

Deuxième partie – Moyens de production centralisés

<i>Nucléaire</i>	96
I. Caractéristiques techniques	96
II. Coûts.....	99
III. Résultats.....	104
IV. Analyses de sensibilité.....	105
<i>Cycle combiné au gaz</i>	113
I. Caractéristiques techniques	113
II. Coûts.....	114
III. Résultats.....	116
IV. Analyses de sensibilité.....	118
<i>Centrales au charbon pulvérisé avec traitement des fumées</i>	121
I. Caractéristiques techniques	121
II. Coûts.....	122
III. Résultats.....	124
IV. Analyses de sensibilité.....	126
<i>Centrales au charbon à lit fluidisé circulant</i>	127
I. Caractéristiques techniques	127
II. Coûts.....	128
III. Résultats.....	129
IV. Analyses de sensibilité.....	130
<i>Turbines à combustion au gaz</i>	133
I. Caractéristiques techniques	133
II. Coûts.....	134
III. Résultats.....	136
<i>Turbines à combustion au fioul domestique</i>	139
I. Caractéristiques techniques	139
II. Coûts.....	140
III. Résultats.....	141

Nucléaire

La mission Charpin-Dessus-Pellat a conduit et publié en 2000, à la demande du Premier Ministre, une d'étude économique prospective de la filière électrique nucléaire <http://www.industrie.gouv.fr/energie/nucleair/pdf/rapport-charpin.pdf>. Les résultats qui en sont issus sont présentés dans la section IV ci-dessous.

I. Caractéristiques techniques

1. Installation de référence

Les études de 1993 et 1997 extrapolaient les coûts du palier N4 alors en cours de développement. La présente étude s'appuie sur les coûts de l'avant-projet détaillé du réacteur « European Pressurized Reactor » (EPR) tels qu'ils résultent de la phase d'optimisation économique du programme. La tranche moyenne d'un palier EPR est étudiée à l'horizon 2015¹¹².

La puissance continue nette (PCN) électrique utilisée pour l'étude est de 1 590 MW nette. Elle correspond à une puissance thermique de 4 400 MWth. Le dimensionnement définitif n'est pas arrêté et pourrait se situer entre 4 250 MWth / 1 540 MWe et 4 500 MWth / 1 630 MWe. Ces différents dimensionnements font l'objet d'études de sensibilité. Le rendement net aux conditions ISO retenu pour l'étude est de 36,1%.

Une particularité de la filière nucléaire est que *le coût spécifique d'investissement (coût par kW de puissance installée) d'un palier dépend étroitement du programme mis en œuvre* (nombre de tranches, rythme d'engagement). L'importance des dépenses de développement d'un nouveau palier nécessite en effet que ces dépenses soient amorties sur un nombre significatif de tranches. Par ailleurs, la commande d'un certain nombre de tranches identiques permet au constructeur de réduire ses coûts de fabrication et de mieux amortir son outil industriel, ce qui conduit à des conditions commerciales plus favorables. Enfin, le rythme d'engagement a un impact sur les frais de maîtrise d'œuvre, un certain nombre d'études n'étant effectuées qu'une seule fois pour l'ensemble d'un palier¹¹³.

Les coûts de référence établis en 1997 étaient fondés sur un palier de 10 tranches, construites à raison d'une par an, et présentaient une étude de sensibilité à quatre tranches justifiée par l'expérience de la décision de limiter le palier N4 à quatre réacteurs prise après un réexamen des besoins en nouvelles installations. On retient dans cette étude la même hypothèse normative d'un programme de **10 tranches**, le calendrier de construction de la deuxième tranche étant ajusté pour permettre de bénéficier de deux ans de retour d'expérience sur un premier exemplaire démonstrateur ou "de référence" au moment de la livraison de la cuve du premier d'une série. Le faible niveau des besoins en base avant l'horizon du remplacement du parc¹¹⁴, et les difficultés classiques sur la première tranche d'un palier justifient cette entorse au caractère générique des coûts de référence. Les coûts présentés correspondent à une moyenne actualisée entre un démonstrateur construit sur un site existant, une deuxième tranche réalisée sur le même site et des paires moyennes réalisées ensuite en bord de mer ou en bord de rivière.

¹¹² Pour disposer d'une nouvelle tranche nucléaire au 1er janvier 2007, il aurait fallu décider de sa construction en 2001, en faisant l'hypothèse qu'un certain nombre de procédures administratives aient alors abouti : le lecteur recherchant des indications à cet horizon est invité à se reporter à l'étude de 1997 (« N4 amélioré » mis en service en 2005).

¹¹³ Cette logique de programmation est spécifique au nucléaire. Pour les turbines à combustion et les cycles combinés à gaz, l'effet de série provient du marché mondial beaucoup plus que d'une programmation nationale. Il pourrait théoriquement en être de même des installations au charbon ; cependant, le coût et les délais de construction de ces centrales rendent la réalisation d'une tête de série difficile à supporter financièrement par les seuls constructeurs.

¹¹⁴ A cet horizon, les besoins seront potentiellement très importants, le parc existant ayant été construit à un rythme accéléré après le choc pétrolier pour fournir une source d'électricité moins onéreuse que les centrales au fioul. Ce rythme a atteint 5 GWe/an, soit l'équivalent de plus de trois réacteurs EPR par an, ce qui donne une idée des besoins en renouvellement même si la durée de vie d'une partie des réacteurs actuels peut être prolongée au-delà de 40 ans, ou si une partie du parc est remplacé par des installations thermiques. Pour cette raison, l'étude à 4 tranches n'est pas reconduite.

Le calendrier actuel est une mise en service de la tête de série EPR en 2013, et ensuite une construction de 9 tranches dont les mises en service s'échelonnent de 2020 à 2029.

2. Durée de vie

Pour les réacteurs en service aujourd'hui, un fonctionnement au-delà de 30 années civiles est très probable mais ne peut être garanti tant que l'Autorité de sûreté ne se sera pas prononcée à l'occasion des troisièmes visites décennales. Pour mémoire, les scénarios retenus par la mission d'étude économique de la filière nucléaire (rapport CDP) envisageaient pour le parc actuel une moyenne de 41 ou 45 ans, avec des durées de vie variant de 35 à 50 ans ; elle rappelait par ailleurs que « *les dispositions contenues dans les rapports définitifs de sûreté des réacteurs 900 et 1300 MWe préconisent des durées d'irradiation maximale de 40 ans à 80 % de la puissance nominale dans les conditions initiales de chargement des combustibles, soit 32 ans à pleine puissance. Cette préconisation ne préjuge pas du résultat des examens périodiques ou des demandes spécifiques des autorités de sûreté.* »

L'EPR est conçu dès l'origine pour un fonctionnement de 60 années civiles, dont 40 sans nécessiter d'opérations de jouvence¹¹⁵. Une durée de vie nominale de **60 ans** est retenue dans l'étude. Pour tenir compte des risques liés aux réexamens périodiques de sûreté et parce que cette durée correspond plus aux canons de l'amortissement comptable, l'estimation est complétée par une étude de sensibilité à 40 ans. Il est très difficile aujourd'hui d'estimer les coûts de jouvence au-delà de 40 ans, mais cette incertitude affecte peu le résultat final : l'utilisation de l'ensemble des valeurs retenues par la mission CDP pour l'EPR, i.e. 400 à 600 MF par visite à partir de la seconde visite décennale, donne des surcoûts de l'ordre de 0,2 €/MWh.

3. Gestion du combustible

Le cycle du combustible est discuté en détail dans le paragraphe II.4 de la partie *Prix des combustibles* ci-dessus. Le mode de gestion du combustible a une incidence sur le coût du cycle combustible et sur la fréquence des arrêts, et par conséquent sur la disponibilité du réacteur. Pour le palier EPR, on retient un combustible à l'uranium enrichi à 5 % et irradié à **60 GWj/t** en moyenne, renouvelé tous les 18 mois par une recharge à mi-chemin entre tiers et quart de cœur (2/7 de cœur remplacé à chaque arrêt). Le plutonium issu du retraitement est recyclé sous forme de combustible MOX utilisé dans les mêmes conditions¹¹⁶. Des études de sensibilité sont menées d'une part pour du MOX à 50 GWj/t, l'UOX restant à 60 GWj/t, d'autre part pour des combustibles UOX et MOX qui ne seraient irradiés qu'à 50 GWj/t.

L'EPR permettrait techniquement des campagnes de fonctionnement de deux ans sans changer le combustible, interrompues à mi-parcours par un arrêt de quelques jours pour la réorganisation des assemblages dans le cœur. Cette option économiquement intéressante le serait beaucoup moins si l'arrêt intermédiaire était étendu pour permettre des contrôles poussés du réacteur. Le dernier rapport de l'Autorité de sûreté indique clairement qu'elle n'est pas favorable à des délais trop importants entre les inspections, aussi cette possibilité n'a pas été chiffrée bien que l'EPR permette a priori beaucoup de contrôles en marche, compte tenu du quadruplement des circuits de sécurité (« *Des taux de combustion supérieurs se traduiront par des cycles de fonctionnement plus longs, ce qui ne doit pas amener à un étalement inacceptable des périodicités de contrôles et d'essais ou des délais de remise en conformité ou de modifications nécessaires pour la sûreté* »).

¹¹⁵ Le cœur est par exemple enveloppé d'un réflecteur latéral de neutrons qui permet à la fois de maximiser le nombre de neutrons participant à la réaction de fission et de protéger la cuve

¹¹⁶ Dans les deux cas, les objectifs de taux d'irradiation communiqués par l'industrie sont légèrement supérieurs à la valeur retenue par l'étude. Le calcul est donc légèrement défavorable en termes de coût du MWh.

4. Disponibilité

La disponibilité de l'EPR estimée par l'étude, pour un fonctionnement en base, est de 90,3 %, compte tenu de 2 % d'indisponibilité fortuite et de 0,5 % d'indisponibilité due aux essais annuels et aux démarrages. Elle est en nette amélioration par rapport aux possibilités des réacteurs actuels, les systèmes de sécurité quadruplés permettant d'effectuer une partie de la maintenance en marche. Le calcul actualisé sur la séquence réelle des arrêts donne des valeurs marginalement supérieures du fait d'un premier fonctionnement plus long que la durée de campagne moyenne. Les durées d'arrêt retenues pour les visites partielles, visites générales de la turbine et visites décennales comprennent toutes des marges confortables de deux à quatre semaines de prolongations pour travaux et aléas ; des prolongations de campagne de 60 jours (JEPP) en moyenne permettraient d'approcher 91 %. Cette estimation de disponibilité dépend beaucoup des pratiques l'exploitant tant pour ce qui concerne les opérations de chargement de combustible que pour les procédures de contrôle et d'inspection par l'Autorité de sûreté.

Par comparaison, la disponibilité moyenne des centrales nucléaires dans le monde est aujourd'hui de l'ordre de 82 %, et 10 % de ces centrales atteignent des disponibilités de 90 % à 95 % (avec dans certains cas des circuits triplés permettant une partie de la maintenance en marche). Les durées de rechargement constatées sur certaines centrales américaines sont inférieures d'une semaine à celles retenues pour l'EPR, des inspections organisées différemment pouvant expliquer une partie de cette différence. Avec des conditions d'exploitation comparables à celles prévalant à l'étranger, il serait possible d'obtenir avec l'EPR une disponibilité atteignant 92%.

On prend par ailleurs en compte une indisponibilité de 65% entre le couplage au réseau et la mise en service industrielle, et une indisponibilité fortuite de 20% pendant l'année qui suit la mise en service. La disponibilité de l'EPR ne dépend pas notablement de la puissance fournie : entre la puissance retenue pour l'étude et les bornes indiquées plus haut, l'épuisement plus ou moins rapide du cœur conduit à des variations de l'ordre de 0,2% du taux d'indisponibilité pour entretien. La disponibilité de l'EPR n'est pas directement comparable à celle du parc en exploitation, d'une part parce que les rechargements sont aujourd'hui un peu plus fréquents du fait d'un taux de combustion plus faible, d'autre part parce que l'EPR permet d'assurer une partie de la maintenance des équipements pendant son fonctionnement (certains systèmes de sécurité déjà doublés ont été quadruplés pour cela et pour améliorer la sûreté).

Les disponibilités pour des durées d'appel inférieures à la base ont été calculées automatiquement à partir des contraintes d'espacement des visites décennales et des visites générales turbines. Du fait de l'augmentation de la part des visites longues dans l'ensemble des arrêts, les gains par rapport à un fonctionnement en base sont faibles et, pour certaines durées, inexistantes. Les modèles utilisés pour l'évaluation des coûts de production de l'EPR ne paraissent pas fiables pour des durées d'appel inférieures à 6 000 heures, qui conduiraient à des campagne très longues posant des problèmes de délai entre inspections et à des coûts d'exploitation accrus.

II. Coûts

1. Coût d'investissement

a) *Le devis de l'EPR*

Pour une tranche moyenne construite dans le cadre d'un programme de 10 tranches, le coût de construction est estimé à **1 043 €/kW**, soit une baisse de l'ordre de 3% par rapport au chiffre retenu pour le N4 en 1997, en euros courants, et 10% en euros constants.

L'optimisation menée par FRAMATOME-ANP et EDF pendant la phase d'avant-projet détaillé en consultation avec une trentaine de fournisseurs pressentis explique cette baisse. Elle avait pour objectif une diminution de 15 à 20% du coût du MWe installé, objectif atteint selon les promoteurs du projet :

- la possibilité d'augmenter la puissance thermique de la chaudière et par conséquent la puissance électrique produite a été démontrée ; elle permet de bénéficier d'un fort effet d'échelle ;
- l'harmonisation des approches de sûreté française et allemande a permis d'identifier plusieurs opportunités de simplification de la conception (concept de « fuite avant rupture » évitant de surdimensionner certains dispositifs de sécurité, système de décharge à deux soupapes sur la partie secondaire des générateurs de vapeur contre 7 en France et 1 en Allemagne, etc.) ;
- certains circuits ont été optimisés, les circuits d'injection de sécurité basse pression assurant par exemple également le refroidissement du réacteur à l'arrêt ;
- le diamètre de l'enceinte et le volume de certains bâtiments périphériques ont été légèrement diminués.

Le coût d'investissement indiqué ci-dessus comprend 3% d'aléas ainsi que de nombreuses marges calendaires, correspondant dans une logique de coûts de référence à des aléas sur le coût de construction comparables à ceux retenus pour les autres filières. Ainsi, la durée de construction d'un premier réacteur devrait être de l'ordre de 57 mois entre le premier béton et la mise en service industrielle, les tranches suivantes devant pouvoir être construites plus rapidement ; par prudence, une durée de construction de la tête de série de 67 mois est retenue, ainsi qu'une durée de 57 mois pour les tranches suivantes. La prise en compte de ces aléas a paru suffisante étant donné l'avancement des études sur l'EPR ; une variante décrite plus bas éclaire toutefois les conséquences d'un manque de maîtrise du coût d'investissement.

Compte tenu de l'effet de programme, les frais de maîtrise d'œuvre sont évalués pour l'ensemble d'un palier, puis répartis sur le nombre de tranches considérées. Pour un programme de 10 tranches, on retient une valeur de 135 €/kWe, soit 13 % du coût de construction, ce coût étant établi à partir des données fournies par EDF pour un palier de 10 tranches engagées annuellement et de l'ajout d'une somme équivalant à 30% des frais de maîtrise d'œuvre du démonstrateur, pour tenir compte des besoins de reprise d'étude au moment de l'engagement de la série. Les frais de pré-exploitation, qui recouvrent notamment les coûts de fonctionnement pendant la période de qualification précédant la mise en service, sont estimés à 74 €/kWe à partir de l'expérience acquise sur les paliers antérieurs en France et en Allemagne.

Avec un taux d'actualisation de 8%, les intérêts intercalaires représentent alors pour un palier de 10 tranches 380 €/kWe. On retient par ailleurs un aléa sur le planning à hauteur de 5 % de l'ensemble des frais de maîtrise d'œuvre, des intérêts intercalaires et des frais de pré-exploitation.

Le démantèlement a été estimé à 15% du coût complet d'investissement, soit 249 €/kWe avec un taux d'actualisation de 8%. Cette estimation est issue d'études analytiques conduites sur une centrale existante comprenant 4 tranches de 900 MWe¹¹⁷. Elle est ventilée selon un calendrier similaire à celui retenu dans le rapport CDP¹¹⁸, et est incorporée au coût d'investissement après actualisation à la date de la mise en service. Dans ces conditions, le coût du démantèlement est pris en compte dans le coût d'investissement à hauteur de 1,2 €/kWe (resp. 6,5 €/kWe / 0,2 €/kWe) pour un taux d'actualisation à 8% (resp. 5% / 11%) et une durée de vie de 60 ans. La prise en compte dès la mise en service d'un taux d'actualisation sans risque de 3% conduit à un coût de démantèlement actualisé à la mise en service significativement plus important, de l'ordre de 27 €/kW. Les coûts de démantèlement actualisés à la date de mise en service varient de 1,2 €/kWe à 5,5 €/kWe selon que l'installation est démantelée après 40 ou 60 ans d'exploitation, pour un taux d'actualisation de 8%.

b) La maîtrise du coût d'investissement

L'investissement représente plus de la moitié du coût complet du MWh nucléaire, les autres composantes de ce coût représentant chacune moins de 15% du résultat final. Il a paru nécessaire de conduire une étude de sensibilité détaillée sur ce paramètre. Le retour d'expérience sur le parc en exploitation et les estimations retenues dans les études antérieures fournissent des points de repère :

- Le rapport CDP applique un surcoût de l'ordre de 10% au coût complet d'investissement aux estimations issues des coûts de référence 1997 : « *En ce qui concerne les filières REP, l'expérience acquise en France permet d'en cerner avec une bonne précision les différents coûts. S'agissant de la filière EPR, l'évaluation est un peu moins précise, mais les incertitudes restent mineures. On a retenu les coûts d'investissement proposés par la Digeo en supposant cependant un surcoût de 30 % pour la tête de série, un surcoût de 20 % pour les deux réacteurs suivants, un surcoût de 10 % pour le quatrième et un coût unitaire égal à celui proposé par la Digeo pour les réacteurs suivants (dans le cas d'une série de 10 réacteurs)* ». Ces coefficients correspondent à un surcoût d'investissement moyen de 10,2% pour un taux d'actualisation de 8% et un palier de dix tranches engagé annuellement.
- Pour les paliers antérieurs au N4, les devis d'origine des coûts de construction ont été respectés (avec des variations de – 10 % - pour le P'4 - à + 15 % - pour le CP1 - du réalisé par rapport au prévisionnel). La durée moyenne de construction, comptabilisée entre l'ordre d'exécution chaudière et la mise en service, s'est établie à 6 ans et demi, conforme également aux estimations prévisionnelles. Le surcoût de la première paire de tranches du palier a été en moyenne de 25% de la moyenne palier.
- Le palier N4 a connu des aléas de réalisation importants. Le plus lourd est venu de la décision, en cours de programme, d'abandonner la réalisation du contrôle-commande entièrement informatisé prévu initialement, qui s'est traduite par un retard d'environ deux ans. Des délais supplémentaires sont venus de problèmes rencontrés sur les grappes de contrôle, sur le groupe turbo-alternateur, sur le circuit de refroidissement à l'arrêt, et surtout de la réévaluation à la baisse des besoins grâce à une croissance modérée de la demande et à une bonne disponibilité des autres tranches nucléaires (« lissage » de deux ans supplémentaires du programme). Ces événements ont eu d'importants impacts calendaires, mais les surcoûts d'investissement hors intérêts intercalaires ont par contre été limités (+15% sur la tête de série hors remplacement du contrôle-commande, tandis que le devis d'origine et la durée de construction prévisionnelle entre l'ordre d'exécution chaudière et le couplage ont été respectés pour Civaux).

¹¹⁷ Quelques éléments sur cette étude sont disponibles dans l'annexe 1 au rapport Charpin-Dessus-Pellat, pages 137 et suivantes (<http://www.industrie.gouv.fr/energie/nucleair/pdf/rapport-charpin.pdf>). Ces pages montrent en particulier qu'une accélération du processus de démantèlement n'engendrerait qu'un surcoût de l'ordre de 10%, qui serait probablement largement compensé par les effets d'échelle possibles entre le démantèlement d'un « petit » et d'un « grand » réacteur.

¹¹⁸ 49% pour la première phase, pendant les 6 ans qui suivent l'arrêt définitif de la production, 9,6% pour la deuxième phase pendant les quarante années suivantes, et 32,3% pour la troisième phase, pendant dix ans. 10% d'aléas sont de plus répartis uniformément sur ces trois phases. La chronologie de ces dépenses pourrait être accélérée dans la perspective d'une réutilisation de certains sites.

Une analyse de sensibilité ajoutant 10% au coût total d'investissement du palier paraît adaptée, notamment si le retour d'expérience acquis sur un démonstrateur limite le risque calendaire.

c) Détail des coûts d'investissement

Au total, les coûts d'investissement retenus sont les suivants :

€2001/kW	Actualisation à 3%	Actualisation à 5%	Actualisation à 8%	Actualisation à 11%
Coûts de construction	1043	1043,1	1043,1	1043,1
Frais de maîtrise d'œuvre	134,9	134,9	134,9	134,9
Intérêts intercalaires	122	215,7	379,9	579,0
Frais de préexploitation	74	74,3	74,3	74,3
Aléas sur planning	17	21,2	29,5	39,4
Démantèlement	22,4	6,5	1,2	0,2
Investissement total	1413	1496	1663	1871

Tableau 27 – Coûts d'investissement d'un palier EPR

Les "coûts de référence de la production électrique", édition 2003, considèrent un "coût d'investissement" d'un palier EPR de 10 tranches, y compris une unité tête de série, de 1663 euros (conditions économiques 2001) par kW installé (ou de 1283 euros par kW installé, sans compter les intérêts intercalaires avec un taux d'actualisation de 8 %). Dans ce coût d'investissement, le "coût de construction", selon la terminologie usuelle des « coûts de référence », compte pour 1043 euros par kW installé. Le "coût de construction" n'incorpore pas les frais de maîtrise d'œuvre, ni ceux de pré-exploitation, pas plus que les coûts d'aléas sur planning et les provisions pour démantèlement qui lui sont ajoutés pour établir le "coût d'investissement".

Les "coûts de référence de la production électrique", édition 1997, considéraient un "coût de construction", pour un palier N4 de 10 tranches, de 7040 FF (conditions économiques 1995) par kW installé, soit ramené en euros constants, supérieur de 10 % à celui considéré pour un palier EPR dans le cadre des "coûts de référence" 2003. En regard, en raison de la puissance électrique nette accrue de l'EPR -1590 MWe contre 1450 MWe pour le N4 - pour un même nombre d'unités, le palier EPR offre 10 % de kW installés de plus qu'un palier N4. Les coûts considérés en 2003 s'avèrent donc en bonne cohérence avec ceux considérés en 1997.

La comparaison de ces coûts avec ceux de réalisations relativement récentes hors de France (on pense à la Chine) souffrirait du manque d'accès à des données (coûts, nature et périmètre des activités considérées) accessibles de façon fiable auprès des exploitants de ces centrales situées loin de l'hexagone. En supposant même que de telles données fussent accessibles, la comparaison, pour acquérir du sens, nécessiterait que soient pesés des effets multiples, causes d'écarts important sur le coût du kW installé : effet du niveau de puissance unitaire des tranches (effet de taille) ; effet du nombre de tranches identiques (effet de série) ; coûts d'aménagement de sites nouveaux dans des régions souvent peu équipées ; effets de l'éloignement géographique : coûts de transports de matériels et d'expatriation des équipes sur site ; charges liées aux "localisations" exigées par l'électricien ou ses tutelles, concernant des activités de montage sur site et d'ingénierie, ou des fabrications, le tout accompagné de transferts obligés de technologie et de coûts de formation et acquisition de compétences. Viendraient s'y ajouter des effets dus aux taux de change entre monnaies locales et monnaies fortes à parité de pouvoir d'achat, et à la combinaison de dépenses locales avec l'acquisition de biens et services importés payés en devises fortes. Il faudrait aussi tenir compte du fait qu'usuellement, ces exploitants intègrent le coût du premier cœur du réacteur (uranium, enrichissement, fabrication des assemblages de combustible) dans le coût d'investissement de la centrale, alors que la méthodologie « coûts de référence » l'incorpore dans le coût du cycle du combustible. En outre, pour ce qui est de constructions à venir, seuls sont avancés, par les responsables de ces pays, des objectifs budgétaires, sans définition de périmètre de prestations, pour

porter le message politique que le coût du kWh nucléaire sera à parité avec le coût du kWh fossile (en l'occurrence le charbon pour la Chine).

Pour des réalisations futures, destinées à renouveler l'outil français de production d'électricité, avec des unités qui puissent être opérationnelles à partir de 2020, après acquisition d'un retour d'expérience de construction et d'exploitation suffisant sur une tête de série, l'expérience d'EDF, qui a réalisé et exploite 58 réacteurs sur 19 sites en France et qui est, de surcroît, partie prenante au projet EPR depuis l'origine, donne la meilleure garantie d'une estimation fiable des coûts dans le contexte français.

2. Charges d'exploitation

Les dépenses directes d'exploitation du palier EPR ont été estimées à partir du retour d'expérience des paliers antérieurs¹¹⁹. Le passage des réacteurs 1300 MW et N4 à l'EPR procure un gain lié à l'effet de taille, qui a été pris en compte avec prudence. Dans ces conditions, on aboutit à des dépenses directes d'exploitation de 29,2 €/kW (coûts fixes) + 0,61 €/MWh (coûts proportionnels), hors taxes mais y compris les coûts d'assurance réévalués plus haut (cf. *Coûts à la charge des États* page 84), auxquelles il faut ajouter 5,9€/kW de charges centrales d'exploitation et 15,8€/kW de taxes. Cette estimation intègre un poste de maintenance exceptionnelle (dépenses génériques et aléas). Les taxes et redevances sont estimées à **15,8 €/kW/an**, soit 2 €/MWh pour un fonctionnement en base. Comme pour les autres filières, on prend en compte des frais généraux estimés à 0,75 €/MWh.

Au total les coûts sont donc de la forme **50,9 €/kW + 0,61 €/MWh** pour un fonctionnement en base.

Y sont ajoutés, dans le cas du nucléaire, les frais de R&D non inclus dans les coûts d'exploitation, à hauteur de 0,6 €/MWh. Ces frais correspondent à la seule R&D supportée par le producteur, la R&D publique étant prise en compte parmi les externalités.

Enfin, on a tenu compte, comme la mission d'évaluation économique de la filière nucléaire, d'un coût de post-exploitation de 150 €/kW étalé sur trois ans. Ce coût, qui se traduit par une augmentation extrêmement faible du résultat actualisé, avait été négligé dans les études précédentes.

3. Charges de combustible

Les étapes du cycle du combustible nucléaire et les hypothèses de coûts correspondantes sont décrites dans la section relative aux prix des combustibles (Première partie, paragraphe II.5 page 44). Avec la gestion de combustible et les coûts unitaires retenus, on obtient pour un taux d'actualisation de 8% un coût actualisé de combustible de 4,4 €/MWh en moyenne sur la durée de vie, pour un fonctionnement en base. La figure ci-dessous fournit une décomposition de ce coût.

La faiblesse de certains postes s'explique par la modicité des coûts unitaires (conversion, transport, entreposage), ou par l'effet de l'actualisation qui limite l'influence des coûts de stockage (même avec des coûts actualisés à un taux sans risque à partir de la date de fabrication des déchets, la part du stockage dans le coût de combustible n'excède pas 5%).

¹¹⁹ L'évaluation des coûts d'exploitation retenue par la mission CDP, plus élevée, agrège les coûts d'exploitation des réacteurs 900 MWe et 1300 MWe d'EDF. Le coût d'exploitation étant relativement indépendant de la taille du réacteur, la différence est notable. L'évaluation retenue ici est cohérente avec les coûts d'exploitation d'un réacteur 1300 MW.

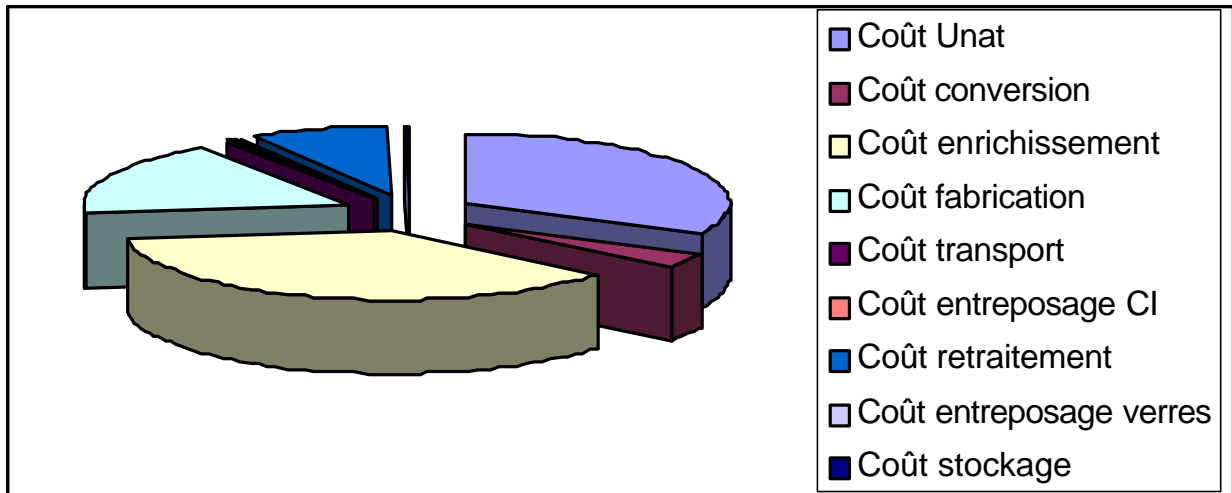


Figure 34 – Décomposition du coût du combustible nucléaire (actualisation 8%)

4. Coûts externes

La plupart des études attribuent des émissions de CO₂, SO₂ et NO_x pratiquement négligeables au nucléaire. Elles sont principalement dues à la phase de construction, et sont d'autant plus faibles que le bouquet énergétique utilisé pour fournir l'électricité au chantier est pauvre en centrales thermiques classiques.

