



Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique

Objectifs de l'étude et méthodologie

L'étude des coûts de référence de la production électrique, menée périodiquement par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), a pour objet de comparer dans un cadre théorique défini, les coûts complets de production d'électricité selon les différentes filières afin d'éclairer les futurs choix d'investissement.

Ces coûts de référence sont basés sur des hypothèses normatives, notamment en ce qui concerne le prix des combustibles, le taux d'actualisation et la durée de vie économique des installations. L'analyse fait abstraction des caractéristiques de la demande d'électricité et des considérations liées à la gestion de l'équilibre offre-demande du système électrique. Néanmoins, l'étude présente la variation des coûts en fonction de la durée d'appel du moyen de production. Cette synthèse présente les résultats suivant l'optique de l'investisseur privé.

L'étude considère les coûts d'installations de référence précisément décrites. En pratique, les conditions spécifiques du site (approvisionnement en combustible, conditions de refroidissement, conditions climatiques de vent, d'ensoleillement ou d'hydraulicité) et les particularités de chaque centrale peuvent conduire à des écarts significatifs par rapport à l'installation de référence.

L'ensemble de ces hypothèses a été discuté dans le cadre d'une concertation regroupant entreprises, administrations, organisations et personnes qualifiées.

Dans le cadre de cet exercice de référence à moyen terme, l'étude s'efforce de faire abstraction des tensions conjoncturelles sur les marchés d'équipements par une analyse des coûts observés sur les quelques dernières années et sur des perspectives d'équilibre entre les capacités de production et la demande d'équipement. C'est dans ce cadre que la DGEC a retenu des hypothèses relatives aux coûts d'investissements et aux coûts d'exploitation. Par ailleurs, entre les horizons retenus pour les mises en service industrielles (2012 et 2020), aucun effet de dérive des prix supérieure à la croissance du PIB n'est pris en compte.

Néanmoins, dans cette période de forte relance des investissements, on constate de fortes tensions sur le marché des biens d'équipements. C'est pourquoi, on présente la sensibilité du coût du MWh aux surcoûts d'investissement par rapport à la situation de référence.

Enfin, s'agissant d'informations commercialement sensibles dans des marchés concurrentiels particulièrement tendus, il a été considéré préférable de ne pas publier, pour les moyens de production centralisés, les hypothèses et les résultats en valeur absolue mais plutôt, dans ce document public de synthèse, de présenter les résultats sous forme indicielle permettant ainsi d'évaluer la compétitivité relative des filières en fonction de différents paramètres pour le cas échéant participer à la définition du mix optimal. Cependant, pour les énergies renouvelables à l'économie régulée par les tarifs d'obligation d'achat, il a été jugé essentiel de présenter les coûts de manière à vérifier que les tarifs définis par le gouvernement couvrent bien les coûts de production.

Hypothèses macro-économiques

Taux d'actualisation

Les coûts de référence considèrent des opérations financières qui s'étendent sur plusieurs années. Ces différents coûts (investissement, exploitation, etc...) et recettes doivent être additionnés de façon cohérente, en appliquant aux sommes considérées un taux d'actualisation. Dans l'optique d'un investisseur, il s'agit de prendre en compte le coût moyen pondéré du capital (WACC). Les coûts de référence sont estimés sur la base des taux suivants (en termes réels, avant impôt) :

- une hypothèse centrale à 8%, cohérente avec le coût du capital considéré par les entreprises de production électrique ;
- une variante basse à 5%, permettant de faire des comparaisons avec plusieurs études internationales ;
- une variante haute à 11 % correspondant à la rémunération du capital recherchée par certains investisseurs privés, et donc des arbitrages susceptibles d'être effectués entre les différentes filières.

De plus, dans l'étude de 2003, il était mentionné l'intérêt de choisir un taux d'actualisation plus faible pour les dépenses de long terme. Les rapports Galley-Bataille (1998) et Charpin-Dessus-Pellat (2000) proposaient tous deux l'utilisation de taux faibles au-delà d'un certain horizon. Le décret du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires précise que le taux d'actualisation pour les charges de long terme ne peut excéder un plafond fixé par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Ce plafond correspond aujourd'hui à un taux d'environ 3% (réel i.e. hors inflation). Ainsi, nous choisissons d'adopter pour les dépenses lointaines de la filière nucléaire (démantèlement et cycle aval du combustible nucléaire) un taux de 3%.

Unité de compte et taux de change € / \$

Sauf indication contraire, tous les coûts sont exprimés en indice, sur la base de calculs effectués en euros 2007, en monnaie constante.

De nombreux prix, dont celui des énergies primaires, sont liés au cours du dollar américain. Nous retiendrons pour notre étude la moyenne historique sur la période 1990-2007 soit un cours d'environ 1 € = 1,15 \$. Des études de sensibilité seront effectuées en vue d'examiner dans quelles proportions les coûts varient selon les fluctuations de la monnaie américaine.

Prix des combustibles et du CO₂

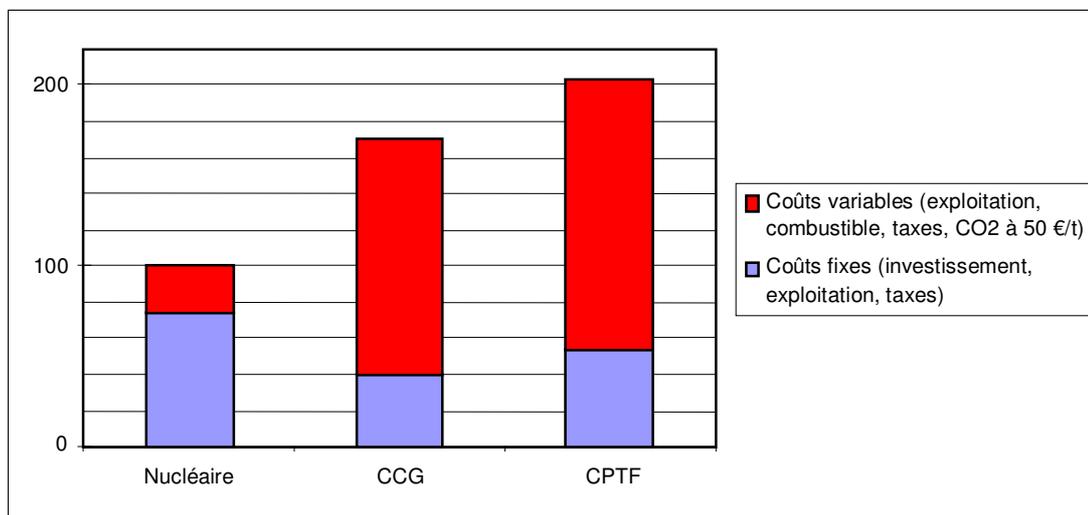
L'étude se base sur les prévisions réalisées par l'AIE (cf. WEO 2006). Ainsi, le scénario de référence retient les hypothèses suivantes : prix du gaz à la frontière française égal à 6,5\$/MBtu, prix de la tonne de charbon CIF ARA égal à 60\$, et prix du baril de Brent à 55\$. Le prix de l'uranium naturel est quant à lui pris égal à 52\$/lb. Par ailleurs, on présente des résultats avec un prix de 20 ou 50€ pour la tonne de CO₂ émise.

Fiscalité

Dans l'optique de l'investisseur, on prend en compte les charges fiscales, en particulier les taxes professionnelles et foncières. En revanche, ne sont pas pris en compte la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) ni l'impôt sur les sociétés. En effet d'une part, la TVA est récupérée par le producteur, d'autre part, l'impôt sur les sociétés n'intervient pas dans les coûts de référence car les taux de rémunération du capital utilisés correspondent à des rendements réels avant cet impôt. La fiscalité est supposée constante sur la durée de vie des installations.

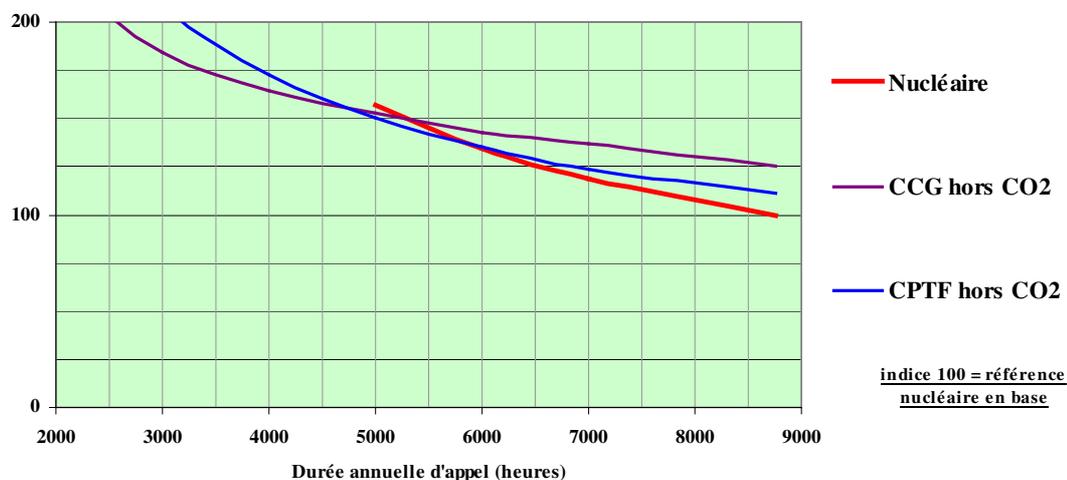
MOYENS DE PRODUCTION CENTRALISES

Dans l'optique d'un investisseur, suivant les hypothèses centrales (taux d'actualisation correspondant à un coût du capital hors inflation égal à 8%, gaz à 6,5 \$/MBtu, charbon à 60€/t), on obtient pour une production en base, les résultats suivants intégrant à l'horizon 2020 un effet de série et excluant dans la situation de référence toute tension sur le marché de biens d'équipements.



Ainsi, avec les hypothèses centrales, le nucléaire est la filière la plus compétitive pour la production électrique en base. Cet ordre de mérite reste vérifié avec des surcoûts d'investissements de 10 à 40%. La compétitivité relative des moyens de production au gaz et au charbon est très sensible aux prix des combustibles et à la valorisation du CO₂.

Avec les hypothèses centrales et hors prix du CO₂, on constate que, pour une durée annuelle d'appel allant de 6 000 heures à 8760 heures (base), le moyen le plus compétitif est le nucléaire. Puis, dans l'intervalle 4 700 heures – 6 000 heures, le charbon présente le coût de production le plus faible. Enfin, pour des durées d'appel allant de 2 000 heures à 4 700 heures, l'option du CCG est la plus intéressante.



Nucléaire

A – Caractéristiques techniques

Cette étude retient comme technologie de référence pour les moyens de production d'électricité d'origine nucléaire, le réacteur EPR (European Pressurized water Reactor) de génération 3+ de conception Areva.

Les deux premiers projets de réacteurs EPR ont été lancés : Olkiluoto 3 en Finlande réalisé par Areva et Siemens pour le compte d'industriels électro-intensifs finlandais et le réacteur de Flamanville 3 dont EDF est l'architecte-ingénieur ensemblier avec une mise en service industrielle prévue mi-2012 et pour lequel l'essentiel des contrats est signé permettant ainsi d'en connaître le montant prévisionnel d'investissement.

Le parti pris de l'étude est de partir du coût de l'EPR de Flamanville 3 pour calculer celui d'une tranche marginale équivalente, le cas échéant dans le cadre d'une série, qui serait mise en service à l'horizon 2020, l'ensemble des dépenses initiales de développement étant assumé par la tête de série Flamanville 3.

L'installation de référence est située en bord de mer, développe une puissance continue nette (PCN) de 1630 MWe correspondant à une puissance thermique de 4500 MWth avec un rendement aux conditions ISO de 36,2%.

Bien que l'EPR soit conçu techniquement pour un fonctionnement de 60 ans, une durée de vie économique de 40 ans est retenue dans l'étude afin d'être en adéquation avec un amortissement comptable traditionnel. Un tel choix laisse ouverte la possibilité 40 ans après la mise en service industrielle de remplacer l'EPR par un réacteur de nouvelle génération. Notons par ailleurs qu'il est encore difficile aujourd'hui d'estimer les coûts des opérations de jouvence au-delà de 40 ans.

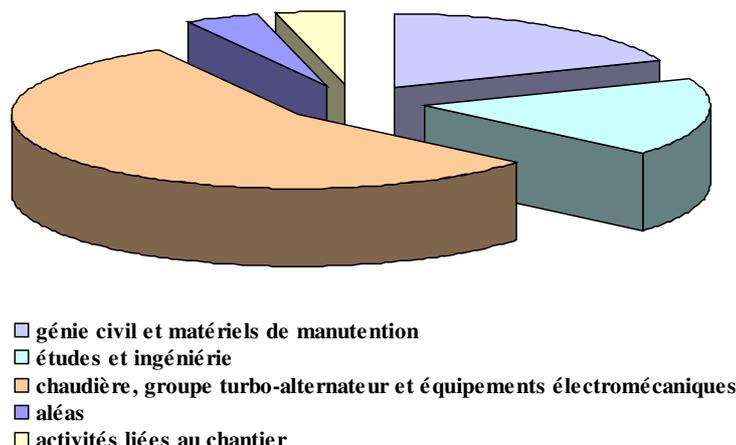
Le mode de gestion du combustible a une incidence sur le coût du cycle combustible et sur la fréquence des arrêts, et par conséquent sur la disponibilité du réacteur. Pour le palier EPR, on retient un combustible à l'uranium enrichi à 5 %, irradié à 60 GWj/t en moyenne et renouvelé tous les 18 mois. Le plutonium issu du retraitement est recyclé sous forme de combustible MOX utilisé dans les mêmes conditions.

La disponibilité de l'EPR, estimée pour un fonctionnement en base, est de 91 %, compte tenu de 2 % environ d'indisponibilité fortuite et de l'indisponibilité programmée concernant les arrêts simples pour rechargement, les visites partielles et décennales. A noter que le modèle utilisé pour l'évaluation des coûts de production de l'EPR ne paraît pas fiable pour des durées d'appel inférieures à 5 000 heures qui conduiraient à des campagnes très longues posant des problèmes de délais entre inspections et à des coûts d'exploitation accrus.

B – Coûts

Le coût d'investissement représente plus de la moitié du coût du MWh. Il est constitué du coût de construction dit coût « overnight » auquel il faut rajouter les intérêts intercalaires. L'importance de ces intérêts dépend essentiellement du taux d'actualisation et de l'échéancier des dépenses retenus.

