



Coûts prévisionnels de production de l'électricité

Mise à jour 2005

AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE
AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE
ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

L'OCDE est un forum unique en son genre où les gouvernements de 30 démocraties œuvrent ensemble pour relever les défis économiques, sociaux et environnementaux que pose la mondialisation. L'OCDE est aussi à l'avant-garde des efforts entrepris pour comprendre les évolutions du monde actuel et les préoccupations qu'elles font naître. Elle aide les gouvernements à faire face à des situations nouvelles en examinant des thèmes tels que le gouvernement d'entreprise, l'économie de l'information et les défis posés par le vieillissement de la population. L'Organisation offre aux gouvernements un cadre leur permettant de comparer leurs expériences en matière de politiques, de chercher des réponses à des problèmes communs, d'identifier les bonnes pratiques et de travailler à la coordination des politiques nationales et internationales.

Les pays membres de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, la Corée, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission des Communautés européennes participe aux travaux de l'OCDE.

Les Éditions de l'OCDE assurent une large diffusion aux travaux de l'Organisation. Ces derniers comprennent les résultats de l'activité de collecte de statistiques, les travaux de recherche menés sur des questions économiques, sociales et environnementales, ainsi que les conventions, les principes directeurs et les modèles développés par les pays membres.

* * *

Cet ouvrage est publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE. Les opinions et les interprétations exprimées ne reflètent pas nécessairement les vues de l'OCDE ou des gouvernements de ses pays membres.

Also available in English under the title:

Projected Costs of Generating Electricity: 2005 Update

AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) a été créée le 1^{er} février 1958 sous le nom d'Agence européenne pour l'énergie nucléaire de l'OECE. Elle a pris sa dénomination actuelle le 20 avril 1972, lorsque le Japon est devenu son premier pays membre de plein exercice non européen. L'Agence compte actuellement 28 pays membres de l'OCDE : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, la République de Corée, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission des Communautés européennes participe également à ses travaux.

La mission de l'AEN est :

- d'aider ses pays membres à maintenir et à approfondir, par l'intermédiaire de la coopération internationale, les bases scientifiques, technologiques et juridiques indispensables à une utilisation sûre, respectueuse de l'environnement et économique de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques ; et
- de fournir des évaluations faisant autorité et de dégager des convergences de vues sur des questions importantes qui serviront aux gouvernements à définir leur politique nucléaire, et contribueront aux analyses plus générales des politiques réalisées par l'OCDE concernant des aspects tels que l'énergie et le développement durable.

Les domaines de compétence de l'AEN comprennent la sûreté nucléaire et le régime des autorisations, la gestion des déchets radioactifs, la radioprotection, les sciences nucléaires, les aspects économiques et technologiques du cycle du combustible, le droit et la responsabilité nucléaires et l'information du public. La Banque de données de l'AEN procure aux pays participants des services scientifiques concernant les données nucléaires et les programmes de calcul.

Pour ces activités, ainsi que pour d'autres travaux connexes, l'AEN collabore étroitement avec l'Agence internationale de l'énergie atomique à Vienne, avec laquelle un Accord de coopération est en vigueur, ainsi qu'avec d'autres organisations internationales opérant dans le domaine de l'énergie nucléaire.

© OCDE 2005

Toute reproduction, copie, transmission ou traduction de cette publication doit faire l'objet d'une autorisation écrite. Les demandes doivent être adressées aux Éditions de l'OCDE rights@oecd.org ou par fax (33-1) 45 24 13 91. Les demandes d'autorisation de photocopie partielle doivent être adressées directement au Centre français d'exploitation du droit de copie, 20 rue des Grands Augustins, 75006 Paris, France (contact@cfcopies.com).

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE

L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) est un organe autonome institué en novembre 1974 dans le cadre de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) afin de mettre en œuvre un programme international de l'énergie.

Elle applique un programme général de coopération dans le domaine de l'énergie entre vingt-six des trente pays Membres de l'OCDE. Les objectifs fondamentaux de l'AIE sont les suivants :

- tenir à jour et améliorer des systèmes permettant de faire face à des perturbations des approvisionnements pétroliers ;
- œuvrer en faveur de politiques énergétiques rationnelles dans un contexte mondial grâce à des relations de coopération avec les pays non membres, l'industrie et les organisations internationales ;
- gérer un système d'information continue sur le marché international du pétrole ;
- améliorer la structure de l'offre et de la demande mondiales d'énergie en favorisant la mise en valeur de sources d'énergie de substitution et une utilisation plus rationnelle de l'énergie ;
- contribuer à l'intégration des politiques d'énergie et d'environnement.

Les pays membres de l'AIE sont: Allemagne, Australie, Autriche, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, États-Unis, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Norvège, Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Portugal, République de Corée, République Tchèque, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie. La Commission européenne participe aux travaux de l'AIE.

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

L'OCDE est un forum unique en son genre où les gouvernements de trente démocraties œuvrent ensemble pour relever les défis économiques, sociaux et environnementaux que pose la mondialisation. L'OCDE est aussi à l'avant-garde des efforts entrepris pour comprendre les évolutions du monde actuel et les préoccupations qu'elles font naître. Elle aide les gouvernements à faire face à des situations nouvelles en examinant des thèmes tels que le gouvernement d'entreprise, l'économie de l'information et les défis posés par le vieillissement de la population. L'Organisation offre aux gouvernements un cadre leur permettant de comparer leurs expériences en matière de politiques, de chercher des réponses à des problèmes communs, d'identifier les bonnes pratiques et de travailler à la coordination des politiques nationales et internationales.

Les pays membres de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, la Corée, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, la Nouvelle Zélande, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission européenne participe aux travaux de l'OCDE.

© OCDE/AIE, 2005

Toute reproduction, copie, transmission ou traduction de cette publication doit faire l'objet d'une autorisation écrite. Les demandes doivent être adressées à :

Agence Internationale de l'Énergie (AIE), M. le Chef du Service des publications,
9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France.

Avant-propos

Ce rapport est le sixième d'une série d'études sur les coûts prévisionnels de production de l'électricité. Les premières éditions ont été publiées par l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) en 1983 et 1986. Depuis 1989, les études ont été menées conjointement par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et l'AEN et publiées par l'OCDE en 1989, 1993 et 1998.

Cette étude a été conduite par un groupe d'experts de dix-neuf pays membres et de deux organisations internationales, l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) et la Commission européenne (CE). L'AIEA a fourni des informations provenant de trois pays non membres. Les centrales considérées dans l'étude utilisent des technologies disponibles aujourd'hui sur le marché et susceptibles d'être mises en service dans les pays participants d'ici 2010 à 2015 ou plus tôt.

Le rapport présente et analyse les coûts prévisionnels de production de l'électricité calculés sur la base de données fournies par les experts participants et d'hypothèses génériques définies par le groupe. Le Secrétariat conjoint AEN/AIE a utilisé la méthode du coût moyen actualisé pour estimer les coûts de production de l'électricité produite par plus d'une centaine de centrales au charbon, au gaz, nucléaires, hydrauliques, solaires, éoliennes et autres ; des estimations de coûts de production de l'électricité sont données également pour des centrales cogénératrices de chaleur et d'électricité alimentées au charbon, au gaz ainsi qu'avec des combustibles renouvelables. Les annexes du rapport couvrent différents sujets tels que les technologies de production de l'électricité, l'intégration des risques financiers dans l'estimation des coûts, l'impact de l'introduction de centrales éoliennes dans les réseaux électriques et les effets des échanges de permis d'émission de carbone sur les coûts de l'électricité.

L'étude est publiée sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE et du Directeur exécutif de l'AIE. Le rapport reflète l'opinion collective du groupe d'experts mais pas nécessairement les points de vue de leurs organismes de tutelle ni de leurs gouvernements.

Remerciements

Le Secrétariat conjoint – Peter Fraser et Ulrik Stridbaeck de l'AIE, et Evelyne Bertel de l'AEN – reconnaît la contribution majeure du groupe d'experts qui a fourni les données de l'étude et revu les projets successifs de rapport. Marius Condu de l'AIEA a recueilli les informations en provenance des pays non membres. Le Docteur Gert van Uiter (Pays-Bas) et le Professeur Alfred Voss (Allemagne) ont co-présidé le groupe.