Comme indiqué au paragraphe VIII de la partie *Externalités* ci-dessus, les principaux impacts environnementaux du cycle du combustible nucléaire sont d'une part ceux liés aux coûts externes de la filière de production en fonctionnement normal, évalués à 0,1 €/MWh s'ils sont actualisés à 3% et à 2,5 €/MWh sans actualisation, et d'autre part ceux d'un accident nucléaire majeur, évalués entre 0,01 et 0,46 €/MWh¹²⁰ selon la gravité de l'accident. Par ailleurs, il convient de retenir les coûts de recherche et développement qui ne sont pas supportés par le producteur.

Au total, les coûts externes de la production nucléaire seraient compris dans une fourchette allant de 0,86 €/MWh à 4,4 €/MWh. La filière nucléaire induit aussi des effets positifs en matière d'emploi (directs pour la construction, la maintenance, et indirects en contribuant à vivifier un bassin d'emploi), de balance des paiements (moindres importations de matières premières fossiles) et de sécurité d'approvisionnement, avec en particulier une production d'électricité dont les coûts fluctuent peu. Ces effets n'ont pas été quantifiés.

¹²⁰ Pour mémoire, ces chiffres seraient 20 fois plus faibles sans la prise en compte d'un coefficient d'aversion au risque nucléaire, et ils ont été établis pour des technologies des années 1990 alors que la probabilité de fusion du cœur d'un EPR sera un ordre de grandeur inférieure. La limitation des effets produits par une fusion du cœur (notamment le confinement des assemblages fondus : corium) est par ailleurs prise en compte à la conception, ce qui devrait réduire fortement le risque de rejets radioactifs en une telle hypothèse.

III. Résultats

5. Coût de production en base

Le résultat médian pour 2015 est un coût de production en base de 28,4 €/MWh TTC en optique entreprise. La décomposition du coût de production en base d'un EPR est présentée ci-dessous. Il passe respectivement à 21,7 €/MWh et 37,0 €/MWh avec des taux d'actualisation de 5% et 11%.

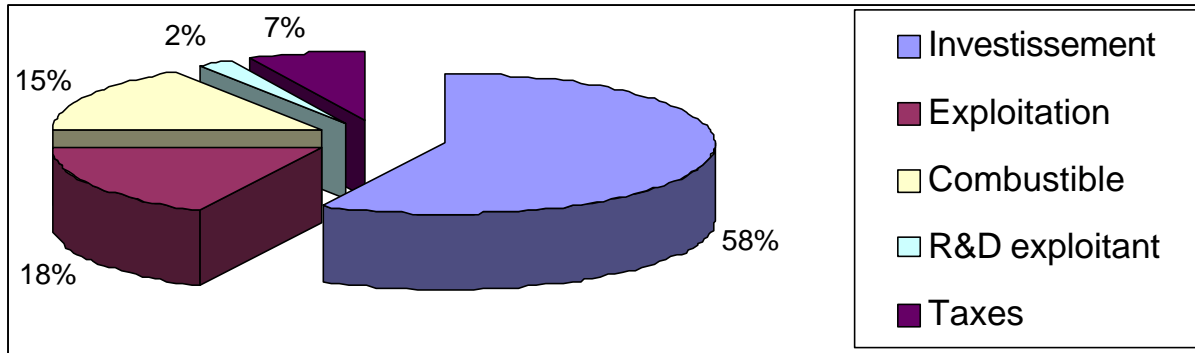


Figure 35 – Décomposition du coût de production du nucléaire en base (actualisation 8%)

L'investissement est de très loin la composante la plus importante du coût de production nucléaire. L'exploitation représente un coût trois fois inférieur, malgré les «charges centrales» de 0,75 €/MWh forfaitaires qui y figurent, et le combustible est comme le montre la figure de la page précédente constitué de sous-postes individuellement peu conséquents. Dans ce contexte, le travail sur les coûts de référence du nucléaire a été orienté vers la réalisation d'études de sensibilité. La mise en œuvre de systèmes d'actualisation différenciés permettant de ne pas perdre de vue les dépenses de long terme a également été examinée plus bas.

6. Coût de production en fonction de la durée d'appel

Si les réacteurs étaient utilisés pour des durées d'appel courtes, il conviendrait d'être très prudent sur l'éventuel allongement de durée de vie en terme d'année civile du réacteur qui pourrait en découler, et sur lequel on dispose de peu d'information, béton en particulier. Le calcul réalisé ici est conservateur et limite la durée de vie à 60 ans dans tous les cas.

d_appel		5000 h		6000 h		7000 h		8000 h		8760 h	
		TTC	HT	TTC	HT	TTC	HT	TTC	HT	TTC	HT
actu 3%	dollar 0,8 €/€\$	26,3	22,9	23,0	20,1	20,6	18,1	18,8	16,7	17,8	15,8
	dollar 1 €/€\$	26,9	23,5	23,6	20,7	21,1	18,7	19,4	17,2	18,3	16,3
	dollar 1,2 €/€\$	27,5	24,0	24,1	21,3	21,7	19,2	19,9	17,7	18,8	16,8
actu 5%	dollar 0,8 €/€\$	32,0	28,6	27,8	24,9	24,7	22,3	22,5	20,3	21,1	19,1
	dollar 1 €/€\$	32,7	29,3	28,4	25,5	25,3	22,9	23,1	20,9	21,7	19,7
	dollar 1,2 €/€\$	33,3	29,9	29,0	26,1	25,9	23,5	23,7	21,5	22,3	20,3
actu 8%	dollar 0,8 €/€\$	43,4	40,0	37,2	34,4	33,0	30,5	29,8	27,6	27,8	25,8
	dollar 1 €/€\$	44,1	40,7	37,9	35,1	33,7	31,2	30,4	28,2	28,4	26,4
	dollar 1,2 €/€\$	44,8	41,4	38,6	35,7	34,3	31,9	31,1	28,9	29,1	27,1
actu 11%	dollar 0,8 €/€\$	57,7	54,4	49,3	46,5	43,5	41,1	39,1	36,9	36,3	34,3
	dollar 1 €/€\$	58,5	55,2	50,0	47,2	44,2	41,8	39,8	37,6	37,0	35,0
	dollar 1,2 €/€\$	59,3	56,0	50,8	48,0	45,0	42,5	40,5	38,3	37,8	35,8

Tableau 28 – Coût de production d'un palier EPR en fonction de la durée d'appel

III. Analyses de sensibilité

1. Principaux paramètres

Référence : coût complet actualisé à 8%	Variation	Impact sur le coût de production (€/MWh)
Durée de vie économique	+/- 10 ans	-0,10 / + 0,19
Coût d'investissement	+/- 10%	+/- 1,63
Nombre de tranches (palier de ref. 10)	+/- 4	-0,18 / + 0,31
Effet d'échelle	1540 MWe / 1630 MWe	+0,51 / -0,75
Taux de combustion	50 GWj/t	~ 0,4 ¹²¹
Disponibilité	+/- 1 point	+/- 0,2
Rendement	+/- 3 % (soit 1 point)	+/- 0,16
Uranium naturel	+ 100 % / - 50% (10/40\$/lb)	+ 1,42 / - 0,7
Enrichissement	+ 25 €/UTS	+ 0,5
Retraitement	+/- 25%	+ 0,11 / -0,07
Stockage	*2	+ 0,02

Tableau 29 – Etudes de sensibilité menées à propos d'un palier nucléaire

Ce tableau confirme l'importance de l'investissement dans le coût complet du MWh, puisque seuls les paramètres qui ont une influence sur le nombre de MWh permettant de l'amortir conduisent à des variations de coût notables, par exemple le nombre de tranches d'une série ou la disponibilité de l'installation. Le taux d'actualisation retenu a un impact majeur sur la compétitivité des réacteurs nucléaires. Par contre, avec un taux d'actualisation élevé, l'impact d'un allongement ou d'un raccourcissement de la durée de vie est pratiquement nul, de même que le poids du stockage dans le résultat final.

¹²¹ Ce chiffre peut varier en fonction des hypothèses prises sur les taux d'enrichissement et les modes de gestion retenus..

2. Réalisation reportée de la tête de série, nombre de tranches

Compte tenu de la relative jeunesse du parc nucléaire français, des projections de demande disponibles, et de la volonté de développer les énergies renouvelables, les premiers besoins importants en nouveaux moyens de base ne devraient pas être ressentis avant l'horizon 2015-2020. Cependant, les premières tranches 900 MWe ont été construites très rapidement dans les années 1980 et on peut s'attendre, à cet horizon, à des déclassements atteignant 2 000 à 3000 MWe/an.

La réalisation d'un démonstrateur EPR permettrait de diminuer le risque de ne pas disposer au moment voulu d'un réacteur éprouvé permettant de remplacer au moins une partie de ces installations. C'est l'hypothèse fondant les calculs ci-dessus. Au cas où cette réalisation ne se concrétiserait pas, la mise en service de la tête de série seulement un an avant les autres tranches conduirait à un coût d'investissement moindre du fait de l'actualisation, diminution qu'il faudrait toutefois mettre en regard d'un accroissement des risques calendaires et techniques affectant l'ensemble du palier.

La limitation du palier EPR à seulement six tranches conduit à un renchérissement de l'ordre de 3 % du kWh produit. A contrario, l'allongement de la série à 14 réacteurs ne fait décroître le coût complet du kWh produit que de 1 % : les principales économies d'échelles à attendre de la programmation nucléaire sont accessibles dès que le palier comporte une dizaine de tranches.

Le calendrier actuel correspond à une mise en service de la tête de série EPR en 2013, et ensuite une construction de 9 tranches dont les mises en service s'échelonnent de 2020 à 2029.

3. Effet du taux d'actualisation sur les dépenses lointaines

L'utilisation d'un taux d'actualisation non nul réduit d'autant les dépenses qu'elles sont éloignées de la date d'actualisation, ici la mise en service industrielle. Pour pallier cet inconvénient, en particulier pour des dépenses lointaines, on peut souhaiter introduire, soit des taux différenciés pour les différentes dépenses (logique de provision), selon qu'elles interviennent plus ou moins loin, soit introduire une rupture dans les taux d'actualisation à partir d'une certaine date (logique CDP, variante CDP et Galley-Bataille).

Méthode	Coût de référence	Taux à court terme	Taux à long terme	Nouveau coût	Variation
Charpin-Dessus-Pellat	23,3	6%	3% à/c 2030	20,3	-3
Variante CDP	23,3	6%	3% à/c 2050	22,8	-0,5
Galley-Bataille	21,4	5%	0,5% à/c arrêt	21,4	+0,05
Logique de provision	28,4	8%	3% immédiat ¹²²	28,5	+0,01

Tableau 30 – Effet d'un taux d'actualisation à long terme sur le coût de production du nucléaire

Les méthodes introduisant une rupture dans les taux d'actualisation après un certaine date suscitent des questions concernant le choix de la date de rupture, et la signification économique de cette rupture.

Un calcul faisant intervenir des taux différenciés dès la création de la charge future est proposé en variante. S'il n'est probablement pas parfaitement orthodoxe d'un point de vue économique, il

¹²² L'idée est de simuler une provision à 3%, c'est-à-dire à un taux correspondant à un placement sans risque, dès que la dépense lointaine devient inéluctable : à la date de chargement du réacteur, pour les dépenses de démantèlement, et à la date de production de l'électricité pour les dépenses de retraitement et de stockage des déchets issus du cycle du combustible.

reflète bien une logique de provision rémunérée à un taux sans risque et permet de mieux prendre en compte l'aval du cycle que les autres méthodes exposées.

IV. L'étude économique prospective de la filière électrique nucléaire (Charpin-Dessus-Pellat)

Trois personnalités¹²³ ont été missionnées par le Premier Ministre, en mai 1999, pour étudier « les données économiques de l'ensemble de la filière nucléaire, notamment l'aval du cycle du combustible nucléaire, y compris le retraitement. Cette étude [devait tenir] compte des différentes hypothèses contenues dans le rapport du Plan « Énergie 2010-2020 » et de la conjoncture internationale. Les comparaisons économiques [devaient être] effectuées dans cette perspective au regard des coûts complets des autres énergies, en y incluant les coûts environnementaux externes. Cette étude [devait intégrer] les différents scénarios d'évolutions possibles jusqu'à un horizon qui permette de prendre en compte les coûts à long terme de l'aval de la filière ». La période étudiée s'étendait de 1977 à 2050, pour la production nucléaire proprement dite, les coûts de l'aval du cycle étant pris en compte bien au-delà de ces dates (le temps de refroidissement retenu pour les combustibles MOX était par exemple de 150 ans). Le tableau ci-contre présente les données retenues dans ce rapport face à celles utilisées dans les coûts de référence.

¹²³ Jean-Michel Charpin, Commissaire au Plan, Benjamin Dessus, directeur du programme ECODEV au CNRS, René Pellat, Haut-Commissaire à l'Énergie atomique.

<i>Donnée ou étape du cycle du combustible</i>		<i>Valeur CDP</i>	<i>Valeur Coûts de référence</i>	<i>Eléments calendaires</i>	<i>Commentaires – analyse d'éventuels écarts</i>
Investissement	Durée de construction	66 mois	1 ^{ère} 67 mois, série 57 mois	-	La durée de construction retenue par la mission correspond au « N4 amélioré » de l'étude <i>Coûts de référence 1997</i>
	Puissance et nombre de tranches	~30*1495 MWe	10*1590 MWe	-	Rendement et durée de vie identiques (~36% et 60 ans)
	Coût de construction EPR	1220 €/kWh	1043 €/kWh	-	Hors surcoûts CDP 4 premières tranches (+30%, 20%, 20%, 10%)
	Frais de maîtrise d'œuvre	125 €/kWh	135 €/kWh	-	~10 €/kWh retenus pour reprise d'études sur n°2 après n°1 avancé
	Frais de pré-exploitation	89 €/kWh	74 €/kWh	-	CDP identique à coûts « N4 amélioré » des <i>Coûts de référence 97</i>
	Intérêts intercalaires	Est. 366 €/kWh	380 €/kWh	CDP : échéancier DIGEC 97 utilisé	Les intérêts intercalaires des <i>Coûts de référence 2003</i> sont affectés par le coût du démonstrateur mis en service 5 ans avant la série.
	Aléas sur planning	38 €/kWh	29 €/kWh		Valeur standardisée dans notre étude (d'où l'étude de sensibilité)
Démantèlement	15% CI	Idem		L'échéancier CDP a été utilisé pour les <i>Coûts de référence 2003</i>	
Amont cycle combustible	Coût de l'uranium naturel	21,6 \$/lb	20 \$/lb	2 ans avant charg	Valeur CDP : moyenne actualisée à 8% sur 2015-2075
	Conversion	5,9 €/kg	6 €/kg	22 mois avt char.	
	Enrichissement	104 €/UTS	85 €/UTS	18 mois avt char.	Ces valeurs sont les bornes des plages de prix actuelles
	Fabrication du combustible UOX	269 €/kg	270 €/kg	12 mois avt char.	
	Fabrication du combustible MOX	6000 F/kg	Ajusté sur UOX	2 ans après traitt.	Valeur CDP plus basse que <i>Coûts de référence</i> , cependant l'écart est inférieur à celui, dans l'autre sens, sur le retraitement.
Exploitation et gestion du cœur	Exploitation fixe	39,9 €/kWe	50,9 €/kWe		Voir paragraphe sur l'analyse de ces écarts
	Exploitation proportionnelle	0,76 €/MWh	0,61 €/MWh		Cette donnée n'a pas fait l'objet d'un examen détaillé
	Taux de combustion UOX	64 GWj/t	60 GWj/t		Cf. p. 116 du rapport – données voisines
	Taux de combustion MOX	55 GWj/t	60 GWj/t		Idem ; parité MOX / UOX pour Coûts de référence + sensib.
	Gestion du cœur UOX	1/5 ^{ème} ou 1/6 ^{ème} ?	2/7 ^{ème} de cœur (entre 1/3 et 1/4)		Gestion <i>Coûts de référence</i> intermédiaire entre tiers et quart de cœur retenue, les gestions de cœur proposées dans le rapport annexé au rapport CDP paraissant peu économiques (p. 46 anx. 2)
	Gestion du cœur MOX	jusqu'à 50% du cœur en MOX	Evaluation 30% du cœur MOXé	MOX fabriqué 2 ans après retraitt	Information utile pour évaluer un éventuel surcoût du combustible MOX si la parité MOX n'est pas atteinte (impact limité / actualis.)
Aval du cycle du combustible	Transport du combustible usé	?	30 €/kg	3 ans après déch.	
	Coût de stockage direct (MF/assem.)	UOX 1,8 MF MOX 7,8 MF	Idem	refroidi 50 ans, refroidi 150 ans	Grandes incertitudes (Chiffres internationaux selon CDP : 0,1 M\$/t à 0,46 M\$/t).
	Retraitement des combustibles	450 €/kg +invnt et démantèlement	450 €/kg	Barycentre dép. 9 ans après déch.	Une valeur de 638 €/kg semble avoir été utilisée par la mission. Le coût complet de l'usine actuelle serait de 1200 à 1500 €/kg retraité.
	Volume de déchets (m³/tML)	0,17 B + 0,11 C	0,18 B + 0,20 C		Les volumes de déchet CDP sont les volumes « envisagés » indiqués page 354 de l'annexe 1 (rapport sur le parc actuel). Données stockage CDP y compris transport et conteneurage.
	Stockage des déchets B	0,46 MF/m ³ B	0,18* M€/m ³ B	Dech + 30 ans	
	Stockage des déchets C (verres)	4,45 MF/m ³ C	0,93* M€/m ³ B	Dech +30 ans	*Cette répartition est théorique, et dépend des hypothèses retenues de répartition des frais fixes entre déchets B et C

Tableau 31 – Confrontation des données CDP et des hypothèses *Coûts de référence* pour l'EPR

1. Convergences et écarts

Contrairement à ce que les débats ayant eu lieu en 2000 autour des résultats de l'étude CDP pourraient laisser penser, les écarts semblent peu nombreux au niveau des hypothèses. Le choix, dans l'étude CDP, de présenter les différentes dépenses du cycle du combustible sans les actualiser, réduisait la part de l'investissement à 25% du coût total ; on arrive même à un résultat un peu plus faible à partir des hypothèses *Coûts de référence*, mais la valeur de l'ordre de 15 €/MWh obtenue n'a que peu d'intérêt pour l'analyse de la compétitivité des différentes filières (elle résulte d'une valorisation excessive, d'un point de vue économique, de recettes très lointaines, et ne saurait être comparée au coût de production d'autres filières). Pour mémoire, l'ensemble des scénarios de dépenses établis ainsi étaient actualisés dans un chapitre ultérieur, et l'approche économique globale de la mission était *in fine* proche de la nôtre. Dans la suite de cette section, sauf mention contraire, toutes les données discutées sont actualisées.

Le tableau précédent permet d'identifier trois sources d'écart : le coût d'investissement, le coût d'exploitation et le coût de retraitement. Intéressons-nous à ces trois paramètres. Signalons qu'au contraire des convergences apparaissent très souvent : taux de combustion à retenir, rendement, durée de vie, coût de démantèlement – dont l'échéancier *Coût de référence* a été repris directement du rapport CDP –, enrichissement, fabrication, stockage (légèrement plus coûteux que dans le rapport CDP), pour ne citer que les principaux paramètres.

a) *Le coût d'investissement*

Les coûts retenus par la mission Charpin-Dessus-Pellat ont été déterminés comme suit : « *S'agissant de la filière EPR, l'évaluation est un peu moins précise, mais les incertitudes restent mineures. On a retenu les coûts d'investissement proposés par la Digec en supposant cependant un surcoût de 30 % pour la tête de série, un surcoût de 20 % pour les deux réacteurs suivants, un surcoût de 10 % pour le quatrième et un coût unitaire égal à celui proposé par la Digec pour les réacteurs suivants (dans le cas d'une série de 10 réacteurs)* ». L'étude *Coûts de référence 1997* retenait pour l'EPR « un surcoût de construction probable de 10% par rapport à un réacteur N4, [...] qui pourrait être partiellement compensé par un accroissement de la puissance grâce à un meilleur rendement de la partie conventionnelle.

L'analyse des données détaillées utilisées par la mission montre que le surcoût retenu par rapport au N4 était de 7% (le gain de 3% par rapport aux 10% DIGEC correspondant probablement à l'accroissement de puissance du réacteur de 1450 MWe à 1495 MWe). Par comparaison, le constructeur et l'exploitant indiquent un gain de 10%, en euros constants, des coûts d'investissement au kW installé de l'EPR par rapport au N4. Le coût de construction retenu par le rapport CDP pour les tranches de série est de 7672 F97, soit 1220 €/kW, et le coût complet d'investissement hors intérêts intercalaires et démantèlement ressort à 9247 F97/kW (1475 €/kW). L'écart par rapport aux résultats présentés plus haut est de 15%, 6% pouvant s'expliquer par un effet d'échelle (1590 MWe contre 1495 MWe CDP) et le reste résultant de la phase d'optimisation économique de l'EPR conduite ces dernières années.

Le surcoût retenu par le rapport CDP pour les quatre premières tranches (+30 %, +20 %, +20 %, + 10%) ajoute de l'ordre de 10% à l'investissement hors intérêts intercalaires (10,2% pour une série de dix tranches engagées annuellement, avec un taux d'actualisation de 8%). L'effet de cette augmentation a dû être moindre dans les scénarios retenus par l'étude CDP, puisque tous ceux envisageant la construction de réacteurs EPR prévoyaient une puissance équivalente à au moins 25 tranches (figure ci-contre, un des scénarios de développement du parc proposé par l'étude CDP, l'introduction de « réacteurs à haut rendement de type 1 » limitant la quantité de réacteurs EPR construits). En valeur non actualisée, le surcoût des premières tranches, réparti sur 30 réacteurs, serait de l'ordre de 2,6 %. Dans un souci de simplification, on retient la valeur de 10,2 % indiquée en premier lieu.

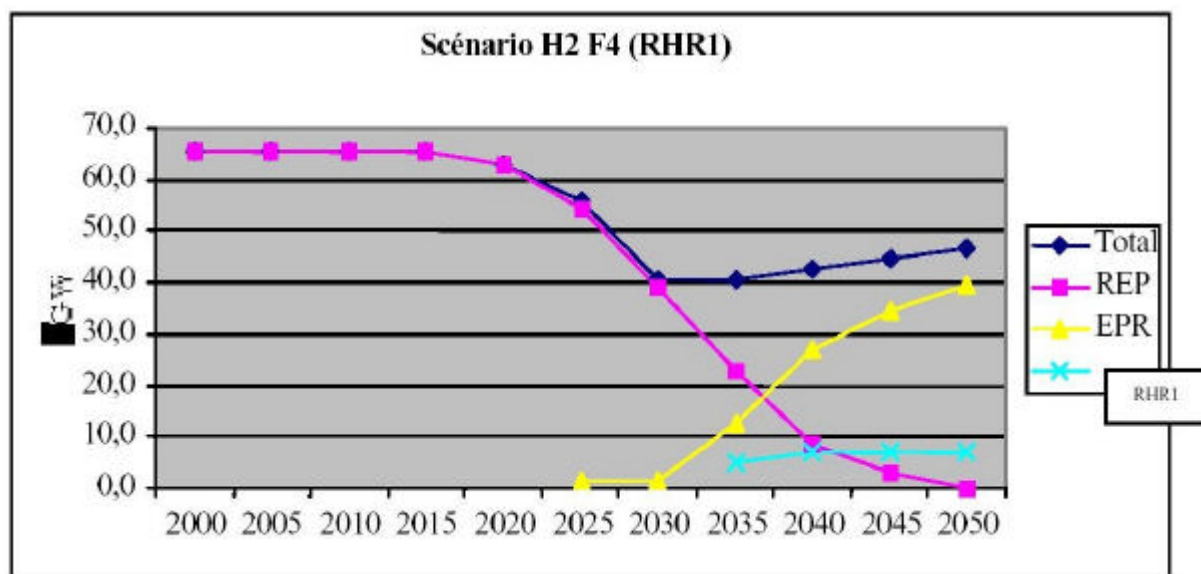


Figure 36 – Un des scénarios CDP de remplacement du parc nucléaire

En calculant les intérêts intercalaires de l'EPR version CDP avec l'échéancier utilisé en 1997 pour le N4 amélioré, une durée de vie de 60 ans et un taux d'actualisation de 8%, on obtient un coût d'investissement complet de 1840 €/1/kW, qui passe à 2027 €/1/kW avec le surcoût de 10,2%, à comparer aux 1663 €/1/kW établis dans notre étude : le surcoût de la version CDP par rapport à la version 2003 est de 22 %.

Pour résumer, la différence entre les coûts d'investissement retenus par la mission d'étude économique prospective de la filière économique nucléaire et ceux présentés plus haut vient essentiellement du coût de construction, les autres éléments du coût d'investissement étant comparables ; elle s'explique pour environ 5 % par un effet d'échelle, pour 7 % par d'autres gains identifiés pendant la phase d'optimisation économique du réacteur, et pour 10 % par les marges pour aléas confortables affectant dans les calculs de la mission les quatre premiers EPR.

Pour mémoire, le rapport CDP propose également des coûts de jouvence survenant à chaque visite décennale, la première VD exceptée. Selon le constructeur, aucune dépense de jouvence ne serait nécessaire avant 40 ans d'exploitation ; les coûts indiqués par le rapport représentent seulement 0,3 €/MWh (environ 1% du coût de production actualisé), et les coûts d'exploitation retenus comprennent un poste pour grosses réparations, aussi la question n'a pas été analysée plus en détail.

b) Coût d'exploitation

Le rapport CDP indique, pages 175 et 176, des chiffres en forte évolution entre le parc actuel (coût d'exploitation 380 F/kW + 0,5 cF/kWh évoluant en fin de vie jusqu'à 280 F/kWe + 0,5 cF/kWh) et l'EPR (coût fixe évoluant de 280 F/kWe à 190 F/kWe entre l'apparition des premiers réacteurs et 2050). Il précise que ces coûts sont « analysés à partir de la situation actuelle, telle qu'elle ressort des comptes d'exploitation nucléaire d'EDF et de perspectives de progrès qui prennent en particulier en compte des gains de productivité et une gestion des tranches sur la base de campagnes de production plus longue entre deux déchargements de combustibles. » Une note ajoute que « la valeur de 190 francs retenue par la Digec dans les coûts de référence dès 2020 ou 2025 conduit à une réduction considérable des frais d'exploitation des tranches EPR par rapport aux REP existants. Nous l'avons retenue en fin de période. » Enfin, une seconde note fait remarquer que les coûts d'exploitation retenus pour l'EPR sont plus de 30% inférieurs à ceux constatés en 1998 sur le parc existant.

Deux problèmes distincts expliquent probablement ces écarts. Comme indiqué en début d'étude, les Coûts de référence 1997 étaient établis sans prendre en compte les taxes (taxe

professionnelle, taxe foncière, redevances diverses) que nous estimons, dans le cas de l'EPR, à 15,8 €/kW/an : environ 100 F/kW/an, soit pratiquement les 30% indiqués à l'instant. A la différence des *Coûts de référence*, les comptes d'EDF comprennent naturellement ces charges, ce qui explique les difficultés qu'ont eu les rapporteurs de la mission à concilier leurs informations. Une erreur d'interprétation similaire, quoi que bien moins significative, a probablement influencé leurs calculs sur les coûts d'assurance (cf. paragraphe *Coûts à la charge des États* page 84). Un deuxième problème d'évaluation, qui va dans le même sens, est l'utilisation d'un coût d'exploitation par kWe calculé sur l'ensemble du parc, alors que les effets d'échelle jouent à plein (un réacteur de 900 MWe n'est pas significativement plus cher à exploiter qu'un réacteur de 1300 MWe).

Ces remarques expliquent que le coût d'exploitation fixe retenu par la mission CDP pour l'EPR (250 F97/kWe/an, soit 39,9€1/kWe/an) soit assez nettement inférieur à celui envisagé ici (50,9 €/kWe/an (contenant les 0,5 €/kW/an d'assurance) détaillé au II.2. **L'écart correspond à 1,5 €MWh pour un fonctionnement en base, et compense une petite moitié des surcoûts d'investissement évoqués plus haut.** Cette erreur n'a pas altéré les résultats de l'étude CDP dans la mesure où tous les moyens de production étaient affectés de la même manière par l'oubli de ces taxes ; tout au plus pourrait-on considérer que les moyens au gaz, faiblement impactés par la taxe professionnelle, ont été légèrement défavorisés.

Par ailleurs, on doit mettre au crédit de la mission la prise en compte de frais de post-exploitation, frais qui avaient été négligés dans les études *Coûts de référence* antérieures du fait de leur poids très faible dans les calculs actualisés. Les valeurs proposées ont été reprises et par la DIDEME et par EDF dans leurs calculs respectifs.

c) Coût de retraitement

Divers aspects du retraitement-recyclage sont présentés dans le rapport CDP (cf. notamment l'encadré sur les avantages respectifs du retraitement et du stockage direct) et dans notre étude (cf. p. 48 *Retraitement et recyclage du combustible usé*).