En ce qui concerne les contrats de l'EPR de Flamanville 3, le coût d'investissement se répartit de la manière suivante :

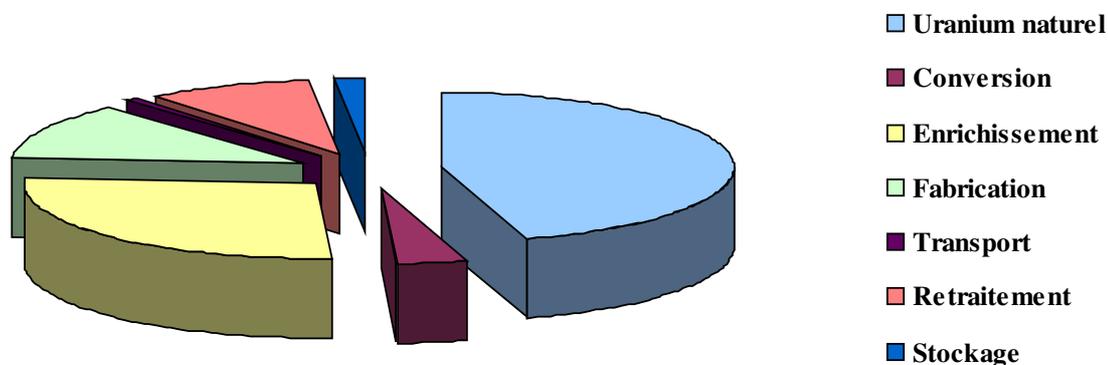


Le planning de construction s'étend sur 54 mois entre la coulée du « premier béton » et l'atteinte de 100% de la puissance. Les dépenses s'échelonnent sur les 8 années précédant la mise en service industrielle dont 85% entre les années N-5 et N-1. Le poids des intérêts intercalaires dans le coût d'investissement actualisé est important. Par conséquent, tout retard dans les travaux de construction engendrerait des intérêts intercalaires plus importants et donc un coût final plus élevé.

En outre, pour un EPR de série construit à l'horizon 2020, des gains substantiels sont attendus grâce aux frais de développement initiaux supportés par les premiers EPR et à un effet d'apprentissage traduisant l'expérience acquise notamment durant la construction d'Olkiluoto et de Flamanville et des autres projets qui auront pu se développer en Europe et dans le monde. Dans le cadre d'une série, un autre gain potentiel peut être escompté sur les îlots conventionnel et nucléaire, étant donné que la réalisation d'un certain nombre d'équipements identiques permet au constructeur de réduire ses coûts de fabrication et de mieux amortir son outil industriel.

Par ailleurs, les dépenses d'exploitation - maintenance du palier EPR ont été estimées à partir du retour d'expérience des paliers antérieurs. 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.

D'autre part, concernant les charges de combustible avec un prix de l'uranium naturel à 52\$/lb, on obtient, pour un taux d'actualisation de 8% (à l'exception des dépenses d'aval du cycle – transport, retraitement et stockage - calculées avec un taux d'actualisation de 3%), la décomposition suivante :



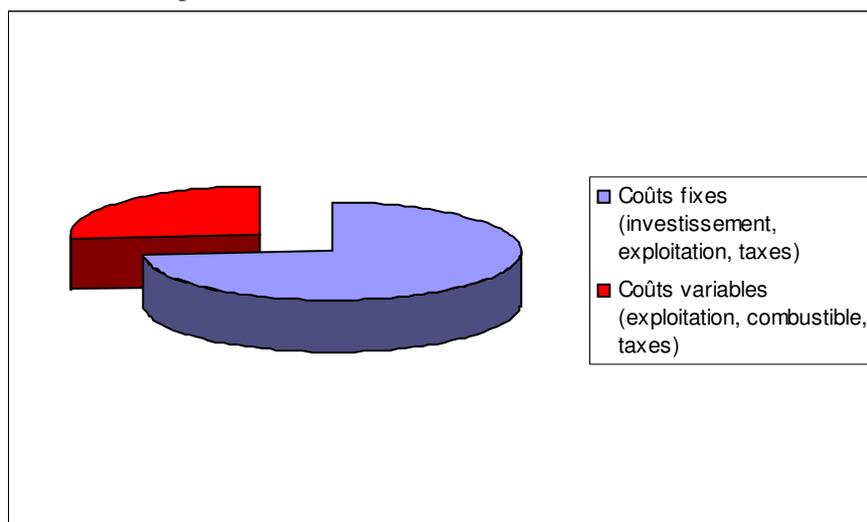
Décomposition du coût du combustible nucléaire (actualisation à 8% sauf pour l'aval du cycle)

Il est important de souligner que, étant données les chroniques de dépenses de stockage très éloignées dans le temps, l'évaluation du coût du stockage est très fortement sensible au taux

d'actualisation. Ainsi l'étude des coûts de référence de 2003, dont le taux d'actualisation était de 8%, concluait que les dépenses de stockage à la date de production de l'électricité étaient pratiquement négligeables par rapport aux autres composantes des coûts de production de l'électricité nucléaire. Sur la base des résultats du « GT stockage », la prise en compte d'un taux d'actualisation à 3% pour ce nouvel exercice des coûts de référence confirme la très faible part du stockage des déchets dans le coût complet de production.

C – Résultats

Pour un EPR de série situé en bord de mer avec une MSI à l'horizon 2020, le coût de production en base se décompose de la manière suivante :



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

Ainsi, l'investissement est de loin la composante la plus importante du coût de production nucléaire. Le combustible et l'exploitation représentent des postes de moindre importance (dans un facteur de 3 à 4 environ).

Coût de production en fonction de la durée d'appel et du taux d'actualisation

		Durée d'appel				
		5000 h	6000 h	7000 h	8000 h	8760 h
Taux d'actualisation	5%	119	102	91	82	77
	8%	157	135	119	107	100
	11%	204	174	153	137	128

**Coût de production en indice
(EPR bord de mer avec actualisation à 8% pour une MSI en 2020 = indice 100)**

Ce tableau met en lumière que le choix du taux d'actualisation et la durée d'appel sont des déterminants majeurs du coût du MWh produit par des réacteurs nucléaires. Notons néanmoins que 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'informations.

Par ailleurs, on signale que le coût de référence augmente de 6% et 24% en cas de surcoût d'investissement de 10% respectivement 40%. Une implantation en bord de rivière réduit le rendement de 0.9% et augmente ainsi le coût de 3%.

Enfin, un calcul sur une durée de vie de 60 ans réduit le coût de 2%.

Cycle combiné au gaz

En France, malgré le contexte haussier du prix du gaz, les cycles combinés au gaz (CCG) sont devenus en quelques années la principale technique de production mise en œuvre dans les nouveaux projets de production d'électricité. Les premiers devraient être mis en service en 2009.

A – Caractéristiques techniques

L'installation de référence considérée pour 2012 est constituée d'une ligne de 420 MW comportant une turbine à combustion, une turbine à vapeur et un alternateur montés sur un axe unique (single shaft). Sa localisation est proche d'un point d'entrée du réseau national de gaz. Le rendement net sur PCI aux conditions ISO (15°C) de l'installation est de 57%, d'où un facteur d'émissions de 365 kgCO₂/MWh. De plus, la quantité d'oxydes de soufre émise par les installations fonctionnant au gaz naturel est négligeable par rapport à celle d'oxydes d'azote pour lesquels la directive GIC fixe une limite d'émissions de 75mg/Nm³ de NO_x.

En raison des perspectives de progrès sur les équipements (notamment ailettes de turbines permettant des températures et des pressions plus élevées), l'installation considérée pour 2020 présente une PCN de 450 MW, associée à un rendement de 58% net sur PCI (et un facteur d'émissions de 353 kgCO₂/MWh). Les cycles combinés de cette classe ne pourront être commandés que dans plusieurs années, aussi convient-il de prendre avec précaution leurs caractéristiques de performances et de prix.

La durée de vie économique de ces cycles combinés au gaz est prise égale à 25 ans.

B – Coûts

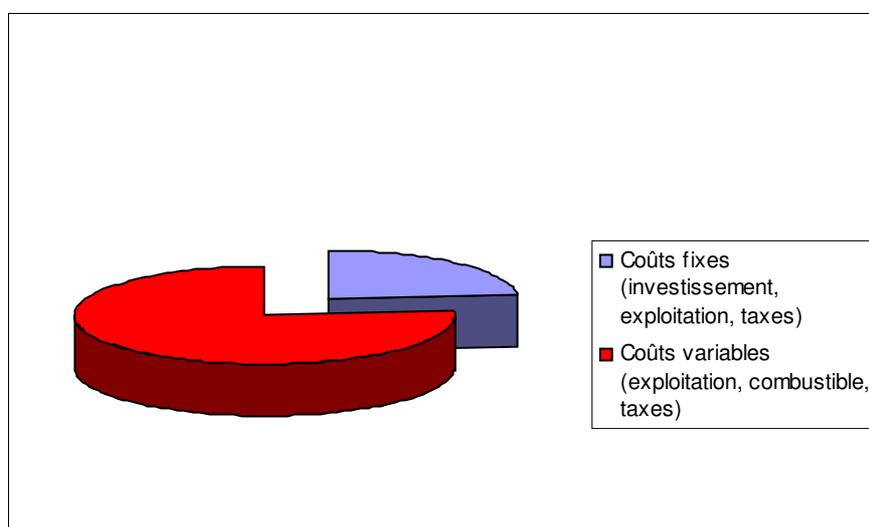
Tout d'abord, il convient de préciser que les bases retenues pour les calculs résultent de nombreuses données et ne reflètent pas l'actuel effet de tension sur les marchés qui a conduit à une hausse des prix. Pour une MSI en 2020, on considère, en raison des progrès techniques, qu'une unité de 450 MW s'achètera au même montant en euros constants qu'une unité de 420 MW en 2012. Ce coût comprend l'ensemble des modules du cycle combiné, la source froide, ainsi que le raccordement au réseau de gaz. Est en revanche exclu de cette estimation le coût de réalisation du poste électrique pour le raccordement au réseau de transport électrique.

La durée de construction varie de 24 à 30 mois.

Pour le prix du gaz, on retient en hypothèse centrale 6,5 \$/Mbtu auquel est rajouté un coût de transport et de modulation. On constate que lorsque un CCG est situé à proximité d'un point d'entrée, les coûts de transport sont réduits. Ceci est particulièrement vrai par exemple lorsqu'on est près des points d'entrée Nord et Est (Taisnières H, Dunkerque et Obergailbach) ou également à proximité de Fos ou Montoir, sites alimentés par du gaz naturel liquéfié. Enfin, les autres sites moins favorables peuvent être représentés par la situation de la région parisienne. La localisation a donc un impact important sur la compétitivité des installations : une différence de coût de transport de 0,5 €/MWh PCS correspond à un avantage compétitif de l'ordre de 1€/MWh électrique pour un cycle combiné. Les coûts de transport seront par conséquent un facteur important pour le choix du site des nouvelles installations. Quant au coût de modulation, il est considéré comme nul pour un fonctionnement en base et de l'ordre de 2 €/MWh pour un fonctionnement en semi-base courte.

C – Résultats

Avec une hypothèse de 6,5 \$/MBtu, le coût de production en base à l'horizon 2020 se décompose de la manière suivante :



Décomposition du coût de production d'un CCG pour MSI en 2020 (en base, CO₂ à 50€/t)

La décomposition des coûts de production hors CO₂ est marquée par la prépondérance des coûts du combustible qui représentent 75% du coût complet du MWh, alors que le coût d'investissement représente seulement 15%.

Coût en fonction de la durée d'appel et du taux d'actualisation

		Durée d'appel						
		2000 h	3000 h	4000 h	5000 h	6000 h	7000 h	8760 h
Taux d'actualisation	5%	202	169	153	143	135	130	120
	8%	223	184	164	152	142	136	125
	11%	247	200	176	162	151	143	131

Coût de production hors CO₂ en indice des cycles combinés pour une MSI en 2020 (indice 100 = EPR de série en base)

Par ailleurs, on signale que le coût de référence augmente de 2% et 7% en cas de surcoût d'investissement de 10% respectivement 40%.

Le prix du gaz et du CO₂ sont déterminants pour le degré de compétitivité par rapport aux autres moyens de production.

Centrales au charbon pulvérisé avec traitement des fumées

Le charbon est la principale source d'énergie pour la production d'électricité au niveau mondial. Il s'agit d'une ressource abondante, bien répartie géographiquement et facile à stocker, ce qui limite les risques sur la disponibilité. Néanmoins, en France, on recense relativement peu de nouveaux projets étant donné la structure du parc, nucléaire pour la base, et les plus faibles risques en matière d'investissement pour la semi-base avec des CCG dont l'investissement est moindre et la construction plus rapide. De plus, la production d'électricité à partir de charbon émet deux fois plus de CO₂ que l'utilisation de gaz pour une même production d'énergie ce qui peut pénaliser la filière dans l'hypothèse de quotas CO₂ payants.

Les centrales avec gazéification du charbon intégrée et les centrales à lit fluidisé circulant (LFC) ne sont pas étudiées dans le présent exercice. En effet, la technologie LFC est adaptée à des combustibles de faible qualité pour un fonctionnement en base et présentent des coûts fixes plus élevés. Cette technologie n'est ainsi pas adaptée au parc français et aucun projet n'a été identifié. Quant à la technologie de gazéification intégrée, elle est encore au stade de prototype pour les grandes puissances, et présente un coût significativement supérieur par rapport à celui d'une centrale à charbon pulvérisé ainsi qu'une faible souplesse d'exploitation. Il faut toutefois reconnaître qu'elle peut présenter un intérêt à long terme pour le captage-stockage du CO₂.

Par conséquent, les évaluations présentées dans ce chapitre sont relatives aux seules centrales à charbon pulvérisé avec traitement aval des fumées (CPTF).

A – Caractéristiques techniques

Pour une mise en service en 2012, la centrale considérée est une installation de 800 MW. Les caractéristiques du cycle vapeur correspondent à un régime supercritique¹ désormais courant en Europe. Le rendement net sur PCI retenu en moyenne sur la durée de vie de l'exploitation est de 43% pour une centrale en bord de mer bénéficiant d'un refroidissement en circuit ouvert. Le facteur d'émissions est de 802 kgCO₂/MWh.

Pour une mise en service en 2020, la centrale considérée est une tranche de 900 MW. Le rendement net sur PCI retenu est de 45% pour une centrale en bord de mer, d'où un facteur d'émissions de 766 kgCO₂/MWh.

La centrale est équipée d'une unité de désulfuration par voie humide et d'une dénitrification catalytique afin de limiter la pollution atmosphérique et respecter les valeurs limites d'émissions (VLE) fixées par 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») soit 200 mg/Nm³ de NO_x et 200 mg/Nm³ de SO_x.

La durée de vie économique des installations est prise égale à 35 ans sans que cela ne préjuge d'une durée de vie technique éventuellement plus longue.