Avant-propos	5
Note de synthèse	11
Chapitre 1 – Introduction	15
Généralités	15
Objectifs et portée des études	15
Évolution du processus décisionnel dans le secteur de l'électricité	16
Études antérieures dans la même série	17
Autres études nationales et internationales consacrées au même sujet	18
Panorama du rapport	20
Chapitre 2 – Données et méthodes de calcul des coûts	23
Présentation du questionnaire	23
Réponses au questionnaire	24
Méthodologie et hypothèses de référence	26
Chapitre 3 – Coûts de production des centrales au charbon, au gaz et nucléaires	35
Centrales au charbon	35
Centrales au gaz	39
Centrales nucléaires	43
Fourchettes de coûts pour les centrales au charbon, au gaz et nucléaires	46
Ratios de coûts pour les centrales au charbon, au gaz et nucléaires	46
Chapitre 4 – Coûts de production des centrales éoliennes, hydrauliques et solaires	53
Centrales éoliennes	53
Centrales hydrauliques	56
Centrales solaires	58
Chapitre 5 – Coûts de production des centrales de production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération)	63
Généralités	63
Caractéristiques des centrales de cogénération étudiées	63
Méthode d'estimation des coûts	64
Estimations du coût de production d'électricité	65
Chapitre 6 – Autres filières de production d'électricité	69
Production décentralisée	69
Incinération des déchets et gaz de décharge	71
Énergies renouvelables combustibles	72
Géothermie	72
Fioul	73
Chapitre 7 – Enseignements et conclusions	75
Généralités	75
Portée de l'étude et limites de la méthode utilisée	75
Tendances d'évolution des filières	77
Filières charbon, gaz et nucléaire	78
Énergies renouvelables, cogénération et autres technologies	79
Tendances d'évolution des coûts de production	79
Conclusions	80

Tableaux

Tableau 2.1	Bilan des réponses par pays et par filière	24
Tableau 2.2	Taux de change (au 1 ^{er} juillet 2003)	27
Tableau 2.3	Liste des réponses	28
Tableau 2.4	Caractéristiques des centrales au charbon	29
Tableau 2.5	Caractéristiques des centrales au gaz	30
Tableau 2.6	Caractéristiques des centrales nucléaires	30
Tableau 2.7	Caractéristiques des centrales éoliennes et solaires	31
Tableau 2.8	Caractéristiques des centrales hydrauliques	31
Tableau 2.9	Caractéristiques des centrales de production combinée (cogénération)	32
Tableau 2.10	Caractéristiques des autres installations	33
Tableau 3.1	Calendrier des dépenses de construction pour les centrales au charbon	36
Tableau 3.2	Coûts d'E&M annuels spécifiques (par kWe) à l'horizon 2010 pour les centrales au charbon	37
Tableau 3.3	Prévisions des prix du charbon communiquées par les répondants au questionnaire	37
Tableau 3.4	Calendrier des dépenses de construction pour les centrales au gaz	40
Tableau 3.5	Coûts d'E&M annuels spécifiques (par kWe) à l'horizon 2010 pour les centrales au gaz	40
Tableau 3.6	Prévisions des prix du gaz communiquées par les répondants au questionnaire	41
Tableau 3.7	Calendrier des dépenses de construction pour les centrales nucléaires	43
Tableau 3.8	Coûts d'E&M annuels spécifiques (par kWe) à l'horizon 2010 pour les centrales nucléaires	44
Tableau 3.9	Coûts du cycle du combustible nucléaire	44
Tableau 3.10	Coûts de construction de base pour les centrales au charbon	49
Tableau 3.11	Coûts de construction de base pour les centrales au gaz	50
Tableau 3.12	Coûts de construction de base pour les centrales nucléaires	50
Tableau 3.13	Estimations des coûts de production calculées sur la base d'hypothèses génériques actualisés à 5 %	51
Tableau 3.14	Estimations des coûts de production calculées sur la base d'hypothèses génériques actualisés à 10 %	52
Tableau 4.1	Coûts d'E&M annuels spécifiques (par kWe) à l'horizon 2010 pour les centrales éoliennes	54
Tableau 4.2	Coûts d'E&M annuels spécifiques (par kWe) à l'horizon 2010 pour les centrales hydrauliques	56
Tableau 4.3	Coûts d'E&M annuels spécifiques (par kWe) à l'horizon 2010 pour les centrales solaires	58
Tableau 4.4	Coûts de construction de base des centrales éoliennes, solaires et hydrauliques	60
Tableau 4.5	Prévisions de coûts de production d'électricité actualisés à 5 %	61
Tableau 4.6	Prévisions de coûts de production d'électricité actualisés à 10 %	62
Tableau 5.1	Coûts de construction de base spécifiques pour les centrales de cogénération	66
Tableau 5.2	Coûts moyens de production d'électricité pour les centrales de cogénération actualisés à 5 % et 10 %	68
Tableau 6.1	Coûts de construction de base pour les installations de production décentralisée (piles à combustible)	70
Tableau 6.2	Coûts moyens de production d'électricité pour les installations de production décentralisée	71
Tableau 6.3	Coûts de construction de base pour les centrales d'incinération des déchets et brûlant des gaz de décharge	71
Tableau 6.4	Coûts moyens de production d'électricité pour les centrales d'incinération des déchets et brûlant des gaz de décharge	71
Tableau 6.5	Coûts de construction de base pour les centrales brûlant des énergies renouvelables combustibles	72
Tableau 6.6	Coûts moyens de production d'électricité pour les centrales brûlant des énergies renouvelables combustibles	72

Figures

Figure 3.1	Coûts de construction de base spécifiques pour les centrales au charbon	36
Figure 3.2	Coûts de production d'électricité des centrales au charbon actualisés à 5 %	38
Figure 3.3	Coûts de production d'électricité des centrales au charbon actualisés à 10 %	39
Figure 3.4	Coûts de construction de base spécifiques pour les centrales au gaz	39
Figure 3.5	Coûts de production d'électricité des centrales au gaz actualisés à 5 %	42
Figure 3.6	Coûts de production d'électricité des centrales au gaz actualisés à 10 %	42
Figure 3.7	Coûts de construction de base spécifiques pour les centrales nucléaires	43
Figure 3.8	Coûts de production d'électricité d'origine nucléaire actualisés à 5 %	45
Figure 3.9	Coûts de production d'électricité d'origine nucléaire actualisés à 10 %	45
Figure 3.10	Fourchette des coûts actualisés pour le charbon, le gaz et le nucléaire	46
Figure 3.11	Ratios de coûts pour les centrales au charbon et au gaz actualisés à 5 et 10 %	47
Figure 3.12	Ratios de coûts pour les centrales au charbon et nucléaires actualisés à 5 et 10 %	48
Figure 3.13	Ratios de coûts pour les centrales au gaz et nucléaires actualisés à 5 et 10 %	48
Figure 4.1	Coûts de construction de base spécifiques pour les centrales éoliennes	53
Figure 4.2	Facteurs de disponibilité des éoliennes	55
Figure 4.3	Coûts de production d'électricité d'origine éolienne actualisés à 5 %	55
Figure 4.4	Coûts de production d'électricité d'origine éolienne actualisés à 10 %	55
Figure 4.5	Coûts de construction de base spécifiques pour les centrales hydrauliques	56
Figure 4.6	Coûts de l'hydroélectricité actualisés à 5 %	57
Figure 4.7	Coûts de l'hydroélectricité actualisés à 10 %	57
Figure 4.8	Coûts de construction de base spécifiques pour les centrales solaires	58
Figure 4.9	Coûts de l'électricité solaire actualisés à 5 et 10 %	59
Figure 5.1	Coûts de construction de base spécifiques pour les centrales de cogénération	67
Figure 5.2	Coûts moyens de production d'électricité pour les centrales de cogénération actualisés à 5 % et 10 %	67

Annexes

81

Annexe 1 –	Liste des membres du Groupe d'experts et auteurs de contributions à la publication	81
Annexe 2 –	Facteurs pris en considération dans les coûts transmis par les experts	83
Annexe 3 –	Exposés des pays sur les estimations de coûts et les technologies de production	95
Annexe 4 –	Techniques de production	163
Annexe 5 –	Méthodologie d'estimation des coûts	183
Annexe 6 –	Méthodes d'intégration du risque dans les estimations des coûts de production de l'électricité	187
Annexe 7 –	Ventilation des coûts et des émissions des centrales de cogénération entre l'électricité et la chaleur produites	205
Annexe 8 –	Tendances d'évolution et hypothèses de prix des combustibles	215
Annexe 9 –	Incidences économiques de l'intégration de la production éolienne dans les réseaux d'électricité	219
Annexe 10 –	Impact des échanges de droits d'émission de carbone sur les coûts de production d'électricité	231
Annexe 11 –	Liste des abréviations et acronymes principaux	243

Note de synthèse

L'objectif principal de l'étude est de fournir des données fiables sur les facteurs essentiels influant sur l'économie de la production d'électricité à partir de différentes technologies. Cette publication peut servir de source d'information aux décideurs et aux professionnels de l'industrie désireux de mieux appréhender les aspects techniques et économiques de la production électrique.

L'étude a été faite par un groupe d'experts nommés officiellement. Les éléments de coûts fournis par les experts ont été rassemblés par le secrétariat conjoint de l'AEN et de l'AIE qui les a utilisés pour calculer les coûts de production de l'électricité.

Des données sur les coûts ont été recueillies pour plus de 130 centrales électriques dont 27 centrales au charbon, 23 centrales au gaz, 13 centrales nucléaires, 18 centrales éoliennes, 6 centrales solaires, 24 unités de cogénération (électricité et chaleur) utilisant des combustibles divers et 10 centrales faisant appel à différents combustibles et technologies. Les informations fournies pour l'étude montrent l'intérêt croissant des pays participants pour l'utilisation d'énergies renouvelables dans le secteur électrique, en particulier pour l'éolien, et pour la cogénération.

Les technologies et les types de centrales incluses dans l'étude correspondent en général à des unités en construction ou en projet qui pourraient être mises en service dans les pays participants entre 2010 et 2015 et pour lesquelles des estimations de coûts ont été faites essentiellement à partir d'études théoriques ou d'appels d'offre.

