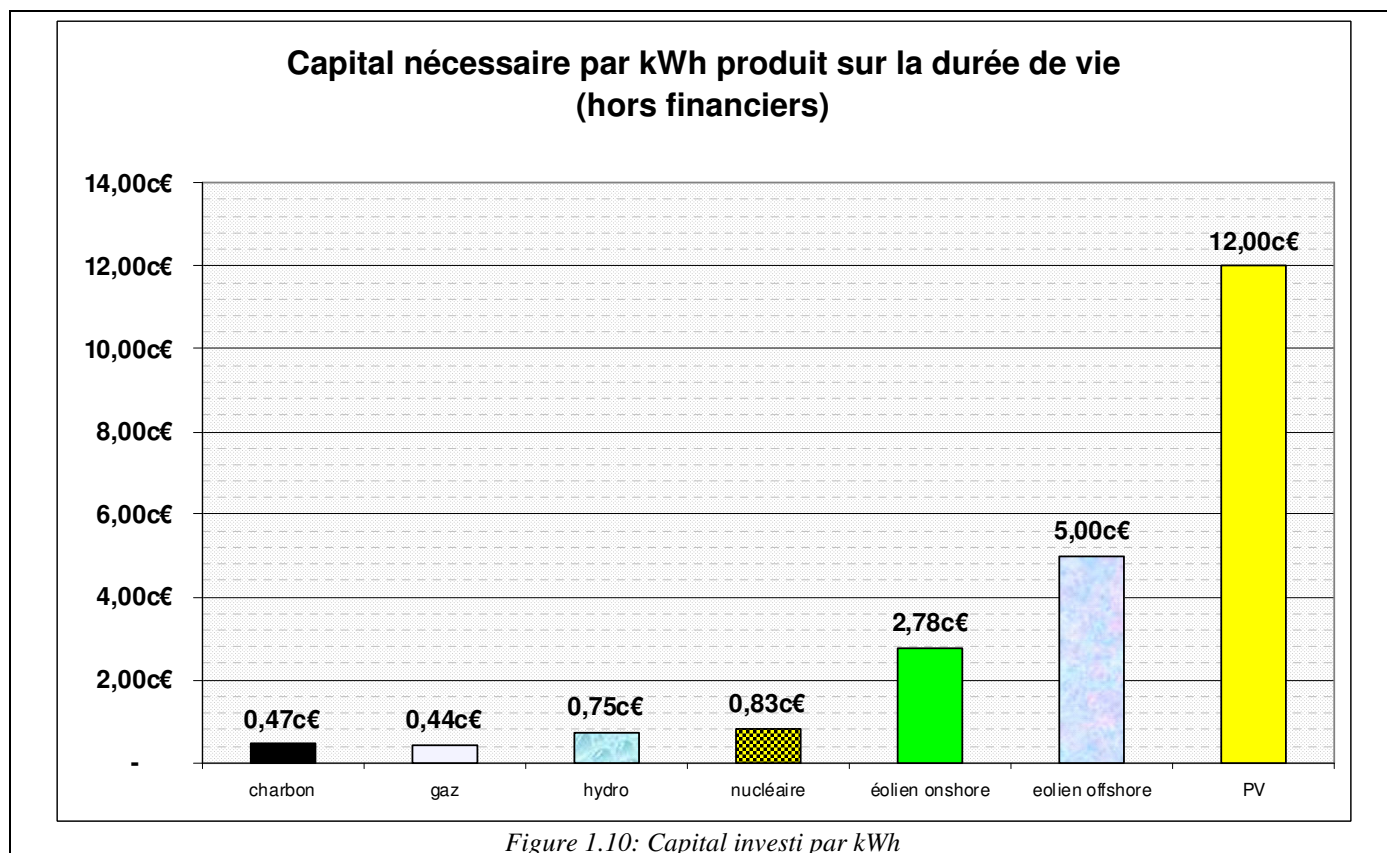
- ⇒ aux coûts du combustible,
- ⇒ aux estimations du taux de disponibilité et d'utilisation,
- ⇒ à la taxe carbone,
- ⇒ à la durée de vie attendue des installations et aux prévisions de maintenance,
- ⇒ au taux d'actualisation, qui dépend du loyer de l'argent et des prévisions d'inflation,
- ⇒ aux provisions diverses (démantèlement, stockage du combustible, pour de nouveaux projets).

Le coût des combustibles

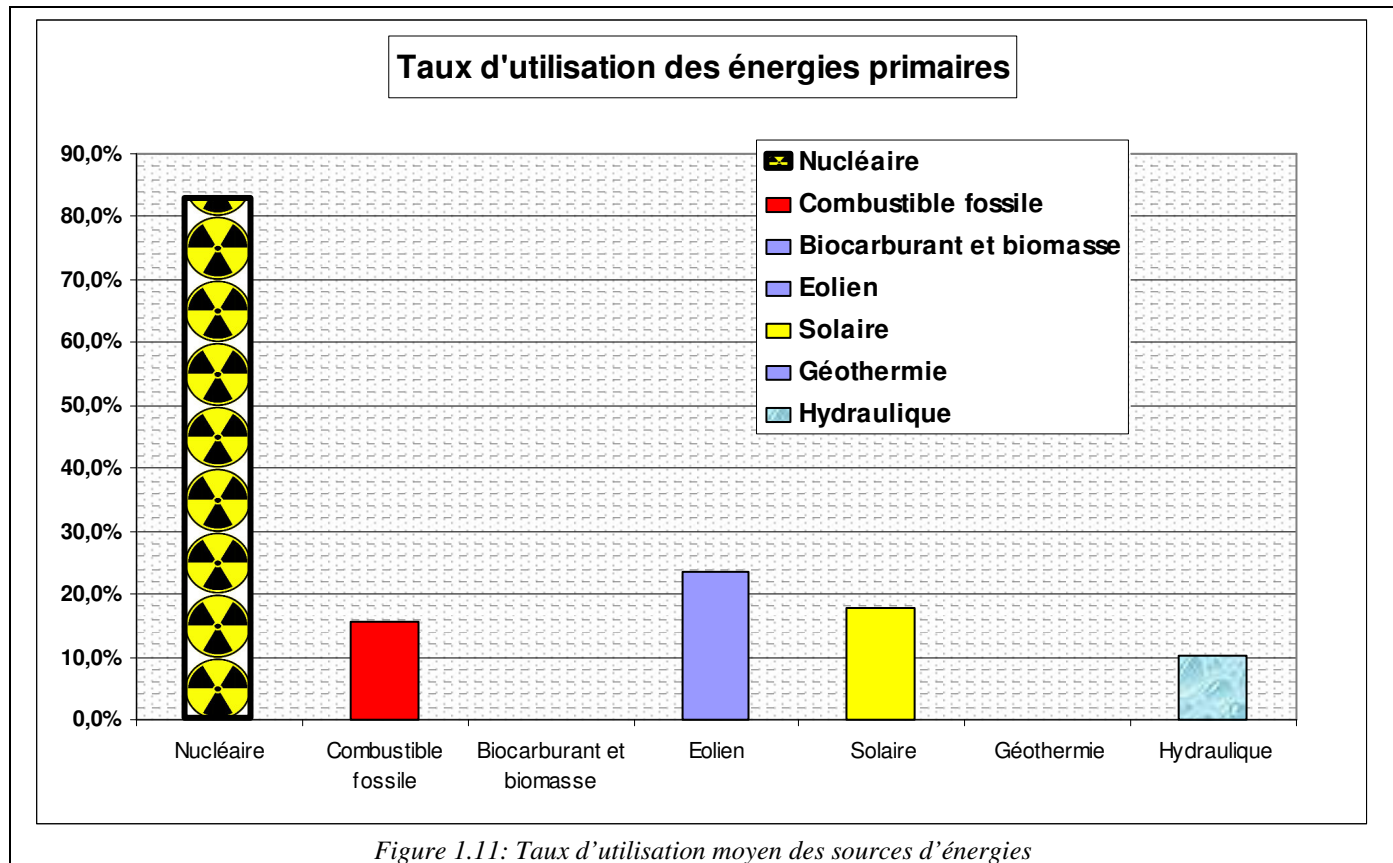




4.3.5.1 Investissement par kWh produit



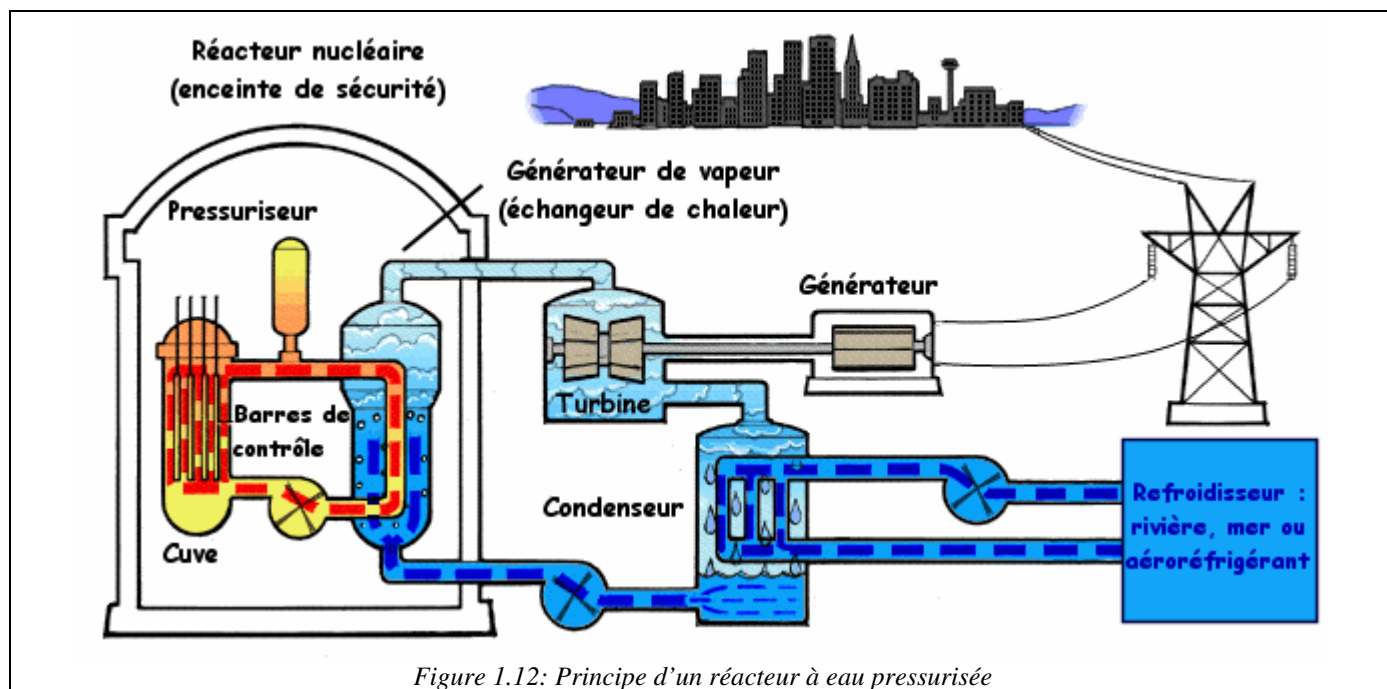
4.3.5.2 Taux d'utilisation des énergies primaires compte tenu de leur disponibilité