B – Coûts

Tout d'abord, il convient de préciser que les bases retenues pour les calculs résultent de nombreuses données et ne reflètent pas l'actuel effet de tension sur les marchés qui a conduit à une hausse des prix. On fait l'hypothèse que, compte tenu des progrès technologiques envisagés sur la technique du charbon pulvérisé à l'horizon 2020, une unité de 900 MW pourra être achetée pour un même montant global en euros constants qu'une unité de 800 MW en 2012.

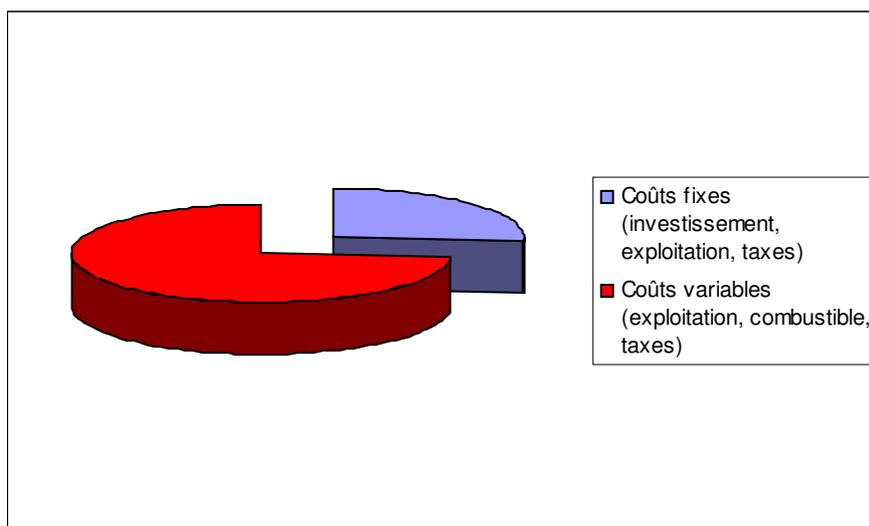
¹ Elles fonctionnent dans des conditions de température et de pression suffisamment élevées pour que la distinction entre les états liquides et gazeux de l'eau disparaisse ; on peut passer continûment de l'un à l'autre.

Les intérêts intercalaires sont estimés à partir d'un échéancier de dépenses sur 48 mois.

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). On se place dans le scénario central avec un prix du charbon CIF ARA de 60\$/t.

C – Résultats

Le coût de production en base à l'horizon 2020 se décompose comme ci-après :



Décomposition du coût d'une centrale CPTF en base pour un taux d'actualisation de 8% (CO₂ à 50€/t)

Par rapport au cycle combiné à gaz, l'investissement représente une part plus importante du coût complet en base hors CO₂.

Coût en fonction de la durée d'appel, du taux d'actualisation

		Durée d'appel						
		2000 h	3000 h	4000 h	5000 h	6000 h	7000 h	8760 h
Taux d'actualisation	5%	227	172	144	127	116	107	98
	8%	283	209	172	149	134	123	111
	11%	349	254	206	176	157	143	126

Coût de production hors CO₂ d'une centrale CPTF pour une MSI en 2020 (indice 100 = EPR de série en base)

Par ailleurs, on signale que le coût de référence augmente de 4% et 17% en cas de surcoût d'investissement de 10% respectivement 40%.

Le prix du charbon et du CO₂ sont déterminants pour le degré de compétitivité par rapport aux autres moyens de production.

Ainsi, le positionnement économique des tranches au charbon par rapport aux cycles combinés à gaz pour la semi-base longue dépend des niveaux de rentabilité exigés des installations de production électrique et du coût du CO₂. Dans le scénario central, le fonctionnement en semi-base et semi base courte d'une centrale au charbon est moins rentable que le fonctionnement d'un CCG, en raison du poids des investissements.

Turbines à combustion au fioul domestique

Les turbines à combustion consommant des produits pétroliers sont dédiées à la satisfaction des besoins de pointe extrême pour des durées de fonctionnement inférieures à quelques centaines d'heures par an. Ainsi, l'étude ne traite que les TAC au fioul car le choix du fioul en période de pointe permet d'avoir une sécurité d'approvisionnement en combustible optimale (avec du fioul stocké à proximité de la centrale), et d'autre part de ne pas solliciter le réseau de gaz au moment où les livraisons sont à leur maximum.

A – Caractéristiques techniques

L'installation considérée pour 2012 et 2020 est constituée d'une turbine à combustion en cycle simple d'une puissance de 175 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 % pour une MSI en 2012. L'installation considérée pour 2020 présente un rendement de 34,7% net sur PCI.

Ces valeurs de rendement correspondent respectivement aux facteurs d'émissions de 880 kgCO₂/MWh et de 829 kgCO₂/MWh. 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).

On retient pour les turbines à combustion au fioul une durée de vie économique de 25 ans.

B – Coûts

Pour une installation mise en service en 2012 et 2020, on considère un même coût d'investissement, mais le progrès technique s'exprime à travers une amélioration du rendement.

En outre, on peut souligner que les dépenses s'effectuent de manière quasiment homogène durant les deux années précédant la MSI.

L'hypothèse centrale donne pour le fioul domestique un prix de 373 €/m³. A celui-ci s'ajoute le coût de transport jusqu'à la centrale de 35€/m³.

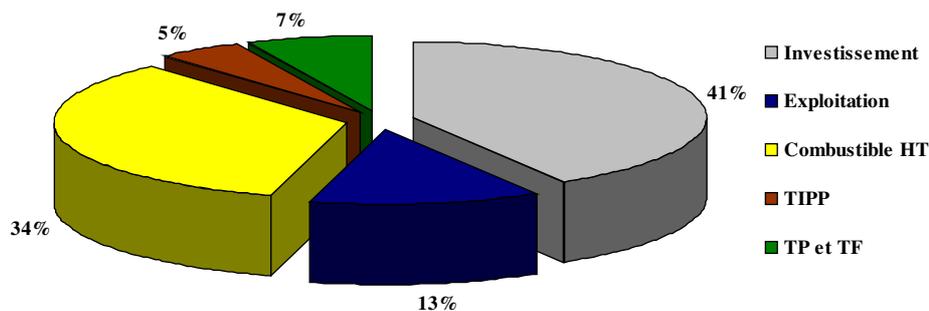
C – Résultats

Les coûts complets de production des TAC étudiées sont présentés dans les tableaux ci-dessous du point de vue de l'entreprise avec les hypothèses centrales retenues.

		Durée d'appel					
		100 h	250 h	500 h	1000 h	1500 h	2000 h
Taux d'actualisation	5%	1389	765	559	452	416	397
	8%	1622	859	606	476	432	409
	11%	1890	966	659	503	450	423

Coût de production hors CO₂ en optique entreprise d'une TAC 175 MW pour une MSI en 2020
(indice 100 = EPR de série en base)

La décomposition du coût varie très fortement suivant les durées d'appel, comme en témoigne les figures suivantes :



**Décomposition du coût hors CO₂ d'une TAC 175 MW pour une msi en 2020
avec une durée d'appel de 250 heures par an**

Par ailleurs, pour des durées de fonctionnement courtes, le coût de CO₂ ne change pas fondamentalement l'économie de ce moyen de production de pointe.

D – Analyses de sensibilité

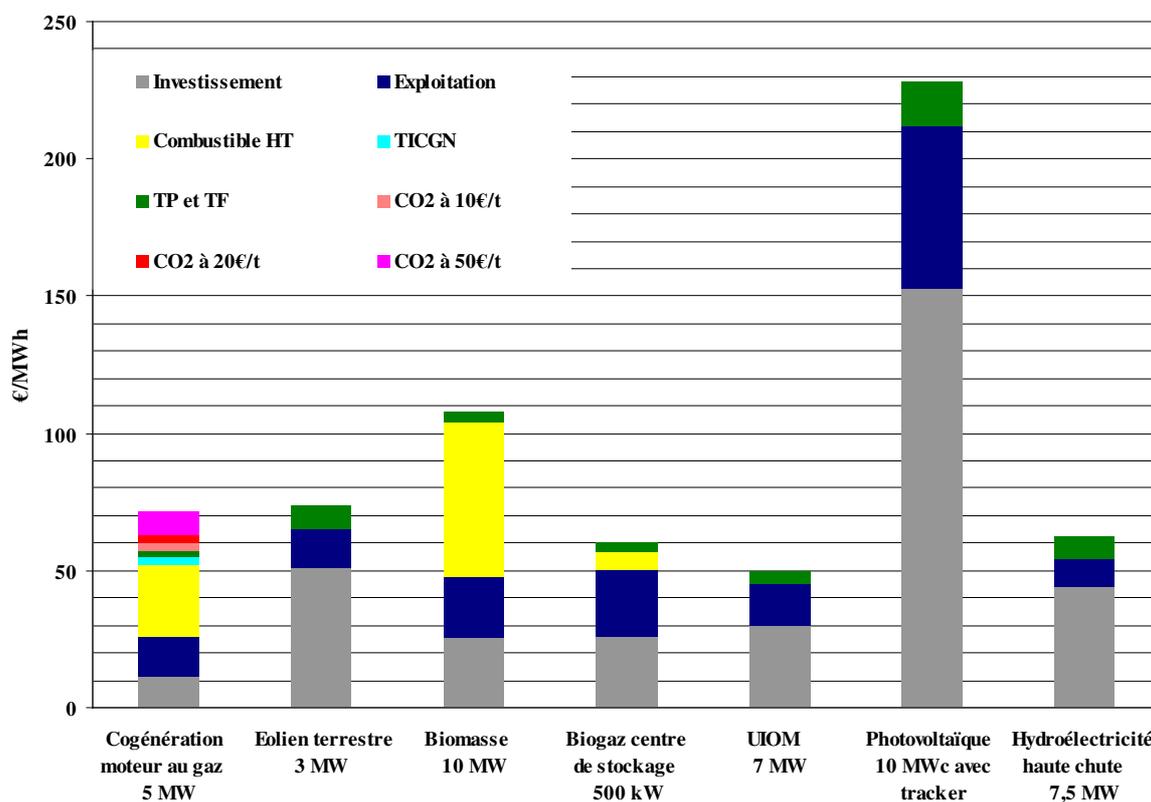
Référence : msi en 2020 coût complet actualisé à 8%, durée de fonctionnement 250 h	Variation	Impact sur le coût
Coût du CO₂	10 €/t / + 20€/t	2% / + 5%
Coût d'investissement	+10% / + 40%	+ 5% / + 18%
Dollar	1€=0,9\$ / 1€=1,4\$	+ 9% / - 6%
Prix du brent	30\$/bl / 80\$/bl	- 15% / + 15%

Les caractéristiques techniques ont peu d'influence sur le coût complet de production par rapport à la durée d'appel ou au prix du brent.

Les TAC au fioul ne sont généralement utilisées que pour des durées d'appel de l'ordre de la centaine d'heures par an, pour lesquelles elles sont compétitives par rapport aux autres moyens de production. Les coûts présentés pour des durées aussi faibles doivent être pris avec beaucoup de précautions. En premier lieu, la durée d'appel annuelle réelle dépendra des aléas affectant le reste du parc (température, indisponibilités, hydraulité) et peut passer pratiquement à zéro certaines années. Pour une durée d'appel de 250h/an, 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 sans fournir de puissance active.

Moyens de production décentralisés

Pour chacune des filières de production, dont on présente ci-après le coût du moyen de production le plus compétitif suivant les hypothèses centrales et pour un fonctionnement en base², on constate globalement que les tarifs d'obligation d'achat couvrent les coûts. Par ailleurs, on note que les coûts des plus efficaces de ces moyens de production s'approchent des prix observés sur le marché européen de l'électricité, essentiellement dirigés par les coûts des moyens de production thermiques à flammes, surtout en cas de prix élevés des hydrocarbures et de valorisation des émissions de CO₂.



Coûts de production en base
(actualisation à 8%, MSI 2012 ; gaz à 6,5\$/MBtu, plaquettes forestières à 20€/MWhPCI)

On note que la structure des coûts des moyens de production décentralisés n'utilisant pas de combustible se caractérise par une part prépondérante relative à l'investissement et que le coût de référence présente ainsi une forte dépendance vis à vis du taux d'actualisation retenu, c'est à dire de la rentabilité attendue de l'investissement. Cela est particulièrement vérifié pour l'éolien, le solaire photovoltaïque et l'hydroélectricité. Par ailleurs, les tensions sur les marchés de certains biens d'équipement peuvent entraîner des incertitudes sur les coûts d'investissement.

En revanche, pour la cogénération au gaz naturel et la biomasse, c'est le poste relatif au combustible qui est prépondérant, représentant environ la moitié du coût complet de production.

Pour le solaire photovoltaïque et l'éolien, le nombre d'heures de fonctionnement équivalent pleine puissance, directement lié à la localisation de l'installation, est un paramètre essentiel de la compétitivité. Par exemple, dans le cas du solaire photovoltaïque, le coût de production d'une installation intégrée au bâti d'une résidence particulière augmente de 70% entre Nice et Lille. De même, pour l'éolien terrestre, le coût augmente de 39% entre une zone bien ventée (3000 h de fonctionnement à pleine puissance) et une zone moyennement ventée (2000 h).

A l'horizon 2020, les perspectives de progrès permettent d'envisager pour l'éolien et le photovoltaïque, des baisses de coût respectivement de 17% et 25% par rapport à 2012.

² à l'exception de l'éolien terrestre (2400 heures en équivalent pleine puissance), du photovoltaïque (2028 heures en équivalent pleine puissance) et de l'hydroélectricité (3500 heures en équivalent pleine puissance)

Cogénération au gaz naturel

La cogénération consiste en la production simultanée, à partir d'un combustible, ici, le gaz naturel, d'électricité et de chaleur. La chaleur est principalement récupérée sur les gaz d'échappement ou sur le circuit de refroidissement de l'équipement selon la technique utilisée.

Pour cette étude, nous avons retenu des installations dont la puissance électrique varie de 500kWe à 40 MWe, ce qui couvre une large gamme des produits disponibles.

En terme de méthode, le calcul du coût de production d'électricité par une installation de cogénération nécessite d'isoler le coût imputable à la production d'électricité proprement dite à partir d'une installation qui, par définition, produit conjointement de l'électricité et de la chaleur. Il est donc nécessaire de faire une hypothèse sur la valorisation de la chaleur produite.

La méthode retenue est celle de la chaudière équivalente, qui consiste à valoriser la chaleur produite en cogénération à son coût de production par une chaudière traditionnelle qui devrait être mise en oeuvre en l'absence de cogénération. On suppose que cette chaudière utilise le même combustible que celui qui est utilisé en cogénération.