Les calculs s'appuient sur la méthodologie de référence adoptée dans les études antérieures de la série, l'approche du coût moyen actualisé sur la durée de vie de la centrale. Ces calculs reposent sur des hypothèses génériques pour les principaux paramètres économiques et techniques définies par le groupe d'experts : 40 ans de durée de vie économique ; un facteur de charge moyen pour les unités en base de 85 % ; et des taux d'actualisation de 5 et 10 %.

Les coûts de production d'électricité sont calculés aux bornes de la centrale et ne tiennent pas compte des coûts de transmission ni de distribution. Les coûts externes résultant des émissions résiduelles, y compris les gaz à effet de serre, ne sont pas inclus dans les données fournies et ne sont donc pas reflétés par les coûts de production de l'électricité calculés dans cette étude.

Les coûts présentés ne sont pas destinés à remplacer les évaluations économiques nécessaires aux investisseurs et aux compagnies d'électricité au stade de la décision et de la mise en œuvre d'un projet. En effet, ces évaluations requièrent des hypothèses et un cadre spécifiques à chaque projet, reflétant les conditions locales et une méthodologie adaptée à la situation des investisseurs et des autres parties prenantes.

En outre, la réforme des marchés de l'électricité a modifié la prise de décision dans le secteur électrique et conduit les investisseurs à prendre en compte les risques financiers associés aux différentes options tout autant que leurs performances économiques. Au vu des risques auxquels ils doivent faire face sur les marchés libéralisés, les investisseurs ont tendance à préférer des technologies plus flexibles et demandant moins de capitaux. La méthodologie utilisée pour calculer les coûts de production de l'électricité dans cette étude ne reflète pas de façon complète les risques des marchés ouverts.

La libéralisation des marchés de l'énergie élimine la protection contre les risques offerte par les marchés régulés dans lesquels des monopoles intégrés peuvent transférer les coûts et les risques des investisseurs aux consommateurs et aux contribuables. Par exemple, les producteurs d'électricité ne bénéficient plus de la garantie de couverture de tous leurs coûts par les consommateurs. Par ailleurs, les prix futurs de l'électricité sont incertains. Les investisseurs doivent donc internaliser ces risques dans leur prise de décision. Ceci accroît les taux de retour sur investissement et réduit la durée d'amortissement requis par les investisseurs. Les taux d'intérêt réels demandés par les investisseurs privés peuvent être supérieurs aux taux d'actualisation utilisés dans l'étude (5 et 10 %) et les temps de retour inférieur aux durées de vie économique adoptées (30 à 40 ans en général).

Principaux résultats

Centrales au charbon

La plupart des centrales au charbon ont des coûts de construction de base spécifiques compris entre 1 000 et 1 500 USD/kWe. Les délais de construction sont d'environ quatre ans pour la plupart des centrales. Les prix des combustibles (houille, lignite) fournis par les participants varient considérablement d'un pays à l'autre. Exprimés dans la même monnaie après conversion aux taux de change officiels, les prix du charbon en 2010 varient d'un facteur vingt. Environ la moitié des réponses indiquent une augmentation des prix pendant la durée de vie économique des centrales tandis que l'autre moitié table sur la stabilité.

Au taux d'actualisation de 5 %, les coûts moyens actualisés de production de l'électricité varient entre 25 et 50 USD/MWh pour la plupart des centrales au charbon. En général, les coûts d'investissement représentent plus du tiers du total tandis que les coûts d'exploitation et de maintenance en représentent environ 20 % et les coûts de combustible quelque 45 %.

Au taux d'actualisation de 10 %, les coûts moyens actualisés de production de l'électricité varient entre 35 et 60 USD/MWh pour la plupart des centrales au charbon. Les coûts d'investissement représentent environ la moitié du total dans la plupart des cas tandis que les coûts d'exploitation et de maintenance en représentent environ 15 % et les coûts de combustible quelque 35 %.

Centrales au gaz

Pour les centrales au gaz, les coûts de construction de base spécifiques varient entre 400 et 800 USD/kWe dans la plupart des cas. Dans tous les pays, les coûts de construction des centrales au gaz sont inférieurs à ceux des centrales au charbon ou nucléaires. Les centrales au gaz sont rapides à construire et dans la plupart des cas les dépenses de construction s'étalent sur deux ou trois ans. Les coûts d'exploitation et de maintenance des centrales au gaz sont inférieurs à ceux des centrales au charbon ou nucléaires. Les prix du gaz en 2010 fournis par les participants sont généralement compris entre 3,5 et 4,5 USD/GJ. La majorité des participants envisagent une augmentation des prix du gaz pendant la durée de vie économique des centrales.

Au taux d'actualisation de 5 %, les coûts moyens actualisés de production de l'électricité des centrales au gaz varient entre 37 et 60 USD/MWh mais sont inférieurs à 55 USD/MWh dans la plupart des cas. Les coûts d'investissement représentent moins de 15 % du total tandis que les coûts d'exploitation et de maintenance représentent le plus souvent moins de 10 %. Les coûts de combustible représentent en moyenne près de 80 % du total et atteignent près de 90 % dans certains cas. Par conséquent, les hypothèses faites par les participants quant au prix du gaz à la date de mise en service des centrales et à l'augmentation de ces prix pendant leurs durées de vie économique ont une influence déterminante sur les coûts moyens actualisés de production d'électricité de ces centrales. Les prix prévisionnels du gaz fournis par les participants pour 2010 sont parfois supérieurs et parfois inférieurs aux prix actuels, qui sont relativement hauts. Les hypothèses de prix du gaz adoptées par l'AIE dans le *World Energy Outlook* (IEA, 2004) sont nettement différentes.

Au taux d'actualisation de 10 %, les coûts moyens actualisés de production de l'électricité des centrales au gaz varient entre 40 et 63 USD/MWh, à peine plus élevés qu'au taux de 5 % en raison de la part très faible du coût de construction dans le total et la courte durée de construction. Le coût du combustible demeure l'élément majeur dans le coût de production, représentant 73 % du total en moyenne tandis que l'investissement et l'exploitation et maintenance représentent chacun environ 20 et 7 % respectivement.

Centrales nucléaires

Pour les centrales nucléaires, les coûts de construction de base spécifiques, hors rénovation et démantèlement, varient entre 1 000 et 2 000 USD/kWe pour la plupart des centrales. Le coût actualisé total d'investissement calculé dans l'étude inclut les coûts de rénovation et de démantèlement ainsi que les intérêts intercalaires. Le période sur laquelle s'échelonnent les dépenses de construction varie entre cinq ans dans trois pays et dix ans dans un pays mais dans presque tous les cas 90 % des dépenses interviennent sur une période de cinq ans ou moins.

Au taux d'actualisation de 5 %, les coûts moyens actualisés de production de l'électricité des centrales nucléaires varient entre 21 et 31 USD/MWh sauf dans deux cas. Les coûts d'investissement représentent la part la plus importante dans le total avec environ 50 % en moyenne tandis que les coûts d'exploitation et de maintenance représentent environ 30 % et les coûts du cycle du combustible quelque 20 %.

Au taux d'actualisation de 10 %, les coûts moyens actualisés de production de l'électricité des centrales nucléaires varient entre 30 et 50 USD/MWh sauf dans deux cas. Les coûts d'investissement représentent environ 70 % du total, les coûts d'exploitation et de maintenance et ceux du cycle du combustible en représentant respectivement quelque 20 et 10 %.

Centrales éoliennes

Pour les centrales nucléaires, les coûts de construction de base spécifiques varient entre 1 000 et 2 000 USD/kWe sauf pour une centrale en mer. Les calendriers de dépenses fournis indiquent des durées de construction de un à deux ans dans la plupart des cas.

Les coûts calculés et présentés dans cette publication sont basés sur la méthode du coût moyen actualisé adoptée dans l'ensemble de l'étude pour des raisons de cohérence. Cette approche ne prend pas en compte les coûts particuliers liés à l'éolien et aux autres sources d'énergie renouvelables intermittentes utilisées pour la production d'électricité ; en particulier, elle ignore le coût des capacités de réserves indispensables pour compenser les faibles taux de disponibilité de ce type de sources.

Pour les sources d'énergie renouvelables intermittentes comme l'éolien, la disponibilité à pleine puissance de la centrale est un facteur déterminant dans le coût moyen actualisé de l'électricité produite. Les taux de disponibilité à pleine puissance fournis pour les centrales éoliennes varient entre 17 et 38 % pour les unités à terre et entre 40 et 45 % pour les unités en mer, sauf dans un cas.

Au taux d'actualisation de 5 %, les coûts moyens actualisés de production de l'électricité des centrales éoliennes varient entre 35 et 95 USD/MWh mais pour nombre d'entre elles ces coûts sont inférieurs à 60 USD/MWh. La part des coûts d'exploitation et de maintenance dans les coûts totaux varie de 13 % à près de 40 % (dans un seul cas). Au taux d'actualisation de 10 %, les coûts moyens actualisés de production d'électricité éolienne varient de 45 à plus de 140 USD/MWh.