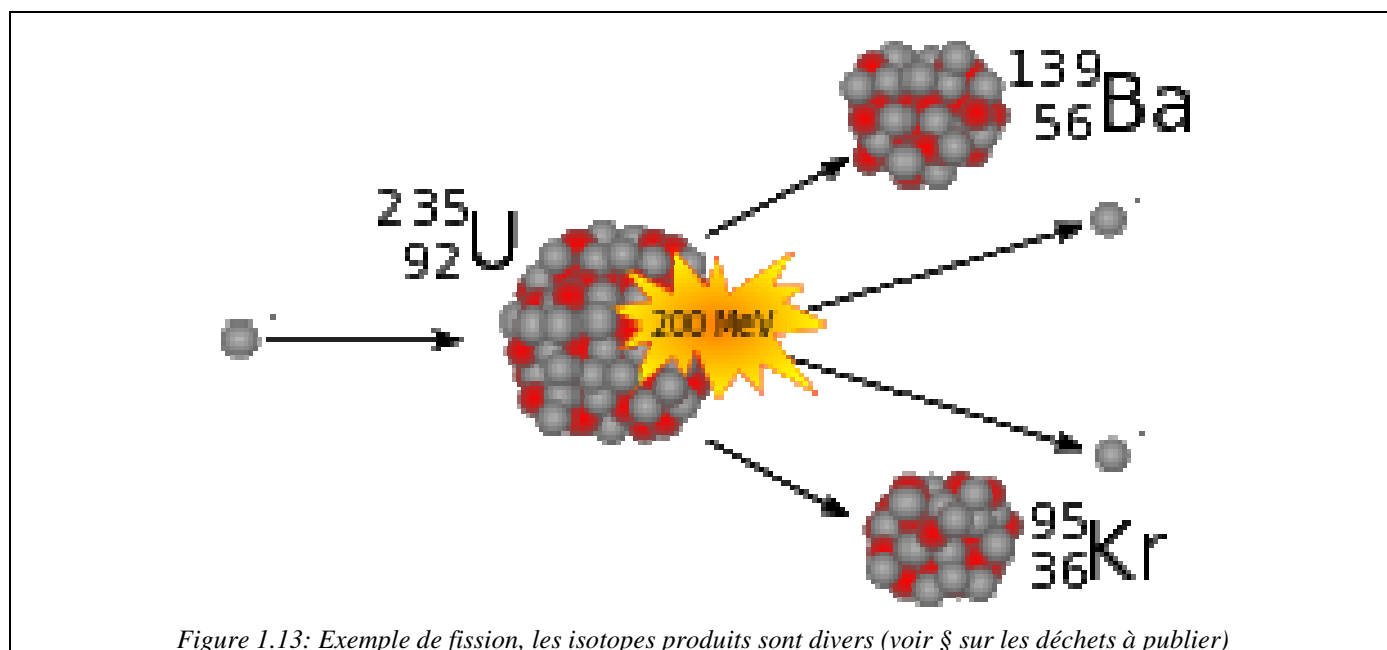
4.4 Coût de l'énergie nucléaire

4.4.1 Le cycle nucléaire

Rappelons que l'électricité est produite dans une centrale par une émission de chaleur propagée par un fluide caloporteur (et refroidisseur) généralement dans un circuit dit primaire. Cette chaleur transférée dans un échangeur au fluide du circuit secondaire provoque l'évaporation du fluide secondaire. La vaporisation et dilatation qui s'en suit fait tourner une turbine qui entraîne un alternateur.



Dans des centrales nucléaires, la chaleur nécessaire pour fabriquer de l'électricité est obtenue par la fission en 2 noyaux plus légers (instables) du noyau d'Uranium 235 lorsqu'il reçoit un neutron. Cette fission génère 200MeV ($1\text{kWh}=2.25 \times 10^{+19}$ MeV) et émet 2 ou 3 neutrons, ce qui permet de propager la réaction.



Pour comprendre le coût du nucléaire, il importe d'en connaître le cycle du combustible.

L'Uranium naturel extrait de son minerai contient en masse :

- ⇒ 99,275 % de ^{238}U ,
- ⇒ 0,719 % de ^{235}U fissile et
- ⇒ 0,0057 % de ^{234}U .

Le cycle de principe du combustible est représenté par la Figure 1.14 .