Les coûts complets qu'il est possible de reconstituer pour le retraitement à partir des informations du rapport CDP sont particulièrement élevés (870 €/kg à 1500 €/kg selon le taux d'actualisation) au regard des informations fournies par les participants à notre étude (450 €/kg à +/- 25%). Ils reflètent l'économie d'installations mettant en œuvre une technologie ancienne.

Cycle combiné au gaz

Les cycles combinés au gaz sont devenus en quelques années la principale technique de production mise en œuvre dans les nouvelles centrales réalisées à l'étranger. Plusieurs projets ont été étudiés en France par des producteurs indépendants ou de nouveaux entrants sur le marché de l'électricité, mais peu sont en passe de se concrétiser à cause des prix trop faibles de l'électricité.

I. Caractéristiques techniques

1. Installations de référence

L'installation de référence considérée pour 2007 est constituée de deux lignes de 400 MW, chacune comportant une turbine à combustion, une turbine à vapeur et un alternateur montés sur un axe unique. Elle est supposée située sur un site de production existant disposant d'un poste haute tension. La puissance continue nette de **800 MW** retenue tient compte d'une diminution moyenne de 3 % de la puissance du cycle combiné sur la durée de vie de l'installation par rapport à ses caractéristiques nominales. Le rendement net sur PCI aux conditions ISO (15°C) de l'installation est de **57,1%**, compte tenu d'un abattement de 1,5% par rapport aux caractéristiques constructeur (58%).

L'installation considérée pour 2015 présente une PCN de **900 MW**, associée à un rendement de **59,1%** net sur PCI déterminé dans les mêmes conditions. Les cycles combinés de cette classe sont aujourd'hui à l'état de projet ou de tête de série, et ne pourront être commandés que dans plusieurs années, aussi convient-il de prendre avec précaution leurs caractéristiques de prix et de performances.

2. Durée de vie

La durée de vie des cycles combinés actuels devrait être de l'ordre de 25 ans. La même durée a été retenue pour les installations mises en service en 2015. Une fois les rendements de l'ordre de 60% atteints commercialement, la marge de progression de la filière sera réduite et les cycles combinés anciens pourraient rester compétitif face à de nouvelles unités moyennant quelques dépenses de jouvence. Du fait de la faiblesse de la part des investissements dans le coût complet de production, cette alternative n'a pas d'influence déterminante sur les résultats actualisés à la mise en service et n'a pas fait l'objet d'un chiffrage précis. De plus, compte tenu de la technicité toujours plus grande des matériaux employés, les incertitudes sur les coûts de maintenance des installations en fin de vie sont importantes.

3. Disponibilité

Les disponibilités retenues pour 2007 et 2015 sont indiquées ci-dessous. Elles sont fondées, pour 2007, sur des hypothèses prudentes quant à l'espacement des opérations de maintenance, et pour 2015 sur des hypothèses cohérentes avec les objectifs des constructeurs.

Durée d'appel	2000h	3000h	3624h	4000h	5000h	6000h	7000h	8760h	Indisponibilité fortuite
Taux d'entretien 2007	2,2%	2,7%	2,9%	3,1%	3,6%	4,1%	4,5%	5%	2007 3% 2015 2%
Taux de disponibilité 2007	94,9%	94,4%	94,3%	94,0%	93,5%	93,1%	92,6%	92,2%	
Taux d'entretien 2015	1,4%	1,7%	1,8%	2%	2,3%	2,6%	2,9%	3,2%	
Taux de disponibilité 2015	96,6%	96,3%	96,2%	96,0%	95,7%	95,5%	95,2%	94,9%	

Tableau 32 – Hypothèses de disponibilité pour les cycles combinés (msi 2007 et 2015)

L'indisponibilité fortuite pendant les deux mois entre le couplage et la mise en service industrielle est dans les deux cas de 50% ; elle descend à 10% pendant la première année d'exploitation. Pendant ces quatorze mois, aucune indisponibilité pour entretien n'est retenue.

II. Coûts

1. Coûts d'investissement

Le coût de construction est estimé à **453 \$/kW**¹²⁴. Il est supposé stable jusqu'en 2015, le coût des améliorations techniques des installations devant largement compenser les gains de productivité réalisés dans ce délai. Ce coût clé en main comprend l'ensemble des modules du cycle combiné, la source froide, ainsi que le raccordement aux réseaux électrique et gazier – y compris le poste de livraison et de comptage du gaz –. Il est évalué en prenant en compte 5% d'aléas sur la construction et une perte de puissance sur la durée de vie de 3% en moyenne par rapport à la puissance constructeur. Sont par contre exclus de cette estimation le coût de réalisation d'un nouveau poste électrique pour le raccordement au réseau de grand transport électrique, le site étant supposé déjà disposer d'un tel accès, le coût d'un compresseur¹²⁵, l'acquisition de pièces de rechange au-delà du lot initial¹²⁶, et la réalisation d'ateliers ou de bâtiments supplémentaires.

On modélise la part des coûts libellés en dollars dans l'investissement en réévaluant en fonction du cours du dollar le coût de construction nu, tandis que les frais de maîtrise d'œuvre, les intérêts intercalaires, les frais de préexploitation et les aléas sur le planning sont calculés sur la base d'un euro pour un dollar.

Les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre sont estimés à 8 % du coût de construction. Ils peuvent varier en fonction de l'étendue des travaux d'ingénierie confiés au constructeur. La durée de construction retenue est de 26 mois pour une mise en service en 2007, et de 30 mois pour 2015 pour tenir compte de la plus grande complexité de la machine installée. Certains cycles combinés ont été mis en service en 24 mois ; la durée de construction est contrainte par les capacités de production des constructeurs de turbines, quand le marché est tendu, et par les délais de fabrication des turbines à vapeur.

Les coûts de référence ne prennent pas en compte les effets d'une éventuelle tension sur le marché des turbines, aussi aucun versement de prime de réservation n'est retenu dans cet échéancier. Les frais de préexploitation sont estimés à 10 €/kW. On retient un aléa sur le planning représentant 5% du total des frais de maîtrise d'œuvre, des frais de préexploitation et des intérêts intercalaires. Enfin, les coûts de démantèlement de l'installation sont supposés couverts par la valeur résiduelle de l'installation après 25 ans de vie (l'installation garde quelques années une valeur en pointe ou en secours).

¹²⁴ Le marché des cycles combinés est mondial, et les prix s'y libellent en dollars. Néanmoins les variations de certains éléments du contrat peuvent être notables en fonction du site, qu'il s'agisse des coûts de construction ou des coûts d'acheminement des modules du cycle combiné.

¹²⁵ Un compresseur peut s'avérer nécessaire pour garantir la disponibilité de gaz à une pression suffisante, notamment en pointe. Ce besoin peut être identifié par le gestionnaire du réseau de gaz.

¹²⁶ Les pièces de rechange sont en général fournies dans le cadre d'un contrat de maintenance à long terme passé avec le constructeur. L'acquisition de pièces importantes permettant de régler rapidement des incidents graves et rares pourrait être envisagée (rotor de rechange), mais ce ne serait économique que si une disponibilité maximale doit être garantie ou pour la constitution d'un parc comprenant de nombreuses machines. L'utilisation de pièces de rechange fournies par le constructeur permet par contre de bénéficier des améliorations techniques apportées aux rechanges.

\$2001/kW ou €2001/kW	Actualisation à 3%		Actualisation à 5%		Actualisation à 8%		Actualisation à 11%	
	2007	2015	2007	2015	2007	2015	2007	2015
<i>Année de mise en service</i>								
<i>Coûts de construction (\$/kW)</i>	453	453	453	453	453	453	453	453
<i>Frais de maîtrise d'œuvre (€/kW)</i>	36,24	36,24	36	36	36	36	36	36
<i>Intérêts intercalaires (€/kW)</i>	20,2	23,4	34	39	55	64	76	89
<i>Frais de préexploitation (€/kW)</i>	10	10	10	10	10	10	10	10
<i>Aléas sur planning (€/kW)</i>	3,3	3,5	4,0	4,3	5,1	5,5	6,1	6,8
<i>Investissement total (pour 1€/€)</i>	523	526	537	543	559	569	582	595

Tableau 33 – Coûts d'investissement d'un cycle combiné

2. Charges d'exploitation

Les dépenses directes d'exploitation sont évaluées à 10 €/kW + 2 €/MWh en 2007. Ces chiffres sont estimés à partir de nombreuses contributions convergentes en ce qui concerne l'enveloppe globale de ces dépenses, mais variables dans leur répartition entre frais fixes et frais proportionnels. Les frais fixes correspondent aux coûts du personnel tandis que les frais proportionnels couvrent les activités de maintenance sous-traitées et les consommables. La répartition des coûts entre ces deux postes reflète un concept d'exploitation et de maintenance particulier, une part proportionnelle accrue impliquant en général une augmentation des responsabilités confiées au constructeur dans le cadre d'un contrat de maintenance à long terme (LTSA).

On retient le même coût fixe et un coût proportionnel de 2,3 €/MWh en 2015, la baisse de la fréquence des interventions en ligne avec les taux de disponibilités retenue étant compensée par l'utilisation de pièces plus coûteuses (métaux mono-cristallins, revêtements thermiques avancés...) permettant le fonctionnement à très haute température nécessaire pour obtenir un rendement élevé.

Les coûts proportionnels indiqués ci-dessus reflètent un fonctionnement proche de la base, et sous-estiment les frais entraînés par des durées d'appel courtes associées à des démarrages fréquents. En effet, les interventions de maintenance sont planifiées en fonction de la durée de fonctionnement depuis la visite précédente et du nombre de démarrages de l'installation ; leur fréquence peut être augmentée quand l'installation fonctionne en modulation plutôt qu'en ruban. L'étude des coûts de référence trouve sa limite dans les conditions d'utilisation extrêmes des installations dictées depuis peu par les marchés, une installation thermique classique pouvant parfois être démarrée à deux reprises dans la même journée. On a estimé que les surcoûts de maintenance proportionnelle dus à ces arrêts-démarrages représentaient 0,8 €/MWh pour une durée d'appel de 4000 heures, 1,8 €/MWh pour 3000 heures et 3,8 €/MWh pour 2000 heures.

8,2 €/kW de taxes locales et de redevances diverses doivent être ajoutés à ces coûts. Enfin, comme pour les autres filières, un coût d'exploitation supplémentaire de 0,75 €/MWh est pris en compte pour refléter les charges du producteur à répartir sur l'ensemble du parc (frais de siège etc.).

3. Charges de combustible

Les scénarios de prix du gaz et les coûts d'acheminement retenus sont décrits dans la section relative aux prix des combustibles. Le cycle combiné est supposé raccordé au réseau de transport de gaz, le coût du raccordement étant intégré dans le coût d'investissement.

4. Coûts externes

Les calculs qui suivent sont menés à partir des caractéristiques du gaz russe, qui contient une très forte proportion de méthane, et environ 74 % de carbone en masse. Les émissions de polluants

atmosphériques peuvent varier en fonction du gaz employé, par exemple si l'on considère du gaz B plus pauvre (le volume de fumées sera plus important pour une même quantité d'énergie, or certaines valeurs limites d'émission sont exprimées en mg/m³ de fumées).

Le tableau ci-dessous indique les facteurs d'émission des centrales étudiées, ainsi que les émissions totales pour un fonctionnement en base. Ces estimations n'intègrent ni les émissions de CO₂ liées à l'amont de la filière gaz, ni celles du cycle de vie de la centrale (construction, démantèlement, contenu en carbone des produits utilisés pour l'exploitation).

<i>Emissions en base</i>	gCO₂/kWh	gC/kWh	tCO₂/an	TC/an	GWh/an
Cycle combiné 800 MW 2007	365	100	2 356 756	642 752	6 458
Cycle combiné 900 MW 2015	353	96	2 638 457	719 579	7 479

Tableau 34 – Émissions de CO₂ des cycles combinés

La directive GIC fixe une limite d'émission de 75 mg/Nm³ de NO_x aux cycles combinés, si leur rendement est supérieur à 55%, et de 50 mg/Nm³ sinon. Cette dernière valeur est cohérente avec les performances attendues en 2007, tandis que les cycles combinés mis en service en 2015 permettront probablement d'atteindre les 30 mg/Nm³ (les constructeurs affichent déjà des performances bien supérieures, mais il convient de vérifier qu'elles sont stables en conditions réelles, avec une installation âgée, légèrement encrassée ou fonctionnant à charge partielle). Les quantités de NO_x rejetées par un cycle combiné fonctionnant en base ressortent à 1776 t par an en 2007, et à 1193 tNO_x/an en 2015 (1030 t/an à production comparable). La quantité d'oxydes de soufre émise par les installations fonctionnant au gaz naturel est négligeable.

Avec les hypothèses de valeur de la tonne de CO₂ et de NO_x retenues pour l'étude, les coûts externes de la production d'électricité à partir de gaz seraient compris entre 1,7 €/MWh et 22,4 €/MWh pour un cycle combiné à gaz mis en service en 2007, et entre 1,6 €/MWh et 20 €/MWh pour une installation mise en service en 2015. A ces coûts pourraient être ajoutés les coûts de renforcement des infrastructures gazières évalués page 92.

<i>Dommages en €/MWh</i>	CO₂			NO_x		
<i>Valeur de la tonne émise :</i>	4 \$/t	20 \$/t	50 \$/t	1000 \$/t	2000 \$/t	15000 \$/t
Cycle combiné 800 MW 2007	1,5	7,3	18,2	0,28	0,55	4,13
Cycle combiné 900 MW 2015	1,4	7,1	17,6	0,16	0,32	2,39

Tableau 35 – Coûts externes des émissions des cycles combinés

III. Résultats

Le résultat médian pour 2007 est un coût de production en base de 35,7 €/MWh TTC en optique entreprise, auquel on peut ajouter entre 1,5 et 7,3 €/MWh de coûts CO₂ selon la valorisation choisie pour la tonne de CO₂ (4€ ou 20€)(respectivement 35,0€/MWh et de 1,4 à 7,1€/MWh en 2015). Pour une durée d'appel de 3000 heures, le coût de production médian retenu est de 57,7 €/MWh en 2007 et de 56,9 €/MWh en 2015, auquel il convient de rajouter les mêmes coûts CO₂ que ci-dessus.

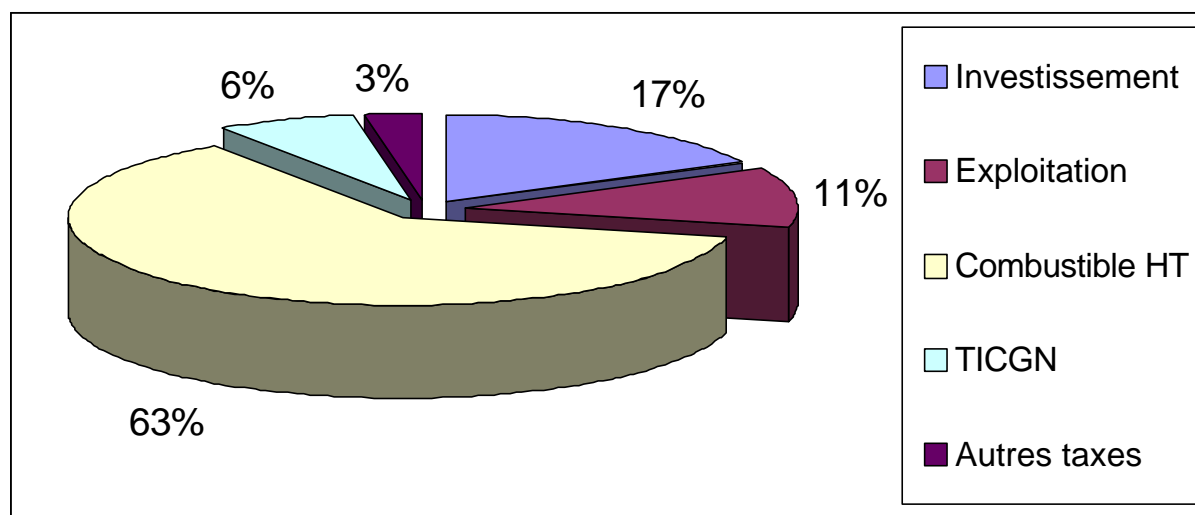


Figure 37 – Décomposition du coût de production d'un cycle combiné (2007, 1\$ = 1€, 3,3 \$/MBtu)

Le tableau ci-dessous fournit le coût de production des cycles combinés pour un fonctionnement en base et un fonctionnement en semi-base (3000 h par an) en fonction des cours du gaz naturel, le dollar étant pris constant à 1 €. L'installation étudiée est située près d'un point d'entrée du gaz (frontière Nord ou Est). Une présentation des coûts de production en fonction de l'ensemble des scénarios et paramètres retenus est proposée en annexe page 151. Les chiffres entre parenthèse fournissent des valeurs médianes.

€2001/MWh 2,4 – 4,7 \$/MBtu (3,3 – 3,6 \$/MBtu)	Cycle combiné 2007		Cycle combiné 2015	
	Base	3000 h	Base	3000 h
Actualisation à 3%	27,2 - 42,4 (33,1 - 35,8)	44,5 - 59,7 (50,4 - 52,4)	26,7 - 41,4 (32,4 - 34,4)	43,7 - 58,5 (49,5 - 51,4)
Actualisation à 8%	29,7 - 44,9 (35,7 - 37,7)	51,8 - 67,0 (57,7 - 59,7)	29,2 - 44,0 (35,0 - 36,9)	51,1 - 65,9 (56,9 - 58,8)
Actualisation à 5%	28,1 - 43,3 (34,0 - 36,0)	47,1 - 62,4 (53,1 - 55,1)	27,6 - 42,4 (33,4 - 35,3)	46,4 - 61,1 (52,2 - 54,1)
Actualisation à 11%	31,5 - 46,8 (37,5 - 39,5)	57,1 - 72,3 (63,0 - 65,0)	31,1 - 45,9 (36,9 - 38,8)	56,6 - 71,3 (62,3 - 64,2)
Coût CO₂(4€/tCO₂ ou 20€/tCO₂)	1,5-7,3	1,5-7,3	1,4-7,1	1,4-7,1

Tableau 36 – Coût de production en base des cycles combinés, 1\$ = 1€

Les résultats sont peu dépendants du taux d'actualisation, du fait de la faible part de l'investissement dans le coût complet du kWh. La décomposition des coûts de production (tableau ci-dessous) est assez atypique par rapport à celle des autres moyens de production :

- les coût du combustible représentent les deux tiers du coût complet du MWh, alors que l'investissement est marginal : ce déséquilibre explique qu'on puisse envisager de construire un cycle combiné pour faire des arbitrages entre marchés du gaz et de l'électricité ;
- l'essentiel du gain entre 2007 et 2015 vient de l'amélioration de la disponibilité qui permet de répartir sur une production plus grande les coûts fixes (transport du gaz, investissement et part fixe de l'exploitation) ;
- les taxes représentent 3 à 5 €/MWh en fonction de la durée d'appel ; ce facteur est souvent négligé dans les études de coût de revient de l'électricité à partir de gaz ;
- le coût de production marginal (exploitation proportionnelle, combustible et TICGN) représente les trois quarts du coût complet du MWh. Les systèmes électriques fonctionnent par ordre de mérite, en appelant les installations par ordre de coût marginal croissant. Avec des coûts marginaux qui représentent l'essentiel des coûts complets, les cycles combinés à gaz seront

appelés après les centrales nucléaires ou au charbon existantes, ce qui explique que ces investissements puissent être jugés risqués et justifie des taux de retour sur investissement élevés.

€2001/MWh, 1 \$ = 1 €, 3,3 \$/MBtu	CCG en base		CCG appelé 3000 h	
	2007	2015	2007	2015
Coût complet actualisé à 8%	35,7	35,0	57,7	56,9
Dont investissement	6,2	6,1	17,7	17,7
Dont exploitation fixe (y.c. 0,75 charges c.)	2,0	1,9	4,3	4,2
Dont exploitation proportionnelle	2,0	2,3	3,8	4,3
Dont combustible (hors taxes)	22,1	21,4	26,7	25,7
Dont taxes sur combustibles	2,3	2,2	2,3	2,2
Dont autres taxes	1,0	1,0	3,0	2,9

Tableau 37 – Décomposition des coûts de production des cycles combinés à gaz

Pour établir les résultats présentés dans les tableaux ci-dessus, le cours du dollar était fixé à la parité avec l'euro. La sensibilité des résultats à cette hypothèse est très importante :

€2001/MWh 3,3 \$/MBtu, actualisation 8%		0,8 \$/€	1 \$/€	1,2 \$/€
		Coût complet en base	2007	30,3
	2015	29,8	35,0	40,2
Coût complet 3000 h	2007	50,5	57,7	65,0
	2015	49,8	56,9	63,4

Tableau 38 – Influence du dollar sur le coût de production des cycles combinés

IV. Analyses de sensibilité

1. Principaux paramètres

Le tableau ci-dessous quantifie la sensibilité des coûts de production en base aux principales hypothèses retenues. Le prix du gaz importé, le cours du dollar et le rendement de l'installation apparaissent comme les paramètres déterminants.

Une variation marginale du prix du gaz (+/- 0,1 USD/ MBtu) a le même impact sur le coût total de production qu'une variation de 10% des coûts d'investissement. Au-delà des progrès qui peuvent être obtenus sur les performances des cycles combinés, c'est l'évolution du prix du gaz qui dicte leur compétitivité par rapport aux autres moyens de production. Les possibilités d'arbitrage entre l'installation étudiée et un cycle combiné moins avancé offrant des rendements moindres compensés par des coûts d'exploitation proportionnel et d'investissement plus bas n'ont par conséquent pas été étudiées.

Coût complet actualisé à 8%, 3,3 \$/MBtu	Variation	Impact sur le coût de production (€/MWh)
Coût d'investissement	+/- 10%	+/- 0,7
Disponibilité	+/- 1 point	+/- 0,08
Dollar	+/- 10%	+/- 2,7
Rendement sur PCI	+/- 1 point	+/- 0,4
Prix frontière du gaz	+/- 10%	- 2 / + 2,2
Durée de vie de l'installation	+/- 5 ans	-0,3 / +0,5

Tableau 39 – Sensibilité du coût de production des cycles combinés à gaz (en base)

Il est possible d'adapter les cycles combinés pour leur faire brûler des gaz fatals (gaz de grisou, de cokerie, de haut fourneau etc.). L'étude n'en tient pas compte à cause du caractère spécifique des équipements utilisés : si les gaz sont utilisés pour surchauffer la partie vapeur du cycle combiné, le récupérateur de chaleur sera différent (ceux des cycles combinés sont classiquement « sans flamme ») ; s'ils sont utilisés en turbine à combustion, des problèmes spécifiques de réglage peuvent apparaître. On peut estimer le gain permis par ces combustibles à partir de leur contenu énergétique et de la partie du cycle dans laquelle ils sont injectés.

2. Comparaison avec les coûts de référence 1997

Le rendement estimé en 1997 pour une installation mise en service en 2005 était de 57,1% net sur PCI, soit exactement la valeur retenue aujourd'hui pour 2007. Les coûts d'investissement de la présente étude pour 2007 sont de l'ordre de 10% inférieurs à ceux de l'étude précédente, pour une mise en service en 2005, et de 20% inférieurs aux coûts retenus pour une msi en 2000. Les variations de prix dues aux cycles du marché des turbines sont largement comparables à ces 10%.

La baisse des coûts d'investissement reflète la situation dominante de la filière sur le marché des installations de production : la rapidité de construction des cycles combinés, les faibles investissements à engager par rapport aux autres filières et les caractéristiques environnementales favorables de la filière en font une candidate de choix pour répondre à des besoins électriques pressants.

La principale différence avec l'étude conduite en 1997 porte sur les hypothèses relativement basses vues d'aujourd'hui retenues à l'époque pour les prix internationaux du gaz. Cette différence est amplifiée par les variations de cours du dollar, qui était à l'époque autour de 5 FF (0,76 €courants). La nécessaire adaptation des hypothèses de cours est discutée dans la section sur les combustibles, de même que le lien de ces cours avec la prise en compte des « externalités » liées aux polluants atmosphériques.

Quel est le coût de la fourniture de gaz par CCG sur 60 ans ?

Dans les coûts de référence, on compare un EPR à un cycle combiné gaz (CCG), dont les durées de vie sont notoirement différentes. La question est alors de savoir comment est modifié le coût du MWh, si l'on se place sur une période de 60 ans, avec renouvellement du parc gaz à l'issue de sa durée de vie (25 ans).

1. En première approche il faut comparer 2 CCG à un EPR

Dans les coûts de référence, la durée de vie considérée est de 60 ans pour l'EPR et de 25 ans pour le cycle combiné gaz.

Si D_1 représente les dépenses actualisées en 2015, et P_1 la production actualisée en 2015, la contribution des dépenses de la deuxième serait $\frac{D_1'}{1,08^{25}}$ et celles de la troisième

$$\frac{D_1''}{1,08^{50}}.$$

Le cout du MWh actualisé sera donc :

$$\frac{D_1 + \frac{D_1'}{1,08^{25}} + \frac{D_1''}{1,08^{50}}}{P_1 + \frac{P_1}{1,08^{25}} + \frac{P_1}{1,08^{50}}}$$

$$1,08^{25}=7$$

$$1,08^{50}=47$$

donc les dépenses et la production liées à la troisième tranche seront négligeables devant celles des premières et deuxièmes tranche.

En première approche on peut donc ne comparer que 2 CCG construits à 25 ans d'écart.

2. Comparaison d'un CCG construit en 2015 et de deux CCG construits à 25 ans d'écart.

Dans cette optique, on peut raisonnablement estimer :

- Que des évolutions technologiques permettront de réduire les coûts de construction du second CCG de 20% par rapport au premier construit 25 ans plus tôt
- Que les coûts du combustible restent constant sur la période de 50 ans

Compte tenu de ce que le combustible représente 61% des coûts de l'électricité produite par un CCG, on obtient une baisse de 1% du coût du MWh issu d'un CCG, soit 0,35€/MWh en 2015 avec un taux d'actualisation de 8% pour un fonctionnement en base.

Centrales au charbon pulvérisé avec traitement des fumées

Le charbon est la principale source d'énergie pour la production d'électricité au niveau mondial. Les nouveaux projets sont rares, les investisseurs préférant se tourner vers les cycles combinés au gaz construits plus rapidement et nécessitant un investissement moindre.

Un récent regain d'intérêt pour la production à partir de charbon a été provoqué par la remontée des cours du gaz depuis 1999. Cette source d'énergie présente en effet un avantage majeur et un inconvénient qui l'est tout autant : le charbon est une ressource bon marché, très abondante, bien répartie géographiquement et facilement à stocker, ce qui limite les risques sur la disponibilité et le coût de l'approvisionnement ; sa combustion émet par contre deux à trois fois plus de CO₂ que l'utilisation de gaz pour une même production d'énergie, ce qui devrait pénaliser la filière dans l'hypothèse vraisemblable où les politiques de lutte contre l'effet de serre conduiraient à une internalisation progressive du coût externe de la tonne de CO₂.

Les installations considérées sont toutes supercritiques¹²⁷. En effet, dans un contexte valorisant à court terme les émissions de gaz à effet de serre, l'optimisation économique conduit à rechercher de très bon rendements malgré l'augmentation des coûts d'investissement correspondants.

Ni les cycles combinés avec gazéification du charbon intégrée, ni les lits fluidisés sous pression, ni les lits fluidisés simples adaptés à de petites puissances n'ont été étudiés en détail. Les installations de gazéification présentent un coût très largement supérieur à celui d'une centrale classique, une faible souplesse d'exploitation, et un rendement désormais à peine supérieur à celui des centrales supercritiques. Toutefois, cette technologie présenterait un intérêt à moyen terme si l'on envisageait de capturer le CO₂ émis. Après une phase prototype et quelques réalisations, la technique du lit fluidisé sous pression marque également le pas aujourd'hui.

Les évaluations présentées dans ce chapitre sont relatives aux centrales à charbon pulvérisé avec traitement aval des fumées (CPTF). Les centrales au charbon à lit fluidisé circulant atmosphérique (LFC) font l'objet du chapitre suivant.

I. **Caractéristiques techniques**

1. Installations de référence

Les installations considérées sont des tranches construites sur des sites existants situés soit en bord de mer, soit en bord de rivière. Elles sont supposées réalisées par paires de façon à bénéficier d'un effet d'échelle sur les parties communes et de l'intégration des calendriers de réalisation.

Pour une mise en service en 2007, la centrale considérée est une installation de deux fois **800 MW** équipée d'une unité de désulfuration par voie humide et d'une dénitrification catalytique (SCR). Les caractéristiques du cycle vapeur (280 bars, 580°C, 600°C) correspondent à un régime supercritique désormais courant en Europe, des installations déjà en service en Europe du Nord atteignant des rendements de l'ordre de 47%¹²⁸. Le rendement net sur PCI retenu est de **43,1 %** pour les centrales en bord de rivière, correspondant à une valeur constructeur de 44 % minorée de 2% pour tenir compte des pertes dues au fonctionnement à charge partielle, aux démarrages, à l'encrassement et au vieillissement, et de **44,1 %** pour les centrales en bord de mer bénéficiant d'un refroidissement en circuit ouvert.