Centrales micro hydrauliques

Les centrales hydrauliques incluses dans l'étude sont des unités de petite ou très petite taille. Au taux d'actualisation de 5 %, les coûts moyens actualisés de production d'électricité hydraulique varient de 40 à

80 USD/MWh pour toutes les centrales sauf une. Au taux d'actualisation de 10 %, ces coûts varient d'environ 65 à quelque 100 USD/MWh pour presque toutes les unités. La part prédominante de l'investissement dans le coût de production actualisé total explique la différence importante entre ces coûts à des taux d'actualisation de 5 % et à 10 %.

Centrales solaires

Les facteurs de disponibilité à pleine puissance des centrales solaires fournis par les participants varient entre 9 et 24 %. Pour les centrales ayant les facteurs de disponibilité les plus élevés les coûts actualisés de production d'électricité atteignent environ 150 USD/MWh au taux d'actualisation de 5 % et plus de 200 USD/MWh au taux de 10 %. Pour les centrales ayant les taux de disponibilité les plus faibles, les coûts actualisés de production d'électricité solaire dépassent largement 300 USD/MWh.

Centrales de cogénération

Pour les centrales produisant de la chaleur et de l'électricité, les coûts moyens actualisés de la production électrique dépendent beaucoup de l'utilisation et de la valeur du co-produit, la chaleur, et sont donc spécifiques à chaque centrale. Le groupe d'experts a adopté une approche pragmatique pour calculer les coûts moyens actualisés de production d'électricité des centrales cogénératrices dans le cadre de l'étude. Avec cette approche, les coûts moyens actualisés calculés pour la plupart des centrales de cogénération varient entre 25 et 65 USD/MWh au taux d'actualisation de 5 % et entre 30 et 70 USD/MWh au taux de 10 %.

Conclusions

Les coûts moyens actualisés de production d'électricité les plus bas pour les principales technologies classiques varient entre 25 et 45 USD/MWh dans la plupart des pays. Ces coûts et la compétitivité relative des différentes technologies dans chaque pays sont sensibles au taux d'actualisation et aux prix prévisionnels du gaz et du charbon.

La nature des risques influant sur les décisions des investisseurs a changé de façon notable avec la libéralisation des marchés de l'électricité et ceci influe sur les taux de retour sur les investissements du secteur électrique. Les risques financiers sont perçus et évalués de façon différente. Les marchés du gaz évoluent notablement à plusieurs niveaux. Les marchés du charbon sont également influencés pas de nouveaux facteurs. Les politiques environnementales jouent un rôle de plus en plus important et influenceront certainement les prix futurs des combustibles fossiles. La sécurité d'approvisionnement en énergie demeure un enjeu pour beaucoup de pays de l'OCDE et pourra influencer sur les politiques nationales futures d'investissement dans le secteur électrique.

L'étude donne des informations sur les coûts relatifs de différentes technologies pour la production d'électricité dans les pays participants. Les limitations inhérentes à la méthodologie et aux hypothèses génériques adoptée sont soulignées dans le texte. En particulier, il convient de noter que les estimations de coûts présentées ne visent pas à représenter les coûts précis qui doivent être calculés par les investisseurs pour chaque projet. Ceci explique en partie pourquoi les résultats de l'étude diffèrent des estimations actuelles qui conduisent les investisseurs à préférer les centrales au gaz dans les marchés libéralisés de l'énergie.

Dans le cadre méthodologique et avec les hypothèses génériques adoptés, l'étude suggère qu'aucune technologie classique pour la production d'électricité n'est susceptible d'être la moins chère en toute circonstance. Les choix technologiques dépendront donc des conditions particulières de chaque projet. L'étude confirme qu'il y a place, dans un cadre global, pour toutes les technologies performantes de production d'électricité.

Introduction

Généralités

La présente étude est la sixième d'une série sur les prévisions de coûts de production d'électricité réalisée et publiée par l'OCDE. Elle est le fruit du travail conjoint de l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) pour le compte du Comité chargé des études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire et le cycle du combustible (NDC) et de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) pour le compte du Groupe permanent sur la coopération à long terme. Pour réaliser cette étude, les deux agences ont constitué un groupe d'experts *ad hoc* qui s'est réuni trois fois entre décembre 2003 et novembre 2004.

Les experts nationaux appelés à participer à cette étude représentent des ministères et d'autres organismes publics, des universités, des instituts de recherche, des entreprises d'électricité et un constructeur de centrales nucléaires. Dix-neuf pays – Allemagne, Autriche, Belgique, Canada, République de Corée, Danemark, États-Unis, Finlande, France, Grèce, Italie, Japon, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni, République slovaque, République tchèque, Suisse et Turquie – et deux organisations internationales – l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) et la Commission européenne (CE) – étaient représentés au sein du groupe d'experts *ad hoc*. L'AIEA a fourni des données sur les coûts de production que lui ont communiquées trois de ses pays membres qui ne font pas partie de l'OCDE – Bulgarie, Roumanie et République d'Afrique du Sud. La liste des membres du groupe *ad hoc* figure à l'annexe 1.

Objectifs et portée des études

Les études entreprises dans le cadre de cette série ont pour objectif général de fournir des données fiables sur l'économie de la production d'électricité. Cette étude vise à être une source de données pour mieux comprendre les coûts et les technologies de production d'électricité à la disposition des décideurs et des professionnels de l'industrie. Le Secrétariat conjoint AEN/AIE compile et utilise les données de coût transmises par les experts nationaux participant à cette série d'études pour estimer les coûts de production en utilisant une méthode et des hypothèses génériques, choisies par le groupe, pour les principaux paramètres économiques et techniques (durée de vie économique, facteur de charge moyen des centrales en base et taux d'actualisation, par exemple).

La présente étude utilise la méthode de référence adoptée dans les études précédentes, c'est-à-dire celle des coûts moyens actualisés sur la durée de vie. Toutefois, le groupe est conscient de l'importance croissante des risques que la libéralisation des marchés de l'électricité fait peser sur les investissements et de leur impact potentiel sur les choix technologiques, impact que la méthode des coûts moyens actualisés ne permet peut-être pas d'appréhender dans sa totalité. L'annexe 6 aborde donc les questions méthodologiques liées à la prise en compte des risques financiers dans les estimations des coûts de production.

À l'instar des études précédentes de la même série, cette sixième étude vise à examiner les technologies de production d'électricité correspondant à « l'état de l'art » et disponibles sur le marché à la date de publication de l'étude. Par conséquent, la présente mise à jour s'étend à toute une palette de sources et de

technologies de production couvrant la gamme des options alternatives envisagées par les pays participants pour les centrales en construction en 2003-2004 ou dont le couplage au réseau est prévu dans les quelque dix ans à venir.

Les technologies et les types d'installations couverts par cette étude correspondent aux unités en construction ou en projet susceptibles d'être mises en service entre 2010 et 2015 dans les pays qui ont répondu au questionnaire et qui disposent d'estimations de coût obtenues en général par le biais d'études ou d'appels d'offres. Quelques experts participant à l'étude ont cependant pris en considération des installations qui ont été couplées récemment au réseau et qu'ils estiment représentatives de « l'état de l'art » dans leur pays. Les technologies les plus innovantes, susceptibles de bénéficier de progrès techniques importants, pourraient progresser de façon notable d'ici 2010-2015.

La palette des sources d'énergie et des technologies pour lesquelles des données de coût ont été communiquées varie selon les pays en fonction des ressources énergétiques nationales et du contexte politique. Les réponses reçues renseignent sur le type de centrales électriques qui seront mises en service ou dont la construction est prévue à court et à moyen terme dans les pays qui ont répondu au questionnaire bien que des technologies de production d'électricité aient pu faire l'objet d'estimations de coût sans que des décisions ou des engagements de construction de nouvelles centrales faisant appel à ces technologies aient été pris.

Par rapport aux études précédentes, on note une évolution significative des technologies et des types d'installations pour lesquelles des données ont été fournies (se reporter au chapitre 2 pour les détails des réponses au questionnaire). Pour la première fois, l'étude a été étendue à la filière hydraulique à la demande des experts membres du groupe. Un nombre accru de pays ont communiqué des données de coût sur la cogénération (production combinée de chaleur et d'électricité) à base de charbon, de gaz ou de diverses énergies renouvelables. De même, on a reçu davantage de données de coût sur un plus grand nombre d'éoliennes, ce qui traduit un intérêt croissant pour la production d'électricité à partir de cette énergie renouvelable. En revanche, un seul pays a communiqué des données de coût sur des installations de production décentralisée bien que cette filière semble susciter l'intérêt des investisseurs dans plusieurs pays.

Les estimations de coût de production présentées dans ce rapport résultent de calculs effectués selon une méthode choisie par le groupe d'experts et dans un cadre intrinsèquement cohérent comprenant des hypothèses génériques que ces experts ont jugé représentatives des conditions de référence. Cette procédure donne un ensemble solide, transparent et cohérent d'estimations de coût pour les installations étudiées. Ces estimations peuvent servir à évaluer l'intérêt de différentes options au stade des études préliminaires. Elles ne remplacent pas les études économiques détaillées dont les investisseurs et les compagnies d'électricité ont besoin pour prendre la décision de lancer un projet et pour le réaliser, démarches qui doivent reposer sur des hypothèses spécifiques, s'inscrire dans un cadre adapté aux conditions locales et s'appuyer sur une méthode adaptée au contexte particulier des investisseurs et des autres parties prenantes.