Le coût net de production d'électricité est alors obtenu en additionnant l'ensemble des coûts relatifs à l'installation de cogénération (appelé coût brut) puis en retranchant les coûts évités relatifs à la chaudière équivalente. Dès lors que la cogénération permet de réaliser une économie globale par rapport à la production séparée d'électricité et de chaleur, cette méthode revient à imputer la totalité de l'économie à la production d'électricité.

Dans tous les cas, on fait l'hypothèse qu'il y a pérennité du besoin thermique sur la durée de vie de la cogénération et que la totalité de la chaleur cogénérée est valorisée. Cette dernière hypothèse suppose implicitement une concomitance complète entre les besoins électriques et les besoins thermiques. En pratique, la part de chaleur effectivement utilisée dépend de la courbe de charge du besoin thermique, du dimensionnement de la cogénération par rapport à cette courbe de charge, et de la durée de fonctionnement de la cogénération (la part de chaleur réellement valorisée tend à diminuer lorsque la durée de fonctionnement de la cogénération augmente).

A – Caractéristiques techniques

1 – Installations de référence

D'une manière générale, on trouve deux grandes familles de cogénération : les moteurs et les turbines à combustion (TAC) qui correspondent à des besoins industriels bien définis (respectivement production d'eau chaude et production de vapeur sous pression élevée). Pour la production de chaleur, on considère que ces équipements sont couplés avec une chaudière de récupération et qu'il n'y a pas de post-combustion³.

a) Les moteurs

Pour cette étude, nous avons retenu des installations de 500 kWe, 1 MWe et 5 MWe. La chaleur est essentiellement récupérée :

- sur les fumées d'échappement dont la température est très élevée (350 à 500°C) ;
- sur le circuit de refroidissement du bloc moteur haute température (80 à 95°C) ;
- et éventuellement sur le circuit de refroidissement des huiles de lubrification du moteur où la chaleur récupérée est à une température peu élevée, de 40 à 60°C.

³ c'est-à-dire sans ajout de combustible ; la post-combustion est utilisée si le besoin en chaleur est supérieur au besoin en électricité, ce que l'on ne considère pas dans cette étude

Les rendements électrique et thermique évoluent peu avec la puissance comme en témoigne le tableau suivant :

Année de MSI	500 kWe		1 MWe		5 MWe	
	2012	2020	2012	2020	2012	2020
Rendement électrique sur PCI	37%	38%	39%	40%	40%	41%
Rendement thermique sur PCI	42%	42%	41%	41%	41%	41%

Rendements des installations de cogénération avec moteurs

b) Les turbines à combustion (TAC)

Un mélange de combustible et d'air comprimé entre 15 et 20 bars est brûlé dans la chambre à combustion. Les fumées de combustions à très haute pression et très haute température sont détendues dans une turbine, couplée à un alternateur pour la production électrique et au compresseur d'air comburant. L'énergie thermique des gaz d'échappement est ensuite récupérée dans une chaudière pour produire de la vapeur d'eau sous pression. Les gaz d'échappement dont la température atteint généralement 400°C à 500°C peuvent également être utilisés directement au sein d'un procédé industriel. La chaleur est, dans ce cas, utilisée au sein d'un procédé industriel nécessitant une pression et une température élevées. Les puissances électriques des TAC retenues dans l'étude des coûts de référence sont 5 MWe, 11 MWe et 40 MWe.

Les rendements électrique et thermique sont détaillés dans le tableau ci-dessous :

Année de MSI	5 MWe		11 MWe		40 MWe	
	2012	2020	2012	2020	2012	2020
Rendement électrique sur PCI	31%	32%	31%	32%	37%	38%
Rendement thermique sur PCI	41%	41%	41%	41%	42%	42%

Rendements des installations de cogénération avec TAC

c) La chaudière équivalente

La chaudière équivalente présente dans tous les cas un rendement sur PCI fixé à 90 %.

2 - Durée de vie

On retient pour toutes les installations une durée de vie de 20 ans.

3 - Disponibilité

On considère deux modes de fonctionnement pour les installations de cogénération à savoir en base ou bien en hiver uniquement avec un réseau de chaleur.

Le taux d'indisponibilité fortuite retenu est de 3%, quelle que soit la durée de fonctionnement et quel que soit le type d'installation.

En revanche, le taux d'indisponibilité pour entretien varie selon le nombre d'heures annuel de fonctionnement et le type d'installation car une partie de la maintenance peut-être effectuée hors saison de chauffe. De plus, en règle générale, les TAC nécessitent un entretien moins fréquent que les moteurs. Dans le cadre de cette étude, on retient les indisponibilités pour entretien suivantes :

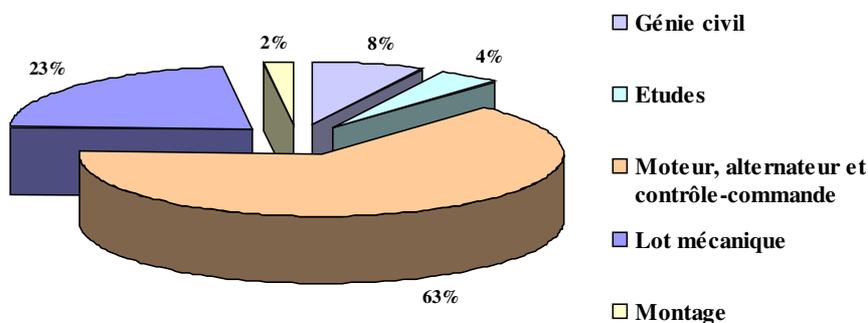
Durée d'appel (h/an)	3624 (hiver)		8760 (base)	
Type d'installation	Moteur	TAC	Moteur	TAC
Indisponibilité pour entretien	2%	2%	7%	3%

Hypothèses d'indisponibilité pour entretien

B – Coûts

1 – Coût d'investissement

Le coût d'investissement comprend les coûts du génie civil, du groupe de production (moteur ou TAC, alternateur et contrôle-commande), du lot mécanique (pompes, tuyauteries, raccordement au réseau de gaz...), du montage de l'installation ainsi que des frais d'études.



Décomposition du coût d'investissement pour une cogénération avec un moteur de 5 MWe

De plus, compte tenu de la faible durée de réalisation des installations, on ne prend pas en compte les intérêts intercalaires. Les coûts d'investissement sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Type d'installation Puissance	Moteur			TAC		
	500 kWe	1 MWe	5 MWe	5 MWe	11 MWe	40 MWe
Coût d'investissement (€/kWe)	1400	1180	840	940	900	780
Coût de la chaudière équivalente (€/kWth)	70	65	50	50	40	40

Coûts d'investissement selon les différentes installations de cogénération

2 – Charges d'exploitation

Le tableau ci-dessous détaille les charges d'exploitation pour les différentes cogénérations en fonction de leur puissance électrique, ainsi que les charges de la chaudière équivalente. Ces charges comprennent les coûts de personnel, les visites régulières, les opérations de maintenance ainsi que le renouvellement du stock des pièces de rechange.

Type d'installation Puissance	Moteur			TAC		
	500 kWe	1 MWe	5 MWe	5 MWe	11 MWe	40 MWe
Coût d'exploitation (€/MWhélec)	22	22	19	19	17,5	11
Coût d'exploitation de la chaudière équivalente (€/MWhth)	5	5	5	5	4	3,5

Coûts d'exploitation selon les différentes installations de cogénération

En outre, les taxes professionnelles et foncières sont estimées annuellement à 1,6% du coût d'investissement.

3 – Coût de combustible

De même que pour l'étude des CCG, le prix frontière du gaz est, dans le scénario central, de 6,5\$/MBtu, soit avec un taux de change de 1,15\$ pour 1€, un prix de 19,3 €/MWh PCS.

De plus, on suppose que les installations de cogénération de référence sont situées en Bourgogne et approvisionnée à partir de Fos/mer. Le coût de transport et de modulation comprend les réserves de capacité sur le réseau principal et le réseau régional (NTR=5), ainsi que les besoins de stockage lorsque le fonctionnement de l'installation n'est pas continu. En outre, un coût de livraison de niveau T4 est pris en compte pour les unités de puissance égale à 0,5 et 1 MW connectées au réseau de distribution. Les valeurs correspondantes sont indiquées dans le tableau suivant :

Coûts en €/MWh PCS	Durée d'appel					
	3624 h			8760 h		
Puissance (MW)	0,5	1	5 et plus	0,5	1	5 et plus
Coût de transport et de modulation	5,3	5,3	5,3	1	1	1
Coût de distribution	2,8	1,8		1,6	1,1	

Coût de transport, de modulation et de distribution du gaz

Enfin, les installations de cogénération ne produisant pas exclusivement de l'électricité, elles ne sont pas exonérées de TICGN à la différence des CCG. Dans cette étude, la TICGN est prise égale à 1,19 €/MWh PCS.

4 – Emissions de CO₂

Les facteurs d'émission des centrales étudiées sont résumées ci-après. Le coefficient d'émissions brut est relatif à l'ensemble de l'installation alors que le coefficient net⁴ ne concerne que la production d'électricité déduction faite des émissions de la chaudière équivalente..

en kg/MWh	CO ₂			
	Année de MSI	2012		2020
Coefficient d'émissions	brut	net	brut	net
Moteur 500 kW	559	298	544	290
Moteur 1 MW	530	289	517	282
Moteur 5 MW	517	282	505	275
TAC 5 MW	667	363	646	352
TAC 11 MW	667	363	646	352
TAC 40 MW	559	298	544	290

Emissions de CO₂ des différentes installations de cogénération

C – Résultats

Les coûts nets de la production d'électricité avec les installations de cogénération sont présentés dans les tableaux ci-après. Ces coûts sont calculés avec les hypothèses médianes (1,15\$ = 1 €, gaz à 6,5\$/MBtu) et des fonctionnements soit en hiver soit en base. Une présentation des coûts bruts de production est proposée en annexe.

Coût net en €/MWh	Durée d'appel	Moteur						TAC					
		500 kWe		1 MWe		5 MWe		5 MWe		11 MWe		40 MWe	
		3624 h	8760 h	3624 h	8760 h	3624 h	8760 h	3624 h	8760 h	3624 h	8760 h	3624 h	8760 h
Taux d'actualisation	5%	94,6	67,3	88,0	64,2	74,4	55,7	86,5	64,2	85,6	63,8	68,4	49,8
	8%	101,5	70,3	93,8	66,7	78,5	57,5	91,1	66,1	90,1	65,6	72,2	51,4
	11%	108,8	73,5	100,0	69,4	82,9	59,4	96,0	68,2	94,8	67,6	76,3	53,1

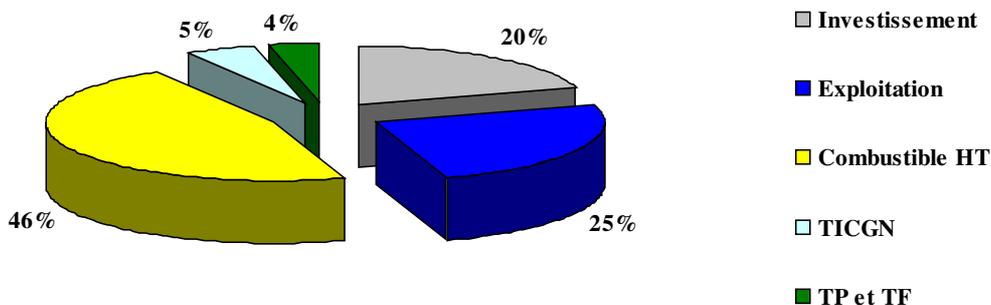
Coûts nets de production hors CO₂ des installations de cogénération (MSI 2012)

⁴ La méthode de la chaudière équivalente utilisée pour le partage des coûts d'investissement et de fonctionnement (notamment en combustible) induit de fait un partage des émissions atmosphériques dans les mêmes proportions.

Coût net en €/MWh	Moteur						TAC					
	500 kWe		1 MWe		5 MWe		5 MWe		11 MWe		40 MWe	
Durée d'appel	3624 h	8760 h	3624 h	8760 h	3624 h	8760 h	3624 h	8760 h	3624 h	8760 h	3624 h	8760 h
Taux d'actualisation 5%	93,7	66,6	87,2	63,5	73,6	55,1	85,2	63,2	84,3	62,6	67,4	49,0
8%	100,6	69,6	93,0	66,0	77,8	56,8	89,8	65,1	88,7	64,5	71,3	50,6
11%	107,9	72,7	99,2	68,7	82,1	58,7	94,7	67,1	93,4	66,4	75,4	52,3

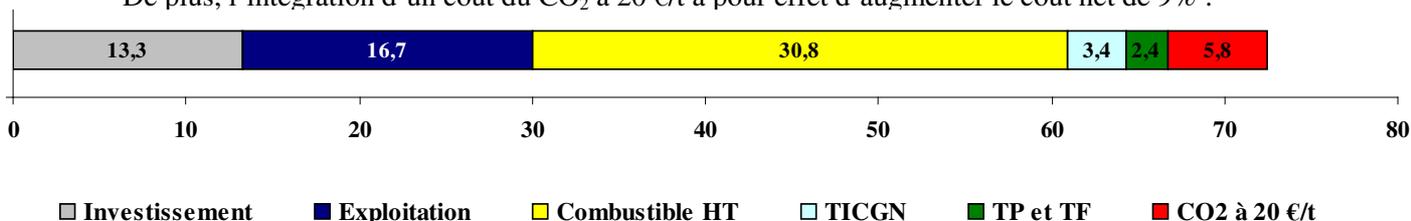
Coûts nets de production hors CO₂ des installations de cogénération (MSI 2020)

La décomposition du coût pour le moteur de 1 MWe est donnée ci-après :



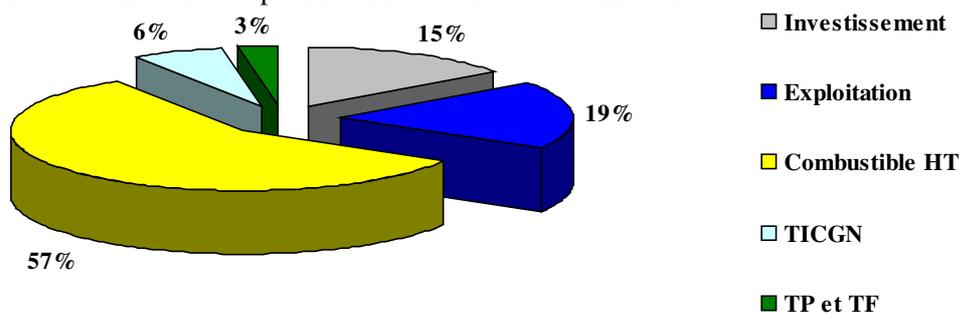
Décomposition du coût net hors CO₂ en base pour le moteur 1 MWe (hors CO₂) en 2012

De plus, l'intégration d'un coût du CO₂ à 20 €/t a pour effet d'augmenter le coût net de 9% :



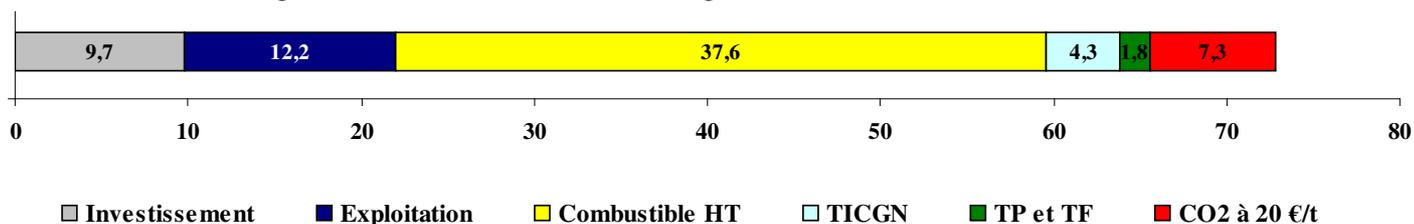
Coût net de production avec un moteur de 1 MWe en base (actualisation 8%, MSI 2012)

La décomposition du coût net en base pour la TAC 11 MWe est donnée ci-dessous :



Décomposition du coût net en base pour la TAC 11 MWe (hors CO₂) en 2012

Si on intègre un coût du CO₂ à 20 €/t, cela augmente le coût net de 11% :



Coût net de production avec la TAC de 11 MWe en base (actualisation 8%, MSI 2012)

D – Analyse de sensibilité

Les tableaux ci-dessous quantifient la sensibilité des coûts de production en base aux principales hypothèses retenues.