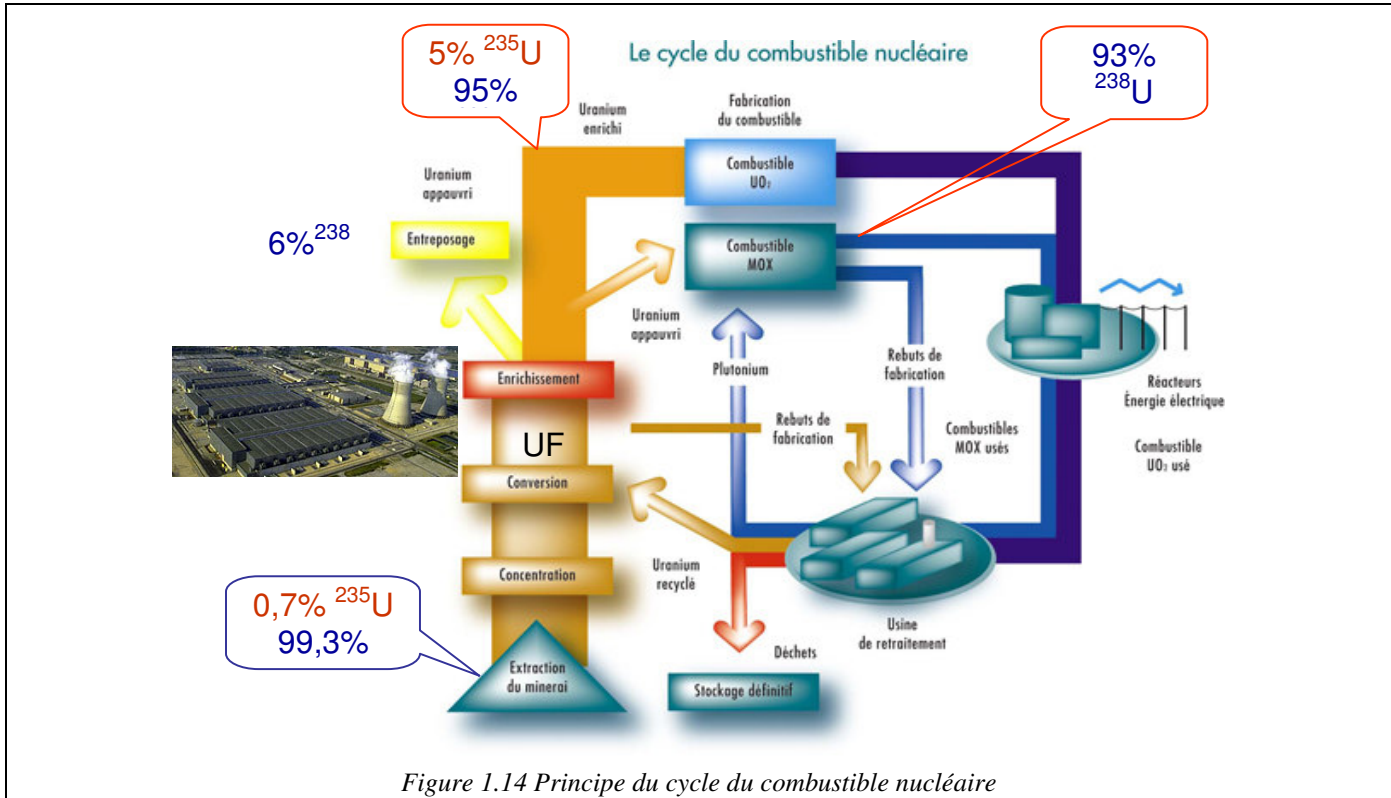


Figure 1.14 Principe du cycle du combustible nucléaire

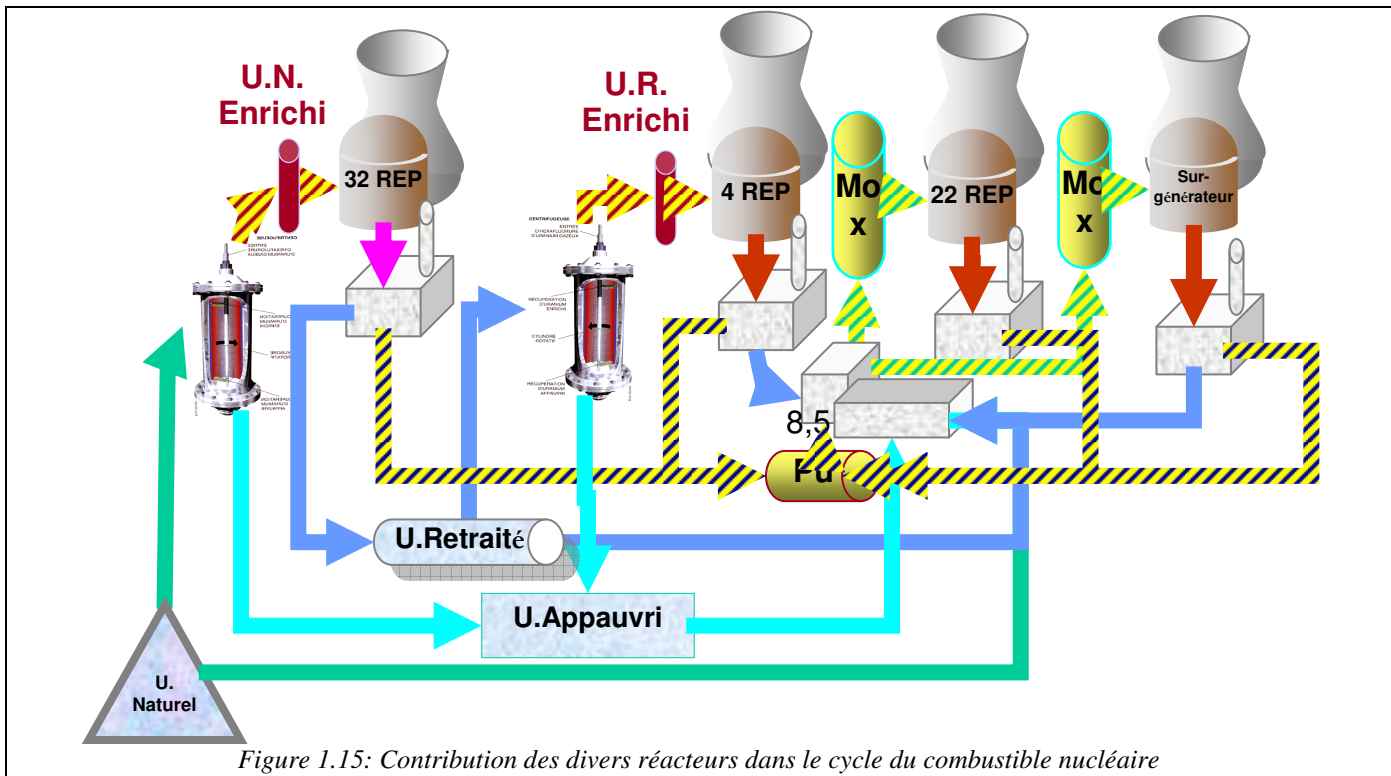


Figure 1.15: Contribution des divers réacteurs dans le cycle du combustible nucléaire

Le cycle élémentaire comprend :

- ⇒ l'enrichissement en ^{235}U , du mélange d'isotopes contenant essentiellement de l' ^{238}U ;
- ⇒ la mise en barreaux de l'Uranium enrichi à 6% ;
- ⇒ la production d'électricité dans une centrale ;
- ⇒ l'extraction des déchets ;
- ⇒ le retraitement ou la mise en forme (MOx).

Le [minerai naturel d'uranium](#) possède une teneur en uranium de l'ordre de 0,7% (pouvant varier de 0,1% jusqu'à 20 % selon les minerais).

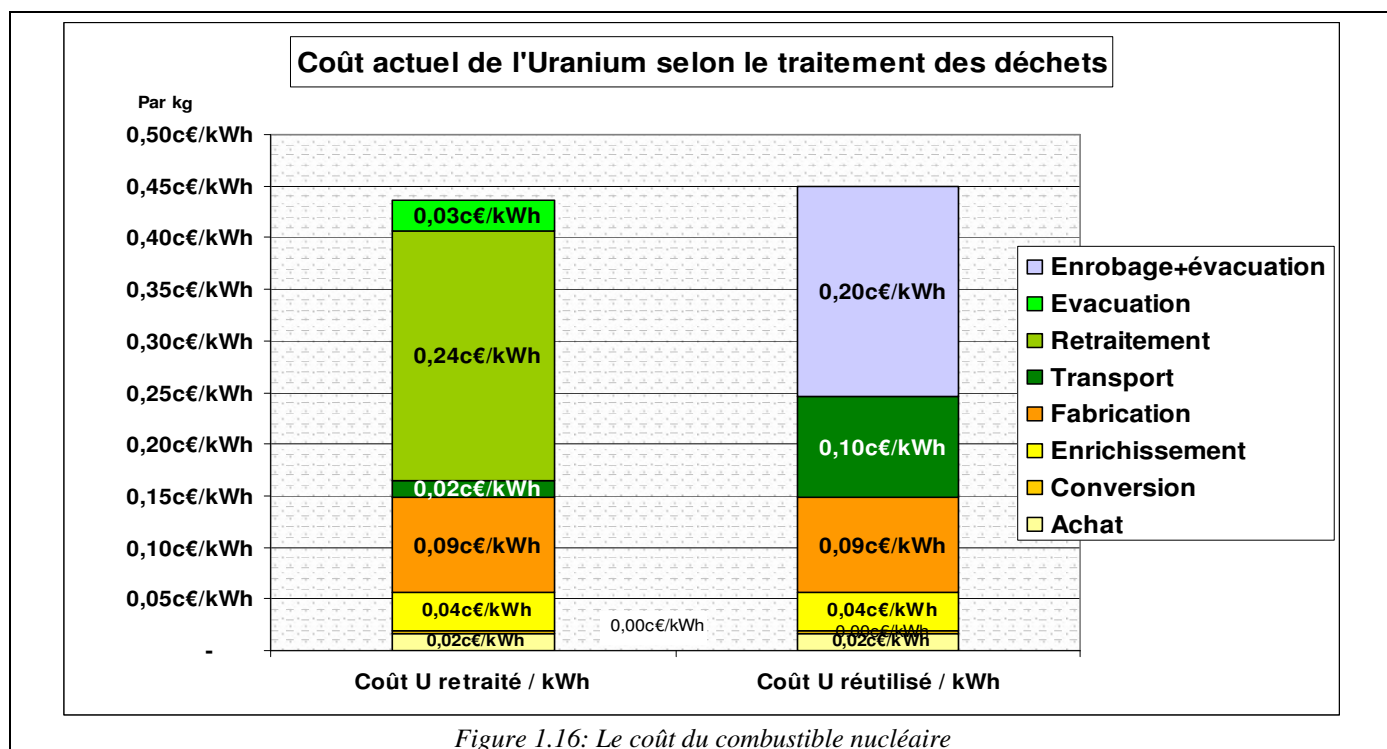
Ce cycle se répète dans 4 types de réacteurs dont 3 à eau pressurisée (REP en français, PWR en anglais) :

- ⇒ 32 REP alimentés en uranium naturel enrichi à environ 4% ;
- ⇒ 4 REP alimentés en uranium retraité enrichi à environ 4% ;
- ⇒ 22 REP alimentés en MOx, mélange d' ^{238}U mélangé à 8,5% de plutonium issu du retraitement ;
- ⇒ 1 surgénérateur en construction, tête de série, qui sera alimenté en MOx.

A construire selon l'expérience de Phénix (250 MW) et Superphénix (1240 MW) et du futur prototype ASTRID (600 MW) repoussé à 2020, les futurs surgénérateurs à neutron rapides (RNR) car refroidis au sodium, ne ralentiront pas les neutrons comme les REP refroidis à l'eau pressurisée. Cela permettra de recycler, comme combustible, le plutonium et d'autres actinides (déchets actuels). Dans ces réacteurs, ^{238}U capte les neutrons rapides émis par le plutonium et se transforme ainsi lui-même en plutonium, qui sert alors de combustible en se transmutant en éléments plus légers.

4.4.2 Le coût du combustible nucléaire

Le coût complet a été calculé par le rapport de la cour des comptes, en incorporant l'amortissement des investissements, qui est la part essentielle.



Selon le chiffrage de la Cour des Comptes, ce coût est passé de 0,484 à 0,567c€/kWh de 2008 à 2014.

^{238}U = Isotope quasi stable de l'Uranium, comptant $238 - 2 \cdot 92 = 44$ neutrons de plus que de protons.

^{235}U = Isotope radioactif avec une demi-vie de 704 Millions d'années, temps au bout duquel 50% de sa radioactivité a disparu.

Ce coût comprend :

- ⇒ Le coût de l'uranium naturel, qui a fortement augmenté depuis 2000,
- ⇒ Le coût de la conversion en UF₆,
- ⇒ Le coût de l'enrichissement qui est prépondérant,
- ⇒ Le coût de la mise en forme et du transport,
- ⇒ Le coût soit du retraitement, soit de la réutilisation en MOx (35%), qui abaisse le coût total

Ce coût du combustible est relativement faible : ~ 10% du coût de l'énergie nucléaire. C'est par rapport à ce coût très faible, qu'il convient de comparer le coût³ des énergies de substitution aléatoires et fatales. Dans ce coût, la part des investissements est essentielle.

4.4.3 Le coût des investissements

Le coût des investissements dépend de la durée de vie des centrales.

La justification économique originelle des centrales nucléaires a été calculée pour une durée de vie de 40 ans.

La réglementation de durée d'exploitation dépend du pays :

- ⇒ Aux USA, plusieurs centrales ont été autorisées à fonctionner jusqu'à 60 ans,
- ⇒ En France, chaque centrale reçoit une autorisation de fonctionnement pour 10 ans.