Évolution du processus décisionnel dans le secteur de l'électricité¹

Les marchés de l'électricité s'ouvrent à la concurrence dans de nombreux pays. L'introduction de la concurrence dans la production et la distribution d'électricité est supposée accroître l'efficacité économique du secteur, réduire les surcapacités de production et, par conséquent, diminuer le prix de l'électricité pour le consommateur. La libéralisation des marchés de l'électricité soulève deux questions particulièrement importantes dans le contexte de l'étude : l'impact de la déréglementation sur les choix technologiques et l'adaptation des investisseurs aux risques engendrés par la concurrence. Si le marché de l'électricité ne

1. Cette section s'inspire du rapport de l'AIE consacré aux investissements dans la production d'énergie sur les marchés de l'électricité (AIE, 2003a).

présente aucun risque, les investisseurs peuvent augmenter les prix pour couvrir des coûts supplémentaires et ils peuvent aussi prévoir la demande avec une fiabilité raisonnable parce qu'ils bénéficient d'un monopole régional ou national. La réforme des marchés de l'électricité a changé le processus décisionnel et elle oblige les investisseurs à tenir compte des risques financiers liés aux différentes options technologiques et à leurs performances économiques. Dans ce contexte, le coût total de l'investissement en capital peut devenir un critère plus important que le coût moyen de production sur la durée de vie de l'installation. Eu égard aux risques auxquels ils sont confrontés sur des marchés concurrentiels, les investisseurs ont tendance à privilégier les technologies moins dévoreuses de capitaux et plus flexibles.

Eu égard aux incertitudes qui pèsent sur l'évolution de la demande et des prix, les investisseurs ont tendance à privilégier des technologies flexibles qui rentabilisent rapidement les capitaux investis. Des durées de construction courtes et l'aptitude à passer d'un combustible à un autre sont des critères attrayants sur des marchés libéralisés. Le caractère à long terme des infrastructures de production d'électricité continue de jouer un rôle fondamental dans le processus décisionnel, mais les investisseurs adoptent de nouvelles méthodes d'évaluation économique pour quantifier les risques et les opportunités liés à la volatilité des prix de l'électricité.

Compte tenu des longs délais de retour sur investissement caractéristiques du secteur de l'électricité, les décisions d'investissement dans des centrales électriques fonctionnant en base reposent généralement sur la méthode classique de la marge brute d'autofinancement actualisée. Cependant, les investisseurs commencent à utiliser des taux d'actualisation variables selon les technologies pour tenir compte de leur appréciation des risques financiers liés à chaque option. L'approche adoptée dans ce rapport reflète cette tendance : la méthode retenue dans le corps du rapport est celle du coût moyen de production sur la durée de vie de l'installation mais l'annexe 6 donne un éclairage sur les nouvelles méthodes conçues pour intégrer le risque financier aux évaluations économiques dans le cadre de marchés déréglementés.

Études antérieures dans la même série

Six études, dont la présente, ont été publiées par l'OCDE dans une série consacrée aux coûts de production de l'électricité. Huit pays – Canada, États-Unis, France, Italie, Japon, Pays-Bas, Portugal et Royaume-Uni – ont participé aux six études. Cependant, le Portugal n'a pas communiqué de données pour la première étude et le Royaume-Uni pour les deux dernières. Trois organisations internationales – Commission européenne, Agence internationale de l'énergie atomique et Agence internationale de l'énergie – ont elles aussi participé aux six études dont les quatre dernières ont été menées conjointement par l'AEN et l'AIE.

La première étude de la série, commencée en 1982, s'emploie à définir une méthode et un cadre de référence et, pour ce qui concerne les techniques de production d'électricité, se limite aux centrales nucléaires et aux centrales au charbon (AEN, 1983). Les coûts moyens sont calculés avec un taux d'actualisation de 5 % et l'unité monétaire de référence est l'écu (unité de compte européenne). Douze pays ont participé à cette première étude qui conclut que, dans le cadre de référence retenu, le nucléaire est moins cher que le charbon dans tous les pays participants, exception faite de quelques régions des États-Unis.

La deuxième étude publiée en 1986 (AEN, 1986) se concentre elle aussi sur la méthodologie et se limite aux centrales nucléaires et aux centrales thermiques au charbon. Elle utilise le dollar des États-Unis (USD) comme unité monétaire de référence et calcule les coûts moyens de production non seulement avec un taux d'actualisation de 5 %, mais aussi avec une variante à 10 %. À l'instar de la première étude, l'étude de 1986 souligne que nombre de facteurs comme le taux de change et les disparités économiques locales et régionales affectent les comparaisons de coût internationales. Elle conclut elle aussi que la filière nucléaire est la plus économique, sauf dans quelques régions des États-Unis.

La troisième étude publiée en 1989 (AEN et AIE, 1989) est la première réalisée conjointement par l'AEN et l'AIE. Dix-huit pays de l'OCDE y ont participé et dix-sept ont communiqué des données. L'AIEA, de son côté, a fourni des données de coût, qui figurent dans le rapport final de l'étude, pour cinq pays non membres de l'OCDE. Si cette étude se concentre à nouveau sur le nucléaire et le charbon, elle aborde dans une annexe les coûts de production de centrales au gaz et au fioul ainsi que de quelques énergies renouvelables. Elle conclut que si le nucléaire présente un avantage compétitif manifeste dans beaucoup de pays, le charbon devance le nucléaire dans plusieurs pays si l'on tient compte des prévisions de baisse de son prix.

L'étude de 1992 publiée en 1993 (AEN et AIE, 1993) inclut les centrales au gaz et quelques énergies renouvelables et analyse les tendances d'évolution des estimations de coût sur la base des rapports des études précédentes. Vingt-deux pays, dont six pays non membres de l'OCDE, ont participé à cette étude qui conclut qu'entre le nucléaire, le charbon et le gaz, aucune filière ne présente un avantage économique certain dans aucun des pays. Les énergies renouvelables étudiées ne présentent aucun intérêt économique si ce n'est pour des approvisionnements marginaux dans des lieux reculés et/ou dans des conditions particulièrement favorables. Les hypothèses économiques retenues sont inchangées, les taux d'actualisation de référence étant maintenus à 5 et 10 %.

La cinquième étude publiée en 1998 (AEN et AIE, 1998) analyse les données de coût pour environ soixante-dix centrales, principalement nucléaires ou thermiques classiques à base de charbon ou de gaz, et pour quelques énergies renouvelables. Quatorze pays de l'OCDE y ont participé et l'AIEA a communiqué des données sur cinq pays non membres de l'OCDE. Le rapport final de l'étude contient des analyses de sensibilité relatives à l'effet de la variation de la durée de vie économique des installations, des facteurs de charge et de l'évolution des prix des combustibles fossiles sur les résultats des comparaisons des coûts de production. Les annexes du rapport examinent des questions clés telles que les coûts de protection de l'environnement, l'incidence de la libéralisation des marchés de l'électricité sur les coûts de production et la valeur de la diversité et de la sécurité d'approvisionnement énergétiques. Plusieurs de ces annexes restent d'actualité et divers chapitres de la présente étude y font référence. Les comparaisons de coût présentées dans la cinquième étude montrent que la compétitivité des centrales au gaz s'est accrue mais qu'aucune technologie ne devance nettement les autres dans tous les pays.

Autres études nationales et internationales consacrées au même sujet

Cette section, fruit de la contribution des membres du groupe d'experts, présente différentes études sous forme de résumés rédigés par les membres pour ce rapport. Nombre d'autres études couvrant différents aspects de l'économie de la production d'électricité ont été publiées récemment mais il n'entre pas dans le cadre du présent rapport d'en dresser la liste exhaustive.

Agence internationale de l'énergie atomique

Au cours des dernières années, l'AIEA a publié un certain nombre de documents et développé des bases de données sur les différents aspects économiques de la filière nucléaire. Les principaux résultats de ces travaux sont présentés succinctement ci-après.

Un rapport technique sur le marché potentiel des applications de l'énergie nucléaire autres que la production d'électricité (AIEA, 2002a) évalue le potentiel commercial et l'intérêt économique de la filière nucléaire pour des applications telles que le chauffage urbain, la chaleur industrielle, le dessalement d'eau de mer, la propulsion navale et les activités spatiales. Il donne aussi un aperçu des applications innovantes prometteuses comme la synthèse des combustibles et l'extraction du pétrole.

Un document technique sur les facteurs de coût à prendre en compte dans l'évaluation économique de l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires (AIEA, 2002b) permet de mieux comprendre les

divers éléments et facteurs de coût intervenant dans ce processus et donne quelques fourchettes de référence pour les principaux coûts liés à l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires grâce aux données fournies par les pays membres de cette organisation.