¹²⁷ Elles fonctionnent dans des conditions de température et de pression suffisamment élevées pour que la distinction entre les états liquides et gazeux de l'eau disparaisse ; on peut passer continûment de l'un à l'autre. Les cycles supercritiques sont courants dans les centrales modernes.

¹²⁸ Toutefois, la température de la source froide dans ces pays contribue notablement à ces performances. L'utilisation dans certaines centrales de turbines avec double resurchauffe rend l'installation plus coûteuse et plus complexe à exploiter.

Pour une mise en service en 2015, la centrale considérée est une paire de tranches de **900 MW**. Bien que le but du programme de recherche européen Thermie soit de permettre à moyen terme des températures de l'ordre de 700 °C et un rendement proche de 50%, on retient un rendement nominal prudent de 47% (installations neuve et propre) avec des caractéristiques du cycle vapeur de l'ordre de 300 bars / 650°C / 650°C. Le rendement net sur PCI retenu est par conséquent de **46,1 %** pour les centrales en bord de rivière, et de **47,1 %** pour les centrales en bord de mer.

2. Durée de vie

La durée de vie des installations est fixée à 35 ans. Des installations datant du début des années 1960 sont encore en service en France, bien qu'elles ne fonctionnent plus en base depuis l'introduction de centrales nucléaires dans le parc. Il existe toutefois une incertitude sur la durée de vie liée à la compétitivité des centrales au charbon au sein d'un parc valorisant les émissions de CO₂ : le coût marginal du charbon est relativement faible aujourd'hui, ce qui conduit à l'appeler avant les moyens au gaz, mais la situation pourrait changer avec l'introduction de systèmes de permis d'émission. Dans un tel contexte, les installations au charbon seraient repoussées vers la pointe et les calculs actualisés sur un fonctionnement constant pendant la durée de vie réelle de l'installation (qui peut atteindre 50 ans, en fonction des efforts de maintenance consentis) perdraient de leur pertinence.

3. Disponibilité

Les disponibilités retenues pour 2007 et 2015 sont indiquées ci-dessous. Elles ont été légèrement ajustées à la baisse par rapport aux hypothèses retenues en 1997 pour tenir compte des performances réelles atteintes par le parc européen. Si certains exploitants de centrales thermiques fonctionnant en base parviennent à des niveaux de l'ordre de 95% sur leurs meilleures installations, c'est loin d'être le cas général. On a également limité la décroissance du taux d'indisponibilité pour entretien en fonction de la durée d'appel pour tenir compte d'une part de périodes d'appel réparties tout au long de l'année (cf. page 60), d'autre part de l'impact des démarrages pour les fonctionnements en semi-base.

<i>Durée d'appel</i>	<i>2000h</i>	<i>3000h</i>	<i>4000h</i>	<i>5000h</i>	<i>6000h</i>	<i>7000h</i>	<i>8760h</i>	Indisponibilité
<i>Taux d'entretien 2007</i>	4%	5%	5,5%	5,5%	6,0%	6,0%	7,0%	fortuite
<i>Taux de disponibilité 2007</i>	92,2%	91,2%	90,7%	90,7%	90,2%	90,2%	89,3%	2007 4% 2015 3%
<i>Taux d'entretien 2015</i>	4%	5%	5,5%	5,5%	6,0%	6,0%	7,0%	
<i>Taux de disponibilité 2015</i>	93,1%	92,2%	91,7%	91,7%	91,2%	91,2%	90,2%	

Tableau 40 – Hypothèses de disponibilité pour les centrales au charbon pulvérisé

L'indisponibilité fortuite pendant les deux mois entre le couplage et la mise en service industrielle est dans les deux cas de 50% ; elle descend à 10% pendant la première année d'exploitation. Pendant ces quatorze mois, aucune indisponibilité pour entretien n'est retenue.

II. Coûts

1. Coût d'investissement

Le coût de construction est estimé à 1100 €/kW, y compris 5% d'aléas, pour les centrales au charbon pulvérisé mises en service en 2007 et 2015. Cette valeur est en hausse par rapport à celle retenue en 1997 (6300 F95/kW, soit 1020 €2001/kW en utilisant comme déflateur l'indice des prix du PIB), établie dans un contexte « *de concurrence vive entre constructeurs sur le marché international* ». Le marché des centrales au charbon s'est effectivement contracté ces dernières années face à la concurrence des cycles combinés, mais le nombre de constructeurs s'est réduit, ce qui pourrait expliquer des retours aux niveaux de coût constatés dans les études antérieures à celles de 1997.

Les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre sont estimés à 7% du coût de construction. Comme ceux retenus pour les cycles combinés, ils peuvent varier significativement suivant l'étendue des travaux d'ingénierie confiés au constructeur. Les intérêts intercalaires sont estimés à partir d'une durée de construction de 36 mois pour 2007 comme pour 2015, valeur qui pourrait se révéler un peu ambitieuse pour la première de ces deux dates. Les frais de préexploitation sont estimés à 31 €/kW. Un aléa sur planning représentant 5% de la somme des coûts de maîtrise d'ouvrage, des intérêts intercalaires et des frais de préexploitation complète les coûts d'investissement.

€2001/kW	Actualisation à 3%		Actualisation à 5%		Actualisation à 8%		Actualisation à 11%	
	2007	2015	2007	2015	2007	2015	2007	2015
<i>Année de mise en service</i>	2007	2015	2007	2015	2007	2015	2007	2015
<i>Coûts de construction (\$/kW)</i>	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
<i>Frais de maîtrise d'œuvre (€/kW)</i>	77	77	77	77	77	77	77	77
<i>Intérêts intercalaires (€/kW)</i>	64	64	109	109	178	178	249	249
<i>Frais de préexploitation (€/kW)</i>	31	31	31	31	31	31	31	31
<i>Aléas sur planning (€/kW)</i>	9	9	11	11	14	14	18	18
<i>Investissement total (pour 1€/€)</i>	1281	1281	1328	1328	1400	1400	1475	1475

Tableau 41 – Coûts d'investissement des centrales au charbon pulvérisé

2. Charges d'exploitation

Les dépenses directes d'exploitation ont été évaluées à 30 €/kW + 2,3 €/MWh en 2007, et à 26 €/kW + 2,3 €/MWh en 2015. Les dépenses proportionnelles comprennent notamment les coûts du calcaire et de l'ammoniac nécessaires pour les installations de dépollution, ainsi qu'un coût modeste d'évacuation des cendres, supposées valorisables (elles sont utilisées dans les ciments ou en travaux publics ; l'adsorption de quantités excessives d'ammoniac rendrait leur valorisation impossible, et les grands volumes produits rendent une mise en décharge difficile).

L'impact des variations de température sur les moyens au charbon interdit de les arrêter et redémarrer quotidiennement en fonction des besoins. Une exploitation classique correspond à un démarrage le lundi matin et à un arrêt le vendredi, la puissance étant maintenue au minimum pendant les creux de nuit. Pour les besoins de comparaison avec les centrales au gaz, on a estimé les surcoûts de fonctionnement en semi-base pour les régimes d'appel retenus en supposant que l'installation fonctionnait à 40% de sa puissance nominale pendant les creux de nuit et que l'électricité vendue pendant ces périodes ne couvrirait pas les coûts proportionnels d'exploitation (les prix sont entre minuit et 8h au niveau du coût du charbon utilisé, voire en-dessous). On obtient par ce biais des surcoûts d'exploitation allant jusqu'à 1 €/MWh pour une durée d'appel de 2000 heures.

3. Charges de combustible

Le charbon utilisé est un charbon de qualité internationale, conforme aux spécifications utilisées en Europe (au moins 6000 kgCal/kg PCI, moins de 1% en soufre). Aux horizons étudiés, le pacte charbonnier aura conduit à la fermeture des dernières mines françaises. Les scénarios de prix retenus sont décrits dans la section relative aux prix des combustibles. Aux coûts d'investissement ont été ajoutés ceux d'un stock initial de charbon permettant 720 heures de fonctionnement à pleine puissance.

4. Coûts externes

Le charbon contient de l'ordre de 65% de carbone en masse et peu d'hydrogène (moins d'un atome par atome de carbone), aussi les émissions de CO₂ issues de sa combustion sont conséquentes. Le tableau ci-dessous indique les facteurs d'émission des centrales étudiées pour une implantation en bord de mer, ainsi que les émissions totales pour un fonctionnement en base. Ces émissions doivent être majorées d'un peu plus de 2% dans le cas d'une implantation en bord de rivière. Ces estimations n'intègrent ni les émissions de CO₂ et de CH₄ liées à l'amont de la filière charbon ou au stockage, ni

celles du cycle de vie de la centrale (construction, démantèlement, contenu en carbone des produits utilisés pour l'exploitation).

Bord de mer – base	gCO ₂ /kWh	gC/kWh	MtCO ₂ /an	MtC/an	GWh/an
Charbon pulvérisé 800 MW 2007	777	212	4 888 291	1 333 170	6 257
Charbon pulvérisé 900 MW 2015	737	200	5 209 472	1 420 765	7 112

Tableau 42 – Émissions de CO₂ d'une tranche au charbon pulvérisé

La directive 2001/80/CE du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (« directive GIC »), fixe une limite d'émission 200 mg/Nm³ de NO_x et de 200 mg/Nm³ de dioxyde de soufre (SO₂) à ces installations. En 2015, elles devraient pouvoir atteindre 100 mg/Nm³ pour chacun de ces polluants. Le lecteur prendra garde à ne pas comparer directement ces valeurs et celles applicables aux installations au gaz, fondées sur des fumées trois fois plus diluées. A l'horizon 2015, on estime pouvoir diviser par deux ces valeurs.

Les quantités de NO_x et de SO₂ rejetées par une centrale au charbon pulvérisé fonctionnant en base ressortent toutes deux à 3900 t par an en 2007, et à 2003 t/an en 2015 (1780 t/an à production comparable). Une évaluation des coûts externes correspondants à ces émissions de CO₂, de NO_x et de SO₂ est proposée dans le tableau ci-dessous.

Dommages en €/MWh	CO ₂			NO _x			SO _x		
	4 \$/t	20 \$/t	50 \$/t	1000 \$/t	2000 \$/t	15000 \$/t	500 \$/t	2000 \$/t	10000 \$/t
Valeur de la tonne émise :	4 \$/t	20 \$/t	50 \$/t	1000 \$/t	2000 \$/t	15000 \$/t	500 \$/t	2000 \$/t	10000 \$/t
CPTF 800 MW 2007	3,1	15,6	39,1	0,6	1,2	9,0	0,3	1,2	6,0
CPTF 900 MW 2015	2,9	14,6	36,6	0,3	0,6	4,2	0,1	0,6	2,8

Tableau 43 – Coûts externes des émissions des tranches au charbon pulvérisé

III. Résultats

Le résultat médian pour 2007 est un coût de production en base de 35,1 €/MWh TTC (optique investisseur), auquel on peut ajouter entre 3,1 et 15,6€/MWh de coûts CO₂, (selon la valorisation de la tonne de CO₂ retenue(4€ ou 20€/t) (respectivement 33,7 et 2,9 à 14,6€/MWh €/MWh en 2015). Pour une durée d'appel de 3000 heures, le coût de production médian retenu est de 73,7 €/MWh en 2007 et de 70,9 €/MWh en 2015, auquel il faut rajouter les mêmes coûts CO₂ que ci-dessus.

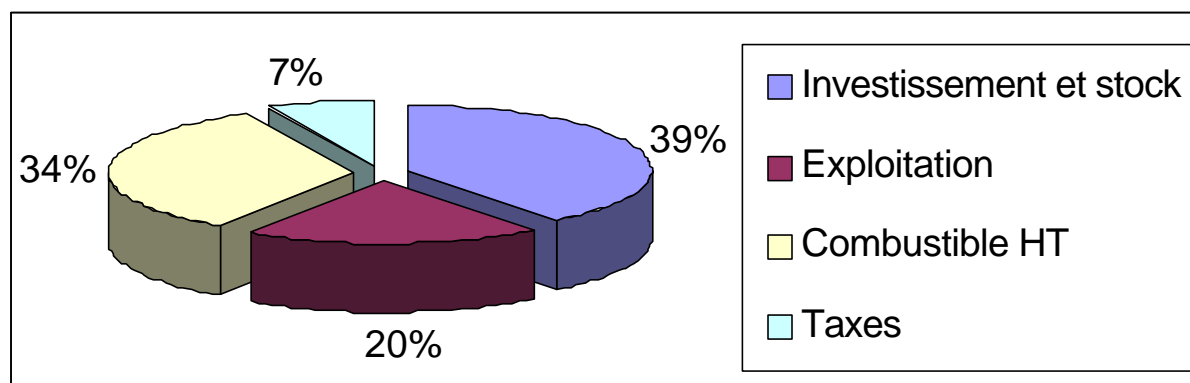


Figure 38 – Décomposition du coût de production TTC d'une centrale au charbon pulvérisé en base pour un taux d'actualisation de 8%

Le tableau ci-dessous fournit le coût de production des centrales au charbon pulvérisé pour un fonctionnement en base et un fonctionnement en semi-base (3000 h par an) en fonction des cours du charbon, le dollar étant pris constant à 1 €. L'installation étudiée est située en bord de mer. Une

présentation des coûts de production en fonction de l'ensemble des scénarios et paramètres retenus est proposée en annexe II.3 page 153. Les chiffres entre parenthèse fournissent des valeurs médianes.

€2001/MWh 25 - 45 \$/t (30 - 35 \$/t)	Charbon pulvérisé 2007		Charbon pulvérisé 2015	
	Base	3000 h	Base	3000 h
Actualisation à 3%	26,8 - 33,3 (28,4 - 30,1)	52,8 - 59,3 (54,4 - 56,1)	28,8 - 34,1 (29,5 - 31)	57,2 - 63,4 (58,8 - 60,3)
Actualisation à 8%	33,5 - 40,0 (35,1 - 36,8)	71,5 - 78,1 (73,2 - 74,8)	32,2 - 38,3 (33,7 - 35,2)	68,9 - 75,1 (70,4 - 72,0)
Actualisation à 5%	29,2 - 35,8 (30,9 - 23,5)	59,3 - 65,9 (60,9 - 62,6)	28,0 - 34,1 (29,5 - 31,0)	56,7 - 62,9 (58,3 - 59,8)
Actualisation à 11%	38,4 - 44,9 (40,0 - 41,6)	85,4 - 92,1 (87,1 - 88,8)	37,0 - 43,1 (38,5 - 40,1)	82,7 - 88,9 (84,3 - 85,8)
coûts CO₂(4€/tCO₂ ou 20€/tCO₂)	3,1-15,6	3,1-15,6	2,9-14,6	2,9-14,6

Tableau 44 – Coût de production des centrales au charbon pulvérisé, 1\$ = 1€

Ces chiffres permettent d'identifier les principaux paramètres pouvant conditionner une décision d'investissement dans une centrale au charbon :

- le coût de production en base, hors externalités, est modéré et stable : il se décompose en un tiers d'investissement, un tiers de combustible et un tiers d'exploitation et de taxes, aussi aucun paramètre pris isolément n'a d'influence déterminante sur le résultat final ;
- les coûts externes liés aux émissions de CO₂ et de polluants atmosphériques pourraient être très importants. La durée de vie de ces installations étant longue, aucun investisseur ne prendra le risque de se lancer dans la création de tranches au charbon sans avoir une visibilité à long terme sur une éventuelle internalisation de ces coûts (par exemple via des permis d'émissions) ; or le contexte environnemental est particulièrement mouvant, la Commission européenne ayant par exemple l'intention de réexaminer le dossier des émissions de polluants atmosphériques en 2004 ;
- hors externalités, le positionnement économique des tranches au charbon par rapport aux cycles combinés à gaz dépendra essentiellement des niveaux de rentabilité exigés des installations de production électrique ;
- la lourdeur des investissements à amortir rend la création d'une centrale au charbon pratiquement impossible pour des besoins de semi-base, alors que le parc thermique français, constitué de centrales relativement anciennes, a été « poussé » par le nucléaire de la base vers la semi-base.

Le tableau ci-dessous décompose les coûts de production des tranches au charbon pulvérisé en base et en semi-base. Il permet de constater la part relativement modeste du coût de production marginal dans le coût total.

€2001/MWh, 1 \$ = 1 €, 30 \$/t	Charbon pulvérisé en base		Charbon pulvérisé en semi-base (3000 h)	
	2007	2015	2007	2015
Coût complet actualisé à 8%	35,1	33,7	73,7	70,9
Dont investissement	14,1	14,0	40,5	40,1
Dont exploitation fixe (y.c. 0,75 charges c.)	4,5	4,0	11,6	10,1
Dont exploitation proportionnelle	2,3	2,3	2,8	2,8
Dont combustible	11,7	11,0	11,7	11,0
Dont taxes	2,5	2,4	7,1	7,0

Tableau 45 – Décomposition des coûts de production des centrales au charbon pulvérisé

Pour établir les résultats présentés dans les tableaux ci-dessus, le cours du dollar était fixé à la parité avec l'euro. La sensibilité des résultats à cette hypothèse n'est pas notable (rappelons toutefois

qu'on a fait l'hypothèse de coûts d'investissement indépendants du cours du dollar, le marché mondial des centrales à charbon étant peu fluide et plusieurs constructeurs étant européens) :

€2001/MWh 30 \$/t, actualisation 8%		0,8 \$/€	1 \$/€	1,2 \$/€
Coût complet en base	2007	33,2	35,1	37,1
	2015	31,9	33,7	35,6
Coût complet 3000 h	2007	71,7	73,7	75,6
	2015	69,1	70,9	72,8

Tableau 46 – Influence du dollar sur le coût de production des tranches au charbon pulvérisé

IV. Analyses de sensibilité

1. Principaux paramètres

Le tableau ci-dessous quantifie la sensibilité des coûts de production en base aux principales hypothèses retenues.

Coût complet actualisé à 8%, 30 \$/t	Variation	Impact sur le coût de production (€/MWh)
Coût d'investissement	+/- 10%	+/- 1,4
Disponibilité	+/- 1 point	+/- 0,2
Dollar	+/- 10%	+/- 1,0
Rendement sur PCI	+/- 1 point	+/- 0,3
Prix frontière du charbon	+/- 10%	+/- 1,0
Durée de vie de l'installation	+/- 5 ans	-0,3 / +0,5

Tableau 47 – Sensibilité du coût de production des centrales au charbon pulvérisé (base, 2007)

Il confirme l'analyse qui précède. Par rapport aux cycles combinés à gaz, la sensibilité au coût d'investissement est deux fois plus importante, la sensibilité au cours du dollar ou au cours du combustible nettement moindre.

2. Comparaison avec les coûts de référence 1997

Le coût d'investissement retenu en 2007 était, comme on l'a vu, assez nettement inférieur aux prix que les constructeurs considèrent aujourd'hui comme raisonnable. Face à ce genre d'écart, on doit rappeler qu'une des limites des coûts de référence est d'essayer de cerner des coûts tandis que la plupart des acteurs s'intéressent aux prix. Le rendement estimé en 1997 pour une installation mise en service en 2005 était de 44% net sur PCI pour un cycle vapeur extrêmement élevé (375 bars, 720°C), qui semble plutôt correspondre à un rendement proche de 50%.

Le principal écart entre l'étude de 1997 et notre mise à jour vient toutefois des hypothèses sur les coûts de combustibles. La figure page 43 montre que l'étude de 1997 a été réalisée lors d'une période de hausse des cours du charbon aux alentours de 45 \$/t, ce qui explique les hypothèses de 40 \$/t et 50 \$/t retenues à l'époque. Le biais consistant à prendre pour des indicateurs à long terme les derniers prix connus sur les marchés énergétiques est difficile à éviter, ce que l'avenir montrera probablement pour certaines des hypothèses retenues ici.

Centrales au charbon à lit fluidisé circulant

La technologie des lits fluidisés circulants (LFC) a été développée en réponse aux contraintes environnementales croissantes auxquelles faisaient face les centrales au charbon pulvérisé. Elle permet de réduire à la source les émissions de polluants atmosphériques en injectant le combustible dans un lit de calcaire maintenu en suspension par des ventilateurs, le dioxyde de soufre émis étant immédiatement fixé par le calcaire sous forme de gypse. Les temps de séjour du combustible en chaudière de l'ordre de quelques secondes permettent par ailleurs un fonctionnement à basse température de la chaudière favorable à la réduction des émissions d'oxydes d'azote. Ces caractéristiques valent au LFC d'être souvent appelé « centrale au charbon propre ».

I. *Caractéristiques techniques*

1. Installations de référence

Les installations considérées sont des paires tranches construites sur des sites existants situés en bord de mer. Une variante établit les coûts de production de centrales en bord de rivière. Le lit fluidisé circulant considéré en 2007 est une installation de **400 MW** présentant les mêmes caractéristiques vapeur que la centrale au charbon pulvérisé de référence. La consommation des auxiliaires des lits fluidisés circulants est supérieure à celle des centrales au charbon pulvérisé, aussi le rendement net sur PCI retenu est abaissé à **42,4 %** (resp. 43,4 % en bord de mer), ce qui correspond à une valeur constructeur de 43%. Si certaines installations au charbon pulvérisé existantes dépassent parfois les 1000 MW, la technologie du lit fluidisé circulant n'est mise en œuvre actuellement que par des unités de moins de 350 MW. Les constructeurs indiquent que des LFC de 600 MW sont commercialement disponibles aujourd'hui, compte tenu des études approfondies menées ces dernières années et du retour d'expérience sur les chaudières déjà réalisées¹²⁹, mais le développement commercial de telles installations est improbable tant qu'un prototype industriel n'aura pas démontré leur fiabilité. Une variante de LFC à **600 MW** en 2007 indique les gains à attendre de l'effet de taille, tout en retenant un niveau d'investissement prudent.

En 2015, les LFC de grande taille auront très probablement percé au niveau mondial, aussi on retient à cette date une centrale de référence de 600 MW (si les coûts de référence ne montrent pas d'incitation particulière à investir en France dans de nouveaux moyens au charbon, il ne faut pas perdre de vue qu'il existe dans le monde de nombreux sites proches de mines de charbon compétitives, permettant de disposer de combustible à très bas prix, et que le LFC est pour un candidat de choix pour y créer un nouveau moyen de production électrique).

2. Durée de vie

La durée de vie économique des installations est fixée à 35 ans, comme pour les centrales au charbon pulvérisé.

3. Disponibilité

On retient pour les LFC des niveaux de disponibilité identiques à ceux des centrales au charbon pulvérisé : il est cependant possible que l'entretien des revêtements réfractaires de la chaudière oblige à des arrêts plus fréquents que ceux envisagés pour les centrales au charbon pulvérisé, malgré les progrès qui auraient été réalisés dans ce domaine depuis la mise en service des deux grandes chaudières à lit fluidisé français. A contrario, les centrales au charbon pulvérisé ne pourront à l'avenir fonctionner qu'avec des installations de dépollution en ordre de marche, installations inutiles sur un LFC, et qui pourraient limiter la disponibilité du charbon pulvérisé.

¹²⁹ La chaudière de Gardanne démontre par exemple la stabilité d'un lit à quatre cyclones. Il suffirait de passer à six cyclones pour obtenir des puissances de l'ordre de 600 MWe.

II. Coûts

1. Coût d'investissement

Le coût de construction est estimé à 1130 €/kWe, y compris 5% d'aléas, pour les lits fluidisés de 400 MWe mis en service en 2007. A la même date, une variante examine un lit fluidisé au charbon de 600 MWe dont le coût de construction serait de 1050 €/kWe, compte tenu d'un effet de taille et du caractère de pré-série d'une telle installation. En 2015, le coût de construction d'un LFC de 600 MWe devenu un standard du marché est estimé à 1000 €/kWe ; par rapport aux centrales au charbon pulvérisé, une partie de l'économie vient de l'absence de dispositifs de désulfuration et de dénitrification.

Les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre sont estimés à 7% du coût de construction. Les intérêts intercalaires sont estimés à partir d'une durée de construction de 36 mois pour 2007 comme pour 2015. Les frais de préexploitation sont estimés à 31 €/kW. Un aléa sur planning représentant 5% de la somme des coûts de maîtrise d'ouvrage, des intérêts intercalaires et des frais de préexploitation complète les coûts d'investissement.

€/2001/kW	Actualisation à 3%		Actualisation à 5%		Actualisation à 8%		Actualisation à 11%	
	2007	2015	2007	2015	2007	2015	2007	2015
<i>Année de mise en service</i>								
<i>Coûts de construction (\$/kW)</i>	1130	1000	1130	1000	1130	1000	1130	1000
<i>Frais de maîtrise d'œuvre (€/kW)</i>	79,1	70	79	70	79	70	79	70
<i>Intérêts intercalaires (€/kW)</i>	66	59	112	99	183	162	256	227
<i>Frais de préexploitation (€/kW)</i>	31	31	31	31	31	31	31	31
<i>Aléas sur planning (€/kW)</i>	9	8	11	10	15	13	18	16
<i>Investissement total (pour 1€/€)</i>	1315	1167	1363	1210	1437	1276	1515	1344

Tableau 48 – Coûts d'investissement des centrales à lit fluidisé circulant

2. Charges d'exploitation

Les dépenses directes d'exploitation ont été évaluées à 39 €/kW + 1,8 €/MWh en 2007 (30 €/kW + 1,6 €/MWh pour la variante à 600 MW), et à 26 €/kW + 1,6 €/MWh en 2015. Les dépenses proportionnelles comprennent notamment les coûts du calcaire nécessaires pour le fonctionnement du lit, coûts qui peuvent beaucoup varier en fonction de la localisation de l'installation. Dans les conditions les plus favorables, ces dépenses semblent pouvoir descendre jusqu'à 1 €/MWh.

On a estimé comme pour les centrales au charbon pulvérisé un surcoût d'exploitation pour le fonctionnement en semi-base. On obtient par ce biais des surcoûts d'exploitation allant jusqu'à 1,4 €/MWh pour une durée d'appel de 2000 heure. Pour des durées d'appel aussi courtes, les LFC sont toutefois des installations peu adaptées, les revêtements réfractaires de la chaudière appréciant peu les cycles de température. Des progrès notables auraient toutefois été faits pour réduire les masses de réfractaires utilisés dans les chaudières LFC.

3. Charges de combustible

Le charbon utilisé est un charbon de qualité internationale, conforme aux spécifications utilisées en Europe (au moins 6000 kgCal/kg PCI, moins de 1% en soufre). Aux horizons étudiés, le pacte charbonnier aura conduit à la fermeture des dernières mines françaises. Les scénarios de prix retenus sont décrits dans la section relative aux prix des combustibles. Aux coûts d'investissement ont été ajoutés ceux d'un stock initial de charbon permettant 720 heures de fonctionnement à pleine puissance.

4. Coûts externes

Le tableau ci-dessous indique les facteurs d'émission des centrales étudiées pour une implantation en bord de mer, ainsi que les émissions totales pour un fonctionnement en base. Ces émissions doivent être majorées d'un peu plus de 2% dans le cas d'une implantation en bord de rivière. Ces estimations n'intègrent ni les émissions de CO₂ et de CH₄ liées à l'amont de la filière charbon ou au stockage, ni celles du cycle de vie de la centrale (construction, démantèlement, contenu en carbone des produits utilisés pour l'exploitation).

<i>Bord de mer – base</i>	gCO₂/kWh	gC/kWh	MtCO₂/an	MtC/an	GWh/an
LFC 400 MW 2007	799	218	2 499 669	681 728	3 128
LFC 600 MW 2015	748	204	3 510 277	957 348	4 693

Tableau 49 – Émissions de CO₂ des centrales à lit fluidisé circulant

La directive 2001/80/CE du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (« directive GIC »), fixe une limite d'émission 200 mg/Nm³ de NO_x et de 200 mg/Nm³ de dioxyde de soufre (SO₂) à ces installations. Les quantités de NO_x et de SO₂ rejetées par un LFC fonctionnant en base ressortent toutes deux à 1920 t par an en 2007, et à 1350 t/an en 2015 (900 t/an à production comparable ; on suppose que l'installation permet en 2015 d'atteindre 100 mg/Nm³ d'émissions de NO_x et de SO_x sans dispositif complémentaire de dépollution aval, caractéristiques dont la faisabilité n'est pas garantie). Une évaluation des coûts externes correspondants à ces émissions de CO₂, de NO_x et de SO₂ est proposée dans le tableau ci-dessous.

<i>Dommages en €/MWh</i>	CO₂			NO_x			SO_x		
	4 \$/t	20 \$/t	50 \$/t	1000 \$/t	2000 \$/t	15000 \$/t	500 \$/t	2000 \$/t	10000 \$/t
LFC 400 MW 2007	3,2	16,0	40,0	0,6	1,2	9,2	0,3	1,2	6,1
LFC 600 MW 2015	3,0	15,0	37,4	0,3	0,6	4,3	0,1	0,6	2,9

Tableau 50 – Coûts externes des émissions des centrales à lit fluidisé circulant

III. Résultats

Le résultat médian pour 2007 est un coût de production en base de 36,5 €/MWh TTC (optique entreprise), auquel on peut ajouter de 3,2 à 16€/MWh de coûts CO₂ selon la valorisation retenue de la tonne de CO₂ émise (4€/t ou 20€/t) (respectivement 32,0 €/MWh et de 3 à 15€/MWh de coûts CO₂ en 2015). Pour une durée d'appel de 3000 heures, le coût de production médian retenu est de 78,2 €/MWh en 2007 et de 67,0 €/MWh en 2015, auquel il convient d'ajouter les mêmes coûts CO₂ que ci-dessus.