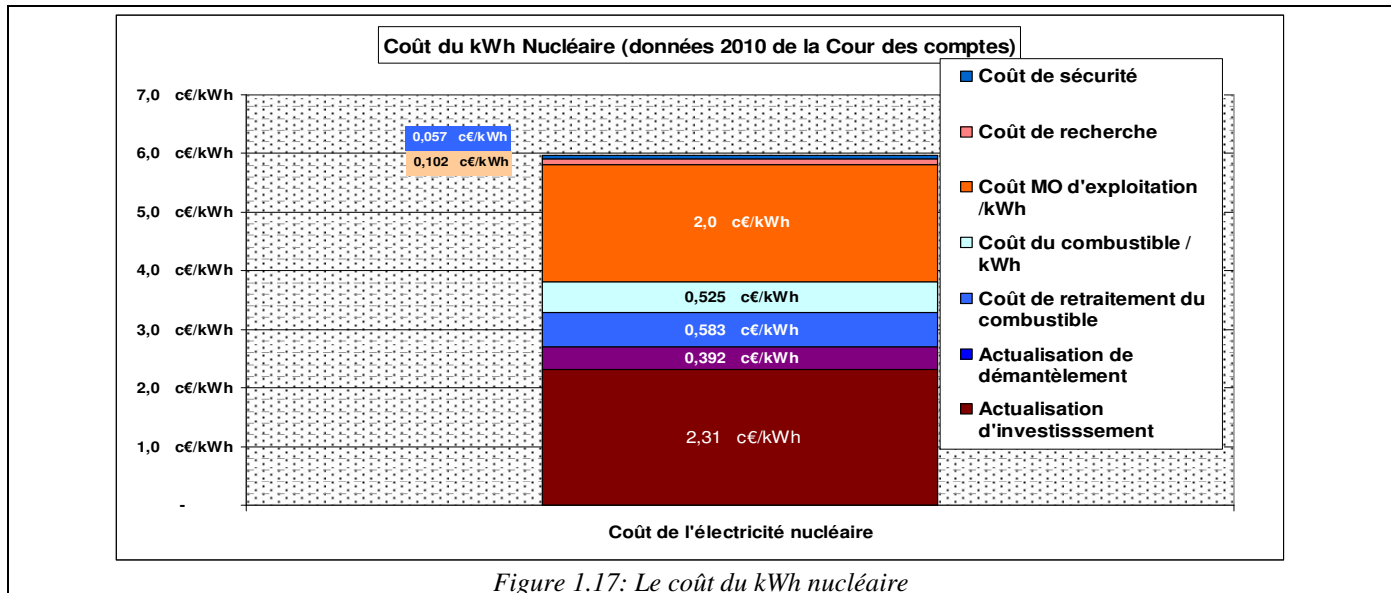
A l'issue, une visite décennale de contrôles par l'AESN confirme son niveau de sûreté.

Une fois tous les contrôles satisfaits, le fonctionnement est autorisé pour 10 nouvelles années.

Les centrales reçoivent des améliorations techniques, en fonction des incidents apparus sur d'autres centrales similaires. Dans ces conditions, les centrales peuvent fonctionner avec un niveau de sûreté suffisant, jusqu'à un âge bien plus avancé. Aux USA, une centrale identique à Fessenheim fonctionne encore après 60 ans. La prolongation réduira le coût de l'électricité, car, si la remise en état se révélait trop coûteuse, EDF arrêterait l'exploitation.

4.4.4 Coût global

Le coût global a été calculé par divers organismes. Nous présentons ici le coût calculé par la Cour des Comptes. En effet, il présente une garantie de sérieux pour tout imputer, comme tous les coûts de recherche du CEA et tous les coûts structurels d'exploitation. Ce coût reste relativement bas (6c€/kWh, comparé au tarif d'EDF 15c€/kWh). Selon un récent rapport de la cour des comptes, il a crû de 20% de 2010 à 2015, en raison de provisions accrues, d'un taux d'actualisation diminué et d'une augmentation des frais de personnel.



³ http://ecolo.org/documents/documents_in_french/ressources-uranium2003-JF.htm

<http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/cycle-du-combustible-nucleaire>

4.4.5 Sensibilité du coût du nucléaire

Le coût de l'énergie dépend de la valeur prise pour les paramètres de calcul.

Le coût du nucléaire dépend fortement du taux d'actualisation (temps au bout duquel on suppose avoir remboursé l'investissement initial).

Les valeurs adoptées sont les suivantes :

- ⇒ 5% pour le taux d'actualisation choisi par EDF, ce qui signifie que le capital est remboursé sur 20 ans.
- ⇒ la durée doit être inférieure à la durée de vie qui est de 60 ans ;
- ⇒ l'investissement calculé sur les 58 REP est de 4000€/kW ;
- ⇒ les coûts d'exploitation et de maintenance sont de l'ordre de 100€/kW/an ;
- ⇒ le rendement de la centrale est de l'ordre de 35% (énergie primaire / énergie générée) ;
- ⇒ la quantité de combustible consommée est de 20T/TWh soit 5€/MWh = 0,5 c€/kWh ;
- ⇒ le taux de charge a été pris à 80%.

Le coût calculé par la cour des comptes est passé de 5€/kWh en 2011 à 6€/kWh en 2013.

Le taux plafond d'actualisation est fixé par une règle de calcul nationale qui tient compte des conditions économiques. En 2014, ce plafond est de 4,8%.

Les coûts de démantèlement, très incertains, ont été revus à la hausse par la Cour des Comptes.

La prolongation probable de la durée de vie des centrales devrait diminuer les provisions pour démantèlement et l'augmentation des devis de maintenance accroître, dans une moindre mesure, les coûts de maintenance. Le calcul EDF suppose que seul le reliquat d'actualisation doit être calculé sur la durée de vie restante de 50 ans, puisque sa valorisation passée a déjà été prise en compte. Ce mode de calcul va amener le coût du kWh à 5,8 €/kWh selon le mode de calcul EDF et à 6,16 selon le mode de calcul (lissage) de la Cour des Comptes.

Concernant le futur, la prise en compte des coûts d'investissements pour des EPR de série sont trop incertains pour pouvoir être sérieusement pris en compte. Les centrales impliqueront des investissements plus coûteux pour répondre aux nouvelles exigences de sécurité. En revanche, leur puissance accrue devrait compenser, au moins en partie, le coût ramené au MWh. Du fait d'une température de fonctionnement plus élevée de l'EPR, le rendement sera meilleur (> 36%). La quantité de combustible ramenée au kWh sera réduite. Son coût (du Mox) sera semblable (voir plus haut).

Concernant le taux de charge, il convient de favoriser un taux de charge élevé de ces installations :

- ⇒ dont le coût d'investissement est élevé et le coût du combustible faible,
- ⇒ dont l'adaptabilité est faible.

C'est pourquoi le taux d'appel à l'énergie nucléaire (qui a oscillé entre 78% et 80%, taux actuel entre 2000 et 2013 indiqué est proche de celui de sa disponibilité (~85%), mais menacé par les énergies fatales.

4.5 Coût de l'énergie hydraulique

4.5.1 Les types de barrages

Il faut distinguer :

- ⇒ Les barrages au fil de l'eau, qui ont une puissance réglable en fonction du besoin, disponible en permanence et qu'il convient d'utiliser autant que possible en priorité, car toute énergie non utilisée est perdue, tout en conservant un potentiel de croissance pour éponger les variations aléatoires de la consommation ;
- ⇒ Les barrages avec réserve (lac ou éclusée), dont le stock est limité, donc le taux d'utilisation est plus faible, mais dont l'énergie est précieuse, car on peut y faire appel sur demande, à la minute et surtout l'utiliser en période de pointe quand la puissance électrique est insuffisante et donc son coût élevé,
- ⇒ Les STEP (Stations de Transfert d'énergie par Pompage).

Une STEP comprend :

- ⇒ un bassin supérieur et un bassin inférieur,
- ⇒ une centrale hydroélectrique réversible utilisée alternativement en mode pompage (pour remonter l'eau), en mode turbinage et alternateur *pour transformer l'énergie gravitationnelle accumulée en électricité.*

Le rendement d'un STEP est de 70 et 85%.

Le but d'un STEP est d'utiliser de l'énergie surabondante peu chère, pour générer de l'énergie lorsqu'elle est indispensable et donc chère. Le STEP accroît le coût de l'énergie de 10 à 15 c€/kWh.