Référence moteur 1 MWe : 66,7 €/MWh (coût net, en base, actualisé à 8%)	Variation	Impact sur le coût [€/MWh]
Coût d'investissement	- 10% / + 10%	- 1,7 / + 1,7
Charges d'exploitation	- 10% / + 10%	- 2,2 / + 2,2
Dollar	1€=0,9\$ / 1€=1,4\$	+ 8,3 / - 5,3
Prix du gaz (\$/Mbtu)	3,5 / 9,5	- 13,8 / + 13,8
Rendement électrique sur PCI	- 1% / + 1%	+ 0,7 / - 0,7
Coût du CO ₂ (€/t)	10 / 20	+ 2,9 / + 5,8

Sensibilité du coût net de production d'une cogénération avec un moteur de 1 MWe

Référence TAC 11 MWe : 65,6 €/MWh (coût net, en base, actualisé à 8%)	Variation	Impact sur le coût [€/MWh]
Coût d'investissement	- 10% / + 10%	- 1,2 / + 1,2
Charges d'exploitation	- 10% / + 10%	- 1,8 / + 1,8
Dollar	1€=0,9\$ / 1€=1,4\$	+ 10,5 / - 6,7
Prix du gaz (\$/Mbtu)	3,5 / 9,5	- 17,3 / + 17,4
Rendement électrique sur PCI	- 1% / + 1%	+ 1,2 / - 1,1
Coût du CO ₂ (€/t)	10 / 20	+ 6,7 / + 13,3

Sensibilité du coût net de production d'une cogénération avec une TAC de 11 MWe

On peut noter que les variations de 10% du coût d'investissement et de 1% du rendement n'influencent pas de façon déterminante le coût de production du MWh électrique, contrairement au prix frontière du gaz et au taux de change euro-dollar.

Enfin, il faut signaler que l'écart par rapport à l'étude des coûts de référence de 2004 provient essentiellement de la hausse du prix frontière du gaz (passage de 3,3 \$/MBtu en hypothèse centrale en 2004 à 6,5 \$/MBtu dans le présent exercice), ainsi que de l'augmentation de 20% du coût d'investissement justifiée par la hausse des prix des matières premières et de la main d'œuvre.

ANNEXE : Données complémentaires sur les coûts bruts

Coût brut en €/MWh	Durée d'appel	Moteur						TAC					
		500 kWe		1 MWe		5 MWe		5 MWe		11 MWe		40 MWe	
		3624 h	8760 h	3624 h	8760 h	3624 h	8760 h	3624 h	8760 h	3624 h	8760 h	3624 h	8760 h
Taux d'actualisation	5%	145,9	107,8	132,5	100,3	113,3	88,5	136,7	106,5	134,1	104,6	109,5	84,3
	8%	153,3	110,9	138,7	102,9	117,7	90,4	141,6	108,6	138,9	106,5	113,5	86,0
	11%	161,0	114,3	145,2	105,8	122,3	92,4	146,8	110,7	143,8	108,6	117,9	87,8

Coûts bruts de production des installations de cogénération (MSI 2012)

Éolien

A – Caractéristiques techniques

1 – Les parcs éoliens

En ce qui concerne l'éolien terrestre, on considère comme installation de référence un parc composé de 15 éoliennes dont la puissance unitaire est prise égale à 3 MW en 2012 et 4,5 MW en 2020. Pour les éoliennes en mer, on se placera dans le cas d'un parc de 30 éoliennes de 4 MW en 2012 et de 50 éoliennes de 8 MW en 2020. Dans le cas particulier des départements d'outre-mer, le parc éolien de référence est constitué de 10 machines, rabattables en cas de cyclones, de 1 MW en 2012 et de 2 MW en 2020. A titre indicatif, les caractéristiques géométriques des éoliennes considérées sont précisées dans le tableau suivant :

Année de MSI	Eolien terrestre		Eolien en mer		Eolien dans les DOM	
	2012	2020	2012	2020	2012	2020
Puissance unitaire (MW)	3	4,5	4	8	1	2
Hauteur du moyeu (m)	90	100	100	120	70	100
Diamètre des pales (m)	100	130	120	160	60	90

Caractéristiques des éoliennes aux différents horizons

2 – Durée de vie

La durée de vie économique retenue pour les éoliennes est de 20 ans. On suppose ici que la valeur résiduelle de l'installation à la fin de la durée de vie compense les coûts de démantèlement.

3 – Durées de fonctionnement

Les coûts de production de la filière éolienne sont établis en fonction d'un temps de fonctionnement équivalent pleine puissance représentatif de la distribution annuelle des vents sur le site considéré plutôt qu'à partir de durées d'appel⁵. La durée de fonctionnement équivalent pleine puissance est liée à la vitesse moyenne du vent au niveau du moyeu. Pour un vent moyen de l'ordre de 8 m/s, cette durée est d'environ 3000 heures par an, alors que pour un vent de 6 m/s, cette durée devient égale à 2000 heures par an.

Il convient enfin de noter que pour l'éolien terrestre, les sites les plus ventés ont certes déjà été équipés mais les installations feront l'objet de renouvellement à l'horizon 2020.

B – Coûts

1 – Coûts d'investissement

Concernant l'éolien terrestre, le coût d'investissement se décompose en 87% de machines (y compris le transport et le montage), 5% de génie civil, et 8% d'études et de frais de gestion du projet. Pour l'éolien en mer, les machines représentent 75% du coût d'investissement, le génie civil 15%, les études et frais de gestion 10%.

⁵ Si l'on raisonnait en terme de durée d'appel, il faudrait prendre en compte une indisponibilité des turbines et des équipements électriques que l'on peut estimer à 5%.

Par ailleurs, on ne prendra pas en compte l'existence d'intérêts intercalaires, la durée d'installation d'un parc étant relativement courte une fois les phases d'études et de demande d'autorisation réalisées.

Les coûts d'investissement retenus pour cette étude sont synthétisés dans le tableau ci-dessous. On estime à 2% par an les gains dus aux effets d'échelle et d'apprentissage.

Année de MSI	Eolien terrestre		Eolien en mer		Eolien dans les DOM	
	2012	2020	2012	2020	2012	2020
Puissance unitaire (MW)	3	4,5	4	8	1	2
Coût d'investissement (€/kW)	1300	1100	2600	2200	2000	1700

Coût d'investissements pour les éoliennes aux différents horizons

2 – Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation comprennent essentiellement la maintenance légère, mais aussi l'assurance, l'administration et la location du terrain. On retiendra pour la présente étude les coûts d'exploitation variables suivants :

Année de MSI	Eolien terrestre		Eolien en mer		Eolien dans les DOM	
	2012	2020	2012	2020	2012	2020
Puissance unitaire (MW)	3	4,5	4	8	1	2
Charges d'exploitation (€/MWh)	14	11	22	17	22	17

Charges d'exploitation des éoliennes aux différents horizons

En outre, les taxes sont estimées annuellement à environ 1,6% du coût d'investissement.

C – Résultats

Les coûts complets de production de l'éolien sont présentés dans les tableaux ci-dessous avec les hypothèses centrales retenues.

Année de MSI	Taux d'actualisation	Durée de fonctionnement équivalent pleine puissance													
		1800 h		2000 h		2200 h		2400 h		2600 h		2800 h		3000 h	
		2012	2020	2012	2020	2012	2020	2012	2020	2012	2020	2012	2020	2012	2020
	5%	81,0	67,7	74,3	62,0	68,8	57,4	64,2	53,5	60,4	50,2	57,0	47,4	54,2	45,0
	8%	94,0	78,7	86,0	71,9	79,4	66,4	74,0	61,7	69,4	57,8	65,4	54,5	62,0	51,6
	11%	107,6	90,2	98,3	82,3	90,6	75,8	84,2	70,4	78,8	65,9	74,2	61,9	70,2	58,5

Coût de production d'une éolienne terrestre (MSI 2012)

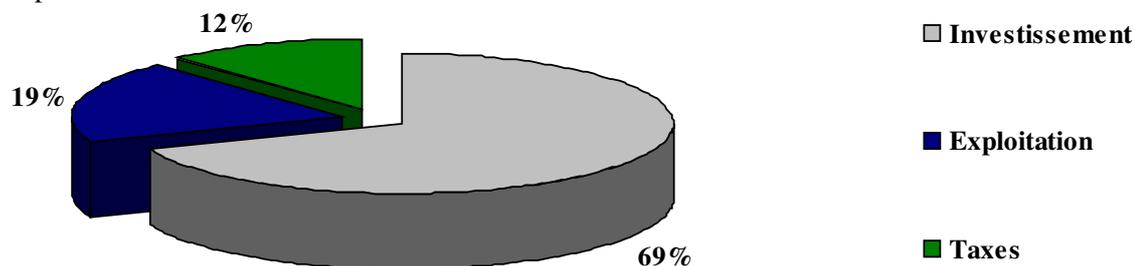
Année de MSI	Taux d'actualisation	Durée de fonctionnement équivalent pleine puissance											
		2600 h		2800 h		3000 h		3200 h		3400 h		3600 h	
		2012	2020	2012	2020	2012	2020	2012	2020	2012	2020	2012	2020
	5%	114,7	95,5	108,1	89,8	102,4	85,0	97,3	80,7	92,9	77,0	89,0	73,7
	8%	132,7	110,7	124,8	104,0	117,9	98,2	111,9	93,1	106,7	88,6	102,0	84,7
	11%	151,7	126,7	142,4	118,9	134,4	112,1	127,3	106,1	121,1	100,9	115,6	96,2

Coût de production d'une éolienne en mer (MSI 2012)

Année de MSI	Taux d'actualisation	Durée de fonctionnement équivalent pleine puissance											
		1600 h		1800 h		2000 h		2200 h		2400 h		2600 h	
		2012	2020	2012	2020	2012	2020	2012	2020	2012	2020	2012	2020
	5%	137,9	115,5	125,0	104,6	114,7	95,8	106,3	88,6	99,3	82,7	93,3	77,6
	8%	160,4	134,6	145,0	121,6	132,7	111,1	122,6	102,5	114,3	95,4	107,2	89,4
	11%	184,1	154,8	166,1	139,4	151,7	127,2	139,9	117,2	130,0	108,8	121,7	101,8

Coût de production d'une éolienne terrestre dans les DOM (MSI 2012)

On obtient pour une éolienne terrestre et une durée de fonctionnement à pleine puissance de 2400 heures par an un coût de production de référence de 74,0 €/MWh en 2012 et de 61,7 €/MWh en 2020. Ce coût est très sensible au taux d'actualisation retenu, l'investissement représentant 69% du coût complet du MWh.



Décomposition du coût d'une éolienne terrestre pour une MSI en 2012 (actualisation à 8%)

D – Analyses de sensibilité

Le coût de production éolien est très sensible aux coûts d'investissements, au taux d'actualisation et aux conditions de vent.

Référence : 74,0 €/MWh (coût complet pour 2400 h/an, actualisé à 8%)	Variation	Impact sur le coût [€/MWh]
Coût d'investissement	- 10% / + 10%	- 6,0 / + 6,0
Coût d'exploitation	- 10% / + 10%	- 1,4 / + 1,4
Durée annuelle de fonctionnement pleine puissance	- 200 h / + 200 h	+ 5,4 / - 4,6
Durée de vie	- 5 ans / + 5 ans	+ 7,5 / - 4,2

Sensibilité du coût des éoliennes terrestres pour MSI 2012

Il convient de souligner que la durée de vie et les coûts d'exploitation devraient évoluer favorablement avec le développement à grande échelle de la filière éolienne en Europe.

Enfin, il convient de noter que, pour l'éolien terrestre, l'écart de 38% avec le résultat l'étude 2004 est dû essentiellement à l'augmentation de 40% (de 922 €/kW à 1300 €/kW) du coût d'investissement due à la très forte augmentation du prix des matières premières et des biens et des services, ainsi qu'à une forte tension sur l'équilibre offre-demande.

Biomasse

La production d'électricité à partir de biomasse n'a de sens que si elle est associée à une valorisation de la chaleur. Elle repose essentiellement sur deux technologies : la combustion conventionnelle et la gazéification.

En terme de méthode, le calcul du coût de production d'électricité par une installation de cogénération à partir de biomasse nécessite d'isoler le coût imputable à la production d'électricité proprement dite. Il est donc nécessaire de faire une hypothèse sur la valorisation de la chaleur produite et la méthode retenue est celle de la chaudière équivalente utilisée également pour la cogénération au gaz naturel. Le coût net de production d'électricité est alors obtenu en additionnant l'ensemble des coûts relatifs à l'installation (appelé coût brut) puis en retranchant les coûts évités relatifs à la chaudière équivalente produisant, à partir de biomasse, de la chaleur ou de la vapeur dans les mêmes conditions.

On considère deux modes de fonctionnement : en hiver uniquement ou bien en base. Dans le cas d'un fonctionnement hivernal, la chaleur est destinée à la production d'eau chaude ou à l'alimentation d'un réseau de chaleur. En revanche, dans le cas d'un fonctionnement en base, la valorisation de la chaleur est associée à un procédé industriel nécessitant de la vapeur sous pression.