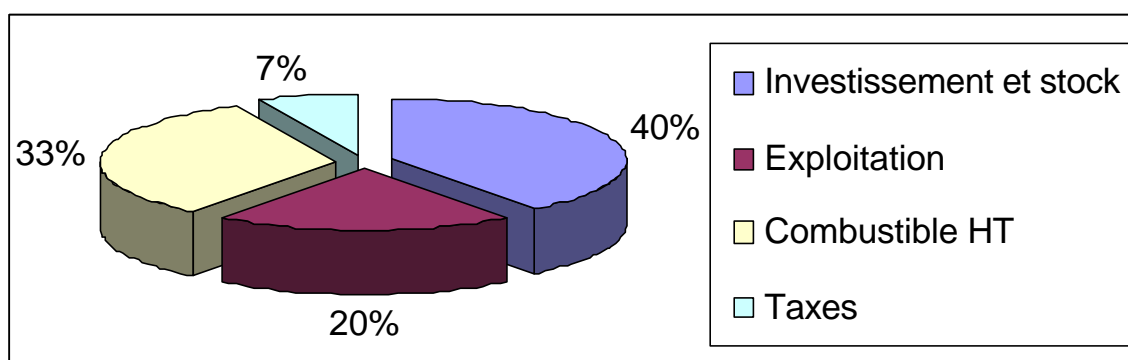


Figure 39 – Décomposition du coût de production d'une centrale LFC 400 MW en base (2007)

Le tableau ci-dessous fournit le coût de production des centrales à lit fluidisé circulant au charbon pour un fonctionnement en base et un fonctionnement en semi-base (3000 h par an) en fonction des cours du charbon, le dollar étant pris constant à 1 €. L'installation étudiée est située en bord de mer. Une présentation des coûts de production en fonction de l'ensemble des scénarios et paramètres retenus est proposée en annexe II.4 page 155. Les chiffres entre parenthèse fournissent des valeurs médianes.

€2001/MWh 25 - 45 \$/t (30 - 35 \$/t)	Charbon LFC 400 MW 2007		Charbon LFC 600 MW 2015	
	Base	3000 h	Base	3000 h
Actualisation 3%	27,9 - 34,6 (29,6 - 31,3)	56,8 - 63,5 (58,5 - 60,2)	24,3 - 30,5 (25,9 - 27,4)	47,9 - 54,2 (49,5 - 51)
Actualisation à 8%	34,8 - 41,5 (36,5 - 38,2)	76,5 - 83,3 (78,2 - 79,9)	30,4 - 36,7 (32,0 - 33,5)	65,4 - 71,8 (67,0 - 68,6)
Actualisation à 5%	30,4 - 37,1 (32,1 - 33,8)	64,0 - 70,7 (65,7 - 67,3)	26,5 - 32,8 (28,1 - 29,7)	54,3 - 60,6 (55,8 - 57,4)
Actualisation à 11%	39,8 - 46,5 (41,5 - 43,1)	90,8 - 97,6 (92,5 - 94,2)	34,8 - 41,1 (36,4 - 38,0)	78,1 - 84,5 (79,7 - 81,3)
Coûts CO₂ (4€/tCO₂ ou 20€/tCO₂)	3,2-16	3,2-16	3-15	3-15

Tableau 51 – Coût de production des centrales à lit fluidisé circulant au charbon, 1\$ = 1€

La structure de ces coûts et leur niveau sont très proches de ceux des centrales au charbon pulvérisé, aussi les études de sensibilité conduites pour les centrales au charbon pulvérisé n'ont pas été répétées ici. On indique toutefois dans le tableau ci-dessous la décomposition des coûts de production des tranches LFC fonctionnant en base et en semi-base.

€2001/MWh, 1 \$ = 1 €, 30 \$/t	LFC en base		LFC en semi-base (3000 h)	
	2007	2015	2007	2015
Coût complet actualisé à 8%	36,5	32,0	78,2	67,0
Dont investissement	14,5	12,9	41,6	36,9
Dont exploitation fixe (y.c. 0,75 charges c.)	5,7	4,0	14,9	10,1
Dont exploitation proportionnelle	1,8	1,6	2,6	2,3
Dont combustible	12,0	11,2	12,0	11,2
Dont taxes	2,5	2,3	7,3	6,4

Tableau 52 – Décomposition des coûts de production des centrales à lit fluidisé circulant

Pour établir les résultats présentés dans les tableaux ci-dessus, le cours du dollar était fixé à la parité avec l'euro. La sensibilité des résultats à cette hypothèse n'est pas notable (rappelons toutefois qu'on a fait l'hypothèse de coûts d'investissement indépendants du cours du dollar, le marché mondial des centrales à charbon étant peu fluide et plusieurs constructeurs étant européens) :

€2001/MWh 30 \$/t, actualisation 8%		0,8 \$/€	1 \$/€	1,2 \$/€
		Coût complet en base	2007 33,2	35,1
	2015 31,9	33,7	35,6	
Coût complet 3000 h	2007 71,7	73,7	75,6	
	2015 69,1	70,9	72,8	

Tableau 53 – Influence du dollar sur le coût de production des centrales à lit fluidisé circulant

IV. Analyses de sensibilité

La sensibilité de coûts de production des lits fluidisés circulant au charbon aux paramètres retenus dans l'étude est presque identique à celle établie pour les centrales au charbon pulvérisé. Signalons simplement que les LFC, contrairement aux installations au charbon pulvérisé, peuvent

consommer des combustibles d'opportunité (brais, biomasse, déchets divers) et qu'un coût plus faible de l'énergie utilisée peut en résulter. Une diminution des coûts de combustibles de 30% conduit à une économie en base de 3,4 €/MWh en 2007 et 3,2 €/MWh en 2015. Une telle diminution impliquerait un flux très important de combustibles (en base, un LFC de 400 MW consomme 1 Mt de charbon par an).

Turbines à combustion au gaz

Les turbines à combustion (TAC) sont les seules centrales thermiques dédiées dès leur mise en service à la fourniture d'énergie en pointe, les autres moyens de pointe étant soit d'anciennes centrales de base au fioul lourd ou au charbon qui ne sont plus compétitives pour des durées longues d'utilisation, soit des moyens hydrauliques. Il en existe peu en France du fait de l'abondance de la production hydroélectrique. Elles sont principalement situées en Bretagne, en Île-de-France et dans les zones non interconnectées, et ont été construites pour satisfaire des besoins réseau plutôt que des besoins en énergie de pointe.

Les faibles durées d'utilisation conduisent à rechercher un équilibre entre le coût d'investissement et le rendement de l'installation. Pour cette raison, les turbines à combustion retenues dans l'étude ont une génération de retard sur celles utilisées en cycle combiné.

Les turbines à combustion peuvent être alimentées par du gaz ou du fioul domestique. Certaines installations disposent d'une double alimentation, permettant de fonctionner au fioul en cas de rupture de l'alimentation en gaz ou pour des raisons économiques, les coûts d'abonnement au réseau de gaz pouvant être diminués si l'installation s'efface en pointe. On examine dans ce chapitre les turbines à combustion au gaz naturel, celles au fioul faisant l'objet du chapitre suivant.

I. *Caractéristiques techniques*

1. Installations de référence

L'installation considérée pour 2007 est constituée d'une paire de turbines à combustion en cycle simple d'une puissance totale de **300 MW**. Compte tenu des possibilités de démarrage pour répondre à des besoins réseau ou pour pallier à la défaillance d'autres moyens de production, la puissance nominale n'est pas augmentée pour tenir compte de l'accroissement de puissance des TAC en période froide ; a contrario, aucune perte de puissance due à l'usure n'est retenue. Le rendement net sur PCI aux conditions ISO (15°C) de l'installation est de **34,7%**, compte tenu d'un abattement de 1% par rapport aux caractéristiques constructeur (35%). L'installation considérée pour 2015 présente une PCN de **500 MW**, associée à un rendement de **36,6%** net sur PCI déterminé dans les mêmes conditions.

Un concept de turbine aérodérivée avancée est examinée en variante (cf. avertissement sur de possibles difficultés d'alimentation au paragraphe 4 ci-dessous). Les turbines à combustion de grandes puissances telles que celles étudiées ci-dessus sont en général développées et optimisées pour être intégrées à un cycle combiné. Il existe aujourd'hui des turbines aérodérivées de petite taille présentant de meilleurs rendements (autour de 42% PCI pour des installations neuves et propres, pour des tailles allant jusqu'à 40 MW). On fait l'hypothèse que de telles turbines seront disponibles dès 2007 pour des applications centralisées. L'installation envisagée en 2007 est constituée de trois turbines, pour une puissance totale de 240 MW et un rendement sur PCI de 44,6% ; ces caractéristiques passent, pour 2015, à 300 MW et 45,5%.

2. Durée de vie

En cohérence avec les hypothèses retenues pour les cycles combinés, on retient pour toutes les turbines à combustion étudiées une durée de vie de 25 ans. Si les durées de fonctionnement de ces machines sont faibles, elles sont soumises à de nombreux démarrages éprouvants.

3. Disponibilité

Les disponibilités retenues pour 2007 et 2015 sont indiquées ci-dessous. L'essentiel de la maintenance programmée de ces installations peut être réalisée en temps masqué. Une hypothèse prudente a été retenue pour les indisponibilités fortuites, quelques installations de cette classe étant fiables à plus de 99%.

Durée d'appel	250 h	500 h	1000h	1500h	2000h	2500h	3000h	3624h	Indisponibilité fortuite
Taux d'entretien 2007	0%	0%	0%	1%	1,5%	2%	2,5%	2,9%	2007 3% 2015 2%
Taux de disponibilité 2007	97%	97%	97%	96%	95,5%	95,1%	94,6%	94,2%	
Taux d'entretien 2015	0%	0%	0%	1%	1,5%	2%	2,5%	2,9%	
Taux de disponibilité 2015	98%	98%	98%	97%	96,5%	96%	95,6%	95,2%	

Tableau 54 – Hypothèses de disponibilité pour les turbines à combustion au gaz

L'indisponibilité fortuite pendant les deux mois entre le couplage et la mise en service industrielle est prise égale à 50% ; elle descend à 10% pendant la première année d'exploitation. Pendant ces quatorze mois, aucune indisponibilité pour entretien n'est retenue.

II. Coûts

1. Coût d'investissement

Pour une installation mise en service en 2007, le coût de construction est estimé à **295 €/kW**. Ce coût élaboré dans les mêmes conditions que celui des cycles combinés comprend les turbines, le génie civil et les équipements associés, et le raccordement aux réseaux d'électricité et de gaz. Il passe à **250 €/kW** pour une mise en service en 2015. Les aléas sur la construction pris en compte dans ces coûts sont limités à 3%, de même que les aléas sur le planning calculés sur la base des frais de maîtrise d'œuvre, des intérêts intercalaires et des frais de préexploitation, pour refléter l'utilisation de modèles de turbines éprouvés. Les frais de maîtrise d'œuvre sont estimés à 5% du coût de construction. La durée de construction est estimée à 12 mois, les frais de préexploitation à 5 €/kW.

\$2001/kW ou €2001/kW	Actualisation à 3%		Actualisation à 5%		Actualisation à 8%		Actualisation à 11%	
	2007	2015	2007	2015	2007	2015	2007	2015
Année de mise en service								
Coûts de construction (\$/kW)	295	250	295	250	295	250	295	250
Frais de maîtrise d'œuvre (€/kW)	14,75	12,5	15	13	15	13	15	13
Intérêts intercalaires (€/kW)	4,6	3,9	8	7	12	10	17	14
Frais de préexploitation (€/kW)	5	5	5	5	5	5	5	5
Aléas sur planning (€/kW)	0,7	0,6	1	1	1	1	1	1
Investissement total (pour 1€/\$)	320	272	323	275	328	279	333	283

Tableau 55 – Coûts d'investissement des TAC au gaz naturel

Pour la variante « TAC avancée », les coûts de construction pris en compte sont de 330 €/kW en 2007 et de 280 €/kW en 2015, y compris 5% d'aléas sur la construction. Après ajout de 8% de frais de maîtrise d'œuvre, de 5 €/kW de frais de préexploitation, des intérêts intercalaires et de 5% d'aléas sur planning, le coût d'investissement complet ressort à 378 €/kW en 2007 et à 312 €/kW en 2015.

2. Charges d'exploitation

Les coûts fixes d'exploitation sont évaluées à 8 €/kW. Les coûts proportionnels pris en compte varient entre 2,8 €/MWh pour des fonctionnement en semi-base et 10 €/MWh pour une durée d'appel de 250 heures ; ils ont été évalués à partir du nombre de démarrages retenu pour chaque durée d'appel,

aussi cette estimation est fragile¹³⁰. Environ 5 €/kW de taxes doivent être ajoutés à ces coûts (5,6 €/kW en 2007, 4,8 €/kW en 2015, et pour les variantes 6,3 €/kW en 2007 et 5,6 €/kW en 2015).

3. Charges de combustible

Les scénarios de prix du gaz et les coûts d'acheminement retenus sont décrits dans la section relative aux prix des combustibles. La turbine à combustion est supposé raccordé au réseau de transport de gaz, le coût du raccordement étant intégré dans le coût d'investissement.

Les pressions de gaz nécessaires pour le fonctionnement de la TAC avancée étudiée en variante seront difficiles à obtenir, même sur des artères de très forte capacité. La variante présentée doit donc n'être prise que comme une étude de sensibilité, faute de connaître les coûts annuels d'une garantie de pression adaptée et d'avoir pris en compte le coût d'un compresseur et la baisse de disponibilité associée.

4. Coûts externes

Les résultats qui suivent ont été élaborés à partir d'hypothèses identiques à celles indiquées pour les cycles combinés. Le tableau ci-dessous indique les facteurs d'émission des centrales étudiées, ainsi que les émissions totales pour une durée d'appel de 1000 heures. Ces estimations n'intègrent ni les émissions de CO₂ liées à l'amont de la filière gaz, ni celles du cycle de vie de la centrale (construction, démantèlement, contenu en carbone des produits utilisés pour l'exploitation).

<i>Durée d'appel 1000 heures</i>	gCO₂/kWh	gC/kWh	tCO₂/an	tC/an	GWh/an
TAC gaz 300 MW 2007	602	164	175 097	47 754	291
TAC gaz 500 MW 2015	569	155	278 900	76 064	490
Variante TAC avancée 2007	468	128	108 949	29 713	232
Variante TAC avancée 2015	458	125	224 333	61 182	490

Tableau 56 – Émissions de CO₂ des turbines à combustion au gaz

On retient comme pour les cycles combinés mis en service en 2007 des valeurs limites d'émission de 50 mg/Nm³ de NO_x. Les quantités de NO_x rejetées par une TAC seraient de l'ordre de 450 g/MWh en 2007 et de 430 g/MWh en 2015 (resp. 350 g/MWh pour les TAC avancées). La quantité d'oxydes de soufre émise par les installations fonctionnant au gaz naturel est négligeable.

Une évaluation des coûts externes de la production d'électricité à partir de turbines combustion au gaz naturel est proposée dans le tableau ci-dessous. A ces coûts pourraient être ajoutés les coûts de renforcement des infrastructures gazières évalués page 92.

<i>Dommages en €/MWh</i>	CO₂			NO_x		
<i>Valeur de la tonne émise :</i>	4 \$/t	20 \$/t	50 \$/t	1000 \$/t	2000 \$/t	15000 \$/t
TAC gaz 300 MW 2007	2,4	12,0	30,1	0,45	0,91	6,80
TAC gaz 500 MW 2015	2,3	11,4	28,5	0,43	0,86	6,43
Variante TAC avancée 2007	1,9	9,4	23,4	0,35	0,71	5,29
Variante TAC avancée 2015	1,8	9,2	22,9	0,34	0,69	5,17

Tableau 57 – Coûts externes des émissions des turbines à combustion au gaz naturel

¹³⁰ Les opérations de maintenance sont planifiées en fonction du nombre de démarrages et du nombre d'heures de fonctionnement des turbines. Pour des fonctionnement en pointe, les démarrages sont le paramètre limitant. Cependant, il est douteux qu'une turbine qui fonctionne très peu mais subit de nombreux démarrages ait des besoins aussi importants en pièces détachées qu'une installation présentant le même nombre de démarrages et deux fois plus d'heures de fonctionnement. L'incertitude n'a qu'une influence limitée sur le résultat final.

On doit ici signaler une interrogation sur la compatibilité en matière de stabilité des TAC aérodérivatives vis à vis des conditions d'exploitation du réseau (le passage des creux de tension et la gestion des conséquences des courts-circuits peuvent être difficiles avec des matériels aussi légers).

III. Résultats

Les coûts complets de production des TAC étudiées sont présentés dans le tableau ci-dessous pour des hypothèses médianes (1\$ = 1 € gaz naturel à 3,3 \$/MBtu à la frontière, actualisation 8%). L'installation étudiée est située près d'un point d'entrée du gaz (frontière Nord ou Est). Une présentation des coûts de production en fonction de l'ensemble des scénarios et paramètres retenus est proposée en annexe II.5 page 157.

8% - 3,3 \$/MBtu - 1 €/€	250	500	1000	1500	2000	2500	3000
TAC gaz 300 MW 2007	269,9	160,6	108,5	85,7	75,7	68,4	63,7
TAC gaz 500 MW 2015	242,7	146,0	99,9	79,3	70,3	63,7	59,4
Variante TAC avancée 2007	273,9	158,0	101,7	78,7	68,2	60,8	56,0
Variante TAC avancée 2015	242,5	142,1	93,4	72,9	63,7	57,1	52,8

Tableau 58 – Coût de production des turbines à combustion au gaz naturel

La figure ci-dessous présente la décomposition du coût de production d'une TAC mise en service en 2007 pour une durée d'appel de 1000 heures et les mêmes hypothèses médianes.

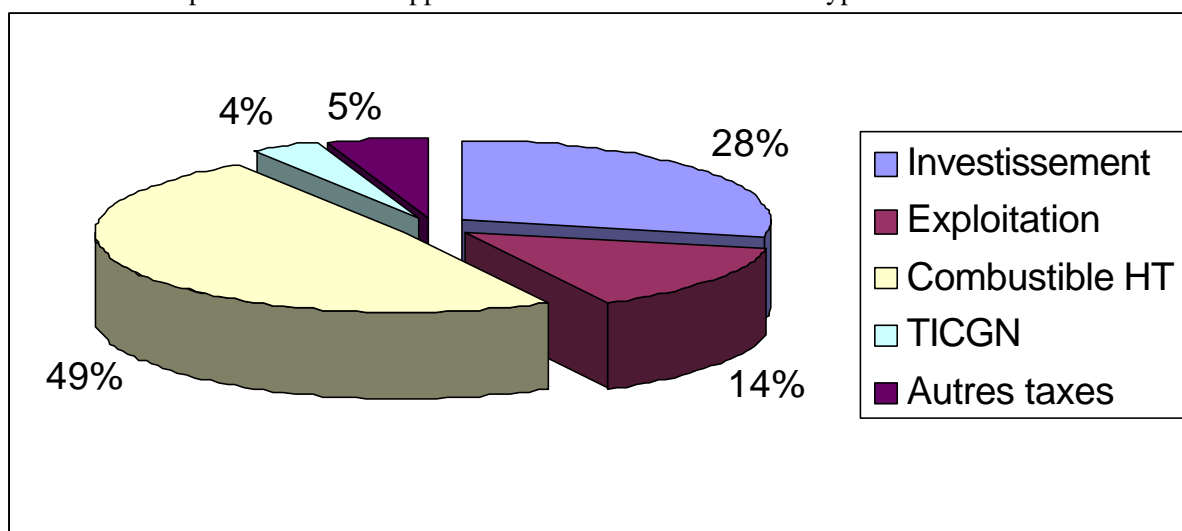


Figure 40 – Décomposition du coût de production d'une TAC au gaz naturel (appel 1000 h)

La structure du coût de production d'une TAC est très voisine de celle d'un cycle combiné : le coût du combustible représente plus de la moitié du coût complet de production, ce qui rend le résultat très sensible au prix du gaz et au cours du dollar. Cependant, le prix du gaz rendu à la centrale comprend près d'un tiers de coût de transport et de modulation, dont les estimations sont fragiles (cf. *Modulation* page 40). De plus, la localisation influe beaucoup sur le résultat final, une installation en région parisienne ayant un coût de production de 10 €/MWh supérieur à celle étudiée, pour une durée d'appel de 1000 h, du seul fait des coûts de transport (les tarifs de transport traduisent un coût de réservation de capacité indépendamment du temps pendant lequel on l'utilise, ce qui les rend particulièrement coûteux en pointe).

L'investissement est proportionnellement plus important que celui d'un cycle combiné, du fait de la faible durée d'appel, et ce poids relatif va en s'accroissant pour des durées d'appel plus courtes. Pour une durée d'appel de 250 heures, il représente 45% du coût de production. Ce poids rend les résultats un peu plus sensibles au taux d'actualisation que ceux du cycle combiné. Le concept de TAC avancée étudiée en variante est une solution intermédiaire entre un cycle combiné à gaz performant

mais coûteux et une solution de turbine à combustion moins coûteuse en investissement mais dont le faible rendement entraîne des coûts de combustibles accrus.

Turbines à combustion au fioul domestique

Les turbines à combustion consommant des produits pétroliers sont dédiées à la satisfaction de la pointe extrême. Pour des durées de fonctionnement de l'ordre de 10 à 200 heures, les coûts de raccordement et d'abonnement au réseau de gaz ne peuvent être amortis et le rendement a peu d'importance. Le choix du fioul en période de pointe permet par ailleurs de ne pas trop solliciter le réseau de gaz au moment où les livraisons sont à leur maximum.

II. Caractéristiques techniques

1. Installations de référence

L'installation considérée pour 2007 est constituée d'une paire de turbines à combustion en cycle simple d'une puissance totale de **300 MW**. Compte tenu des possibilités de démarrage pour répondre à des besoins réseau ou pour pallier à la défaillance d'autres moyens de production, la puissance nominale n'est pas augmentée pour tenir compte de l'accroissement de puissance des TAC en période froide. Le rendement net sur PCI aux conditions ISO (15°C) de l'installation est de **32,7 %**, compte tenu d'un abattement de 1% par rapport aux caractéristiques constructeur (33%). Le rendement des turbines à combustion au fioul est plus faible que celui des turbines à gaz de technologie équivalente à cause des injections d'eau nécessaires pour abattre les émissions d'oxydes d'azote (NO_x). L'installation considérée pour 2015 présente une PCN de **500 MW**, associée à un rendement de **34,7%** net sur PCI déterminé dans les mêmes conditions.

2. Durée de vie

Comme pour les turbines à combustion au gaz, on retient pour les turbines à combustion au fioul une durée de vie de 25 ans. Les durées de fonctionnement de ces machines sont encore plus faibles que celles des turbines à gaz, mais elles subissent également de nombreux démarrages. L'utilisation de fioul en lieu et place du gaz pose par ailleurs des problèmes de maintenance accrues.

3. Disponibilité

Les disponibilités retenues pour 2007 et 2015 sont identiques à celles retenues pour les turbines à combustion au gaz. L'essentiel de la maintenance programmée de ces installations peut être réalisée en temps masqué. Une hypothèse prudente a été retenue pour les indisponibilités fortuites, quelques installations de cette classe étant fiables à plus de 99%.

Durée d'appel	100h	250h	500h	1000h	1500h	2000h	2500h	3000h	Indisponibilité
Taux d'entretien 2007	0%	0%	0%	0%	1%	1,5%	2%	2,5%	fortuite
Taux de disponibilité 2007	97%	97%	97%	97%	96%	95,5%	95,1%	94,6%	2007 3% 2015 2%
Taux d'entretien 2015	0%	0%	0%	0%	1%	1,5%	2%	2,5%	
Taux de disponibilité 2015	98%	98%	98%	98%	97%	96,5%	96%	95,6%	

Tableau 59 – Hypothèses de disponibilité pour les turbines à combustion au fioul

L'indisponibilité fortuite pendant les deux mois entre le couplage et la mise en service industrielle est prise égale à 50% ; elle descend à 10% pendant la première année d'exploitation. Pendant ces quatorze mois, aucune indisponibilité pour entretien n'est retenue.

II. Coûts

1. Coût d'investissement

Pour une installation mise en service en 2007, le coût de construction est estimé à **295 €/kW** avec les mêmes hypothèses que celles retenues pour les turbines à combustion au gaz (328 €/kW avec les frais de maîtrise d'œuvre, les intérêts intercalaires, les frais de préexploitation et les aléas sur planning). Par rapport à ces dernières, le coût de raccordement au réseau de gaz est économisé, mais un investissement équivalent est nécessaire pour la réalisation d'un réservoir. Pour une installation mise en service en 2015, le coût de construction retenu s'élève à 250 €/kW et le coût d'investissement complet à **279 €/kW**.

\$2001/kW ou €2001/kW	Actualisation à 3%		Actualisation à 5%		Actualisation à 8%		Actualisation à 11%	
	2007	2015	2007	2015	2007	2015	2007	2015
<i>Année de mise en service</i>	2007	2015	2007	2015	2007	2015	2007	2015
<i>Coûts de construction (\$/kW)</i>	295	250	295	250	295	250	295	250
<i>Frais de maîtrise d'œuvre (€/kW)</i>	14,8	12,5	15	13	15	13	15	13
<i>Intérêts intercalaires (€/kW)</i>	4,6	3,9	8	7	12	10	17	14
<i>Frais de préexploitation (€/kW)</i>	5	5	5	5	5	5	5	5
<i>Aléas sur planning (€/kW)</i>	0,73	0,64	1	1	1	1	1	1
<i>Investissement total (pour 1€/€)</i>	320	272	323	275	328	279	333	283

Tableau 60 – Coûts d'investissement des TAC au fioul domestique

2. Charges d'exploitation

Les coûts fixes d'exploitation sont évaluées à 8 €/kW. Les coûts proportionnels pris en compte varient entre 2,3 €/MWh pour des fonctionnement en semi-base et 16 €/MWh pour une durée d'appel de 100 heures ; ils ont été évalués à partir du nombre de démarrages retenu pour chaque durée d'appel et d'informations relatives à des fonctionnements de 1000 à 2000 heures, aussi cette estimation est fragile. Environ 5 €/kW de taxes doivent être ajoutés à ces coûts (5,6 €/kW en 2007, 4,8 €/kW en 2015).

3. Charges de combustible

Les scénarios de prix du pétrole et du fioul domestique et les coûts d'approvisionnement retenus sont décrits dans la section relative aux prix des combustibles. La turbine à combustion est supposée équipée d'un réservoir permettant quelques centaines d'heures d'autonomie, le coût d'un stock permettant 150 heures de fonctionnement à pleine puissance (environ 12 €/kW) étant ajouté au coût d'investissement retenu ci-dessus.

4. Coûts externes

Le tableau ci-dessous indique les facteurs d'émission des centrales étudiées, ainsi que les émissions totales pour une durée d'appel de 250 heures. Ces estimations n'intègrent ni les émissions de CO₂ liées à l'amont de la filière gaz, ni celles du cycle de vie de la centrale (construction, démantèlement, contenu en carbone des produits utilisés pour l'exploitation).

<i>Durée d'appel 1000 heures</i>	<i>gCO₂/kWh</i>	<i>gC/kWh</i>	<i>tCO₂/an</i>	<i>TC/an</i>	<i>GWh/an</i>
TAC fioul 300 MW 2007	880	240	64 057	17 470	73
TAC fioul 500 MW 2015	830	226	100 661	27 453	121

Tableau 61 – Émissions de CO₂ des turbines à combustion au fioul

Les valeurs limites d'émission imposées aux turbines à combustion fonctionnant au fioul sont de 120 mg/Nm³ pour les oxydes d'azote (NO_x) et pour les oxydes de soufre (SO_x, dont les quantités sont directement proportionnelles à la teneur en soufre des combustibles) Cette valeur est multipliée

par 2,5 pour les installations fonctionnant moins de 500 heures, ce qui est en pratique le cas des turbines étudiées, mais cette possibilité n'est pas retenue dans l'étude compte tenu des émissions de NO_x constatées sur les turbines munies de dispositifs d'injection d'eau et des teneurs en soufre des combustibles utilisés. Les quantités de NO_x rejetées par une TAC seraient de l'ordre de 1300 g/MWh en 2007 et de 1200 g/MWh en 2015. Des valeurs identiques sont retenues pour les émissions d'oxydes de soufre SO_x.

Une évaluation des coûts externes correspondants à ces émissions de CO₂, de NO_x et de SO₂ est proposée dans le tableau ci-dessous.

Dommages en €/MWh	CO ₂			NO _x			SO _x		
	4 \$/t	20 \$/t	50 \$/t	1000 \$/t	2000 \$/t	15000 \$/t	500 \$/t	2000 \$/t	10000 \$/t
Valeur de la tonne émise :									
TAC fioul 300 MW 2007	3,5	17,6	44,0	1,3	2,6	19,6	0,7	2,6	13,1
TAC fioul 500 MW 2015	3,3	16,6	41,5	1,2	2,5	18,5	0,6	2,5	12,3

Tableau 62 – Coûts externes des émissions des turbines à combustion au fioul

III. Résultats

Les coûts complets de production des TAC étudiées sont présentés dans le tableau ci-dessous pour des hypothèses médianes (1\$ = 1 € pétrole à 23 \$/bl, actualisation 8%). Une présentation des coûts de production en fonction de l'ensemble des scénarios et paramètres retenus est proposée en annexe II.6 page 159.