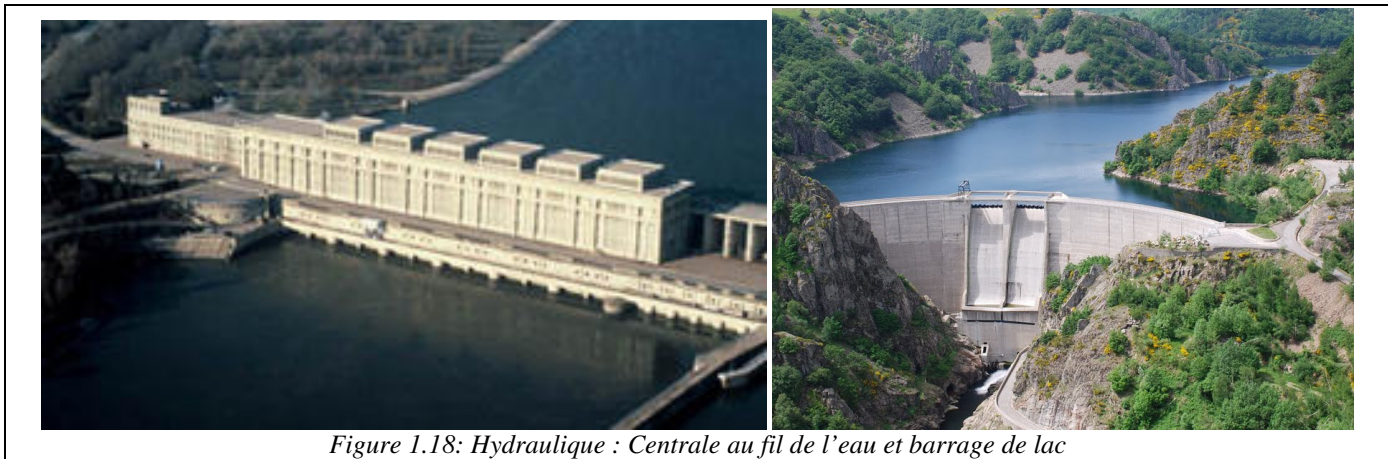


Figure 1.18: Hydraulique : Centrale au fil de l'eau et barrage de lac

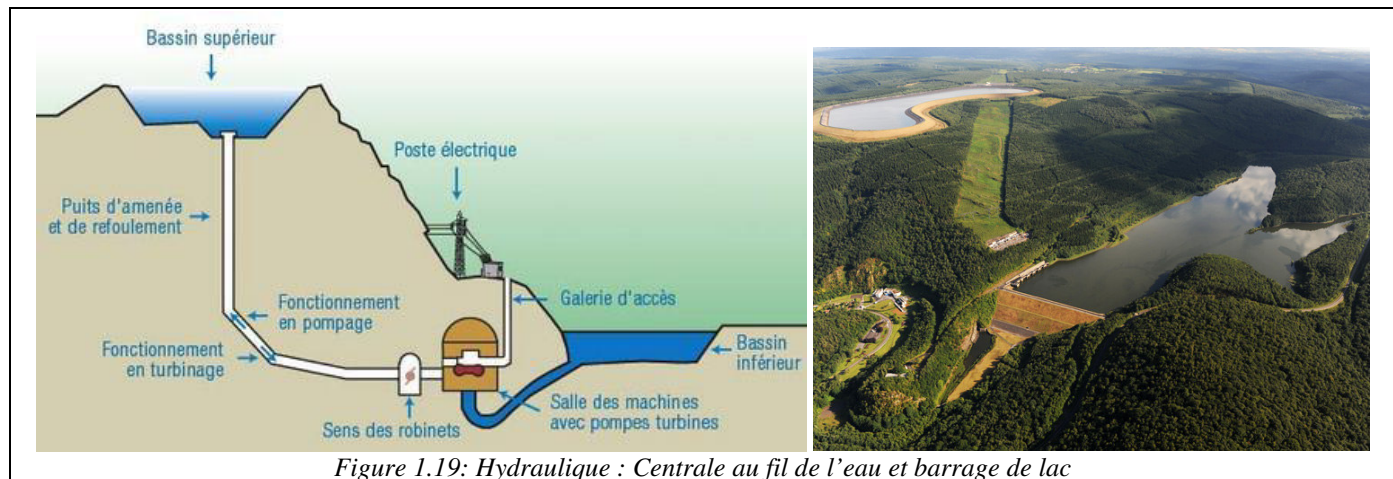


Figure 1.19: Hydraulique : Centrale au fil de l'eau et barrage de lac

La solution des STEP est en développement dans le monde.

STEP mondiaux	Installé	Centrales	En construction ou projet 2020*	Centrales
Chine	17 884 MW	13	8 204 MW	6
USA	14 323 MW	10	4 420 MW	2
Japon	9 293 MW	7	4420 MW	2
Europe			27 000 MW*	60*

STEP européens	Installé	Centrales	STEP Français	Installé
Italie	4,333 GW	4	Grand'Maison (38)	1 800 MW
France	5,098 GW	7	Le Cheylas (38)	480 MW
Espagne	3,500 GW		La Coche (73)	310 MW
Allemagne	10,5 GW		Lac Noir (68)	50Mw
Autriche	3,5 GW		Montéziec (12)	910 MW
Suisse	3,5 GW		Revin (Ardenne)	800 MW
			Superbissorte (73)	748 MW

4.5.2 Le calcul du coût de l'électricité d'origine hydraulique

Le coût de l'hydraulique est la somme :

- ⇒ du coût d'amortissement et
- ⇒ du coût de fonctionnement (exploitation et maintenance).

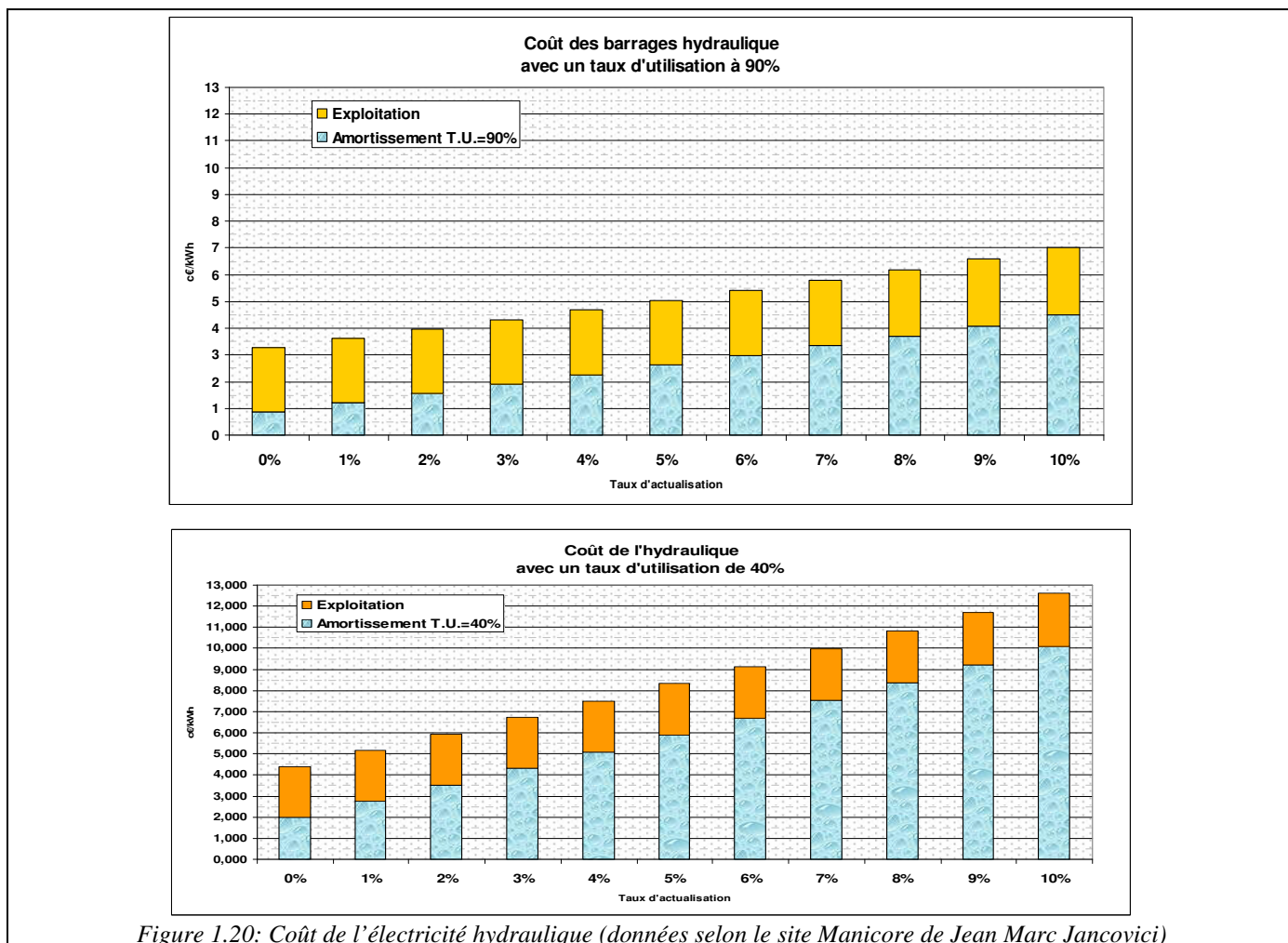


Figure 1.20: Coût de l'électricité hydraulique (données selon le site Manicore de Jean Marc Jancovici)

Ce coût est particulièrement bas : de 5 c€/kWh à 10 c€/kWh, pour un taux d'utilisation de 40% à 70%.

Le surcoût de l'utilisation d'un STEP dédié au stockage d'énergie est de 10 à 15 €/kWh, sauf si les barrages existent déjà.

4.5.3 Sensibilité du coût de l'hydraulique

L'investissement est chiffré à 3500€/kW installé et le coût d'exploitation annuel à 70€/kW installé.

Ces coûts dépendent naturellement du barrage. Indiquons cependant que la presque totalité des sites possibles de barrage ont déjà été équipés en France et que d'éventuelles futures installations seront moins rentables.

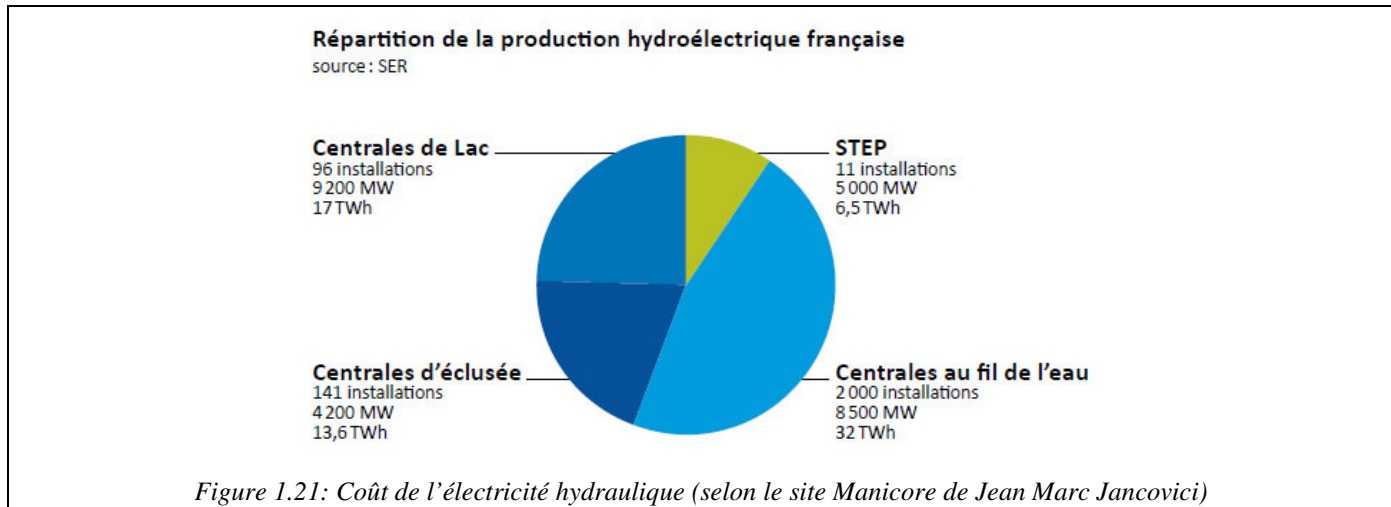
Ce coût dépend particulièrement

- ⇒ du taux d'utilisation (40% et 90% dans les simulations) ;
- ⇒ de la durée de vie (60 ans dans la simulation) ;
- ⇒ du taux d'actualisation, comme le montre la Figure 1.20.