Le système d'information sur les performances économiques de l'énergie nucléaire (NEPIS), qui est une base de données sur les coûts des centrales nucléaires, est l'aboutissement d'un projet pilote d'un premier module de cette base de données portant sur les coûts d'exploitation et de maintenance (AIEA, 2002c). La base de données est développée en coopération avec l'*Electricity Utility Cost Group* (EUCG) basé aux États-Unis. Le rapport intitulé « Developing an Economic Performance System to Enhance Nuclear Power Plant Competitiveness » contient les résultats du projet pilote et donne des orientations complémentaires pour le développement de cette base. Dans le même cadre, un document technique sur des indicateurs de performances économiques des centrales nucléaires est en cours d'impression. Ce document a pour principal objet de recenser et de définir une série de mesures de performances économiques pour les centrales nucléaires exploitées sur des marchés déréglementés.

Le programme actuel de l'AIEA prévoit le développement d'un modèle mathématique pour l'évaluation économique de l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires et d'un nouveau module NEPIS consacré aux coûts d'investissement des centrales nucléaires (principalement les besoins en capitaux, y compris pour l'allongement de la durée de vie des installations).

Agence internationale de l'énergie

L'AIE a publié des études sur de nombreux aspects des coûts et de la valeur des différentes filières de production d'électricité. La plus récente, consacrée aux investissements dans la production électrique sur les marchés de l'électricité, a été publiée en 2003 (AIE, 2003a). Une étude concernant la production décentralisée sur des marchés de l'électricité déréglementés a été publiée en 2002 (AIE, 2002) et une autre étude portant sur le bilan et les perspectives des énergies renouvelables pour la production d'électricité a été publiée en 2003 (AIE, 2003b). La série intitulée *World Energy Outlook* présente les projections de l'AIE à un horizon de vingt à trente ans, dont des projections d'évolution de la capacité de production d'électricité par filière (AIE, 2004).

Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire

L'AEN a publié plusieurs études sur l'économie de l'énergie nucléaire au cours des dernières années. Un rapport publié en 2000 (AEN, 2000) analyse les possibilités de réduction des coûts d'investissement des centrales nucléaires qui représentent actuellement quelque 60 % du coût total de la production électro-nucléaire. Une étude sur les tendances du cycle du combustible nucléaire, publiée en 2002 (AEN, 2002), consacre plusieurs sections aux aspects économiques. Un fascicule portant sur les coûts externes de l'énergie nucléaire et abordant les questions d'internalisation et d'externalisation des coûts a été publié en 2003 (AEN, 2003a). Enfin, une étude sur les politiques, les stratégies et les coûts de démantèlement des centrales nucléaires, publiée en 2003 (AEN, 2003b), présente des données sur les coûts de démantèlement fournies par 26 pays participants et analyse les principaux facteurs de coût politiques et stratégiques.

France

Le ministère français de l'Énergie a réalisé récemment une étude sur les coûts de référence de la production d'électricité en France. Cette étude comprend deux parties : la première, publiée fin 2003, porte sur les centrales en base couplées au réseau ; la deuxième, publiée fin 2004, porte sur la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Elle utilise la méthode du coût moyen sur la durée de vie en prenant comme référence un taux d'actualisation de 8 % et procède à des analyses de sensibilité avec différents taux d'actualisation (3, 5 et 11 %) et facteurs de charge (nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge).

Pour les centrales en base, la principale conclusion de l'étude est, dans le scénario de référence, que le nucléaire est l'option la moins chère à partir de 5 000 heures de fonctionnement par an (facteur de charge de 57 %) alors que le gaz est meilleur marché en deçà.

Pour ce qui concerne les énergies renouvelables, la filière éolienne, les petites usines hydrauliques aménagées dans des sites favorables et la production combinée de chaleur et d'électricité sont des technologies matures susceptibles de concurrencer à l'horizon 2015 les turbines à gaz brûlant ce type de combustible. La filière photovoltaïque solaire ne devrait pas être compétitive à moyen terme, c'est-à-dire à ce même horizon, malgré une probable diminution rapide de son coût. À plus long terme, c'est-à-dire après 2015, plusieurs options prometteuses comme les piles à combustible, les centrales géothermiques à cycle binaire implantées outremer et les gaz de décharge pourraient concurrencer les turbines à gaz, contrairement aux installations géothermiques exploitant la chaleur de roches sèches.

République slovaque

Une étude de scénarios de développement dans le secteur électrique de la République slovaque, préparée par la compagnie d'électricité publique *Slovenske Elektrarne, a.s.* (SE, a.s.) pour le ministère de l'économie a été publiée en mai 2004. L'étude porte sur la comparaison des coûts de trois options : terminer la construction de deux unités nucléaires (VVER-440) déjà à moitié construites ; construction de nouvelles centrales au charbon ; et construction de nouvelles centrales au gaz. L'analyse qui prend en compte les coûts directs, la sécurité d'approvisionnement et l'environnement, conclut que terminer la construction des unités nucléaires est l'option la plus attractive. Les conclusions de l'étude ont servi à la préparation de la nouvelle politique énergétique nationale et de la privatisation de *Slovenske Elektrarne, a.s.*

États-Unis

Aux États-Unis, cinq études consacrées à l'économie de la construction de nouvelles centrales nucléaires ont été publiées ces dernières années. Deux de ces études (DOE, 2001 et 2002), financées ou réalisées par le département « Énergie nucléaire » du ministère fédéral de l'Énergie (DOE), concluent que l'électricité produite par des centrales nucléaires nouvellement construites est compétitive. La troisième étude (Université de Chicago, 2004) indique que l'électricité d'origine nucléaire pourrait être compétitive si les coûts d'investissement des centrales nucléaires diminuaient sensiblement par rapport à la situation actuelle et si l'on enregistrait d'importants progrès sur la courbe d'apprentissage. Les études entreprises par l'Institut de technologie du Massachusetts (MIT, 2003) et par le Bureau d'information sur l'énergie (*Energy Information Administration*) du ministère fédéral de l'Énergie (EIA, 2004) postulent que la construction et l'exploitation de centrales nucléaires comportent des risques financiers et concluent que la filière électro-nucléaire n'est pas compétitive.

Panorama du rapport

Le corps principal du rapport présente les coûts prévisionnels de production d'électricité calculés à partir des hypothèses de référence génériques. Les annexes traitent les aspects spécifiques utiles pour analyser l'économie de la production d'électricité à partir de différentes sources d'énergies. Le chapitre 2 explique la procédure employée pour recueillir les données, résume les informations fournies par les experts membres du groupe et utilisées pour calculer les estimations de coût, expose la méthodologie adoptée et décrit les hypothèses génériques retenues.

Les chapitres 3 à 6 présentent les résultats, c'est-à-dire les coûts moyens de production d'électricité obtenus. La méthode utilisée pour calculer ces coûts est décrite à l'annexe 5. Le chapitre 3 présente les estimations des coûts moyens pour les centrales nucléaires et les centrales au charbon et au gaz. Le chapitre 4 donne les coûts de production pour l'éolien, l'hydraulique et le solaire. Le chapitre 5 concerne les centrales

de production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération) et contient quelques considérations sur des méthodes d'estimation des coûts de production d'électricité des centrales de cogénération tenant compte des avantages procurés par la production et la commercialisation de la chaleur. Une approche plus théorique de la répartition des coûts de production de la chaleur et de l'électricité figure à l'annexe 7. Le chapitre 6 est consacré aux estimations des coûts de production d'électricité des autres filières couvertes par l'étude, c'est-à-dire la production décentralisée, l'incinération des déchets, les énergies renouvelables combustibles, la géothermie et le pétrole. Le chapitre 7 donne les principales observations et conclusions que le groupe d'experts tire de ces estimations de coûts ainsi que l'analyse que les experts en font.

L'annexe 1 dresse la liste des experts qui ont directement contribué à l'étude. L'annexe 2 contient les listes détaillées des éléments de coût inclus ou non dans les réponses au questionnaire et utilisés pour calculer les estimations de coût de production d'électricité présentées dans le rapport. L'annexe 3 résume les commentaires contenus dans les réponses des pays au questionnaire pour donner une idée du contexte général et des caractéristiques spécifiques des systèmes électriques nationaux qui sont susceptibles d'influer sur l'économie des technologies considérées.

L'annexe 4 donne quelques informations sur les techniques de production d'électricité examinées dans le rapport. L'annexe 5 décrit la méthode des coûts moyens actualisés (méthode de la valeur actualisée nette) utilisée dans le corps du rapport. L'annexe 6 livre quelques considérations sur les méthodes d'intégration des risques dans les estimations des coûts de production. L'annexe 7 aborde les questions méthodologiques concernant l'évaluation des coûts de l'électricité et de la chaleur produites par les centrales de cogénération.

L'annexe 8 porte sur les hypothèses d'évolution des prix des combustibles fossiles adoptés par l'AIE dans l'édition 2004 de la publication *World Energy Outlook* et sur les projections des coûts de l'uranium et des services du cycle du combustible tirées de publications antérieures de l'AEN. Une annexe de la cinquième étude de la série publiée en 1998 contient une analyse plus approfondie des tendances d'évolution des prix des combustibles fossiles. L'annexe 9 résume les observations et les conclusions d'un atelier conjoint AIE/AEN sur les problèmes économiques du raccordement des éoliennes au réseau électrique. L'annexe 10 analyse les effets prévisibles des échanges de droits d'émission de carbone sur les coûts de production. L'annexe 11, enfin, contient la liste des sigles, acronymes et abréviations utilisés dans le rapport.