8% - 3,3 \$/MBtu - 1 €/€	100	250	500	1000	1500	2000	2500	3000
TAC fioul 300 MW 2007	529,7	261,8	173,1	127,4	111,8	103,9	98,7	95,2
TAC fioul 500 MW 2015	470,9	235,7	157,8	117,6	103,7	96,7	92,1	89,0

Tableau 63 – Coût de production des turbines à combustion au fioul

La figure ci-dessous présente la décomposition du coût de production d'une TAC mise en service en 2007 pour une durée d'appel de 250 heures et les mêmes hypothèses médianes.

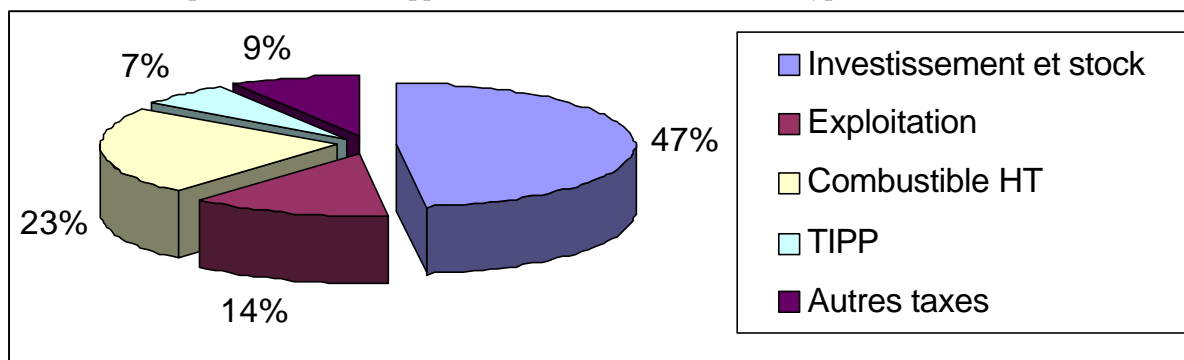


Figure 41 – Décomposition du coût de production d'une TAC au fioul (appel 250 h)

Les TAC au fioul ne sont compétitives que pour des durées de fonctionnement de l'ordre de la centaine d'heure, ce qui explique le poids dominant de l'investissement dans le coût complet. Les coûts présentés pour des durées aussi faibles doivent être pris avec beaucoup de précautions. En premier lieu, la durée d'appel annuelle réelle dépend des aléas affectant le reste du parc (température, indisponibilités, hydraulicité) et peut passer pratiquement à zéro certains années. Pour une durée d'appel de 250h, le fonctionnement sur la vie de l'installation est de l'ordre de 6000 heures, soit moins d'une année en régime continu, ce qui montre la fragilité du calcul. En second lieu, la rémunération de ce type d'installation peut venir de services rendus au réseau : certaines TAC peuvent fonctionner en compensateur synchrone, en fournissant de la puissance réactive (l'équivalent de la pression dans un réseau d'eau) sans fournir d'énergie active (les MWh dont le coût est étudié).

Troisième partie – Moyens de production décentralisés

<i>Cogénération [A paraître].....</i>	<i>143</i>
<i>Éolien terrestre [A paraître].....</i>	<i>143</i>
<i>Éolien en mer [A paraître].....</i>	<i>143</i>
<i>Petite hydraulique [A paraître].....</i>	<i>143</i>
<i>Biogaz [A paraître].....</i>	<i>143</i>
<i>Biomasse [A paraître].....</i>	<i>143</i>
<i>Panneaux photovoltaïques [A paraître]</i>	<i>143</i>

Cogénération [A paraître]

Éolien terrestre [A paraître]

Éolien en mer [A paraître]

Petite hydraulique [A paraître]

Biogaz [A paraître]

Biomasse [A paraître]

Panneaux photovoltaïques [A paraître]

Conclusion

La nouvelle étude « *Coûts de référence* » est menée dans un contexte où les moyens de production existants sont suffisants à court terme pour répondre à la demande, et où aucune décision de création de nouvelle capacité n'est encore urgente. De telles décisions pourraient être nécessaires à partir de l'horizon 2005 pour répondre à des besoins de semi-base ou de pointe¹³¹.

La présente étude confirme les résultats obtenus dans le cadre des études *Coûts de référence* antérieurs quant à la compétitivité relative des différentes filières de production d'électricité. Comme les études précédentes, celle menée en 2003 fournit un éclairage sur les évolutions techniques et économiques des différentes filières, dans une perspective de long terme. Elle constitue toutefois une avancée notable par rapport aux exercices précédents dans quatre domaines, le niveau de détail fourni sur les hypothèses retenues, la prise en compte des externalités de la production électrique, la confrontation des résultats avec les prix de marché et l'analyse plus poussée des coûts de la production décentralisée.

La principale novation de l'étude *Coûts de référence 2003* est en effet de souligner que les prix de marché actuels devront connaître dans le temps une évolution à la hausse pour permettre le financement du renouvellement du parc européen. C'est l'hypothèse fondant la démarche même des coûts de référence, le calcul d'un coût de production constant sur la durée de vie de l'équipement, qui explique ce décalage par rapport à des prix de marchés évoluant par cycles. Cet écart entre prix de marché et coût de production moyen peut par exemple conduire à s'interroger sur la définition des "coûts évités" prévus par la loi électrique, mais ne remet pas en cause l'exercice *Coûts de référence* puisque des hypothèses normatives sont indispensables pour parvenir à un résultat compréhensible : les *Coûts de référence* donnent une indication des niveaux de prix qui pourraient être atteints.

L'étude *Coûts de référence 2003* s'inscrit dans la lignée du rapport sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI) soumis au Parlement en janvier 2002. Elle fournit une boîte à outils utile pour l'évaluation des externalités à prendre en compte dans la définition des politiques publiques en matière d'énergie, qu'elles soient environnementales ou économiques. Bien que toutes les évaluations de coût externe soient contestables, on doit souligner en particulier la difficulté de fournir des coûts au MWh même indicatifs dans l'état actuel des études sur les externalités économiques, ce qui pourrait être particulièrement gênant pour le prochain exercice PPI : dans ce domaine, du travail reste à faire.

La quantification approximative des émissions des différentes filières est importante pour l'élaboration d'une programmation, les plafonds acceptés au niveau international par la France en matière d'émissions de polluant atmosphériques ou de CO₂ paraissant désormais interdire un développement notable des filières thermiques pour remplacer le nucléaire à l'horizon du renouvellement du parc existant : le nucléaire n'est pas la seule option exigeant des décisions prochaines pour rester ouverte, les contraintes environnementales pesant sur le parc devant permettre d'envisager un remplacement même très partiel (20%) du parc nucléaire existant par des moyens thermiques.

¹³¹ Si les actions de maîtrise de la demande visant à récupérer le potentiel d'effacements perdu depuis l'ouverture des marchés à la concurrence ne donnaient pas de résultat, il faudrait envisager à partir de 2005 la création des nouveaux moyens de production de pointe au gaz ou au fioul dont on aurait besoin à l'horizon 2008 ; l'incitation donnée à la création de tels moyens devra tenir compte du fonctionnement européen du marché électrique, et du risque de ne procurer qu'une amélioration négligeable de la sécurité du système électrique français si les pays voisins n'adoptent pas des mesures similaires (on contribuerait par contre à la sécurité de l'ensemble du système européen).

Annexes

I. Prévisions de prix des énergies issues d'études internationales	146
II. Résultats détaillés pour la production centralisée	150
III. Résultats détaillés pour la cogénération [A paraître]	161
IV. Personnes consultées	162

ANNEXE

I. Prévisions de prix des énergies issues d'études internationales

Les prévisions de ces études sont présentées ci-dessous ; les résultats sont fournis aux conditions économiques utilisées à l'origine ainsi qu'après réévaluation en dollars 2001. On rappelle le caractère très incertain de ces réévaluations, les cours des énergies étant peu corrélés aux prix du « panier de la ménagère » ou à la croissance du PIB.

1. Les résultats du Plan

Le tableau ci-dessous résume les hypothèses de prix internationaux de l'énergie présentées dans le document *Trois scénarios énergétiques pour la France* publié en septembre 1998 dans le cadre de l'étude *Energie 2010-2020* du Commissariat général au Plan. Ces scénarios différaient par les effets des politiques publiques envisagées, mais reposaient sur les mêmes hypothèses de prix de l'énergie.

Les informations de l'étude sont en dollars de 1995 ; elles ont été réévalués en dollar 2001 en utilisant un facteur 1,16. Les auteurs ont supposé que le dollar reviendrait durablement à 5,10 F (soit 0,777 €). Les résumés des documents *Energie 2010-2020* sont disponibles à l'adresse <http://www.plan.gouv.fr/publications/publication1.htm#1998>.

Prix du pétrole (Brent)	\$95/bl \$01/bl	Hausse de 17 \$ en 1995 à 24 \$ en 2005, puis stabilité Hausse de 20 \$ en 1995 à 29 \$ en 2005, puis stabilité
Prix du gaz naturel	\$95/MBtu ¹³² \$01/MBtu	Hausse de 2,5 \$ en 1995 à 3,3 \$ en 2005, puis stabilité Hausse de 2,9 \$ en 1995 à 3,8 \$ en 2005, puis stabilité
Prix du charbon	\$95/t \$01/t	Maintien entre 40 \$ et 50 \$. Maintien entre 46 \$ et 58 \$.
Prix du combustible nucléaire		« Invariant en termes réels ».

Tableau 64 – Hypothèses de prix de l'énergie de l'étude « Energie 2010-2020 » du Plan

2. Le scénario tendanciel de la DGEMP

Les hypothèses économiques du scénario tendanciel de l'Observatoire de l'énergie publié en mars 2000 sont quasiment identiques à celles qui étaient communes aux trois scénarios du Plan. Le taux de change du dollar était toutefois de 6,00 F tandis que le prix du Brent évoluait de 18 \$/bl sur la période 2000-2010 à 25 \$/bl à partir de 2015 (resp. 19,1 \$/bl et 26,6 \$/bl). Ce scénario est disponible à l'adresse <http://www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/pdf/wirth.pdf>.

3. Les hypothèses de l'étude économique prospective de la filière nucléaire

L'étude menée en 2000 à la demande du gouvernement sur les perspectives économiques de la filière nucléaire comprenait un volet de comparaison du nucléaire et des filières de production d'électricité alternatives (<http://www.plan.gouv.fr/organisation/seeat/nucleaire/accueilnucleaire.html>). Les hypothèses d'évolution des prix des combustibles retenues sont présentées dans le tableau ci-dessous (avec 1\$99 = 1€99 = 6,55 F).

¹³² Million british thermal unit ; 1 Mbtu = 1055,056 MJ soit 293,1 kWh PCS.

		1999	2010	2020	2050
Prix du pétrole (stabilité)	\$99/bl	17,4	20	20	20
	\$01/bl	18,5	21,3	21,3	21,3
Prix du pétrole (tension)	\$99/bl	17,4	28	30	40
	\$01/bl	18,5	29,8	31,9	42,5
Prix du gaz (stabilité / connexion avec prix du brut)	\$99/MBtu	2,8	3,2	3,2	3,2
	\$01/MBtu	2,98	3,4	3,4	3,4
Prix du gaz (stabilité / connexion avec prix du brut)	\$99/MBtu	2,8	3,4	3,6	4,5
	\$01/MBtu	2,98	3,61	3,83	4,78
Prix du gaz (tension / connexion avec prix du brut)	\$99/MBtu	2,8	4,5	4,7	6,0
	\$01/MBtu	2,98	4,78	4,99	6,38
Uranium : lente augmentation de 2000 à 2050 les portant de 300 F/kg à 400 F/kg Croissance linéaire de 45 €/kg (17,3 €/lb) en 2000 à 61 €/kg (23,5€/lb) en 2050					

Tableau 65 – Hypothèses de prix des combustibles du rapport Charpin-Dessus-Pellat

4. European union “Shared analysis project”

L’Union européenne a conduit jusqu’en 1999 un travail d’analyse des principaux paramètres économiques intéressant la politique énergétique et la sécurité d’approvisionnement. Ont notamment été élaborés dans ce cadre un ensemble de scénarios de prix internationaux de l’énergie et une étude « European energy outlook to 2020 » présentant le contexte international, les perspectives de l’Europe en matière de mix énergétique d’émissions de gaz à effet de serre, et l’évolution de la demande par secteur, par pays et par source d’énergie.

Tous les résultats sont disponibles en ligne à l’adresse <http://www.shared-analysis.fhg.de/>. Le tableau ci-dessous présente les prix des énergies obtenus à l’aide du modèle POLES¹³³.

		2000	2010	2020	2030
Prix du pétrole (scénario de référence)	\$90/bl	11,0	16,9	20,1	23,0
	\$01/bl	14,9	22,9	27,2	31,2
Prix du pétrole (ressources limitées)	\$90/bl	11,1	19,3	25,0	30,4
	\$01/bl	15,0	26,1	33,9	41,2
Prix du pétrole (crise éco. prolongée)	\$90/bl	11,1	15,9	19,0	21,6
	\$01/bl	15,0	21,5	25,7	29,3
Prix d’importation du gaz en Europe	\$90/boe	10,0	15,2	19,8	22,8
	\$01/MBtu	2,34	3,55	4,63	5,33
Prix d’importation du gaz aux Etats-Unis	\$90/boe	11,2	17,8	18,3	16,2
	\$01/MBtu	2,62	4,16	4,28	3,79
Prix du charbon (marché mondial intégré) « quasi-stabilisation à 40 \$/t »	\$90/boe	40 \$/t ?	8,9	9,6	10,2
	\$01/t ¹³⁴	54 \$/t ?	51,6	55,6	59,1

Tableau 66 – Hypothèses de prix de l’étude « World energy scenarios » de l’UE

Ces hypothèses sont accompagnées du ratio du prix du combustible rendu à la centrale au prix frontière, qui s’établit selon le chapitre 9 de l’« European union energy outlook to 2020 » à 131% pour le charbon en France (moyenne UE 126%) et à 135% pour le gaz (UE 136%). Ces résultats reposent sur l’hypothèse qu’aucune contrainte d’approvisionnement n’est ressentie avant au moins 2020. Ils sont pour le court terme le fruit des variations de la demande et de l’adaptation des capacités de production de pétrole des pays du Golfe, et dépendent pour le long terme des ratios réserves/production.

Le même document fournit des valeurs de la tonne de carbone évitée en 2010 et en 2020 simulées par le modèle PRIMES en fonction de trois scénarios : S0 avec des émissions au niveau de

¹³³ Convertis avec 1\$90 = 1,355\$01 et 1 boe = 1,462.10³ kcal = 5,8 MBtu = 6,119.10⁶ J.

¹³⁴ Avec l’hypothèse d’un charbon à 6000 kcal/kg PCI.

celles de 1990, S3 avec une réduction de 3% par rapport aux niveaux de 1990 en 2010 et au-delà, et S6 avec une réduction des émissions de 6% en 2010 par rapport à 1990 et une stabilité au-delà :

		2010			2020		
		S0	S3	S6	S0	S3	S6
Valeur de la tonne de carbone	€0/tC	50	78	102	59	81	115
	€01/tC	67,8	105,7	138,2	80	109,8	155,8
Ce qui donne, par tonne de CO2	€0/tC	13,6	21,3	27,8	16,1	22,1	31,3
	€01/tC	18,5	28,8	37,7	21,8	30	42,5

Tableau 67 – Valeur de la tonne de carbone en Europe

Ces valeurs doivent toutefois être mises en regard des résultats des simulations menées avec les scénarios de référence, qui indiquent des valeurs allant de 22,5 \$/tC à 165 \$/tC pour le respect des objectifs du protocole de Kyoto, en fonction de l'efficacité et du caractère plus ou moins vertueux des mécanismes d'échanges de permis mis en œuvre.

5. Les projections de l'agence internationale de l'énergie

Le tableau ci-dessous résume les scénarios retenus dans le « *World Energy Outlook 2002* » publié en septembre 2002 par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), et rappelle les scénarios précédemment retenus (*WEO 2000* et *WEO 2001 – 2001 insights*). Aucune analyse de l'évolution du prix de l'uranium n'est fournie dans le *WEO 2002*.

en \$2000 ; ajouter 2,9% pour des \$2001		2000	2010	2020	2030
Prix du pétrole (importations AIE - WEO 2002)	\$00/bl	28	21	25	29
Prix du pétrole (référence WEO 2000 & WEO 2001)	\$00/bl	20 (97)	21	28	
Prix du pétrole (scénario haut, WEO 2001)	\$00/bl	20 (97)	30	30	
Prix du pétrole (scénario bas, WEO 2001)	\$00/bl	20 (97)	15	15	
Prix d'importation du gaz en Europe (WEO 2002)	\$00/MBtu	3,0	2,8	3,3	3,8
Prix d'importation du gaz en Europe (référence WEO01)	\$00/MBtu	2,8 (97)	2,5	4,2	
Prix d'importation du gaz en Europe (scénario haut 01)	\$00/MBtu	2,8 (97)	3,4	4,2	
Prix d'importation du gaz en Europe (scénario bas 01)	\$00/MBtu	2,8 (97)	2,5	2,5	
Prix du charbon (importations OCDE – WEO 2002)	\$00/t	35	39	41	44
Prix du charbon (importations OCDE – WEO 2000)	\$00/t		46,5	46,5	
Prix de l'uranium naturel (WEO 2000)	\$00/kg ou lb	< 52 \$00/kg soit < 20 \$00/lb			

Tableau 68 – scénarios de prix des énergies de l'AIE

Les études WEO des années paires fournissent des données détaillées par zones géographiques, tandis que celles paraissant les années impaires s'attardent sur des sujets particuliers. Le « *World Energy Outlook – 2001 insights* » consacré à l'évaluation des réserves mondiales est très riche en informations sur l'économie des énergies primaires. Le lecteur souhaitant connaître les déterminants des marchés énergétiques mondiaux – qu'il s'agisse des coûts de production marginaux, des coûts d'investissement, des coûts de transport ou des coûts d'exploitation des gisements non conventionnels – pourra s'y reporter.

Par ailleurs, le *WEO 2002* indique que la croissance des émissions de CO₂ de la plupart des pays de l'OCDE rendra très difficile la tenue des engagements pris dans le cadre du Protocole de Kyoto : elles seraient de 29% supérieures à l'objectif. Si les Etats-Unis ne ratifient pas le Protocole, « l'air chaud¹³⁵ » disponible dans certains pays tiers suffira presque à couvrir ces excédents, et la valeur de la tonne de CO₂ évitée devrait être très limitée ; dans le cas contraire, les émissions seraient de 15% supérieures à l'objectif.

¹³⁵ Les crédits d'émission qui pourraient être vendus par les pays étant nettement au dessous de leurs objectifs (pays de l'Est en particulier).

6. Les projections du département de l'énergie des Etats-Unis

Le DOE publie régulièrement une étude, le « International Energy Outlook » (IEO). La dernière édition, parue en mars 2002, est disponible en ligne à l'adresse www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html. Comme la plupart des études, l'IEO propose trois scénarios de prix du brut. Il y ajoute une comparaison avec les résultats d'études internationales, certains étant repris ici :

<i>En \$2000/bl ; pour passer en \$01, ajouter 2,9%</i>	2005	2010	2015	2020
IEO 2002 (prix CIF aux Etats-Unis)				
Scénario de référence	22,73	23,36	24,00	24,68
Scénario avec prix hauts	29,56	30,01	30,44	30,58
Scénarios avec prix bas	17,41	17,64	17,64	17,64
DRI-WEFA (10/2001)	19,39	20,32	21,81	23,12
Petroleum Economics (6/2001)	13,53	14,77	13,38	-
Deutsch Bank Alex Brown (12/2001)	17,68	17,58	17,95	18,30

Tableau 69 – scénarios de prix du brut selon l'IEO – source USDOE

L'IEO ne contient pas de prévisions de prix pour les marchés internationaux du charbon et du gaz, bien qu'il contienne des analyses complètes sur la situation de ces marchés. L'« Annual energy Outlook » (2003 - www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html) fournit par contre des tendances pour les prix du gaz et du charbon américain jusqu'en 2025 (respectivement 3,90 \$/MBtu et 14,36 \$/st, au lieu de production). Les prix du gaz resteraient stables, tandis que ceux du charbon baisseraient de plus de 15% entre 2000 et 2025.

ANNEXE

II. Résultats détaillés pour la production centralisée**1. Nucléaire**

Coût du MWh en euro								
	parité euro/dollar	Total TTC	Taxes	Total HT	investissement	exploitation	combustible	RetD
6000 h	actu 3%	23,6	2,9	20,7	9,1	6,8	4,2	0,6
	actu 5%	28,4	2,8	25,5	13,9	6,7	4,3	0,6
	actu 8%	37,9	2,8	35,1	23,2	6,6	4,6	0,6
	actu 11%	50,0	2,8	47,2	35,0	6,6	5,0	0,6
7000 h	actu 3%	21,1	2,5	18,7	7,8	6,1	4,2	0,6
	actu 5%	25,3	2,5	22,9	12,0	6,0	4,3	0,6
	actu 8%	33,7	2,5	31,2	20,1	5,9	4,5	0,6
	actu 11%	44,2	2,5	41,8	30,4	5,9	4,9	0,6
8000 h	actu 3%	19,4	2,2	17,2	6,9	5,5	4,1	0,6
	actu 5%	23,1	2,2	20,9	10,6	5,4	4,2	0,6
	actu 8%	30,4	2,2	28,2	17,8	5,4	4,5	0,6
	actu 11%	39,8	2,2	37,6	26,9	5,4	4,8	0,6
8760 h	actu 3%	18,3	2,0	16,3	6,4	5,2	4,1	0,6
	actu 5%	21,7	2,0	19,7	9,8	5,1	4,2	0,6
	actu 8%	28,4	2,0	26,4	16,3	5,1	4,4	0,6
	actu 11%	37,0	2,0	35,0	24,7	5,0	4,7	0,6

Tableau 70– Coût de production d'un palier EPR en fonction de la durée d'appel

2. Cycle combiné au gaz

a) Mise en service en 2007

Le tableau ci-dessous fournit l'ensemble des résultats obtenus pour un cycle combiné à gaz mis en service en 2007 près d'un point d'entrée du gaz (frontière Nord ou Est, NTS = 1). On indique au dessous quelques éléments complémentaires sur les surcoûts en fonction de la localisation, sur le poids de la fiscalité dans le résultat final, ainsi qu'une évaluation des externalités CO₂ et NO_x.

Coût de production TTC d'un cycle combiné au gaz, msi 2007

TTC		dollar				dollar 1€\$				dollar 12€\$			
		0,8€\$											
d appel	scénario	adu 3%	adu 5%	adu 8%	adu 11%	adu 3%	adu 5%	adu 8%	adu 11%	adu 3%	adu 5%	adu 8%	adu 11%
2000 h	gaz 24	49,3	52,7	58,7	65,5	55,2	59,2	66,1	74,0	61,1	65,7	73,6	82,6
	gaz 33	54,1	57,5	63,4	70,3	61,2	65,2	72,1	80,0	68,3	72,9	80,8	89,7
	gaz 36	55,7	59,1	65,0	71,9	63,2	67,2	74,1	82,0	70,6	75,2	83,1	92,1
	gaz 47	61,5	64,9	70,9	77,7	70,5	74,5	81,4	89,3	79,4	84,0	91,9	100,9
3000 h	gaz 24	39,5	41,8	45,7	50,3	44,5	47,1	51,8	57,1	49,5	52,5	57,8	63,8
	gaz 33	44,3	46,5	50,5	55,1	50,4	53,1	57,7	63,0	56,6	59,7	65,0	71,0
	gaz 36	45,9	48,1	52,1	56,7	52,4	55,1	59,7	65,0	59,0	62,1	67,4	73,4
	gaz 47	51,7	54,0	57,9	62,5	59,7	62,4	67,0	72,3	67,8	70,8	76,1	82,1
4000 h	gaz 24	33,9	35,6	38,6	42,1	38,5	40,5	44,0	47,9	43,0	45,3	49,3	53,8
	gaz 33	38,7	40,4	43,4	46,8	44,4	46,4	49,9	53,9	50,2	52,5	56,5	61,0
	gaz 36	40,3	42,0	45,0	48,4	46,4	48,4	51,9	55,9	52,6	54,9	58,9	63,4
	gaz 47	46,1	47,8	50,8	54,3	53,7	55,7	59,2	63,2	61,3	63,6	67,6	72,1
5000 h	gaz 24	30,4	31,7	34,1	36,9	34,6	36,3	39,1	42,3	38,9	40,8	44,0	47,6
	gaz 33	35,1	36,5	38,9	41,7	40,6	42,2	45,0	48,2	46,1	47,9	51,1	54,8
	gaz 36	36,7	38,1	40,5	43,3	42,6	44,2	47,0	50,2	48,5	50,3	53,5	57,2
	gaz 47	42,6	43,9	46,3	49,1	49,9	51,5	54,3	57,5	57,2	59,1	62,3	65,9
6000 h	gaz 24	28,0	29,1	31,1	33,4	32,1	33,4	35,7	38,4	36,1	37,7	40,4	43,4
	gaz 33	32,7	33,9	35,9	38,2	38,0	39,4	41,7	44,4	43,3	44,9	47,5	50,6
	gaz 36	34,3	35,5	37,5	39,8	40,0	41,4	43,7	46,4	45,7	47,3	49,9	53,0
	gaz 47	40,2	41,3	43,3	45,6	47,3	48,6	51,0	53,7	54,4	56,0	58,7	61,7
7000 h	gaz 24	26,4	27,4	29,1	31,1	30,4	31,5	33,6	35,9	34,3	35,7	38,0	40,6
	gaz 33	31,2	32,2	33,9	35,9	36,3	37,5	39,5	41,8	41,5	42,8	45,2	47,8
	gaz 36	32,8	33,8	35,5	37,5	38,3	39,5	41,5	43,8	43,9	45,2	47,5	50,2
	gaz 47	38,6	39,6	41,3	43,3	45,6	46,8	48,8	51,1	52,6	54,0	56,3	58,9
8760 h	gaz 24	23,3	24,1	25,5	27,1	27,2	28,1	29,7	31,5	31,0	32,0	33,9	36,0
	gaz 33	28,1	28,9	30,3	31,9	33,1	34,0	35,7	37,5	38,1	39,2	41,0	43,1
	gaz 36	29,7	30,5	31,9	33,5	35,1	36,0	37,7	39,5	40,5	41,6	43,4	45,5
	gaz 47	35,5	36,3	37,7	39,3	42,4	43,3	44,9	46,8	49,3	50,3	52,2	54,3

Le site d'implantation étudié est situé sur la frontière Nord ou Est ; le tableau ci-dessous indique, en fonction de la durée d'appel, les surcoûts dus à une localisation différente et la part de la TICGN et des taxes (taxe professionnelle, taxe foncière, usage de l'environnement et risques industriels) dans le résultat final. Les évaluations des coûts externes de production en fonction des hypothèses de valorisation des émissions y sont également proposées.

	€/MWh électrique	8760	7000	6000	5000	4000	3000	2000
CCG, frontière NE, 8% 1 \$/€ 3,3 \$/MBtu, NTS 1		35,7	39,5	41,7	45,0	49,9	57,7	72,1
Surcoût pour production près d'un terminal LNG, NTS 5		0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9
Surcoût pour production en région parisienne, NTS 9		1,2	1,4	1,5	1,7	2,0	2,4	3,3
<i>Impact de la TICGN</i>		2,3						
<i>Taxes hors TICGN</i>		1,0	1,3	1,5	1,8	2,2	3,0	4,4
Externalités – évaluations basses		CO ₂ 1,5 – NO _x 0,3 – total 1,7						
Externalités – évaluations médianes		CO ₂ 7,3 – NO _x 0,6 – total 7,8						
Externalités – évaluations hautes		CO ₂ 18,2 – NO _x 4,1 – total 22,4						

b) Mise en service en 2015

Le tableau ci-dessous fournit l'ensemble des résultats obtenus pour un cycle combiné à gaz mis en service en 2015 près d'un point d'entrée du gaz (frontière Nord ou Est, NTS = 1). On indique au dessous quelques éléments complémentaires sur les surcoûts en fonction de la localisation, sur le poids de la fiscalité dans le résultat final, ainsi qu'une évaluation des externalités CO₂ et NO_x.