Le taux d'utilisation dépend non seulement du type barrage, mais aussi de la pluviosité et du besoin.

A noter également que l'utilisation des énergies renouvelables fatales⁴ tend :

- ⇒ d'une part à diminuer le taux d'utilisation des autres sources et par conséquent d'augmenter leur coût,
- ⇒ d'autre part à accroître la nécessité de l'hydraulique pour parer rapidement aux chutes de production des autres énergies fatales.

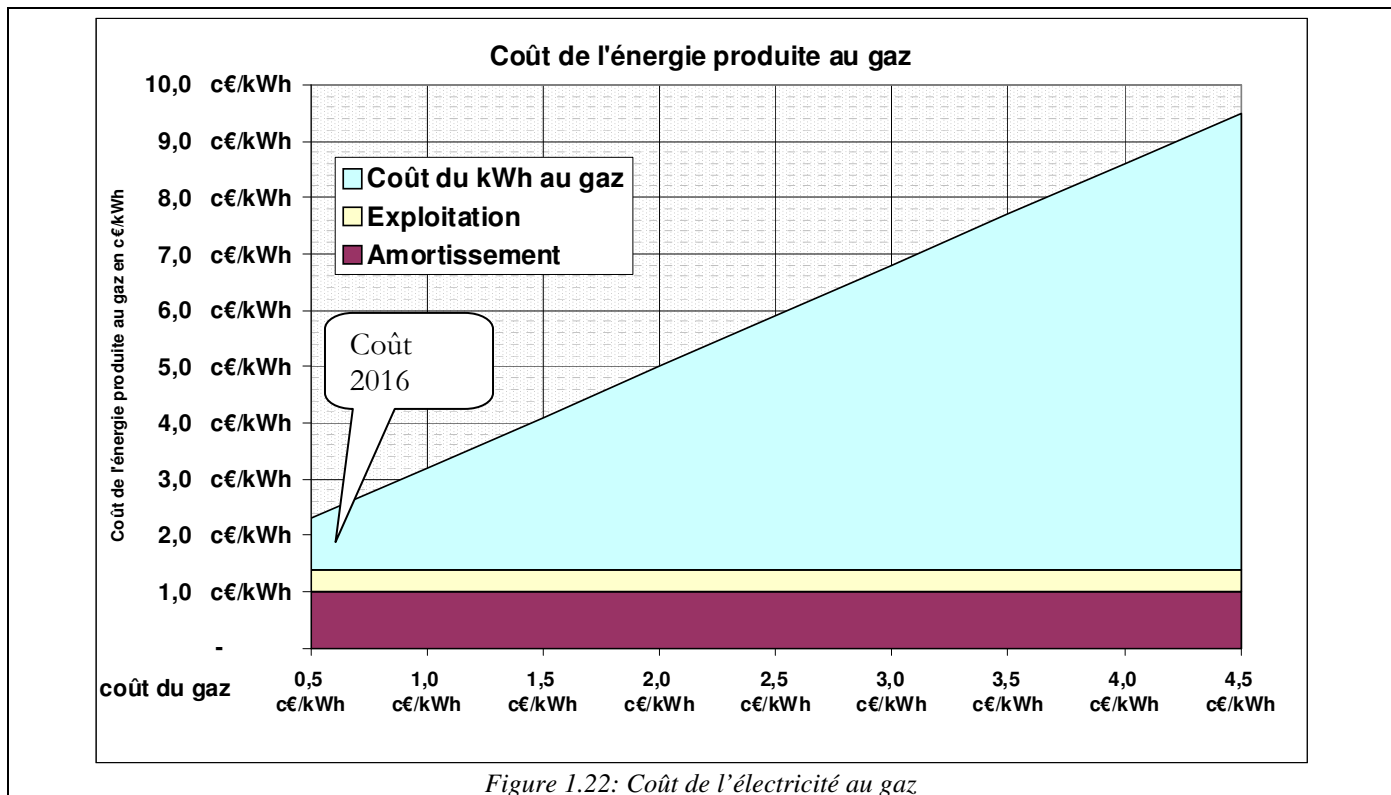


4.6 Le coût des centrales au Gaz

Hypothèses :

- ⇒ Investissement=800€/kW installé, vie=30 ans, actualisation = 4%,
- ⇒ exploitation/investissement=3%, utilisation=80%, ⇒ rendement = 55%.

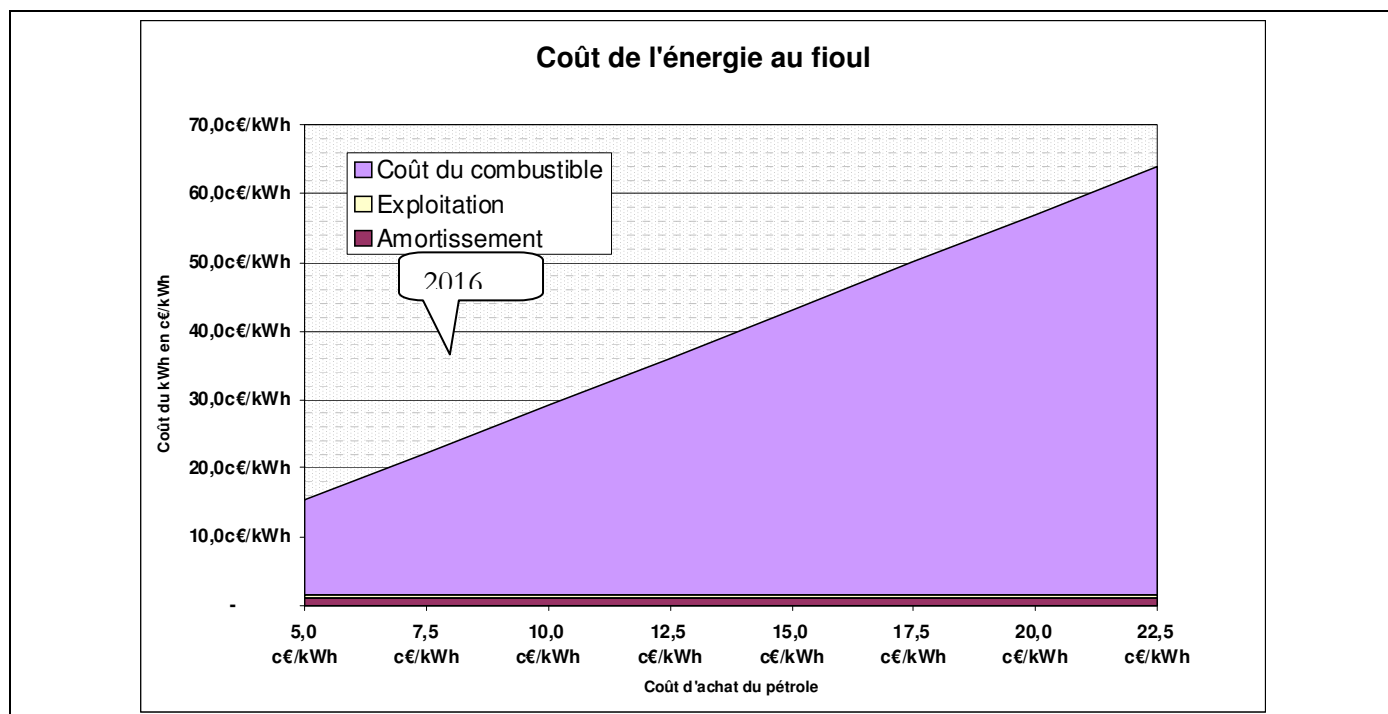
Le coût du gaz vaut entre 0,6 c€/kWh (aux USA mi-2012) et des valeurs qui ont atteint 40 c€ à 50 c€/kWh.