Références

DGEMP-DIDEME (Direction générale de l'Énergie et des Matières premières) (2003), *Coûts de référence de la production électrique*, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, Paris, France, www.industrie.gouv.fr/cgi-bin/industrie/.

DGEMP-DIDEME (Direction générale de l'Énergie et des Matières premières) (2004), *Coûts de référence de la production électrique décentralisée*, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, Paris, France, www.industrie.gouv.fr/portail/index_dgemp.html.

AEN (2003), *Électricité nucléaire : quels sont les coûts externes ?*, OCDE, Paris, France.

AEN (2002), *Le cycle du combustible nucléaire – Aspects économiques, environnementaux et sociaux*, OCDE, Paris, France.

AEN (2000), *Réduction des coûts en capital des centrales nucléaires*, OCDE, Paris, France.

AEN (1986), *Prévision de coûts de l'électricité produite par des centrales nucléaires ou au charbon mises en service en 1995*, OCDE, Paris, France.

AEN (1983), *Les coûts de production de l'énergie électrique dans les centrales nucléaires et dans les centrales au charbon*, OCDE, Paris, France.

AIE (2004), *World Energy Outlook*, AIE, Paris, France.

AIE (2003a), *Power Generation Investment in Electricity Markets*, AIE, Paris, France.

AIE (2003b), *Status and Prospects for Renewables for Power Generation*, AIE, Paris, France.

AIE (2002), *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*, AIE, Paris, France.

AIE et AEN (1998), *Prévisions des coûts de production de l'électricité – Mise à jour 1998*, OCDE, Paris, France.

AIE et AEN (1993), *Prévisions des coûts de production de l'électricité – Mise à jour 1992*, OCDE, Paris, France.

AIE et AEN (1989), *Prévision de coûts de l'électricité produite par des centrales mises en service en 1995-2000*, OCDE, Paris, France.

AIEA (2002a), *Market Potential for Non-electric Applications of Nuclear Energy (TRS-410)*, AIEA, Vienne, Autriche.

AIEA (2002b), *Cost drivers for the economic assessment of PLEX (TECDOC-1309)*, AIEA, Vienne, Autriche.

AIEA (2002c), *Nuclear Economic Performance Information System – NEPIS (TRS-406)*, AIEA, Vienne, Autriche.

Energy Information Administration, US Department of Energy (2004), *Annual Energy Outlook 2004 with Projections to 2025*, DOE/EIA-0383 (2004), Washington, DC, États-Unis.

Massachusetts Institute of Technology (2003), *The Future of Nuclear Power: An Interdisciplinary MIT Study*, Cambridge, MA, États-Unis.

Office of Nuclear Energy, Science and Technology, US Department of Energy (2001), *A Roadmap to Deploy New Nuclear Power Plants in the United States by 2010*, Washington, DC, États-Unis.

Schully Capital (2002), *Business Case for New Nuclear Power Plants: Bringing Public and Private Resources Together for Nuclear Energy*, A report prepared for the Office of Nuclear Energy, Science, and Technology, US Department of Energy, Washington, DC, États-Unis.

University of Chicago (2004), *The Economic Future of Nuclear Power*, Chicago, IL, États-Unis.

Données et méthodes de calcul des coûts

À l'instar des études précédentes de la même série, le présent rapport repose sur les informations techniques et les données de coût communiquées par les experts des pays participants. Les données économiques et techniques ont été recueillies au moyen d'un questionnaire adressé aux membres du groupe d'experts ainsi qu'aux experts des pays non représentés au sein du groupe mais désireux de contribuer à l'étude.

Présentation du questionnaire

Le questionnaire utilisé pour cette étude a été mis au point par le Secrétariat ; il est inspiré de la structure définie lors des études précédentes et a bénéficié du concours du groupe d'experts. Les principales modifications apportées découlent de la décision du groupe d'étendre le champ de l'étude qui inclut pour la première fois la filière hydraulique et la production décentralisée. Quelques autres modifications ont été introduites pour présenter les aspects fiscaux de façon plus claire et pour recueillir les informations nécessaires à l'évaluation des coûts de production des centrales de cogénération. Compte tenu de la mise en œuvre progressive de mesures et d'incitations économiques en faveur de la réduction des gaz à effet de serre dans un grand nombre de pays, quelques questions sur les émissions de CO₂ et les réglementations nationales relatives au changement climatique ont été ajoutées. Toutefois, étant donné les incertitudes qui subsistent au sujet de la valeur future des émissions de carbone, l'étude ne tient pas compte de ces émissions dans le calcul du coût de production de l'électricité. L'annexe 10 aborde quelques aspects de l'incidence des échanges de droits d'émission de carbone sur les coûts de production en se référant à des études antérieures de l'AIE.

Le questionnaire comprend une introduction qui décrit succinctement l'étude et qui donne un certain nombre d'orientations aux répondants, des sections consacrées à chaque source d'énergie et chaque technologie étudiée – centrales nucléaires, centrales thermiques classiques, éoliennes, etc., une section sur les résultats des calculs de coût réalisés à partir des hypothèses nationales, ainsi qu'une section invitant les répondants à présenter les spécificités de leur secteur électrique national.

Les questions relatives à chaque type de centrale électrique couvrent les aspects qualitatifs et quantitatifs et portent sur les caractéristiques et les performances techniques, les caractéristiques du site d'implantation, les normes et réglementations en vigueur en matière d'émissions, les techniques de lutte contre les émissions prises en compte dans les estimations de coût communiquées, les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et de maintenance, les coûts du combustible, et les données relatives à la source et à la date des estimations de coût communiquées.

Les données de coût demandées englobent l'ensemble des informations dont le Secrétariat a besoin pour calculer les coûts moyens de production sur la durée de vie économique de l'installation. Pour les coûts d'investissement, par exemple, les données couvrent les coûts de construction de base totaux, le calendrier des dépenses, les coûts de remplacement des matériels, le cas échéant, et le calendrier des dépenses de remplacement, les coûts de démantèlement et le calendrier correspondant. Les prévisions d'évolution des

coûts du combustible et des coûts d'exploitation et de maintenance sur la durée de vie économique de l'installation sont également demandées.

Les coûts communiqués sont supposés être pertinents pour guider les choix que feraient les producteurs d'électricité confrontés à différentes options. Ils incluent tous les éléments de coût que les producteurs doivent supporter pour créer l'installation et mettre en œuvre la technologie choisie, en l'occurrence les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et de maintenance et les coûts du combustible. Les coûts des équipements de dépollution, de la gestion des déchets et des mesures de protection sanitaire et environnementale requises doivent être pris en compte dans les données communiquées. Inversement, les éléments de coût qui n'influent pas sur la compétitivité relative des différentes options envisageables, comme les frais généraux et les coûts externes qui ne sont pas à la charge des producteurs, ne doivent pas être pris en compte. L'annexe 2 donne la liste détaillée des éléments de coût pris en compte ou non dans chaque réponse ; les écarts significatifs par rapport au cadre de référence sont indiqués sur chaque tableau et signalés dans la présentation et dans la discussion des résultats.

Réponses au questionnaire

Dix-huit pays membres de l'OCDE et trois pays non membres ont répondu au questionnaire et communiqué des données de coût sur plus de 130 unités de production d'électricité. Le tableau 2.1 recense les types d'installation mentionnés dans les réponses nationales et le tableau 2.3 donne la liste détaillée de ces installations. Par ailleurs, la Norvège et le Royaume-Uni ont donné quelques informations sur les coûts prévisionnels de production d'électricité dans leur pays respectif.

Tableau 2.1 – Bilan des réponses par pays et par filière

Pays	Charbon	Gaz	Nucléaire	Éolien	Hydraulique	Solaire	Cogénération	Autres
Canada	✓	✓	✓					
États-Unis	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓
Allemagne	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Autriche				✓	✓		✓	
Belgique		✓		✓				
Danemark	✓			✓		✓	✓	
Finlande	✓		✓				✓	
France	✓	✓	✓					
Grèce		✓		✓	✓			✓
Italie		✓		✓				
Pays-Bas		✓	✓	✓			✓	✓
Portugal		✓		✓				
République slovaque	✓	✓	✓		✓		✓	
République tchèque	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Suisse		✓	✓				✓	
Turquie	✓	✓						
Corée, Rép. de	✓	✓	✓					
Japon	✓	✓	✓		✓			
Arique du Sud, Rép. d'	✓	✓			✓			
Bulgarie	✓				✓		a	
Roumanie	✓		✓					
Nombre d'installations	27	23	13	19	10	6	23	10

a. La Bulgarie a donné des informations sur une centrale de cogénération mais ces informations étaient insuffisantes pour permettre au Secrétariat d'estimer les coûts moyens de production.