A – Caractéristiques techniques

1 – Installations de référence

On considère ici une installation de combustion conventionnelle de biomasse équipée d'une turbine à vapeur et condensant des fumées ce qui permet d'obtenir un rendement électrique de 25%. Une telle installation produisant de la vapeur à faible température et pression est indiquée pour un réseau de chaleur et on retient donc un fonctionnement en hiver uniquement. En revanche, pour obtenir de la vapeur sous pression élevée pour un procédé industriel, et ainsi permettre un fonctionnement en base, le rendement électrique se limite à 20%. Pour la présente étude, nous retenons des installations dont la puissance électrique est de 5 et 10 MW.

En résumé, les rendements électriques et thermiques pris en considération à l'horizon 2012 sont détaillés dans le tableau ci-dessous :

Puissance (MW)	Combustion conventionnelle			
	5		10	
Durée d'appel (h/an)	3624	8760	3624	8760
Rendement électrique sur PCI	25%	20%	25%	20%
Rendement thermique sur PCI	50%	40%	50%	40%

Rendements des installations de biomasse

Il convient de souligner que les calculs seront effectués avec une chaudière équivalente biomasse présentant un rendement sur PCI de 90%.

2 - Durée de vie

On retient pour toutes les installations une durée de vie de 20 ans.

3 – Disponibilité

Le taux d'indisponibilité fortuite retenu est de 3%, quelle que soit la durée de fonctionnement.

En revanche, le taux d'indisponibilité pour entretien varie selon le nombre d'heures annuel de fonctionnement, la maintenance pouvant être programmée en dehors des heures d'appel :

Durée d'appel (h/an)	3624	8760
Indisponibilité pour entretien	2%	7%

Hypothèses des indisponibilités pour entretien

B – Coûts

1 – Coût d'investissement

Compte tenu de la faible durée de réalisation des installations, on ne prend pas en compte les intérêts intercalaires. Les coûts d'investissement sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Puissance (MWe)	Combustion conventionnelle	
	5	10
Coût d'investissement total (€/kWe)	4 000	3 000
Coût de la chaudière équivalente (€/kWth)	450	400

Coûts d'investissement selon les différentes installations de biomasse

2 – Charges d'exploitation

Le tableau ci-dessous détaille les charges d'exploitation pour les différentes installations en fonction de leur puissance électrique. Ces charges comprennent les coûts de personnel, les visites régulières, les opérations de maintenance ainsi que le renouvellement du stock des pièces de rechange.

Puissance (MWe)	Combustion conventionnelle	
	5	10
Coût d'exploitation (€/MWhélec)	36	27
Coût d'exploitation de la chaudière équivalente (€/MWhth)	4	3

Coûts d'exploitation selon les différentes installations

De plus, les taxes sont estimées annuellement à environ 1,5% du coût d'investissement.

3 – Coût de combustible

On retient comme combustible de référence les plaquettes forestières suivant une hypothèse de prix de 20 €/MWh PCI. Un test de sensibilité sera réalisé avec un prix des plaquettes forestières à 16 €/MWh PCI.

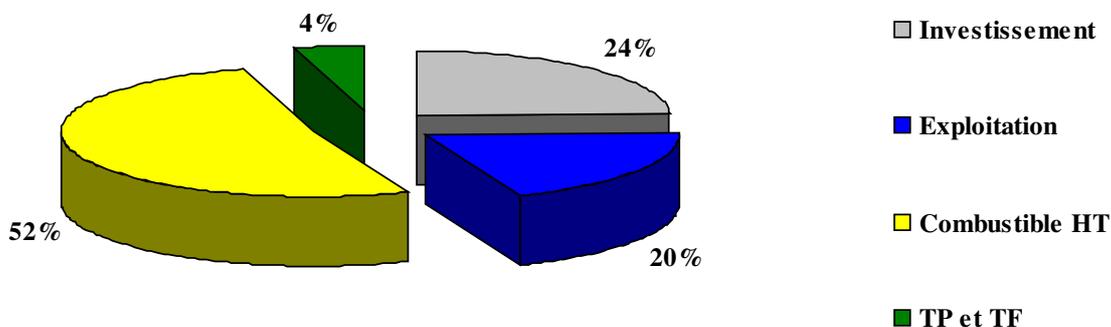
C – Résultats

Les coûts complets de production de l'électricité à partir de biomasse sont présentés dans le tableau ci-après avec les hypothèses centrales retenues.

Coût net en €/MWh		Combustion conventionnelle			
		5		10	
Durée d'appel		3624 h	8760 h	3624 h	8760 h
Taux d'actualisation	5%	148	120	116	103
	8%	164	127	128	108
	11%	181	135	140	113

Coûts nets de production en optique entreprise des installations de biomasse (MSI 2012)

La décomposition du coût net en base pour l'installation avec une combustion conventionnelle de 10 MW est donnée ci-après :



Décomposition du coût net en base pour l'installation avec une combustion conventionnelle de 10 MW en 2012

Ainsi, on constate que le poste de combustible représente environ la moitié du coût de production actualisé.

D – Analyse de sensibilité

Les tableaux ci-dessous quantifient la sensibilité des coûts de production en base aux principales hypothèses retenues.

Référence 10 MW conventionnel : 108 €/MWh (coût net, en base, actualisé à 8%)	Variation	Impact sur le coût [€/MWh]
Coût d'investissement	- 10% / + 10%	- 4 / + 4
Charges d'exploitation	- 10% / + 10%	- 3 / + 3
Prix des plaquettes forestières (€/MWh PCI)	- 4	- 11

Sensibilité du coût de l'installation de combustion conventionnelle de 10MW (MSI 2012)

Biogaz

Le biogaz est un mélange gazeux provenant de la digestion anaérobie de la matière organique dans un digesteur, une station d'épuration ou un centre de stockage de déchets ménagers. C'est un gaz constitué essentiellement de méthane (55 à 80% en masse pour la méthanisation, 45 à 65% en décharge), ainsi que de dioxyde de carbone. Le débit de production et la qualité du biogaz dépendent de la quantité en matière organique et du type de déchet traité.

A – Caractéristiques techniques

1 – Installations de référence

Dans des conditions économiques favorables, l'essentiel du gisement des installations de production d'électricité à partir de biogaz se situe dans la gamme de 200 kW à 1 MW. On prend en compte, dans le cadre des coûts de référence, les équipements de production d'électricité situés en aval de la torchère utilisée lorsqu'il n'y a pas de valorisation du biogaz. Par ailleurs, on calcule un coût de production du biogaz par différence avec la solution de traitement des déchets sans mise à disposition de biogaz (cf. partie coût du combustible). Dans la présente étude, quatre unités de référence sont retenues :

- une station d'épuration (150 000 habitants) associée à une puissance électrique de 200 kW ;
- une codigestion collective de déjections animales (20 000 t/an) avec une puissance de 200 kW ;
- un centre de stockage des déchets (50 000 t/an) associée à une puissance électrique de 500 kW ;
- une unité de méthanisation d'ordures ménagères (40 000 t/an) avec une puissance de 1 MW.

Les techniques de production d'électricité à partir du biogaz sont essentiellement dans les gammes de puissance des installations de référence des moteurs à gaz légèrement adaptés. Les rendements retenus pour la présente étude sont définis dans le tableau suivant :

Année de MSI	Station d'épuration		Codigestion de déjections animales		Centre de stockage des déchets		Méthanisation d'ordures ménagères	
	2012	2020	2012	2020	2012	2020	2012	2020
Puissance	200 kW		200 kW		500 kW		1 MW	
Rendement électrique sur PCI	35%	36%	35%	36%	38%	39%	38%	39%

Rendement des moteurs selon les différentes installations

On ne tient pas compte dans la présente étude de la possibilité, quand le besoin en chaleur existe, de réaliser des unités de cogénération. Si c'est peu probable dans le cas des centres de stockage de déchets, la codigestion à proximité d'habitations pourrait s'y prêter.

2 – Durée de vie

La durée de vie économique de l'installation de production d'électricité par moteurs est prise égale à 15 ans.

3 – Disponibilité

Pour un fonctionnement nominal, on retient le plan de maintenance suivant sur 15 ans (120 000 h) : maintenance préventive avec changement d'huile toutes les 700 heures (immobilisation 20h), révision toutes les 8000 h (immobilisation 1 semaine), révision mi-lourde toutes les 20000 heures (immobilisation 2 semaines) et révision lourde toutes les 40 000 heures (immobilisation 1 mois). Cela représente une indisponibilité pour entretien de 7 % pour un fonctionnement en base.

En ce qui concerne l'indisponibilité fortuite, on retient d'abord un aléa au niveau des moteurs de 3%. En outre, il faut prendre en compte un aléa d'approvisionnement de la ressource. L'approvisionnement en biogaz dépend de la quantité et de la qualité des produits entrés dans le réacteur et du rythme de l'activité génératrice de la matière à traiter. On retiendra un aléa d'approvisionnement de 6% pour la méthanisation de biodéchets, la codigestion et la station d'épuration. En effet, la torchère et un stock tampon permettent d'assurer un lissage à l'échelle de l'heure et l'automatisation de l'alimentation un rythme régulier pendant la semaine. Concernant le centre de stockage de déchets, la production est permanente et les difficultés résident plutôt dans les aléas d'une année sur l'autre, notamment météorologiques, et dans l'estimation de la charge annuelle du site qui reste un exercice difficile. On retiendra dans ce cas un aléa d'approvisionnement de 10%.

	Station d'épuration	Codigestion de déjections animales	Centre de stockage des déchets	Méthanisation d'ordures ménagères
Année de MSI	2012	2012	2012	2012
Puissance	200 kW	200 kW	500 kW	1 MW
Indisponibilité fortuite	9%	9%	13%	9%
Indisponibilité pour entretien	7%	7%	7%	7%

Indisponibilité selon les différentes installations pour une MSI à l'horizon 2012

Enfin, on suppose que des progrès sur la gestion de la ressource permettront de réduire l'indisponibilité fortuite de 1% en 2020.

B – Coûts

1 – Coûts d'investissement

Pour l'installation de codigestion collective et la station d'épuration, le coût d'investissement avec le moteur 200 kW est de 1780 €/kW. Le coût retenu pour l'installation de 500 kW associée au centre de stockage des déchets est de 1700 €/kW. En ce qui concerne le méthaniseur de 1 MW, on retient la valeur de 1575 €/kW.

2 – Coûts d'exploitation

L'estimation des coûts d'exploitation et de maintenance est détaillée ci-dessous.

	Station d'épuration	Codigestion de déjections animales	Centre de stockage des déchets	Méthanisation d'ordures ménagères
Coût d'exploitation variable (€/MWh)	28	28	25	25

Coûts d'exploitation variables suivant les installations

En outre, les taxes sont estimées annuellement à 1,6% du coût d'investissement.

3 – Coûts de combustible

Dans la mesure où il existe une alternative à la production de biogaz pour traiter les déchets, le coût de production du biogaz est défini comme la différence de coût de traitement entre la solution intégrant la production et le traitement du biogaz pour la production d'électricité et la solution de base de traitement des déchets.

Le coût de production du biogaz est variable suivant la filière et la taille de l'installation. On prend l'hypothèse que l'installation fournit un biogaz à débit et composition relativement régulier dans le temps, les aléas étant pris en compte par le taux d'indisponibilité plus haut.

On présente dans le tableau suivant les coûts de production du biogaz pour les quatre installations de référence retenues⁶. Il convient de noter qu'il est parfois difficile d'attribuer certaines charges soit à la production de combustible soit à l'exploitation courante.

	Station d'épuration	Codigestion de déjections animales	Centre de stockage des déchets	Méthanisation d'ordures ménagères
Caractéristiques de l'installation	150000 habitants	20000 t/an	50000 t/an	40000 t/an
Coût du biogaz (€/MWh PCI)	8	24	1,8	8

Coûts de production du biogaz

Il faut noter que l'on fait ici l'hypothèse simplificatrice que, par défaut, le coût du biogaz est indépendant du taux d'actualisation et qu'il restera le même en 2020, alors que d'une part, il résulte de coûts d'investissement et d'exploitation de l'installation de production du biogaz et, d'autre part, on s'attend à des gains dans la production de biogaz à l'horizon 2020 sans être pour l'instant en mesure de les quantifier.

C – Résultats

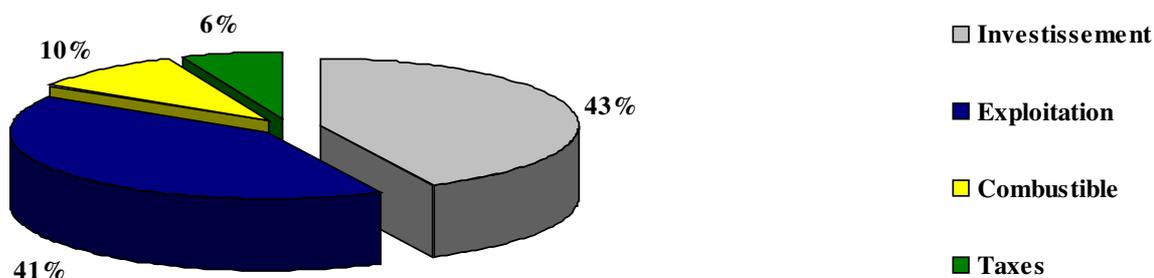
Les coûts en base de la production d'électricité à partir de biogaz sont présentés dans les tableaux ci-après du point de vue de l'entreprise, selon les différentes installations de référence retenues.

		Station d'épuration	Codigestion de déjections animales	Centre de stockage des déchets	Méthanisation d'ordures ménagères
Taux d'actualisation	5%	82,5	139,6	56,8	74,2
	8%	86,4	143,5	60,7	77,7
	11%	90,5	147,7	64,8	81,3

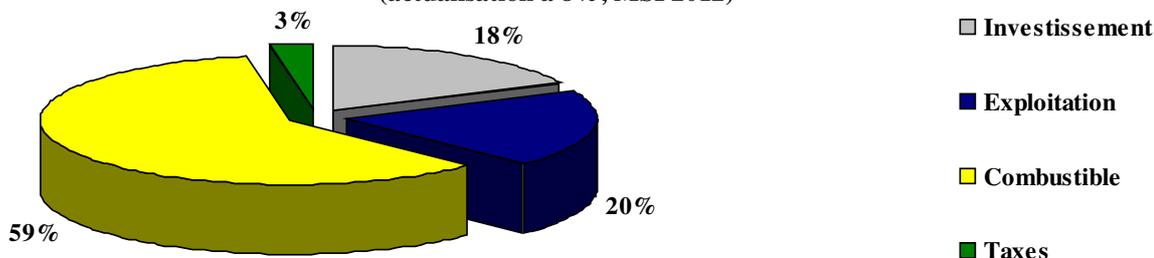
Coût de production des centrales au biogaz pour une MSI en 2012

		Station d'épuration	Codigestion de déjections animales	Centre de stockage des déchets	Méthanisation d'ordures ménagères
Taux d'actualisation	5%	81,4	136,9	56,3	73,3
	8%	85,3	140,8	60,2	76,8
	11%	89,4	144,9	64,3	80,3

Coût de production des centrales au biogaz pour une MSI en 2020



Décomposition du coût d'une centrale au biogaz produit par codigestion (actualisation à 8%, MSI 2012)



Décomposition du coût d'une centrale au biogaz produit par codigestion (actualisation à 8%, MSI 2012)

⁶ Dans le cas de la codigestion de déjections animales, on retient le cas du lisier porcin.