⁴ Fatales, c'est à dire que le réseau doit accepter quand elles produisent et s'en passer quand elles ne produisent pas

4.7 Le coût de l'électricité issue d'une centrale au fioul

Prix du baril en \$ en 2016	40,0 \$/baril	1 €	1,1 \$
Prix du baril en €	36,36 €/baril	1 baril en l.	159,0 l
Prix de la Tep en €	259,7 €/Tep	Baril = en Tep	0,14 Tep
Coût du brent / litre	22,87 c€/l	Part coût du brent	27,30%
Coût du fioul / litre	83,77 c€/l	Tep = en kWh	11 630 Tep
Coût du kWh	8,181 c€/kWh	Mais le baril a longtemps valu plus cher	



4.8 Le coût de l'électricité issue d'une centrale au charbon

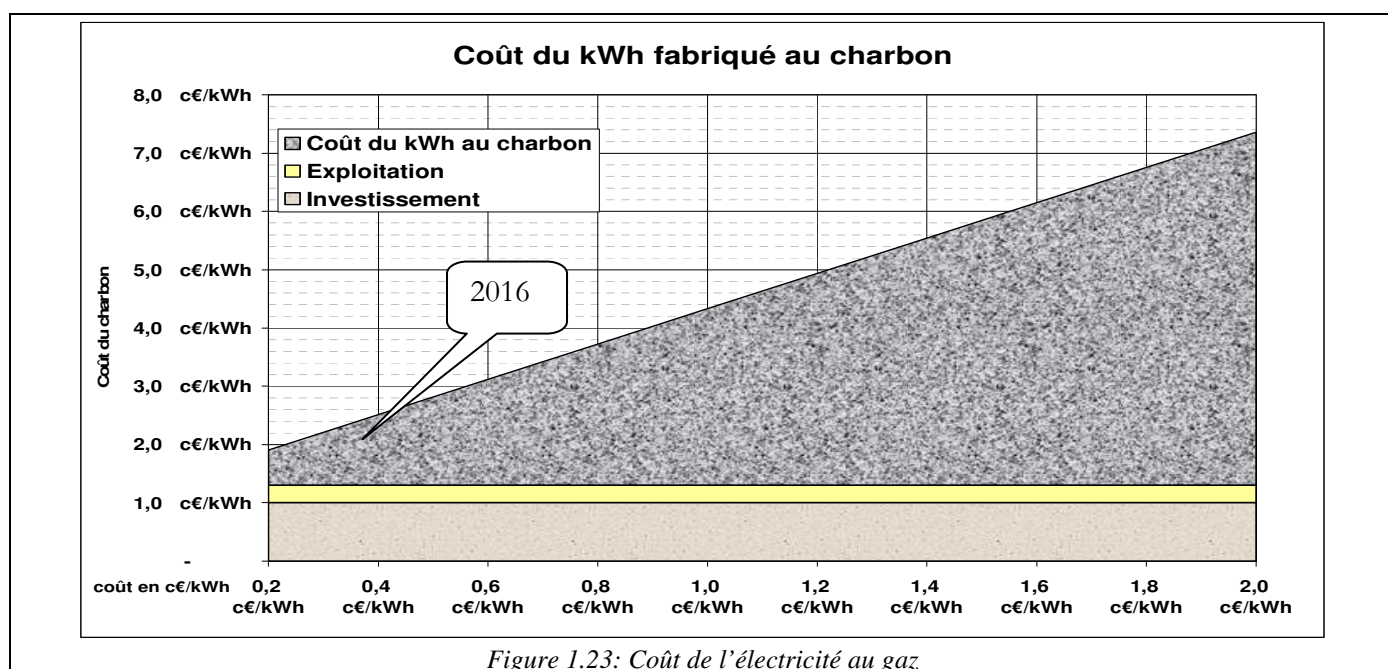


Figure 1.23: Coût de l'électricité au gaz

4.9 Le coût du solaire

Il existe 2 solutions de génération d'électricité à partir de l'énergie solaire :

- ⇒ les panneaux photovoltaïques et leur régulateur, qui transforment directement l'énergie solaire en intensité ;
- ⇒ les fours solaires, constitués de miroirs convergeant les rayons du soleil sur un récipient contenant un liquide caloporteur.

4.9.1 Coût du photovoltaïque

Les panneaux photovoltaïques ne produisent pas la nuit et le jour produisent avec une puissance variable inférieure à la puissance nominale qui dépend de la luminosité, de la latitude, du climat et de l'inclinaison par rapport au soleil. Cet écart est mesuré par le rendement : **heures équivalent de production** qui est de l'ordre de 1000 sur 8760, ce qui est faible.

Le coût intégral de l'électricité photovoltaïque reste encore prohibitif comparé aux coûts des autres filières. Mais on constate des évolutions industrielles produisant des réductions de coût et des évolutions technologiques produisant des améliorations du rendement.

Cependant, le coût du photovoltaïque ne tient compte :

- ⇒ ni des connections renforcées du réseau,
- ⇒ ni du coût de la source de remplacement nécessaire pendant 80% du temps, l'énergie n'étant disponible qu'environ 20% du temps, ce qui double le coût.

A ce jour, chaque kWh d'électricité est acheté par EDF à un tarif décroissant :

- ⇒ 8,50 c€ pendant 10 ans, puis
- ⇒ entre 2,90 et 8,50 c€, pendant 5 ans,
- ⇒ 5c€ ensuite, selon la productivité du site.

Photovoltaïque	Coût / 12ans	Coût / 20 ans
Coût / m2	1 000 €	
Surface / kW	10 m2	
Investissement	10 000,0 €/kW	10 000,0 €/kW
Puissance 2015	1,0 kW	1,0 €/kW
Rendement	90,00%	80,00%
Vie partielle	12 ans	25 ans
Amortissement / durée de vie	833,33 €	400,00 €
Taux d'actualisation	8,00%	4,00%
Actualisation	833,33 €	400,00 €
Taux de frais financier	2,00%	
Frais financiers	12,00%	25,00%
Coût annuel	933,33 €	500,00 €
Taux de production	12,00%	
Heures équivalent de production	1051,92 sur 8766	
Production énergétique effective	999 kWh	947 kWh
Amortissement horaire	10,6 c€/kWh	5,7 c€/kWh
Maintenance annuelle	50 €	50 €
Maintenance par kW	5,0 c€/kWh	5,3 c€/kWh
Total	15,7 c€/kWh	11,0 c€/kWh

Mais il coûte 11€/20ans. Il est donc non rentable pour l'exploitant sur une période de 20 ans.

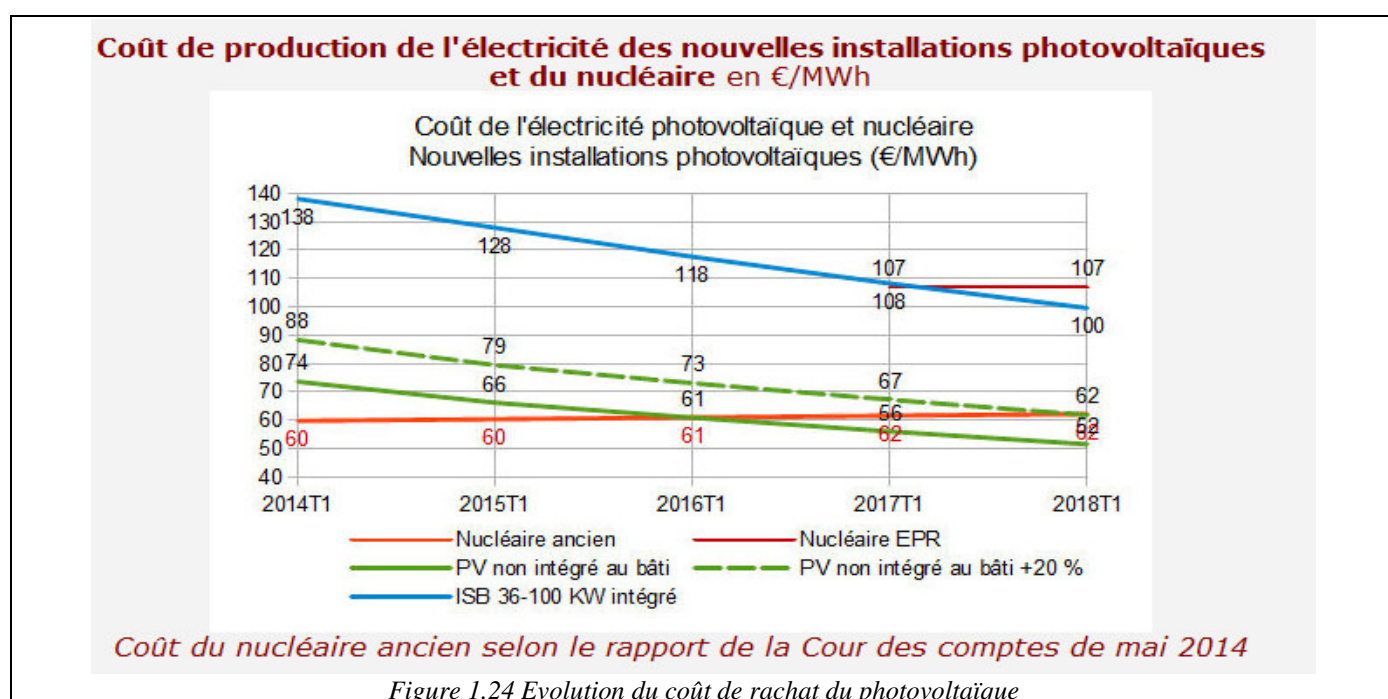
Ainsi, les conditions de rachat de l'électricité ne couvrent pas totalement le coût d'investissement. Le remplacement d'installations en fin de vie n'est pas subventionné. L'équilibre n'est obtenu qu'à terme, si les équipements continuent à bien fonctionner au-delà de la durée de vie prévue.

Le surcoût par rapport à l'énergie fossile est financé par la CSPE fixée à 1,350c€/kWh depuis le 01/01/2013. Le subventionnement de l'énergie photovoltaïque grève donc le tarif de l'électricité.

Par ailleurs, comme les panneaux sont fabriqués en Chine, la solution est désastreuse pour l'emploi en France et pour la balance commerciale. L'empreinte carbone d'un système photovoltaïque complet est évaluée selon les sources entre **40g et 70g CO₂ /kWh, soit plus que le nucléaire avec enrichissement d'uranium par centrifugation.**

4.9.2 Tarif de rachat du photovoltaïque

Le diagramme ci-après compare le coût du nucléaire au prix de rachat du photovoltaïque par EDF. On note qu'en 2016, le coût du photovoltaïque intégré au bâti (ISB) est voisin du coût de revient, et que le tarif du photovoltaïque non intégré est notablement inférieur au coût de revient. Qu'en sera-t-il dans les prochaines années ?



4.9.3 Coût des fours solaires

Le meilleur exemple de four solaire est le four de 20MW, GEMASOLAR en Espagne, sur les plaines d'Andalousie. Le liquide caloporteur est un sel à 500°, stockable dans un conteneur et qui, au travers d'un échangeur vaporise l'eau qui entraîne une turbine et l'alternateur associé. L'accumulation de chaleur autorise une durée de fonctionnement jusqu'à 6 400 h par an.