Coût de production TTC d'un cycle combiné au gaz, msi 2015

TTC		dolar		actu				dolar 1 €\$				dolar 1,2 €\$			
d appel	scénario	dolar 0,8 €\$		actu				dolar 1 €\$				dolar 1,2 €\$			
		actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%		
2000 h	gaz 24	49,6	53,1	59,1	66,2	55,4	59,4	66,4	74,6	61,1	65,7	73,7	82,9		
	gaz 33	54,2	57,7	63,8	70,8	61,1	65,2	72,2	80,3	68,0	72,6	80,6	89,8		
	gaz 36	55,8	59,2	65,3	72,4	63,0	67,1	74,1	82,3	70,3	74,9	83,0	92,1		
	gaz 47	61,4	64,9	70,9	78,0	70,1	74,1	81,2	89,3	78,8	83,4	91,4	100,6		
3000 h	gaz 24	38,9	41,2	45,2	50,0	43,7	46,4	51,1	56,6	48,6	51,7	57,0	63,2		
	gaz 33	43,5	45,8	49,8	54,6	49,5	52,2	56,9	62,3	55,5	58,6	63,9	70,1		
	gaz 36	45,0	47,3	51,4	56,1	51,4	54,1	58,8	64,2	57,8	60,9	66,2	72,4		
	gaz 47	50,7	53,0	57,0	61,7	58,5	61,1	65,9	71,3	66,2	69,3	74,7	80,8		
4000 h	gaz 24	33,4	35,1	38,2	41,7	37,8	39,8	43,4	47,5	42,2	44,5	48,6	53,2		
	gaz 33	38,0	39,7	42,8	46,3	43,6	45,6	49,1	53,2	49,1	51,4	55,5	60,1		
	gaz 36	39,5	41,3	44,3	47,9	45,5	47,5	51,1	55,1	51,4	53,8	57,8	62,4		
	gaz 47	45,2	46,9	50,0	53,5	52,5	54,6	58,1	62,2	59,9	62,2	66,2	70,9		
5000 h	gaz 24	29,9	31,3	33,7	36,6	34,0	35,6	38,5	41,8	38,2	40,0	43,2	47,0		
	gaz 33	34,5	35,9	38,3	41,2	39,8	41,4	44,2	47,5	45,1	46,9	50,2	53,9		
	gaz 36	36,0	37,4	39,8	42,7	41,7	43,3	46,2	49,4	47,4	49,2	52,5	56,2		
	gaz 47	41,7	43,0	45,5	48,3	48,7	50,4	53,2	56,5	55,8	57,7	60,9	64,6		
6000 h	gaz 24	27,5	28,7	30,7	33,1	31,5	32,8	35,2	37,9	35,4	37,0	39,7	42,8		
	gaz 33	32,1	33,3	35,3	37,7	37,2	38,6	41,0	43,7	42,4	43,9	46,6	49,7		
	gaz 36	33,6	34,8	36,8	39,2	39,2	40,5	42,9	45,6	44,7	46,2	48,9	52,0		
	gaz 47	39,3	40,4	42,5	44,9	46,2	47,6	49,9	52,7	53,1	54,7	57,4	60,5		
7000 h	gaz 24	26,0	27,0	28,7	30,8	29,8	31,0	33,0	35,4	33,7	35,0	37,3	40,0		
	gaz 33	30,6	31,6	33,3	35,4	35,6	36,8	38,8	41,2	40,6	41,9	44,3	46,9		
	gaz 36	32,1	33,1	34,9	36,9	37,5	38,7	40,7	43,1	42,9	44,2	46,6	49,2		
	gaz 47	37,8	38,8	40,5	42,6	44,6	45,7	47,8	50,1	51,4	52,7	55,0	57,7		
8760 h	gaz 24	23,0	23,8	25,2	26,8	26,7	27,6	29,2	31,1	30,4	31,4	33,3	35,4		
	gaz 33	27,6	28,4	29,8	31,4	32,4	33,4	35,0	36,9	37,3	38,4	40,2	42,4		
	gaz 36	29,1	29,9	31,3	33,0	34,4	35,3	36,9	38,8	39,6	40,7	42,5	44,7		
	gaz 47	34,8	35,6	37,0	38,6	41,4	42,4	44,0	45,9	48,1	49,1	51,0	53,1		

Le site d'implantation étudié est situé sur la frontière Nord ou Est ; le tableau ci-dessous indique, en fonction de la durée d'appel, les surcoûts dus à une localisation différente et la part de la TICGN et des taxes (taxe professionnelle, taxe foncière, usage de l'environnement et risques industriels) dans le résultat final. Les évaluations des coûts externes de production en fonction des hypothèses de valorisation des émissions y sont également proposées.

€/MWh électrique	8760	7000	6000	5000	4000	3000	2000
CCG, frontière NE, 8% 1 \$/€ 3,3 \$/MBtu, NTS 1	35,0	38,8	41,0	44,2	49,1	56,9	72,2
Surcoût pour production près d'un terminal LNG, NTS 5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9
Surcoût pour production en région parisienne, NTS 9	1,2	1,3	1,5	1,6	1,9	2,3	3,2
Impact de la TICGN	2,2						
Taxes hors TICGN	1,0	1,3	1,5	1,8	2,2	2,9	4,3
Externalités – évaluations basses	CO ₂ 1,4 – NO _x 0,2 – total 1,6						
Externalités – évaluations médianes	CO ₂ 7,1 – NO _x 0,3 – total 7,4						
Externalités – évaluations hautes	CO ₂ 17,6 – NO _x 2,4 – total 20,0						

3. Charbon pulvérisé avec traitement des fumées

a) Mise en service en 2007

Le tableau ci-dessous fournit l'ensemble des résultats obtenus pour une centrale au charbon pulvérisé mise en service en 2007 en bord de mer (ce qui se traduit par des coûts d'approvisionnement en charbon moindre, un meilleur rendement qu'en bord de rivière grâce au refroidissement en circuit ouvert, et une absence de taxe pour prélèvement d'eau [VNF]). On indique au dessous quelques éléments complémentaires sur les surcoûts en fonction de la localisation, sur le poids de la fiscalité dans le résultat final, ainsi qu'une évaluation des externalités CO₂, SO_x et NO_x.

TTC		dollar	actu													
d appel	scénario	dollar 0,8 €/\$	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	dollar 1 €/\$	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	dollar 1,2 €/\$	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%
2000h	25 \$/t CIF ARA	70,7	81,0	99,2	119,9	72,3	82,7	100,9	121,6	74,0	84,4	102,6	123,3			
	30 \$/t CIF ARA	72,0	82,4	100,6	121,3	74,0	84,4	102,6	123,3	75,9	86,4	104,6	125,3			
	35\$/t CIF ARA	73,3	83,7	101,9	122,6	75,6	86,0	104,2	125,0	77,9	88,3	106,6	127,4			
	45 \$/t CIF ARA	75,9	86,4	104,6	125,3	78,9	89,3	107,6	128,4	81,9	92,3	110,6	131,4			
3000h	25 \$/t CIF ARA	51,1	58,1	70,3	84,3	52,8	59,8	72,0	85,9	54,4	61,4	73,7	87,6			
	30 \$/t CIF ARA	52,4	59,4	71,7	85,6	54,4	61,4	73,7	87,6	56,4	63,4	75,6	89,6			
	35\$/t CIF ARA	53,8	60,7	73,0	86,9	56,1	63,1	75,3	89,3	58,4	65,4	77,6	91,6			
	45 \$/t CIF ARA	56,4	63,4	75,6	89,6	59,3	66,4	78,6	92,6	62,3	69,3	81,6	95,6			
4000h	25 \$/t CIF ARA	41,2	46,5	55,7	66,2	42,9	48,1	57,3	67,8	44,5	49,8	59,0	69,5			
	30 \$/t CIF ARA	42,5	47,8	57,0	67,5	44,5	49,8	59,0	69,5	46,5	51,7	61,0	71,5			
	35\$/t CIF ARA	43,8	49,1	58,3	68,8	46,1	51,4	60,6	71,1	48,4	53,7	63,0	73,5			
	45 \$/t CIF ARA	46,5	51,7	61,0	71,5	49,4	54,7	63,9	74,5	52,4	57,6	66,9	77,4			
5000h	25 \$/t CIF ARA	35,2	39,4	46,8	55,1	36,8	41,0	48,4	56,8	38,5	42,7	50,1	58,4			
	30 \$/t CIF ARA	36,5	40,7	48,1	56,5	38,5	42,7	50,1	58,4	40,4	44,6	52,0	60,4			
	35\$/t CIF ARA	37,8	42,0	49,4	57,8	40,1	44,3	51,7	60,1	42,4	46,6	54,0	62,4			
	45 \$/t CIF ARA	40,4	44,6	52,0	60,4	43,4	47,6	55,0	63,4	46,3	50,5	57,9	66,4			
6000h	25 \$/t CIF ARA	31,3	34,8	41,0	48,0	32,9	36,4	42,6	49,6	34,5	38,1	44,2	51,3			
	30 \$/t CIF ARA	32,6	36,1	42,3	49,3	34,5	38,1	44,2	51,3	36,5	40,0	46,2	53,2			
	35\$/t CIF ARA	33,9	37,4	43,6	50,6	36,2	39,7	45,9	52,9	38,5	42,0	48,2	55,2			
	45 \$/t CIF ARA	36,5	40,0	46,2	53,2	39,4	43,0	49,2	56,2	42,4	45,9	52,1	59,2			
7000h	25 \$/t CIF ARA	28,4	31,5	36,7	42,8	30,1	33,1	38,4	44,4	31,7	34,7	40,0	46,0			
	30 \$/t CIF ARA	29,7	32,8	38,1	44,1	31,7	34,7	40,0	46,0	33,7	36,7	42,0	48,0			
	35\$/t CIF ARA	31,1	34,1	39,4	45,4	33,3	36,4	41,7	47,7	35,6	38,7	44,0	50,0			
	45 \$/t CIF ARA	33,7	36,7	42,0	48,0	36,6	39,6	44,9	51,0	39,5	42,6	47,9	53,9			
8760h	25 \$/t CIF ARA	25,2	27,6	31,9	36,7	26,8	29,2	33,5	38,4	28,4	30,9	35,1	40,0			
	30 \$/t CIF ARA	26,5	28,9	33,2	38,0	28,4	30,9	35,1	40,0	30,4	32,8	37,1	42,0			
	35\$/t CIF ARA	27,8	30,2	34,5	39,3	30,1	32,5	36,8	41,6	32,3	34,8	39,1	43,9			
	45 \$/t CIF ARA	30,4	32,8	37,1	42,0	33,3	35,8	40,0	44,9	36,3	38,7	43,0	47,9			

Le site d'implantation étudié est situé en bord de mer ; le tableau ci-dessous indique, en fonction de la durée d'appel, les surcoûts dus à une localisation différente et la part des taxes (taxe professionnelle, taxe foncière, usage de l'environnement et risques industriels) dans le résultat final. Les évaluations des coûts externes de production en fonction des hypothèses de valorisation des émissions y sont également proposées.

	€/MWh électrique							
	8760	7000	6000	5000	4000	3000	2000	
CPTF 2007, 8% 1 \$/€ 30 \$/t, bord de mer	35,1	40,0	44,2	50,1	59,0	73,7	102,6	
Surcoût pour production en bord de rivière	3,3 à 3,8 €/MWh							
Taxes (hors VNF bord de rivière 0,75 €/MWh)	2,5	3,1	3,6	4,3	5,3	7,1	10,5	
Externalités – évaluations basses	CO ₂ 3,1 – NO _x 0,3 – SO _x 0,6 – total 4,0							
Externalités – évaluations médianes	CO ₂ 15,6 – NO _x 1,2 – SO _x 1,2 – total 18,0							
Externalités – évaluations hautes	CO ₂ 39,1 – NO _x 6,0 – SO _x 9,0 – total 54,1							

b) Mise en service en 2015

Le tableau ci-dessous fournit l'ensemble des résultats obtenus pour une centrale au charbon pulvérisé mise en service en 2015 en bord de mer (ce qui se traduit par des coûts d'approvisionnement

Coût TTC d'une centrale au charbon pulvérisé, msi 2015

MWh TTC		dollar		actu		dollar 1 €\$				dollar 1,2 €\$			
		dollar 0,8 €\$				actu 3%		actu 5%		actu 8%		actu 11%	
d. appel	scénario	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%
2000 h	25 \$/t CIF AR	67,4	77,7	95,7	116,3	69,0	79,3	97,3	117,8	70,5	80,8	98,9	119,4
	30 \$/t CIF AR	68,7	78,9	97,0	117,5	70,5	80,8	98,9	119,4	72,4	82,7	100,8	121,3
	35\$/t CIF AR	69,9	80,2	98,2	118,8	72,1	82,4	100,4	121,0	74,2	84,5	102,6	123,2
	45 \$/t CIF AR	72,4	82,7	100,8	121,3	75,2	85,5	103,6	124,2	77,9	88,3	106,4	127,0
3000 h	25 \$/t CIF AR	48,8	55,7	67,8	81,6	50,3	57,2	69,4	83,2	51,9	58,8	70,9	84,7
	30 \$/t CIF AR	50,0	56,9	69,1	82,9	51,9	58,8	70,9	84,7	53,7	60,6	72,8	86,6
	35\$/t CIF AR	51,2	58,2	70,3	84,1	53,4	60,3	72,5	86,3	55,5	62,5	74,7	88,5
	45 \$/t CIF AR	53,7	60,6	72,8	86,6	56,5	63,4	75,6	89,4	59,2	66,2	78,4	92,2
4000 h	25 \$/t CIF AR	39,3	44,5	53,7	64,1	40,8	46,1	55,2	65,6	42,4	47,6	56,8	67,2
	30 \$/t CIF AR	40,5	45,8	54,9	65,3	42,4	47,6	56,8	67,2	44,2	49,5	58,6	69,0
	35\$/t CIF AR	41,8	47,0	56,1	66,5	43,9	49,1	58,3	68,7	46,1	51,3	60,5	70,9
	45 \$/t CIF AR	44,2	49,5	58,6	69,0	47,0	52,2	61,4	71,8	49,8	55,0	64,2	74,6
5000 h	25 \$/t CIF AR	33,6	37,7	45,0	53,4	35,1	39,3	46,6	54,9	36,6	40,8	48,1	56,4
	30 \$/t CIF AR	34,8	39,0	46,3	54,6	36,6	40,8	48,1	56,4	38,5	42,6	50,0	58,3
	35\$/t CIF AR	36,0	40,2	47,5	55,8	38,2	42,3	49,7	58,0	40,3	44,5	51,8	60,2
	45 \$/t CIF AR	38,5	42,6	50,0	58,3	41,2	45,4	52,7	61,1	44,0	48,2	55,5	63,9
6000 h	25 \$/t CIF AR	29,8	33,3	39,4	46,4	31,3	34,8	41,0	47,9	32,9	36,4	42,5	49,5
	30 \$/t CIF AR	31,0	34,5	40,7	47,6	32,9	36,4	42,5	49,5	34,7	38,2	44,3	51,3
	35\$/t CIF AR	32,3	35,8	41,9	48,8	34,4	37,9	44,0	51,0	36,6	40,1	46,2	53,2
	45 \$/t CIF AR	34,7	38,2	44,3	51,3	37,5	41,0	47,1	54,1	40,2	43,7	49,9	56,9
7000 h	25 \$/t CIF AR	27,1	30,1	35,4	41,3	28,7	31,6	36,9	42,9	30,2	33,2	38,4	44,4
	30 \$/t CIF AR	28,3	31,3	36,6	42,6	30,2	33,2	38,4	44,4	32,0	35,0	40,3	46,2
	35\$/t CIF AR	29,6	32,6	37,8	43,8	31,7	34,7	40,0	45,9	33,9	36,9	42,1	48,1
	45 \$/t CIF AR	32,0	35,0	40,3	46,2	34,8	37,8	43,0	49,0	37,5	40,5	45,8	51,8
8760 h	25 \$/t CIF AR	24,0	26,4	30,6	35,5	25,5	28,0	32,2	37,0	27,1	29,5	33,7	38,5
	30 \$/t CIF AR	25,2	27,6	31,9	36,7	27,1	29,5	33,7	38,5	28,9	31,3	35,6	40,4
	35\$/t CIF AR	26,5	28,9	33,1	37,9	28,6	31,0	35,2	40,1	30,7	33,2	37,4	42,2
	45 \$/t CIF AR	28,9	31,3	35,6	40,4	31,7	34,1	38,3	43,1	34,4	36,8	41,1	45,9

en charbon moindre, un meilleur rendement qu'en bord de rivière grâce au refroidissement en circuit ouvert, et une absence de taxe pour prélèvement d'eau [VNF]). On indique au dessous quelques éléments complémentaires sur les surcoûts en fonction de la localisation, sur le poids de la fiscalité dans le résultat final, ainsi qu'une évaluation des externalités CO₂, SO_x et NO_x.

Le site d'implantation étudié est situé en bord de mer ; le tableau ci-dessous indique, en fonction de la durée d'appel, les surcoûts dus à une localisation différente et la part des taxes (taxe professionnelle, taxe foncière, usage de l'environnement et risques industriels) dans le résultat final. Les évaluations des coûts externes de production en fonction des hypothèses de valorisation des émissions y sont également proposées.

	8760	7000	6000	5000	4000	3000	2000
<i>€/MWh électrique</i>							
CPTF 2015, 8% 1 \$/€, 30 \$/t, bord de mer	33,7	38,4	42,5	48,1	56,8	70,9	98,9
Surcoût pour production en bord de rivière	3,1 à 3,7 €/MWh (gain /2007 : rendt amélioré)						
Taxes (hors VNF bord de rivière 0,75 €/MWh)	2,5	3,0	3,5	4,2	5,3	7,0	10,4
Externalités – évaluations basses	CO ₂ 2,9 – NO _x 0,1 – SO _x 0,3 – total 3,4						
Externalités – évaluations médianes	CO ₂ 14,6 – NO _x 0,6 – SO _x 0,6 – total 15,8						
Externalités – évaluations hautes	CO ₂ 36,6 – NO _x 2,8 – SO _x 4,2 – total 43,7						

4. Centrales à lit fluidisé circulant (LFC) au charbon

a) Mise en service en 2007 – paire de tranches 400 MW

Le tableau ci-dessous fournit l'ensemble des résultats obtenus pour une centrale à lit fluidisé circulant fonctionnant au charbon et mis en service en 2007 en bord de mer. On indique au dessous quelques éléments complémentaires sur les surcoûts en fonction de la localisation, sur le poids de la fiscalité dans le résultat final, ainsi qu'une évaluation des externalités CO₂, SO_x et NO_x.

Coût TTC d'une centrale à lit fluidisé circulant, msi 2007

MWh TTC	d'appel	scénario	dollar 0,8 €/\$				dollar 1 €/\$				dollar 1,2 €/\$			
			actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%
2000 h	25 \$t CIF AR	76,9	87,5	106,2	127,5	78,6	89,2	107,9	129,2	80,3	90,9	109,6	130,9	
	30 \$t CIF AR	78,3	88,9	107,6	128,8	80,3	90,9	109,6	130,9	82,3	93,0	111,7	133,0	
	35 \$t CIF AR	79,6	90,3	109,0	130,2	82,0	92,6	111,3	132,6	84,3	95,0	113,7	135,1	
	45 \$t CIF AR	82,3	93,0	111,7	133,0	85,3	96,0	114,8	136,1	88,4	99,1	117,9	139,2	
3000 h	25 \$t CIF AR	55,1	62,3	74,8	89,1	56,8	64,0	76,5	90,8	58,5	65,7	78,2	92,5	
	30 \$t CIF AR	56,5	63,6	76,2	90,5	58,5	65,7	78,2	92,5	60,5	67,7	80,3	94,6	
	35 \$t CIF AR	57,8	65,0	77,5	91,8	60,2	67,3	79,9	94,2	62,5	69,7	82,3	96,6	
	45 \$t CIF AR	60,5	67,7	80,3	94,6	63,5	70,7	83,3	97,6	66,5	73,7	86,4	100,7	
4000 h	25 \$t CIF AR	44,1	49,5	58,9	69,7	45,7	51,1	60,6	71,4	47,4	52,8	62,3	73,1	
	30 \$t CIF AR	45,4	50,8	60,3	71,0	47,4	52,8	62,3	73,1	49,4	54,8	64,3	75,1	
	35 \$t CIF AR	46,7	52,1	61,6	72,4	49,1	54,5	64,0	74,7	51,4	56,9	66,3	77,1	
	45 \$t CIF AR	49,4	54,8	64,3	75,1	52,4	57,9	67,3	78,1	55,5	60,9	70,4	81,2	
5000 h	25 \$t CIF AR	37,4	41,7	49,2	57,8	39,0	43,3	50,9	59,5	40,7	45,0	52,6	61,2	
	30 \$t CIF AR	38,7	43,0	50,6	59,2	40,7	45,0	52,6	61,2	42,7	47,0	54,6	63,2	
	35 \$t CIF AR	40,0	44,4	51,9	60,5	42,4	46,7	54,3	62,9	44,7	49,0	56,6	65,3	
	45 \$t CIF AR	42,7	47,0	54,6	63,2	45,7	50,0	57,6	66,3	48,7	53,1	60,7	69,3	
6000 h	25 \$t CIF AR	33,0	36,6	42,9	50,1	34,7	38,3	44,6	51,8	36,3	39,9	46,3	53,5	
	30 \$t CIF AR	34,3	37,9	44,3	51,5	36,3	39,9	46,3	53,5	38,3	42,0	48,3	55,5	
	35 \$t CIF AR	35,7	39,3	45,6	52,8	38,0	41,6	48,0	55,2	40,3	44,0	50,3	57,5	
	45 \$t CIF AR	38,3	42,0	48,3	55,5	41,3	45,0	51,3	58,5	44,3	48,0	54,3	61,6	
7000 h	25 \$t CIF AR	29,9	33,0	38,4	44,6	31,5	34,6	40,1	46,2	33,2	36,3	41,7	47,9	
	30 \$t CIF AR	31,2	34,3	39,7	45,9	33,2	36,3	41,7	47,9	35,2	38,3	43,8	49,9	
	35 \$t CIF AR	32,5	35,6	41,1	47,3	34,9	38,0	43,4	49,6	37,2	40,3	45,8	52,0	
	45 \$t CIF AR	35,2	38,3	43,8	49,9	38,2	41,3	46,8	53,0	41,2	44,3	49,8	56,0	
8760 h	25 \$t CIF AR	26,3	28,8	33,1	38,1	27,9	30,4	34,8	39,8	29,6	32,1	36,5	41,5	
	30 \$t CIF AR	27,6	30,1	34,5	39,5	29,6	32,1	36,5	41,5	31,6	34,1	38,5	43,5	
	35 \$t CIF AR	28,9	31,4	35,8	40,8	31,3	33,8	38,2	43,1	33,6	36,1	40,5	45,5	
	45 \$t CIF AR	31,6	34,1	38,5	43,5	34,6	37,1	41,5	46,5	37,6	40,1	44,5	49,5	

Le site d'implantation étudié est situé en bord de mer ; le tableau ci-dessous indique, en fonction de la durée d'appel, les surcoûts dus à une localisation différente et la part des taxes (taxe professionnelle, taxe foncière, usage de l'environnement et risques industriels) dans le résultat final. Les évaluations des coûts externes de production en fonction des hypothèses de valorisation des émissions y sont également proposées.

	8760	7000	6000	5000	4000	3000	2000
<i>€/MWh électrique</i>							
LFC 400 MW 2007, 8% 1 \$/€, 30 \$/t, bord de mer	36,5	41,8	46,3	52,6	62,3	78,2	109,6
<i>Variante 600 MW, mêmes conditions</i>	34,0	38,7	42,8	48,3	56,8	70,6	98,0
Surcoût pour production en bord de rivière	3,4 à 4,1 €/MWh						
Sensibilité à combustibles d'opportunité (coût comb. -30%)	- 3,4 €/MWh						
<i>Taxes (hors VNF bord de rivière 0,75 €/MWh)</i>	2,5	3,1	3,7	4,4	5,5	7,3	10,8
Externalités – évaluations basses	CO ₂ 3,2 – NO _x 0,3 – SO _x 0,6 – total 4,1						
Externalités – évaluations médianes	CO ₂ 16,0 – NO _x 1,2 – SO _x 1,2 – total 18,4						
Externalités – évaluations hautes	CO ₂ 40,0 – NO _x 6,1 – SO _x 9,2 – total 55,3						

b) Mise en service en 2015 – paire de tranches 600 MW

Le tableau ci-dessous fournit l'ensemble des résultats obtenus pour une centrale à lit fluidisé circulant fonctionnant au charbon et mis en service en 2015 en bord de mer. On indique au dessous quelques éléments complémentaires sur les surcoûts en fonction de la localisation, sur le poids de la fiscalité dans le résultat final, ainsi qu'une évaluation des externalités CO₂, SO_x et NO_x.

Coût TTC d'une centrale à lit fluidisé circulant, msi 2015

MWhTTC		dollar	actu										
d appel	scénario	dollar 0,8 €/\$				dollar 1 €/\$				dollar 1,2 €/\$			
		actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%
2000h	25 \$t CIF AR	64,1	73,6	90,2	109,0	65,7	75,2	91,8	110,7	67,3	76,8	93,4	112,3
	30 \$t CIF AR	65,4	74,9	91,5	110,3	67,3	76,8	93,4	112,3	69,2	78,7	95,3	114,2
	35 \$t CIF AR	66,7	76,1	92,7	111,6	68,9	78,4	95,0	113,9	71,1	80,6	97,2	116,1
	45 \$t CIF AR	69,2	78,7	95,3	114,2	72,1	81,6	98,2	117,1	74,9	84,4	101,1	120,0
3000h	25 \$t CIF AR	46,3	52,7	63,8	76,5	47,9	54,3	65,4	78,1	49,5	55,8	67,0	79,7
	30 \$t CIF AR	47,6	53,9	65,1	77,8	49,5	55,8	67,0	79,7	51,4	57,7	68,9	81,6
	35 \$t CIF AR	48,8	55,2	66,4	79,1	51,0	57,4	68,6	81,3	53,2	59,6	70,8	83,5
	45 \$t CIF AR	51,4	57,7	68,9	81,6	54,2	60,6	71,8	84,5	57,0	63,4	74,6	87,4
4000h	25 \$t CIF AR	37,3	42,1	50,5	60,0	38,8	43,6	52,0	61,6	40,4	45,2	53,6	63,2
	30 \$t CIF AR	38,5	43,3	51,7	61,3	40,4	45,2	53,6	63,2	42,3	47,1	55,5	65,1
	35 \$t CIF AR	39,8	44,6	53,0	62,5	42,0	46,8	55,2	64,8	44,2	49,0	57,4	67,0
	45 \$t CIF AR	42,3	47,1	55,5	65,1	45,1	49,9	58,4	67,9	47,9	52,8	61,2	70,8
5000h	25 \$t CIF AR	31,8	35,6	42,3	50,0	33,3	37,2	43,9	51,6	34,9	38,8	45,5	53,1
	30 \$t CIF AR	33,0	36,9	43,6	51,2	34,9	38,8	45,5	53,1	36,8	40,6	47,4	55,0
	35 \$t CIF AR	34,3	38,1	44,9	52,5	36,5	40,3	47,1	54,7	38,7	42,5	49,3	56,9
	45 \$t CIF AR	36,8	40,6	47,4	55,0	39,6	43,5	50,2	57,9	42,4	46,3	53,0	60,7
6000h	25 \$t CIF AR	28,2	31,4	37,0	43,4	29,8	33,0	38,6	45,0	31,3	34,6	40,2	46,6
	30 \$t CIF AR	29,5	32,7	38,3	44,7	31,3	34,6	40,2	46,6	33,2	36,4	42,1	48,5
	35 \$t CIF AR	30,7	33,9	39,6	46,0	32,9	36,1	41,8	48,2	35,1	38,3	44,0	50,4
	45 \$t CIF AR	33,2	36,4	42,1	48,5	36,0	39,3	44,9	51,3	38,8	42,1	47,7	54,2
7000h	25 \$t CIF AR	25,7	28,4	33,2	38,7	27,2	30,0	34,8	40,3	28,8	31,6	36,4	41,9
	30 \$t CIF AR	26,9	29,7	34,5	40,0	28,8	31,6	36,4	41,9	30,7	33,4	38,3	43,8
	35 \$t CIF AR	28,2	30,9	35,8	41,2	30,4	33,1	38,0	43,4	32,6	35,3	40,1	45,6
	45 \$t CIF AR	30,7	33,4	38,3	43,8	33,5	36,3	41,1	46,6	36,3	39,1	43,9	49,4
8760h	25 \$t CIF AR	22,7	25,0	28,8	33,3	24,3	26,5	30,4	34,8	25,9	28,1	32,0	36,4
	30 \$t CIF AR	24,0	26,2	30,1	34,5	25,9	28,1	32,0	36,4	27,7	30,0	33,9	38,3
	35 \$t CIF AR	25,2	27,5	31,3	35,8	27,4	29,6	33,5	38,0	29,6	31,8	35,7	40,2
	45 \$t CIF AR	27,7	30,0	33,9	38,3	30,5	32,8	36,7	41,1	33,4	35,6	39,5	43,9

Le site d'implantation étudié est situé en bord de mer ; le tableau ci-dessous indique, en fonction de la durée d'appel, les surcoûts dus à une localisation différente et la part des taxes (taxe professionnelle, taxe foncière, usage de l'environnement et risques industriels) dans le résultat final. Les évaluations des coûts externes de production en fonction des hypothèses de valorisation des émissions y sont également proposées.

€/MWh électrique	8760	7000	6000	5000	4000	3000	2000
LFC 600 MW 2015, 8% 1 \$/€ 30 \$/t, bord de mer	32,0	36,4	40,2	45,5	53,6	67,0	93,4
Surcoût pour production en bord de rivière	3,1 à 3,8 €/MWh						
Sensibilité à combustibles d'opportunité (coût comb. -30%)	- 3,2 €/MWh (volume important nécessaire)						
Taxes (hors VNF bord de rivière 0,75 €/MWh)	2,3	2,8	3,3	3,9	4,9	6,4	9,6
Externalités – évaluations basses	CO ₂ 3,0 – NO _x 0,1 – SO _x 0,3 – total 3,4						
Externalités – évaluations médianes	CO ₂ 15,0 – NO _x 0,6 – SO _x 0,6 – total 16,1						
Externalités – évaluations hautes	CO ₂ 37,4 – NO _x 2,9 – SO _x 4,3 – total 44,6						

5. TAC au gaz naturel

a) Mise en service en 2007

Le tableau ci-dessous fournit l'ensemble des résultats obtenus pour une turbine à combustion au gaz naturel mise en service en 2007 près d'un point d'entrée du gaz (frontière Nord ou Est, NTS = 1). On indique au dessous quelques éléments complémentaires sur les surcoûts en fonction de la localisation, sur le poids de la fiscalité dans le résultat final, ainsi qu'une évaluation des externalités CO₂ et NO_x.