Ainsi, on note que le poste de dépenses relatif au coût de production du biogaz peut être prépondérant. De 10% pour le centre de stockage de déchets, il atteint 59% pour la codigestion de déjections animales, ce qui explique le coût complet nettement supérieur.

D – Analyses de sensibilité

Les tableaux ci-dessous quantifient la sensibilité des coûts de production en base aux principales hypothèses retenues.

Référence : 60,7 €/MWh (MSI 2012, centre de stockage, actualisation à 8%)	Variation	Impact sur le coût [€/MWh]
Coût d'investissement	- 10% / + 10%	- 3,0 / + 3,0
Coût d'exploitation	- 10% / + 10%	- 2,5 / + 2,5
Coût de combustible	- 10% / + 10%	- 0,6 / + 0,6
Disponibilité	- 5% / + 5%	+ 1,8 / - 1,6
Rendement sur PCI	- 1% / + 1%	+ 0,2 / - 0,1
Durée de vie	- 5 ans / + 5 ans	+ 7,2 / - 3,3

Sensibilité du coût de production d'une centrale au biogaz issu du centre de stockage de déchets

Référence : 143,5 €/MWh (MSI 2012, codigestion, actualisation à 8%)	Variation	Impact sur le coût [€/MWh]
Coût d'investissement	- 10% / + 10%	- 2,9 / + 3,0
Coût d'exploitation	- 10% / + 10%	- 2,8 / + 2,8
Coût de combustible	- 10% / + 10%	- 8,5 / + 8,6
Disponibilité	- 5% / + 5%	+ 1,8 / - 1,5
Rendement sur PCI	- 1% / + 1%	+ 2,6 / - 2,3
Durée de vie	- 5 ans / + 5 ans	+ 7,2 / - 3,3

Sensibilité du coût de production d'une centrale au biogaz produit par codigestion

Il faut souligner dans le cas de l'installation de codigestion la grande sensibilité au coût de production du biogaz c'est à dire à celui de l'installation de codigestion. Enfin, il faut signaler que, dans le cas du centre de stockage de déchets, l'écart de 12% par rapport à l'étude des coûts de référence de 2004 provient essentiellement de l'augmentation du coût d'investissement et du coût de production du biogaz.

Usines d'incinération d'ordures ménagères (UIOM)

A – Caractéristiques techniques

A l'horizon de 2012, on choisit comme unité de référence une usine de capacité 100 000 t/an, utilisant la chaleur produite à la seule fin de la production d'électricité, et comportant une unité de production d'électricité de 7 MW.

On considère une durée de vie économique de l'installation de production d'électricité de 20 ans.

On considère uniquement dans cette étude un fonctionnement en base, pour lequel l'indisponibilité pour entretien est prise égale à 8%. On retient de plus l'hypothèse d'une indisponibilité fortuite à 3%.

B – Coûts

1 – Coûts d'investissement

Le surcoût d'investissement entre la solution de production d'électricité et la solution sans valorisation de la chaleur produite par la combustion retenu pour une unité de production de 7 MW est de 2500 €/kW. Ce surcoût correspond à la construction d'un aérorefrigérant, aux achats du surchauffeur pour la chaudière, du groupe turboalternateur, des équipements de contrôle-commande associés et des pièces de rechange. On a également pris en compte les frais d'études et de maîtrise d'ouvrage supplémentaires.

2 – Coûts d'exploitation

Nous n'imputons pas de coût de combustible car l'incinération sans valorisation énergétique implique les mêmes coûts de collecte des déchets.

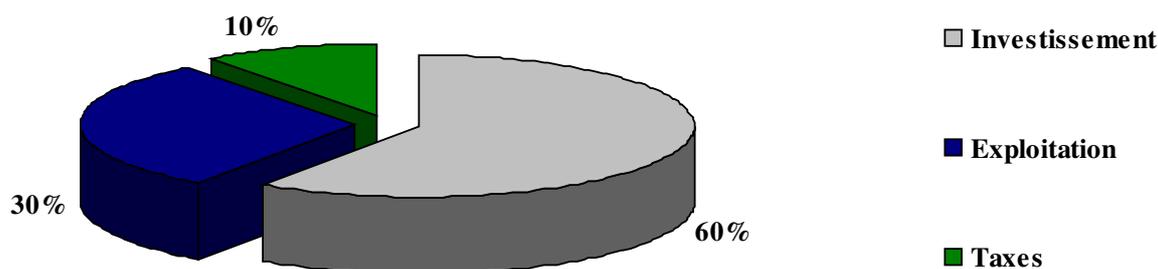
Par ailleurs, l'estimation des charges d'exploitation conduit à considérer un coût de 15€/MWh. Enfin, les taxes sont annuellement estimées à 1,6% du coût d'investissement.

C – Résultats

Les coûts en base de la production d'électricité avec une UIOM sont présentés dans les tableaux ci-après du point de vue de l'entreprise.

		en base
Taux d'actualisation	5%	44,5
	8%	50,1
	11%	56,0

Coût de production en optique entreprise d'un MWh produit par une UIOM de 7 MW
(MSI 2012)



**Décomposition du coût d'un MWh produit par une UIOM de 7 MW
(actualisation à 8%, MSI 2012)**

D – Analyses de sensibilité

Les tableaux ci-dessous quantifient la sensibilité des coûts de production en base aux principales hypothèses retenues.

Référence : 50,1 €/MWh (coût complet en base, actualisé à 8%)	Variation	Impact sur le coût [€/MWh]
Coût d'investissement	- 10% / + 10%	- 3,5 / + 3,5
Coût d'exploitation	- 10% / + 10%	- 1,5 / + 1,5
Durée de vie	- 5 ans / + 5 ans	+ 4,4 / - 2,4

Sensibilité du coût de production d'une UIOM

Solaire photovoltaïque

A – Caractéristiques techniques

1 – Installations de référence

Une centrale solaire photovoltaïque comprend des panneaux constitués de cellules photovoltaïques, des onduleurs convertissant le courant continu produit en courant alternatif pour le raccordement au réseau, ainsi que des éléments structuraux notamment dans le cas de l'intégration au bâti.

La puissance du rayonnement solaire incident est de 1 kW/m² et la puissance électrique d'un panneau solaire de 1 m² est en 2006 d'environ 150 Wc. De plus, l'énergie solaire incidente au niveau des panneaux photovoltaïques inclinés de manière optimale et orientés vers le soleil dépend du lieu d'implantation de la centrale. Nous considérons dans cette étude deux situations : d'une part une énergie solaire incidente de 1150 kWh/m²/an qui peut correspondre à la situation de l'extrême nord de la France, et d'autre part une énergie de 1950 kWh/m²/an pouvant correspondre en moyenne à la situation du sud-est, de la Corse et des DOM. Des études de sensibilité seront ensuite effectuées.

Dans la présente étude, on retient quatre installations de référence :

- une installation de 3 kWc intégrée au bâti d'une maison individuelle ;
- une installation de 30 kWc située sur un toit de bâtiment tertiaire ou agricole ;
- une centrale de 300 kWc, installée par exemple sur la toiture-terrasse d'un très grand entrepôt du secteur tertiaire ou d'une industrie ;
- une centrale au sol de 10 MWc, avec un dispositif de suivi de la course du soleil, dans une activité exclusivement basée sur la production d'électricité. Il convient ici de souligner qu'un tel dispositif de suivi de la course du soleil (appelé dans la littérature anglo-saxonne tracker) permet d'augmenter la production de 30%.

Enfin, la notion de durée d'appel n'a pas de sens pour l'énergie solaire. On raisonne en terme de productivité annuelle de référence et de durée de fonctionnement équivalent annuel à la puissance nominale crête. Afin de calculer l'énergie électrique produite par 1 kWc photovoltaïque installé et par an, il convient de prendre en compte un coefficient de performance traduisant les diverses pertes dues à l'onduleur, au circuit électrique, aux effets de température, à la géométrie du dispositif...

Le tableau ci-après résume les différents cas étudiés et mentionne les gains que l'on peut espérer réaliser à l'horizon 2020 en terme de coefficient de performance entraînant une augmentation de la productivité :

Energie solaire incidente (kWh/m ² /an)	1150		1950							
	3		3		30		300		10000	
Puissance de l'installation (kWc)	3		3		30		300		10000	
Dispositif de suivi de la course du soleil	non		non		non		non		oui	
Horizon d'étude	2012	2020	2012	2020	2012	2020	2012	2020	2012	2020
Coefficient de performance	0,75	0,83	0,75	0,83	0,80	0,86	0,80	0,86	0,80	0,86
Energie électrique produite (kWh/kWc/an)	863	955	1463	1619	1560	1677	1560	1677	2028	2180

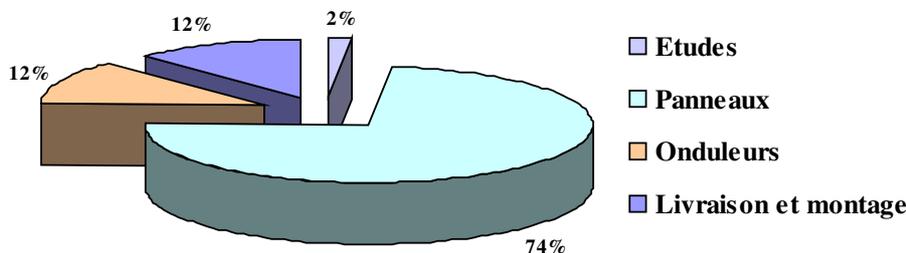
Caractéristiques des installations photovoltaïques de référence

La durée de vie économique est estimée à partir de la garantie de fonctionnement donnée par les constructeurs. Le panneau est le composant le plus durable alors que les onduleurs peuvent être amenés à être changés au cours de la vie de l'équipement. On retient une durée de vie économique de 30 ans.

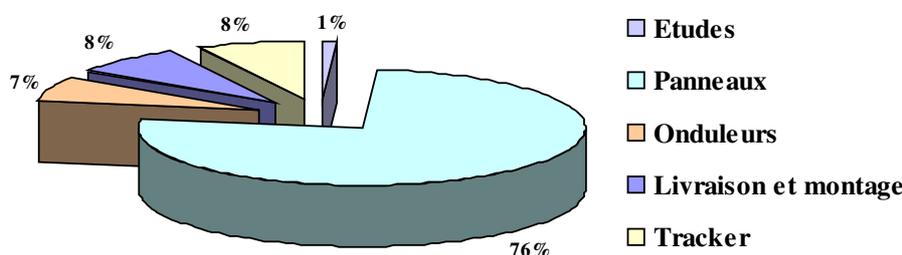
B – Coûts

1 – Coût d'investissement

Le coût d'investissement comprend les panneaux photovoltaïques, les onduleurs, le transport et le montage de l'installation, ainsi que des frais d'études, plus éventuellement le tracker.



Décomposition du coût d'investissement pour l'installation photovoltaïque de 3 kWc



Décomposition du coût d'investissement pour la centrale au sol de 10 MWc

On constate ainsi que les panneaux photovoltaïques représentent environ les trois-quarts du coût d'investissement. A cet égard, il faut mentionner que d'importantes perspectives de gain sont envisageables. En effet, le potentiel de réduction des coûts des modules résulte de plusieurs facteurs : d'une part, l'amélioration du rendement de conversion et des procédés par le progrès technologique, et d'autre part, un effet de volume sur l'assemblage des modules consécutivement à une augmentation significative de la taille des usines de production.

Les coûts d'investissement en 2012 et 2020 sont présentés ci-après. Pour l'installation de 3 kWc intégrée au bâti, on constate en 2007 un coût d'investissement d'environ 7500 €/kW sur lequel on escompte un taux d'apprentissage de 5% par an. Concernant les installations de puissances supérieures, on retient un taux d'apprentissage plus prudent de 4% par an entre les horizons 2012 et 2020 :

Puissance de l'installation (kWc)	3		30		300		10000	
	non		non		non		oui	
Dispositif de suivi de la course du soleil	non		non		non		oui	
Horizon d'étude	2012	2020	2012	2020	2012	2020	2012	2020
Coût d'investissement (€/kWc)	5900	4000	4600	3350	4000	2920	3800	2800

Coût d'investissement des différentes installations photovoltaïques

2 – Charges d'exploitation

Les dépenses annuelles d'exploitation et de maintenance (y compris l'assurance et les provisions pour changement des onduleurs) sont évaluées à 85 €/kW/an pour les installations de 3, 30 et 300 kWc. En revanche, pour la centrale au sol de 10 MWc avec tracker, elles sont prises égales à 120 €/kW/an.

Quant aux diverses taxes payées annuellement, on prend notamment en compte la taxe professionnelle sauf pour l'installation de 3 kWc relative au résidentiel. En outre, dans le cas de la centrale au sol de 10 MWc, on considère également la taxe foncière.

C – Résultats

Le résultat à l'horizon 2012 pour une installation de 3 kWc avec une énergie solaire incidente de 1950 kWh/kWc/an est de 400 €/MWh avec un taux d'actualisation de 8 % alors qu'il est de 228 €/MWh pour la centrale au sol de 10 MWc.

Energie solaire incidente (kWh/m ² /an)		1150	1950			
Puissance (kWc)		3	3	30	300	10000
Taux d'actualisation	5%	539	318	258	231	190
	8%	678	400	318	283	228
	11%	825	486	381	338	268

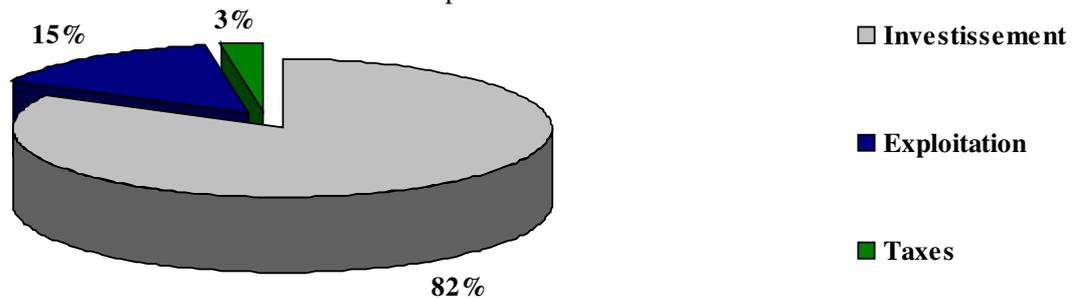
Coûts des installations photovoltaïques (MSI 2012)

A l'horizon 2020, ces coûts deviennent respectivement 262 €/MWh et 171 €/MWh avec l'effet de progrès technologique qui réduit significativement les coûts d'investissement.