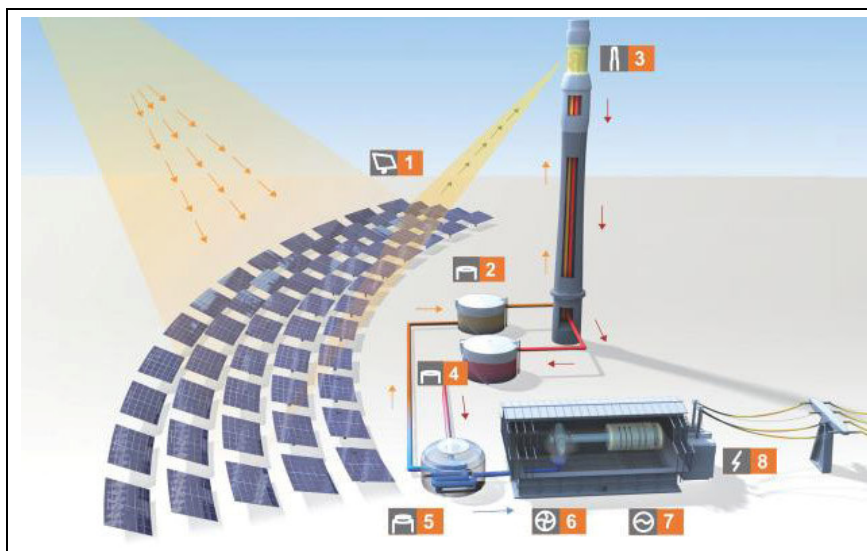
Puissance : 8,4 W/m², sur un site recevant : 239 W/m² soit un rendement de 3,5%.

Investissement = 171 M€ (8,5 k€/kWc), Energie : 110 GWh/an. Disponibilité énergétique de 60% à 80 %). L'intérêt des fours solaires dans des régions très ensoleillées est bien meilleur que celui du photovoltaïque, même s'il reste supérieur au coût d'autres filières.



Four solaire GEMASOLAR

Four solaire	Coût / 12ans	Coût / 20 ans
Investissement	171,0 M€	
Puissance	20,0 MW	
Vie partielle	12 ans	25 ans
Amortissement / durée de vie	14,3 M€	6,8 M€
Taux d'actualisation	8,00%	4,00%
Actualisation	13,7 M€	6,8 M€
Taux de frais financier	8,00%	5,00%
Frais financiers	12,00%	25,00%
Actualisation	15,3 M€	8,6 M€
Heures	8766,0 h	
Production énergétique annuelle	110 GWh	110 kWh
Taux de production	62,74%	
Heures équivalent de production	5500,0 h	
Actualisation horaire	8,7 c€/kWh	4,9 c€/kWh
Maintenance annuelle ?	2,0 M€	
Maintenance et exploitation par kW ?	1,8 c€/kWh	
Total	10,6 c€/kWh	6,7 c€/kWh



- 1- Miroirs
- 2- Réservoir de sel froid
- 3- Récepteur des rayons réchauffe les sels à 500°
- 4- Réservoirs de sels chauds
- 5- Echangeur sel-eau vaporisée
- 6- Turbine
- 7- Alternateur coaxial,
- 8- Transformateur haute tension

4.10 Le coût de l'éolien

4.10.1 Le coût d'obtention de l'électricité

Il convient de distinguer le coût de l'éolien terrestre et celui de l'éolien marin.

Eolien terrestre	Coût / 12ans	Coût / 20 ans
Investissement	1 500 k€/MW	
Vie	20 ans	20 ans
Amortissement / durée de vie	75,00 €	
Taux d'actualisation	8,00%	5,00%
Actualisation	120,00 €	75,00 €
Taux de frais financier	2,00%	
Frais financiers	12,00%	20,00%
Coût annuel	134,40 €	90,00 €
Taux de production	23,00%	
Heures de production	2 016 sur 8 766	
Amortissement horaire	6,7 c€/kWh	4,5 c€/kWh
Exploitation	45 k€/MW	
Total	11,2 c€/kWh	9,0 c€/kWh

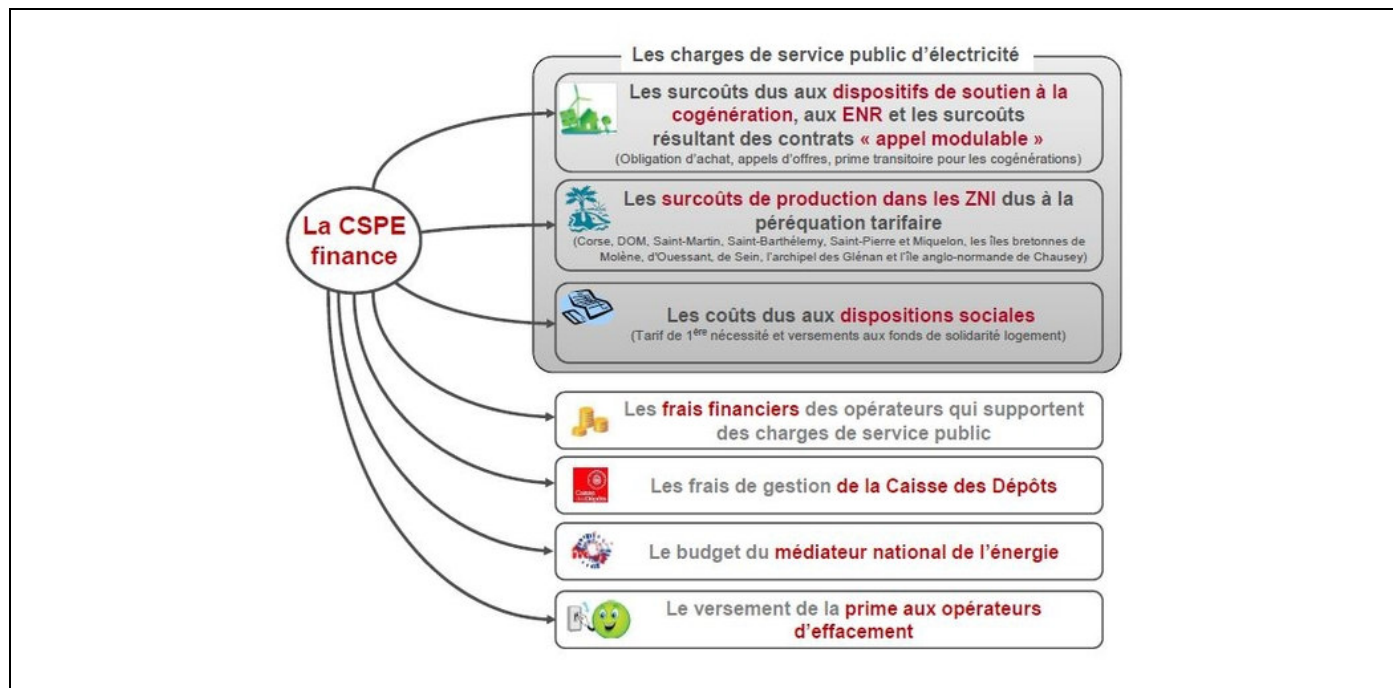
Eolien marin	Coût / 12ans	Coût / 20 ans
Investissement	3 000 k€/MW	3 000 k€/MW
Vie	20 ans	20 ans
Amortissement / durée de vie	150,00 €	
Taux d'actualisation	8,00%	5,00%
Actualisation	240,00 €	150,00 €
Taux de frais financier	2,00%	
Frais financiers	12,00%	20,00%
Coût annuel	268,80 €	180,00 €
Taux de production	45,00%	
Heures de production	3 945 sur 8 766	
Amortissement horaire	6,8 c€/kWh	4,6 c€/kWh
Exploitation	68 k€/MW	
Total	13,6 c€/kWh	11,3 c€/kWh

4.10.2 Le tarif de rachat de l'électricité éolienne

Dans les conditions de 2008, pour l'éolien terrestre, les contrats sont souscrits pour 15 ans. Le tarif a été fixé en 2008 à 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. Ce tarif est actualisé chaque année en fonction d'un indice des coûts horaires du travail et d'un indice des prix à la production. Il est donc nettement inférieur au coût de revient calculé sur 20 ans.

Economiquement, il faudrait comparer le coût de revient des énergies aléatoires au coût marginal du combustible non consommé. Ce coût est actuellement de l'ordre de 4 c€/kWh pour le charbon (par exemple en Allemagne) et pour le gaz (par exemple au Danemark) ou de 0,5€/kWh pour le nucléaire (en France). Cependant, dans les rares périodes d'importation d'électricité, prix de vente en bourse de l'éolien peut être inférieur au coût du kWh sur la bourse de l'électricité. Mais pendant les périodes de surabondance d'électricité en Europe, le prix d'achat en bourse de l'éolien peut même fréquemment être négatif !

4.11 Le financement des renouvelables



Les pouvoirs publics soutiennent les surcoûts de production électrique en obligeant les distributeurs à acheter, à un "tarif de rachat" préfixé, l'électricité « écologique », renouvelable,

- ⇒ *d'origine éolienne ou solaire, petite hydraulique, géothermie, installations de production au biogaz,*
- ⇒ *cogénération industrielle qui récupère la chaleur d'une installation pour produire de l'électricité,*
- ⇒ *incinérateurs d'ordures ménagères (en partie du plastique !),*
- ⇒ *assurer la péréquation tarifaire pour les îles d'Outre-mer (au nom de la continuité territoriale).*

Le MWh électrique produit coûte plus cher que le MWh vendu en France. L'Etat oblige le distributeur d'électricité local à vendre le kWh au citoyen habitant au même prix qu'en Métropole.

Le surcoût de l'énergie est refacturé par le distributeur aux clients finaux, est financé par une taxe dite "Contribution au Service Public de l'Electricité" ou CSPE.

Les énergies renouvelables aléatoires et fatales ne sont pas une bonne affaire pour les investisseurs et une mauvaise affaire pour le consommateur qui finance le surcoût via la CSPE, fixée à plus de 2 c€/kWh en 2016.