Coût de production TTC d'une TAC au gaz, msi 2007

MWhTTC		dollar	actu		dollar 1 €\$				dollar 1,2 €\$				
d appel	scénario	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%
250 h	gaz 2,4	194,0	208,5	233,0	260,0	213,0	230,6	260,1	292,6	232,0	252,7	287,2	325,2
	gaz 3,3	201,9	216,4	240,8	267,9	222,9	240,4	269,9	302,5	243,8	264,5	299,0	337,0
	gaz 3,6	204,5	219,0	243,4	270,5	226,2	243,7	273,2	305,7	247,8	268,4	303,0	341,0
	gaz 4,7	214,1	228,6	253,1	280,1	238,2	255,7	285,2	317,8	262,2	282,8	317,4	355,4
500 h	gaz 2,4	115,1	122,4	134,6	148,1	127,3	136,1	150,8	167,1	139,4	149,7	167,0	186,0
	gaz 3,3	123,0	130,3	142,5	156,0	137,1	145,9	160,6	176,9	151,2	161,5	178,8	197,8
	gaz 3,6	125,6	132,9	145,1	158,6	140,4	149,2	163,9	180,2	155,1	165,4	182,7	201,7
	gaz 4,7	135,3	142,5	154,7	168,2	152,4	161,2	175,9	192,2	169,6	179,9	197,2	216,2
1000 h	gaz 2,4	78,2	81,8	87,9	94,7	86,9	91,3	98,6	106,8	95,6	100,7	109,4	118,9
	gaz 3,3	86,1	89,7	95,8	102,6	96,7	101,1	108,5	116,6	107,4	112,5	121,2	130,7
	gaz 3,6	88,7	92,3	98,4	105,2	100,0	104,4	111,8	119,9	111,3	116,5	125,1	134,6
	gaz 4,7	98,3	101,9	108,0	114,8	112,0	116,4	123,8	131,9	125,7	130,9	139,5	149,0
1500 h	gaz 2,4	60,4	62,8	66,9	71,5	67,9	70,9	75,8	81,3	75,5	79,0	84,8	91,2
	gaz 3,3	68,2	70,7	74,8	79,3	77,8	80,7	85,7	91,1	87,3	90,8	96,6	103,0
	gaz 3,6	70,9	73,3	77,4	82,0	81,1	84,0	89,0	94,4	91,2	94,7	100,5	106,9
	gaz 4,7	80,5	82,9	87,0	91,6	93,1	96,0	101,0	106,4	105,7	109,1	114,9	121,3
2000 h	gaz 2,4	52,9	54,8	57,8	61,3	59,9	62,1	65,9	70,0	66,9	69,5	73,9	78,7
	gaz 3,3	60,8	62,6	65,7	69,1	69,7	72,0	75,7	79,8	78,7	81,3	85,7	90,5
	gaz 3,6	63,4	65,2	68,3	71,8	73,0	75,3	79,0	83,1	82,6	85,3	89,6	94,4
	gaz 4,7	73,0	74,9	78,0	81,4	85,1	87,3	91,0	95,1	97,1	99,7	104,1	108,9
2500 h	gaz 2,4	47,1	48,6	51,1	53,8	53,7	55,5	58,5	61,8	60,4	62,5	66,0	69,9
	gaz 3,3	55,0	56,4	58,9	61,7	63,6	65,4	68,4	71,7	72,2	74,3	77,8	81,7
	gaz 3,6	57,6	59,1	61,5	64,3	66,9	68,6	71,6	74,9	76,1	78,2	81,7	85,6
	gaz 4,7	67,2	68,7	71,2	73,9	78,9	80,7	83,7	87,0	90,6	92,7	96,2	100,0
3000 h	gaz 2,4	43,4	44,6	46,7	49,0	49,8	51,3	53,8	56,6	56,2	58,0	60,9	64,2
	gaz 3,3	51,3	52,5	54,6	56,9	59,7	61,2	63,7	66,4	68,0	69,8	72,7	76,0
	gaz 3,6	53,9	55,1	57,2	59,5	62,9	64,4	66,9	69,7	72,0	73,7	76,7	79,9
	gaz 4,7	63,5	64,7	66,8	69,1	75,0	76,5	79,0	81,7	86,4	88,2	91,1	94,3

Le site d'implantation étudié est situé sur la frontière Nord ou Est ; le tableau ci-dessous indique, en fonction de la durée d'appel, les surcoûts dus à une localisation différente et la part de la TICGN et des taxes (taxe professionnelle, taxe foncière, usage de l'environnement et risques industriels) dans le résultat final. Les évaluations des coûts externes de production en fonction des hypothèses de valorisation des émissions y sont également proposées.

€/MWh électrique	250	500	1000	1500	2000	2500	3000
TACG frontière NE, 8% 1 \$/€, 3,3 \$/MBtu, NTS 1	269,9	160,6	108,5	85,7	75,7	68,4	63,7
Surcoût pour production près d'un terminal LNG, NTS 5	12,4	6,6	3,7	2,7	2,2	2,0	1,8
Surcoût pour production en région parisienne, NTS 9	35,9	18,5	9,7	6,9	5,4	4,6	4,0
Impact de la TICGN	3,8						
Taxes hors TICGN	23,0	11,5	5,7	3,9	2,9	2,3	2,0
Externalités – évaluations basses	CO ₂ 2,4 – NO _x 0,45 – total 2,9						
Externalités – évaluations médianes	CO ₂ 12,0 – NO _x 0,91 – total 12,9						
Externalités – évaluations hautes	CO ₂ 30,1 – NO _x 6,8 – total 36,9						

b) Mise en service en 2015

Le tableau ci-dessous fournit l'ensemble des résultats obtenus pour une turbine à combustion au gaz naturel mise en service en 2015 près d'un point d'entrée du gaz (frontière Nord ou Est, NTS = 1). On indique au dessous quelques éléments complémentaires sur les surcoûts en fonction de la localisation, sur le poids de la fiscalité dans le résultat final, ainsi qu'une évaluation des externalités CO₂ et NO_x.

Coût de production TTC d'une TAC au gaz, msi 2015

MWhTTC		dollar	actu													
d'appel	scénario	dollar 0,8 €/\$	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	dollar 1 €/\$	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	dollar 1,2 €/\$	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%
250h	gaz 24	177,3	189,5	210,1	232,9	193,8	208,6	233,4	260,8	210,3	227,7	256,8	288,8			
	gaz 33	184,7	196,9	217,5	240,3	203,1	217,9	242,7	270,1	221,5	238,8	267,9	299,9			
	gaz 36	187,2	199,4	220,0	242,8	206,2	221,0	245,8	273,2	225,2	242,6	271,7	303,7			
	gaz 47	196,3	208,5	229,1	251,9	217,6	232,4	257,2	284,6	238,8	256,2	285,3	317,3			
500h	gaz 24	106,2	112,3	122,6	134,0	116,9	124,3	136,7	150,4	127,6	136,3	150,9	166,9			
	gaz 33	113,6	119,7	130,0	141,4	126,2	133,6	146,0	159,7	138,8	147,5	162,0	178,0			
	gaz 36	116,1	122,2	132,5	143,9	129,3	136,7	149,1	162,8	142,5	151,2	165,8	181,8			
	gaz 47	125,2	131,3	141,6	153,0	140,7	148,1	160,5	174,2	156,2	164,8	179,4	195,4			
1000h	gaz 24	72,8	75,9	81,0	86,7	80,7	84,4	90,6	97,4	88,5	92,9	100,1	108,1			
	gaz 33	80,3	83,3	88,5	94,2	90,0	93,7	99,9	106,7	99,7	104,0	111,3	119,3			
	gaz 36	82,7	85,8	90,9	96,7	93,1	96,8	103,0	109,8	103,4	107,7	115,0	123,0			
	gaz 47	91,8	94,9	100,0	105,8	104,4	108,1	114,4	121,2	117,1	121,4	128,7	136,7			
1500h	gaz 24	56,4	58,5	61,9	65,8	63,3	65,8	70,0	74,6	70,2	73,2	78,0	83,4			
	gaz 33	63,9	65,9	69,4	73,2	72,6	75,1	79,3	83,9	81,4	84,3	89,2	94,6			
	gaz 36	66,4	68,4	71,9	75,7	75,7	78,2	82,4	87,0	85,1	88,0	92,9	98,3			
	gaz 47	75,4	77,5	81,0	84,8	87,1	89,6	93,8	98,4	98,8	101,7	106,6	112,0			
2000h	gaz 24	49,6	51,1	53,7	56,6	56,0	57,9	61,0	64,5	62,4	64,6	68,3	72,4			
	gaz 33	57,0	58,6	61,2	64,1	63,3	67,2	70,3	73,8	73,6	75,8	79,5	83,5			
	gaz 36	59,5	61,1	63,7	66,5	68,4	70,3	73,4	76,9	77,3	79,5	83,2	87,3			
	gaz 47	68,6	70,2	72,8	75,6	79,8	81,7	84,8	88,3	91,0	93,2	96,9	100,9			
2500h	gaz 24	44,2	45,4	47,5	49,8	50,3	51,8	54,4	57,1	56,5	58,2	61,2	64,5			
	gaz 33	51,6	52,9	55,0	57,3	59,6	61,1	63,7	66,5	67,6	69,4	72,4	75,6			
	gaz 36	54,1	55,4	57,5	59,8	62,7	64,2	66,8	69,6	71,4	73,1	76,1	79,3			
	gaz 47	63,2	64,5	66,6	68,9	74,1	75,6	78,1	80,9	85,0	86,8	89,7	93,0			
3000h	gaz 24	40,7	41,8	43,5	45,5	46,7	47,9	50,1	52,4	52,6	54,1	56,6	59,3			
	gaz 33	48,2	49,2	51,0	52,9	56,0	57,3	59,4	61,7	63,8	65,3	67,8	70,5			
	gaz 36	50,7	51,7	53,5	55,4	59,1	60,4	62,5	64,8	67,5	69,0	71,5	74,2			
	gaz 47	59,8	60,8	62,6	64,5	70,5	71,7	73,8	76,2	81,2	82,7	85,1	87,8			

Le site d'implantation étudié est situé sur la frontière Nord ou Est ; le tableau ci-dessous indique, en fonction de la durée d'appel, les surcoûts dus à une localisation différente et la part de la TICGN et des taxes (taxe professionnelle, taxe foncière, usage de l'environnement et risques industriels) dans le résultat final. Les évaluations des coûts externes de production en fonction des hypothèses de valorisation des émissions y sont également proposées.

€/MWh électrique	250	500	1000	1500	2000	2500	3000
TACG frontière NE, 8% 1 \$/€ 3,3 \$/MBtu, NTS 1	242,7	146,0	99,9	79,3	70,3	63,7	59,4
Surcoût pour production près d'un terminal LNG, NTS 5	11,6	6,2	3,5	2,6	2,1	1,8	1,7
Surcoût pour production en région parisienne, NTS 9	33,6	17,3	9,1	6,5	5,1	4,3	3,7
<i>Impact de la TICGN</i>	3,6						
<i>Taxes hors TICGN</i>	19,6	9,8	4,9	3,3	2,5	2,0	1,7
Externalités – évaluations basses	CO ₂ 2,3 – NO _x 0,43 – total 2,7						
Externalités – évaluations médianes	CO ₂ 11,4 – NO _x 0,86 – total 12,2						
Externalités – évaluations hautes	CO ₂ 28,5 – NO _x 6,43 – total 34,9						

6. TAC de pointe au fioul domestique

a) Mise en service en 2007

Le tableau ci-dessous fournit l'ensemble des résultats obtenus pour une turbine à combustion au fioul mise en service en 2007. On indique au dessous quelques éléments complémentaires sur le poids de la fiscalité dans le résultat final, ainsi qu'une évaluation des externalités CO₂, SO_x et NO_x.

Coût de production TTC d'une TAC au fioul, msi 2007

MWhTTC	dollar	actu				dollar 1 €				dollar 1,2 €			
		dollar 0,8 €				dollar 1 €				dollar 1,2 €			
d appel	sénaire	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%
100h	Brent 17\$	389,8	434,9	510,6	594,0	396,4	441,6	517,5	601,2	403,0	448,3	524,4	608,3
	Brent 23\$	399,1	444,4	520,4	604,1	408,1	453,5	529,7	613,7	417,0	462,5	539,0	623,3
	Brent 26\$	403,8	449,1	525,2	609,1	413,9	459,4	535,8	620,0	423,9	469,6	546,4	630,9
	Brent 31\$	411,5	457,0	533,4	617,5	423,6	469,2	546,0	630,4	435,6	481,5	558,5	643,4
250h	Brent 17\$	195,8	213,9	244,1	277,5	202,1	220,2	250,5	284,0	208,4	226,5	256,9	290,5
	Brent 23\$	204,7	222,8	253,2	286,7	213,2	231,3	261,8	295,4	221,6	239,9	270,5	304,2
	Brent 26\$	209,1	227,2	257,7	291,2	218,7	236,9	267,5	301,1	228,3	246,6	277,2	311,1
	Brent 31\$	216,5	234,7	265,2	298,9	227,9	246,2	276,9	310,7	239,4	257,7	288,5	322,5
500h	Brent 17\$	131,7	140,7	155,8	172,5	137,8	146,9	162,1	178,8	144,0	153,1	168,3	185,1
	Brent 23\$	140,4	149,4	164,6	181,4	148,7	157,8	173,1	189,9	157,1	166,2	181,5	198,3
	Brent 26\$	144,7	153,8	169,0	185,8	154,2	163,3	178,6	195,4	163,6	172,7	188,1	205,0
	Brent 31\$	152,0	161,1	176,4	193,2	163,2	172,4	187,7	204,6	174,5	183,7	199,1	216,0
1000h	Brent 17\$	98,4	102,9	110,4	118,8	104,5	109,0	116,6	124,9	110,6	115,1	122,7	131,1
	Brent 23\$	107,0	111,5	119,1	127,5	115,3	119,8	127,4	135,8	123,5	128,1	135,7	144,2
	Brent 26\$	111,3	115,8	123,5	131,8	120,7	125,2	132,8	141,3	130,0	134,6	142,2	150,7
	Brent 31\$	118,5	123,0	130,7	139,1	129,6	134,2	141,9	150,3	140,8	145,4	153,1	161,6
1500h	Brent 17\$	86,8	89,8	94,9	100,5	92,8	95,9	101,0	106,6	98,9	102,0	107,1	112,7
	Brent 23\$	95,4	98,4	103,5	109,1	103,6	106,7	111,8	117,4	111,9	114,9	120,1	125,7
	Brent 26\$	99,7	102,7	107,8	113,5	109,0	112,0	117,2	122,8	118,3	121,4	126,5	132,2
	Brent 31\$	106,8	109,9	115,0	120,7	117,9	121,0	126,2	131,9	129,1	132,1	137,3	143,0
2000h	Brent 17\$	80,9	83,2	87,0	91,2	87,0	89,3	93,1	97,3	93,0	95,3	99,2	103,4
	Brent 23\$	89,5	91,8	95,6	99,8	97,7	100,0	103,9	108,1	105,9	108,2	112,1	116,4
	Brent 26\$	93,8	96,1	99,9	104,2	103,1	105,4	109,2	113,5	112,4	114,7	118,6	122,9
	Brent 31\$	100,9	103,2	107,1	111,3	112,0	114,3	118,2	122,5	123,1	125,4	129,3	133,6
3000h	Brent 17\$	74,3	75,8	78,4	81,2	80,4	81,9	84,5	87,3	86,5	88,0	90,6	93,4
	Brent 23\$	82,9	84,4	87,0	89,9	91,1	92,6	95,2	98,1	99,3	100,9	103,5	106,3
	Brent 26\$	87,2	88,7	91,3	94,2	96,5	98,0	100,6	103,5	105,8	107,3	109,9	112,8
	Brent 31\$	94,3	95,9	98,5	101,3	105,4	107,0	109,6	112,4	116,5	118,0	120,7	123,6

Le tableau ci-dessous indique, en fonction de la durée d'appel, la part de la TICGN et des taxes (taxe professionnelle, taxe foncière, usage de l'environnement et risques industriels) dans le résultat final. Les évaluations des coûts externes de production en fonction des hypothèses de valorisation des émissions y sont également proposées.

€/MWh électrique	100	250	500	1000	1500	2000	2500	3000
TAC fioul, 8% 1 \$/€ 23 \$/bl	529,7	261,8	173,1	127,4	111,8	103,9	98,7	95,2
<i>Impact de la TIPP</i>	17,2							
<i>Taxes hors TIPP</i>	57,5	23,0	11,5	5,7	3,9	2,9	2,3	2,0
Externalités – évaluations basses	CO ₂ 3,5 – NO _x 1,3 – SO _x 0,7 – total 5,5							
Externalités – évaluations médianes	CO ₂ 17,6 – NO _x 2,6 – SO _x 2,6 – total 22,8							
Externalités – évaluations hautes	CO ₂ 44,0 – NO _x 19,6 – SO _x 13,1 – total 76,7							

b) Mise en service en 2015

Le tableau ci-dessous fournit l'ensemble des résultats obtenus pour une turbine à combustion au fioul mise en service en 2015. On indique au dessous quelques éléments complémentaires sur le poids de la fiscalité dans le résultat final, ainsi qu'une évaluation des externalités CO₂, SO_x et NO_x.

Coût de production TTC d'une TAC au fioul, msi 2015

MWhTTC		dollar	actu				dollar1€				dollar1,2€			
d'appel	scénario	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	actu 3%	actu 5%	actu 8%	actu 11%	
100h	Brent 17\$	350,0	388,4	452,9	524,0	356,2	394,7	459,4	530,7	362,4	401,1	465,9	537,4	
	Brent 23\$	358,8	397,4	462,1	533,5	367,2	405,9	470,9	542,5	375,6	414,5	479,7	551,6	
	Brent 26\$	363,2	401,8	466,7	538,2	372,7	411,5	476,7	548,5	382,2	421,2	486,6	558,7	
	Brent 31\$	370,5	409,3	474,4	546,1	381,8	420,8	486,2	558,3	393,1	432,3	498,1	570,6	
250h	Brent 17\$	177,8	193,2	219,0	247,4	183,7	199,1	225,0	253,5	189,6	205,1	231,0	259,6	
	Brent 23\$	186,2	201,6	227,5	256,0	194,2	209,6	235,7	264,3	202,2	217,7	243,8	272,6	
	Brent 26\$	190,3	205,8	231,8	260,3	199,4	214,9	241,0	269,7	208,4	224,0	250,2	279,0	
	Brent 31\$	197,3	212,8	238,8	267,5	208,1	223,7	249,8	278,7	218,9	234,5	260,8	289,8	
500h	Brent 17\$	120,9	128,6	141,5	155,7	126,8	134,5	147,4	161,7	132,6	140,3	153,3	167,6	
	Brent 23\$	129,2	136,9	149,8	164,1	137,0	144,8	157,8	172,1	144,9	152,7	165,7	180,1	
	Brent 26\$	133,3	141,0	154,0	168,3	142,1	149,9	162,9	177,3	151,0	158,8	171,9	186,3	
	Brent 31\$	140,1	147,9	160,9	175,2	150,7	158,5	171,6	186,0	161,3	169,1	182,3	196,8	
1000h	Brent 17\$	91,3	95,1	101,6	108,7	97,0	100,9	107,3	114,5	102,8	106,7	113,1	120,3	
	Brent 23\$	99,4	103,3	109,7	116,9	107,2	111,1	117,6	124,7	115,0	118,9	125,4	132,6	
	Brent 26\$	103,5	107,3	113,8	121,0	112,3	116,2	122,7	129,9	121,1	125,0	131,5	138,8	
	Brent 31\$	110,2	114,1	120,6	127,8	120,8	124,7	131,2	138,4	131,3	135,2	141,8	149,0	
1500h	Brent 17\$	80,8	83,4	87,8	92,5	86,6	89,2	93,5	98,3	92,3	94,9	99,3	104,1	
	Brent 23\$	89,0	91,5	95,9	100,7	96,7	99,3	103,7	108,5	104,5	107,1	111,5	116,3	
	Brent 26\$	93,0	95,6	100,0	104,8	101,8	104,4	108,8	113,6	110,6	113,2	117,6	122,5	
	Brent 31\$	99,8	102,4	106,8	111,6	110,3	112,9	117,3	122,1	120,7	123,4	127,8	132,7	
2000h	Brent 17\$	75,6	77,5	80,8	84,4	81,3	83,3	86,5	90,1	87,0	89,0	92,3	95,9	
	Brent 23\$	83,7	85,6	88,9	92,5	91,4	93,4	96,7	100,3	99,2	101,2	104,5	108,1	
	Brent 26\$	87,7	89,7	93,0	96,6	96,5	98,5	101,8	105,4	105,3	107,2	110,6	114,2	
	Brent 31\$	94,5	96,4	99,7	103,4	104,9	106,9	110,2	113,9	115,4	117,4	120,7	124,4	
2500h	Brent 17\$	72,0	73,6	76,2	79,1	77,8	79,3	82,0	84,9	83,5	85,1	87,7	90,6	
	Brent 23\$	80,1	81,7	84,3	87,2	87,9	89,5	92,1	95,0	95,6	97,2	99,9	102,8	
	Brent 26\$	84,2	85,7	88,4	91,3	92,9	94,5	97,2	100,1	101,7	103,3	106,0	108,9	
	Brent 31\$	90,9	92,5	95,1	98,1	101,4	103,0	105,6	108,5	111,8	113,4	116,1	119,0	
3000h	Brent 17\$	69,6	70,9	73,1	75,5	75,3	76,6	78,8	81,3	81,1	82,4	84,6	87,0	
	Brent 23\$	77,7	79,0	81,2	83,6	85,4	86,8	89,0	91,4	93,2	94,5	96,7	99,2	
	Brent 26\$	81,7	83,0	85,3	87,7	90,5	91,8	94,0	96,5	99,3	100,6	102,8	105,3	
	Brent 31\$	88,5	89,8	92,0	94,4	98,9	100,2	102,5	104,9	109,4	110,7	112,9	115,4	

Le tableau ci-dessous indique, en fonction de la durée d'appel, la part de la TICGN et des taxes (taxe professionnelle, taxe foncière, usage de l'environnement et risques industriels) dans le résultat final. Les évaluations des coûts externes de production en fonction des hypothèses de valorisation des émissions y sont également proposées.

€/MWh électrique	100	250	500	1000	1500	2000	2500	3000
TAC fioul, 8% 1 \$/€, 23 \$/bl	470,9	235,7	157,8	117,6	103,7	96,7	92,1	89,0
<i>Impact de la TIPP</i>	<i>16,3</i>							
<i>Taxes hors TIPP</i>	<i>49,4</i>	<i>19,8</i>	<i>9,9</i>	<i>4,9</i>	<i>3,3</i>	<i>2,5</i>	<i>2,0</i>	<i>1,7</i>
Externalités – évaluations basses	CO ₂ 3,3 – NO _x 1,2 – SO _x 0,6 – total 5,2							
Externalités – évaluations médianes	CO ₂ 16,6 – NO _x 2,5 – SO _x 2,5 – total 21,5							
Externalités – évaluations hautes	CO ₂ 41,5 – NO _x 18,5 – SO _x 12,3 – total 72,3							

ANNEXE

III. Résultats détaillés pour la cogénération [A paraître]

1. Cogénération – TAC 40 MW

2. Cogénération – TAC 11 MW

3. Cogénération – TAC 5 MW

4. Cogénération – Moteurs 5 MW

5. Cogénération – Moteurs 1 MW

6. Cogénération – Moteurs 0,5 MW

ANNEXE

IV. Remerciements

De très nombreuses personnes ont consacré beaucoup de temps à l'étude, et ont parfois dû détailler à plusieurs reprises leurs hypothèses pour assurer la convergence des résultats. La règle interdisant les discussions multilatérales pour éviter tout soupçon d'entente leur a en effet encore compliqué la tâche par rapport aux exercices « coûts de référence » antérieurs. La DIDEME les en remercie vivement. La présente annexe recense ces participants, mais est nécessairement incomplète, beaucoup d'avis ayant été sollicités depuis un an sur les points les plus délicats de l'étude.

Le lecteur pourra constater que de très nombreux travaux antérieurs ont été utilisés au fil du document pour consolider les hypothèses retenues. Nous ne pouvons mieux remercier leurs auteurs qu'en incitant le lecteur à se reporter directement à ces travaux. Il s'agit en particulier :

- des données statistiques publiées par l'Observatoire de l'énergie ;
- de multiples documents de l'Agence internationale de l'énergie, notamment le *World energy outlook 2001 (Assessing today's supply to fuel tomorrow's growth)*, le *World energy outlook 2002* le *Key world energy statistics 2002* et les bases de données statistiques qu'elle maintient ;
- des études de suivi des parcs de production électrique mondiaux et américains, respectivement par le *World energy council (WEC)* et le *North american electric reliability council (NERC)* ;
- du *Gas turbine world 2001-2002 Handbook* (Pequot publishing Inc.) ;
- des données sur les marchés énergétiques publiées par les sociétés Powernext, IPE, Ux Consulting company Ltd, Natsource, par le DTI anglais, par l'OPEP et par le CFP ;
- des études européennes *Shared analysis project*, et notamment de l'*European energy outlook to 2020* (1999) ;
- de l'étude *Energie 2010-2020* du Commissariat général du Plan ;
- des projections *International energy outlook* publiées par le département de l'énergie des Etats-Unis ;
- des scénarios énergétiques publiés par l'International Panel on Climate Change (IPCC, juillet 2000) ;
- du rapport de la mission Charpin-Dessus-Pellat pour l'étude économique prospective de la filière nucléaire (2000), ainsi que de son annexe 1 très détaillée *Le parc nucléaire actuel* ;
- du rapport sur l'aval du cycle nucléaire, tome II : les coûts de production de l'électricité par MM Christian Bataille et Robert Galley, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Assemblée nationale n°1359, Sénat n°195 Paris
- du rapport sur la durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs par MM. Christian Bataille et Claude Birraux , députés (13 mai 2003) Assemblée nationale n° 832 (12ème législature) et Sénat n° 290 (2002-2003)
- des études européennes ExternE, et notamment du rapport sur l'application de la méthodologie ExternE en France par MM. Spadaro et Rabl (1998) ;
- des rapports du CEPN sur l'évaluation à long terme des coûts externes de la filière nucléaire ;
- de l'étude *Coûts de référence 1997*, puisque quelques passages ne nécessitant pas de mise à jour ont été empruntés aux auteurs de ce document ;
- du *rapport au Parlement sur la Programmation pluriannuelle des investissements* (2002) ;

- du rapport du Commissariat général du Plan *Rentabilité et risque dans le nouveau régime de croissance (2002)*.
- AEN OCDE 94 : « les aspects économiques du cycle du combustible nucléaire »

V. Personnes consultées

Ministère délégué à l'industrie

Direction générale à l'énergie et aux matières premières

Dominique Maillard

Direction de la demande et des marchés énergétiques

Michèle Rousseau,

Sous-direction de la demande et de l'utilisation rationnelle de l'énergie

Christophe Jurczak

Sous-direction du système électrique

Etienne Moser, Jean-Luc Perrin (*rapporteurs*)

Stéphane Mattatia, Géry Peaucelle, Nelly Dulongcourty

Sous-direction du gaz et de la distribution des énergies fossiles

Bertrand de Singly, Roger Philippe

Direction des ressources énergétiques et minérales

Sous-direction de l'approvisionnement en hydrocarbures

Xavier Burucoa

Sous-direction de l'industrie nucléaire

Stéphane Grit, Florence Fouquet

Sous-direction du raffinage et de la logistique pétrolière

Corinne Vaillant

Observatoire de l'énergie

Richard Lavergne, Julien Bechtel

Direction de la prévision

Olivier Tessier, Fabien Delattre

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

Jean-Louis Bal, Bernard Chabot, Jean-Pierre Tabet.

ALSTOM

Philippe Delage

Agence nationale des déchets radioactifs (ANDRA)

Philippe Stohr

Commissariat à l'énergie atomique (CEA)

Claire Giry, Gilles Walgenwitz

Compagnie générale des matières nucléaires (COGEMA)

Didier Beutier, Nicole Dello

Electricité de France (EDF)

Olivier Lecointe, Jean-Luc Lemaître, Olivier Maigrot, Sylvain Granger, Jean-Jacques Engel

Framatome

Michel Watteau

General Electric (GE)

Jean-Michel Bisseaud

Société nationale d'électricité et de thermique (SNET)

Jean-Marie Brunello, Jean-Paul Rollin

Le rapport a été soumis à un comité de relecture dont la composition est détaillée ci-dessous :

ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie), ALSTOM, ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs), AREVA, ATEE (association technique énergie-environnement), CEA (commissariat à l'énergie atomique), Commissariat Général du Plan, Conseil Général des Mines, Direction de la Prévision, EDF, FGEEE (Fédération Française des Entreprises Gestionnaires de Service aux Equipements, à l'Energie et à l'Environnement), GDF, Ministère de l'environnement et du développement durable, SNET, Union française des industries pétrolières, Syndicat des énergies renouvelables, mission interministérielle sur l'effet de serre, Total, Benjamin Dessus et Yves Marignac.

Nous remercions les membres pour leurs remarques qui ont été prises en compte au mieux sur la forme et sur le fond.

Ce rapport de l'administration ne saurait cependant engager les membre du comité de relecture.