Energie solaire incidente (kWh/m ² /an)		1150	1950			
Puissance (kWc)		3	3	30	300	10000
Taux d'actualisation	5%	359	212	188	171	145
	8%	444	262	229	206	171
	11%	534	315	272	243	198

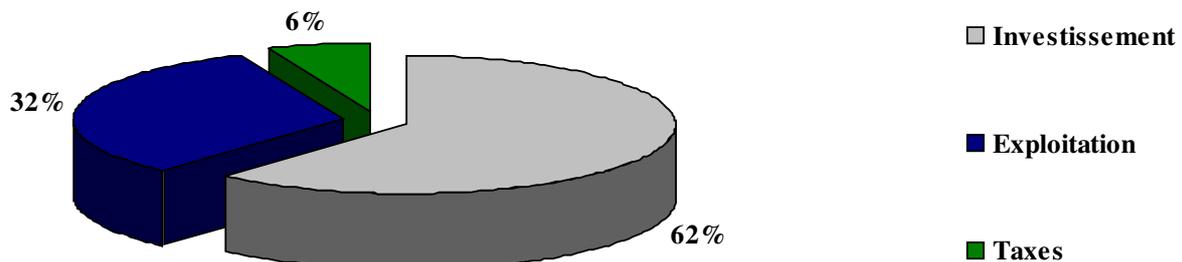
Coûts des installations photovoltaïques (MSI 2020)

La décomposition du coût pour l'installation de 3 kWc avec une énergie solaire incidente de 1950 kWh/kWc/an à l'horizon 2012 est donnée ci-après :



Décomposition du coût pour l'installation de 3 kWc en 2012 (actualisation 8%)

La décomposition du coût pour la centrale au sol de 10 MWc avec une énergie solaire incidente de 1950 kWh/kWc/an à l'horizon 2020 est donnée sur la figure ci-dessous :



Décomposition du coût pour l'installation de 10 MWc en 2020 (actualisation 8%)

Il faut noter que la part importante d'exploitation doit être ramenée au coût total soit, ci-dessus, 58 €/MWh pour l'installation de 3 kWc, et 55 €/MWh pour la centrale au sol de 10 MWc.

D – Analyses de sensibilité

Les tableaux ci-dessous quantifient la sensibilité des coûts de production aux principales hypothèses retenues.

Référence en 2012 : 400 €/MWh (3 kWc, 1950kWh/kWc/an, actualisation 8%)	Variation	Impact sur le coût [€/MWh]
Taux d'apprentissage entre 2007 et 2012	4% / 6%	+ 17 / - 16
Durée de vie	- 5 ans / + 5 ans	+ 18 / - 11
Durée de fonctionnement	- 200 h / - 400 h	+ 63 / + 151

Sensibilité du coût de production pour l'installation résidentielle

Référence en 2020 : 171 €/MWh (10 MWc, 1950kWh/kWc/an, actualisation 8%)	Variation	Impact sur le coût [€/MWh]
Taux d'apprentissage entre 2012 et 2020	3% / 5%	+ 9 / - 9
Durée de vie	- 5 ans / + 5 ans	+ 6 / - 4
Durée de fonctionnement	- 200 h / - 400 h	+ 17 / + 38

Sensibilité du coût de production pour la centrale au sol avec tracker

Petite hydroélectricité

A – Caractéristiques techniques

1 – Installations de référence

Les grandes installations hydroélectriques ne sont pas étudiées. En effet, le coût de ces installations peut varier de manière très importante en fonction du site d'implantation. En matière de petite hydroélectricité, on constate également une grande diversité dans les sites d'installation des ouvrages. Néanmoins, des installations de référence peuvent être définies pour l'exploitation des basses chutes inférieures à 20 m et des hautes chutes supérieures à 200 m.

De plus, à cette catégorisation d'ordre topographique et hydrologique se superpose une décomposition par puissance. Pour les basses chutes, on considère deux micro-centrales de 50 et 250 kW, une mini-centrale de 1 MW, et deux petites centrales de 3 et 7,5 MW. Concernant les hautes chutes, on étudie une mini-centrale de 1 MW, ainsi que deux petites centrales de 3 et 7,5 MW.

Les centrales hydroélectriques comportent :

- les ouvrages de génie civil (prise d'eau⁷, canal d'amenée et/ou conduite forcée) ;
- les aménagements piscicoles (passe à poissons,...) ;
- les équipements hydromécaniques, et notamment la turbine ;
- les équipements électriques composés du générateur et du système de régulation.

Pour les hautes chutes, les turbines considérées sont de type Pelton. Les basses chutes sont équipées de turbines Kaplan à l'exception de la micro-centrale de 50 kW équipée d'une turbine VLH (Very Low Head) qui permet de limiter les travaux de génie civil.

La durée de vie économique retenue pour les installations est de 30 ans. Cette valeur est principalement calée sur la durée de vie des turbines : en effet les ouvrages de génie civil ont une durée de vie très supérieure, à condition qu'un entretien régulier soit effectué.

En outre, il convient de noter que les technologies relatives à l'hydroélectricité étant matures, il y a peu de perspective d'effet d'apprentissage qui induirait une réduction significative des coûts à moyen terme. Pour cette raison, nous nous limiterons à l'horizon d'étude 2012.

2 – Durée de fonctionnement

La caractérisation administrative des chutes se fait par la puissance maximale brute (PMB)⁸. Celle-ci, exprimée en kW, est égale à $9,81 \cdot \text{module}(\text{m}^3/\text{s}) \cdot \text{hauteur}(\text{m})$. C'est la puissance maximale que l'on pourrait retirer avec une installation dimensionnée pour capter tout le débit du cours d'eau quelles que soient l'amplitude des variations de son régime. Néanmoins, on constate en moyenne sur le parc un rendement de l'ordre de 0,8 et un productible sur la base de 4700 heures par an au niveau du module.

Or, dans le cadre de l'étude des coûts de référence, nous raisonnons en terme de puissance électrique installée. Le productible s'exprime alors par le produit de cette puissance installée par le nombre d'heures de fonctionnement à pleine puissance. Pour les basses chutes, il y a une tendance à sous-équiper l'installation par rapport à la PMB, alors que pour les hautes chutes, on note au contraire une tendance à sur-équiper l'installation par rapport à la PMB.

Pour cette raison, nous réaliserons les calculs pour les basses chutes avec une durée de fonctionnement équivalent pleine puissance de 4000 heures par an, alors que nous prendrons 3500 heures par an pour les hautes chutes⁹. Des études de sensibilité seront ensuite réalisées.

⁷ Pour les centrales de basse chute, l'usine est soit intégrée directement sur le barrage, soit placée à l'extrémité d'un canal.

⁸ La PMB est calculée à partir du module, qui est le débit moyen sur 30 ans du cours d'eau.

⁹ En raisonnant ainsi, on s'affranchit de prendre en compte l'indisponibilité fortuite de l'ordre de 3% que l'on devrait considérer si l'on raisonnait en terme de durée d'appel. NB: on ne retiendrait que l'indisponibilité fortuite car l'entretien s'effectue en période de déficit hydraulique.

B – Coûts

1 – Coût d'investissement

Le tableau ci-dessous présente les coûts d'investissement bruts selon les différentes centrales hydroélectriques :

Puissance électrique	Basse Chute					Haute Chute		
	50 kW	250 kW	1 MW	3 MW	7,5 MW	1 MW	3 MW	7,5 MW
Coût d'investissement non actualisé (€/kW)	3500	2700	2300	2000	1800	2200	1900	1700

Coûts d'investissement non actualisés

Le coût d'investissement peut être décomposé en trois postes essentiels : environ 10% d'études et frais de dossier, de 55% à 60% de génie civil, et de 30% à 35% d'équipements hydromécanique et électrique.

On considère ensuite une durée moyenne de réalisation du projet de 3 ans, ainsi que l'échéancier de dépenses suivants :

Dépenses	Années avant MSI		
	-3	-2	-1
	10%	30%	60%

Les coûts d'investissement actualisés sont ainsi les suivants :

Investissement total actualisé à la MSI (€/kW)	Basse Chute					Haute Chute		
	50 kW	250 kW	1 MW	3 MW	7,5 MW	1 MW	3 MW	7,5 MW
actualisation 3%	3659	2823	2405	2091	1882	2300	1987	1777
actualisation 4%	3713	2865	2440	2122	1910	2334	2016	1804
actualisation 5%	3768	2907	2476	2153	1938	2368	2045	1830
actualisation 8%	3934	3035	2585	2248	2023	2473	2135	1911
actualisation 11%	4103	3165	2697	2345	2110	2579	2228	1993

Coûts d'investissement actualisés suivant les différents taux d'actualisation

Au total, les coûts d'investissement pour les basses chutes s'échelonnent de 2023 €/kW à 3934 €/kW pour un taux d'actualisation de 8%. Pour les hautes chutes et le même taux d'actualisation, ils vont de 1911 à 2473 €/kW. Les intérêts intercalaires représentent alors environ 11% du coût d'investissement actualisé.

2 – Charges d'exploitation

Pour les basses chutes, des coûts annuels d'exploitation moyens de 3% du coût d'investissement ont été retenus, majoritairement composés de la maintenance et du pilotage de l'installation. Pour les hautes chutes, on retient des coûts annuels d'exploitation à hauteur de 2% du coût d'investissement.

Les coûts de conduite et maintenance contiennent les dépenses d'entretien courant de l'installation mais pas de dépenses de jouvence. Ils sont cohérents avec la durée de vie économique retenue soit 30 ans pour ces installations.

Les taxes sont estimées annuellement à environ 1,6% du coût d'investissement.

C – Résultats

Les coûts complets de production de la petite hydroélectricité, avec les hypothèses centrales, sont présentés dans les tableaux ci-dessous.

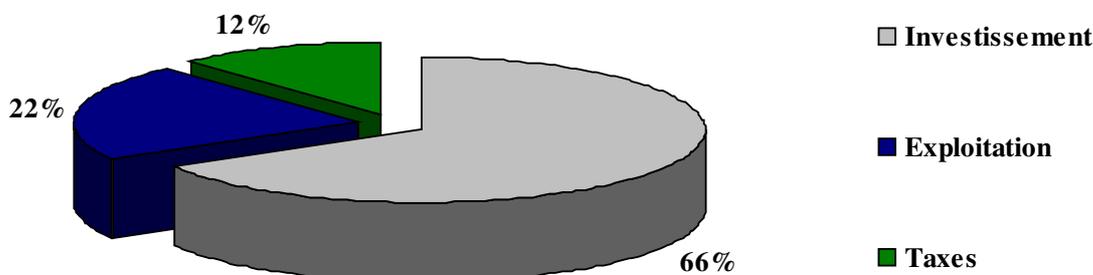
Sur la base de 4000 heures par an de fonctionnement pleine		Basse Chute				
		50 kW	250 kW	1 MW	3 MW	7,5 MW
Taux d'actualisation	5%	98,7	76,1	64,8	56,4	50,7
	8%	121,2	93,5	79,6	69,3	62,3
	11%	146,6	113,1	96,4	83,8	75,4

Coût de production d'une centrale hydroélectrique basse chute

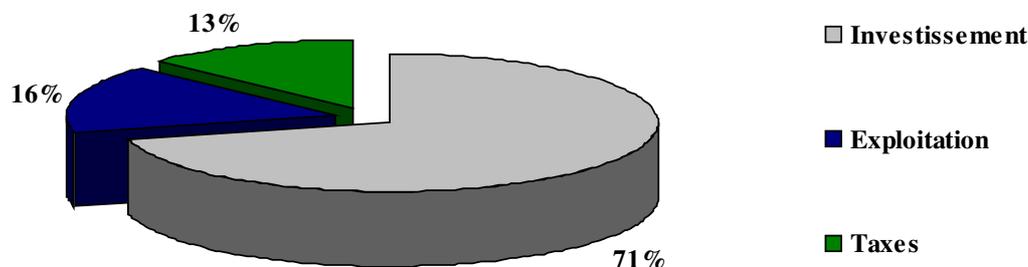
Sur la base de 3500 heures par an de fonctionnement pleine		Haute Chute		
		1 MW	3 MW	7,5 MW
Taux d'actualisation	5%	64,6	55,8	49,9
	8%	80,8	69,8	62,4
	11%	99,0	85,5	76,5

Coût de production d'une centrale hydroélectrique haute chute

La décomposition du coût montre la prépondérance de la part de l'investissement.



Décomposition du coût d'une centrale hydraulique de 1 MW basse chute (actualisation à 8%)



Décomposition du coût d'une centrale hydraulique de 1 MW haute chute (actualisation à 8%)

D – Analyses de sensibilité

Les tableaux ci-après montrent la sensibilité des coûts de production en base aux principales hypothèses.

Référence basse chute 1 MW : 79,6 €/MWh (coût complet pour 4000 h/an, actualisé à 8%)	Variation	Impact sur le coût [€/MWh]
Coût d'investissement	- 10% / + 10%	- 7,9 / + 8,0
Coût d'exploitation	- 10% / + 10%	- 1,7 / + 1,8
Durée de fonctionnement pleine puissance (h/an)	+ 500 / + 1000	- 8,8 / - 15,9
Durée de vie	- 5 ans / + 5 ans	+ 3,0 / - 1,8

Sensibilité du coût de production des centrales hydroélectriques basse chute

Référence haute chute 1 MW : 80,8 €/MWh (coût complet pour 3500 h/an, actualisé à 8%)	Variation	Impact sur le coût [€/MWh]
Coût d'investissement	- 10% / + 10%	- 8,1 / + 8,0
Coût d'exploitation	- 10% / + 10%	- 1,3 / + 1,2
Durée de fonctionnement pleine puissance (h/an)	+ 500 / + 1000	- 10,1 / - 18,0
Durée de vie	- 5 ans / + 5 ans	+ 3,2 / - 2,0

Sensibilité du coût de production des centrales hydroélectriques haute chute

On remarque la grande influence du nombre d'heures de fonctionnement pleine puissance sur le coût de production, ce qui traduit l'absence de coûts variables proportionnels à la production.

Par rapport à l'étude 2004 et considérant l'installation de haute chute de 3 MW, on constate une augmentation du coût de production de 40%. L'explication réside essentiellement dans l'augmentation du coût d'investissement en raison de l'augmentation du prix des matières premières et du coût de la main d'œuvre.