Onze pays membres et trois pays non membres ont communiqué des données de coût concernant un total de vingt-sept centrales au charbon équipées, pour la majorité, de chaudières classiques brûlant de la houille mais aussi, pour quelques-unes, de chaudières brûlant du lignite ou d'un système moderne de gazéification intégrée à un cycle combiné (GICC). Le tableau 2.4 donne les principales caractéristiques de ces centrales. Leur puissance unitaire varie entre 100 et 1 000 MWe. Toutes les centrales au charbon étudiées sont équipées de systèmes de dépollution conçus pour piéger les oxydes d'azote, les oxydes de soufre, les poussières et les particules. Une des centrales allemandes est équipée d'un dispositif de capture du dioxyde de carbone. Les coûts d'investissement indiqués par les répondants comprennent les coûts des dispositifs de dépollution.

Quinze pays membres et un pays non membre ont inclus une ou plusieurs centrales au gaz dans leurs réponses. Les vingt-trois centrales au gaz dont les coûts ont été communiqués sont toutes des centrales à cycle combiné au gaz (CCG), sauf une. La puissance unitaire de ces installations varie entre 100 et 1 600 MWe (voir leurs principales caractéristiques au tableau 2.5). Trois des centrales étudiées consomment du gaz naturel liquéfié (GNL).

Onze pays membres et un pays non membre ont communiqué les coûts d'une ou de plusieurs centrales nucléaires. Ces centrales nucléaires (voir leurs principales caractéristiques au tableau 2.6) sont toutes équipées de réacteurs à eau d'une puissance unitaire de 450 à 1 600 MWe. La plupart des pays ont donné les coûts pour le cycle à passage unique (cycle ouvert sans retraitement) alors que la France, le Japon et les Pays-Bas ont donné les coûts pour le cycle fermé.

Dix pays membres ont donné des informations sur la filière éolienne. La plupart des dix-neuf installations concernées sont situées à terre mais trois pays ont fourni des informations sur un petit nombre d'éoliennes installées en mer. Les installations considérées dans l'étude sont pour la plupart des fermes comprenant moins d'une dizaine à une centaine d'éoliennes. Les facteurs de production moyens indiqués varient entre 17 et 43 %, les sites marins présentant les facteurs de production les plus élevés. Le tableau 2.7 donne les principales caractéristiques de ces installations.

Six pays membres et deux pays non membres ont communiqué des informations sur la filière hydraulique. Les dix installations concernées comprennent des petites usines, trois grandes centrales (puissance supérieure à 10 MWe) et une station de pompage. Le tableau 2.8 donne les principales caractéristiques de ces installations.

Quatre pays membres ont fourni des données sur six installations solaires comprenant une centrale thermique parabolique et cinq unités photovoltaïques (voir tableau 2.7). La puissance des installations étudiées est faible. Elle est inférieure à 5 MWe, sauf celle de la centrale parabolique implantée aux États-Unis. Les facteurs de production moyens de ces installations atteignent environ 10 %, hormis aux États-Unis qui font état de facteurs de production de 24 % pour l'unité photovoltaïque et de 15 % pour le collecteur parabolique.

Neuf pays membres ont fourni des données sur vingt-trois centrales de cogénération brûlant du charbon, du gaz et divers combustibles renouvelables (voir leurs caractéristiques au tableau 2.9). Conformément aux instructions du questionnaire, les données sur les centrales de cogénération devaient figurer dans une rubrique spécifique, indépendamment du combustible et de la technologie utilisés, parce que la méthode d'estimation des coûts de production est différente pour ce type d'installation (voir chapitre 5). La plupart des installations étudiées produisent de la chaleur destinée au chauffage d'immeubles d'habitation et de bureaux ; quelques-unes produisent de la chaleur industrielle. La puissance électrique de ces centrales couvre une gamme allant de très petites puissances (moins de 1 MWe) à des puissances moyennes (jusqu'à 500 MWe).

Les autres moyens de production d'électricité (voir tableau 2.10) pour lesquels des coûts ont été communiqués sont des piles à combustible fonctionnant au gaz (trois installations), et des centrales à

combustible renouvelable (deux installations), brûlant des déchets (deux installations), au fioul (une installation), géothermique (une installation) et au gaz de décharge (une installation). Seules les piles à combustible ont été considérées par les répondants comme « production décentralisée ».

Méthodologie et hypothèses de référence

La méthode des coûts moyens sur la durée de vie a été choisie pour estimer les coûts de production présentés dans ce rapport. Cette méthode, utilisée pour toutes les études de cette série, est décrite à l'annexe 5. Si elle est un bon outil pour comparer les différentes filières de production d'électricité et pour évaluer leur compétitivité relative dans un cadre cohérent et transparent, elle ne rend pas compte des risques financiers perçus par les investisseurs sur les marchés libéralisés. L'annexe 6 s'intéresse donc aux méthodes susceptibles d'apprécier l'incidence des risques financiers sur les choix technologiques.

La méthode du coût moyen ne remplace pas l'analyse économique des systèmes électriques qui reste nécessaire au niveau national. Elle livre cependant, pour les différentes sources et technologies de production d'électricité, des estimations de coût solides qui peuvent servir de référence pour des études de cas plus approfondies. Les coûts calculés visent à intégrer tous les éléments de coût directs qui sont supportés par les producteurs d'électricité et qui influent donc sur le choix des technologies et des sources d'énergie.

En raison de la nature des données collectées et de la décision de calculer les coûts en formulant des hypothèses génériques pour les paramètres fondamentaux, les résultats présentés dans ce rapport ne sont pas comparables aux résultats d'études économiques effectuées par les investisseurs ou les exploitants pour étayer leur décision dans le cadre d'un projet spécifique. Néanmoins, les estimations de coût contenues dans cette étude, de même que les hypothèses retenues pour les calculs, intéresseront les investisseurs qui pourront les utiliser pour effectuer des analyses comparatives (« benchmarking ») ou pour apprécier l'influence de différents paramètres sur les coûts de production.

La méthode adoptée pour recueillir les données sur les différents éléments de coût vise à garantir un mode cohérent de communication de ces éléments. Cependant, en raison des disparités nationales du contexte et des pratiques comptables, il n'est pas possible d'harmoniser parfaitement la structure et le contenu des éléments de coût. L'annexe 2 recense les éléments inclus dans les coûts communiqués par les répondants pour chaque source d'énergie et chaque technologie de production.

Le questionnaire demandait aux répondants d'indiquer les coûts en monnaie nationale constante au 1^{er} juillet 2003. Le Secrétariat a converti ces coûts en dollars des États-Unis (USD) et en euros (€) sur la base des taux de change publiés à la même date par l'OCDE et le Fonds monétaire international.

Le choix d'une unité monétaire de référence est utile pour la présentation des résultats mais il ne faut pas sous-estimer le biais introduit par les taux de change qui ne reflètent pas bien, voire pas du tout, les parités de pouvoir d'achat. Leur utilisation altère les comparaisons de coût en faisant ressortir des différences qui ne sont pas réelles, comme l'illustrent les fluctuations du taux de change entre le dollar et l'euro qui est passé d'une parité de 1 au 1^{er} janvier 2003 à 1,144 au 1^{er} juillet de la même année, date de référence choisie pour cette étude.

La date d'actualisation des estimations de coût est la date de mise en service de l'installation, fixée par hypothèse au 1^{er} juillet 2010. Ce choix n'a cependant guère d'importance parce que le coût de production moyen calculé par unité d'électricité produite est indépendant de la date d'actualisation choisie.

Les taux d'actualisation de référence retenus dans cette étude sont les mêmes que dans les études précédentes, à savoir 5 et 10 % réels par an. Ces taux restent représentatifs de ceux utilisés dans les calculs nationaux, même si plusieurs pays utilisent des taux d'actualisation qui sortent de cette fourchette, comme il est indiqué à l'annexe 3.

Le même facteur de charge – 85 % – a été retenu pour les centrales nucléaires, les centrales au charbon et les centrales au gaz. Pour les autres types d’installations, les calculs génériques ont été effectués avec le facteur de charge indiqué par les répondants dans leurs réponses. C’est là une différence substantielle par rapport à l’étude de 1998 pour laquelle les experts avaient retenu un facteur de charge de 75 % jugé alors représentatif du facteur de charge moyen des centrales en base sur leur durée de vie.

La durée de vie économique retenue pour les calculs, qui correspond à la durée d’amortissement des investissements, a été fixée à 40 ans pour les centrales nucléaires et les centrales au charbon. Pour les autres types d’installations, la durée de vie retenue est celle indiquée dans les réponses au questionnaire.

Tableau 2.2 – Taux de change (au 1^{er} juillet 2003)

Code / Pays	Unité monétaire	Équivalent USD	Équivalent euro (€)
CAN Canada	CAD	0.7427	0.6492
USA États-Unis	USD	1	0.8741
Zone euro	EUR/€	1.144	1
DEU Allemagne	EUR		
AUT Autriche	EUR		
BEL Belgique	EUR		
FIN Finlande	EUR		
FRA France	EUR		
GRC Grèce	EUR		
ITA Italie	EUR		
NLD Pays-Bas	EUR		
PRT Portugal	EUR		
DNK Danemark	DKK	0.1541	0.1347
SVK République slovaque	SKK	0.0275	0.0240
CZE République tchèque	CZK	0.0363	0.0317
CHE Suisse	CHF	0.7415	0.6482
TUR Turquie	1 000 TRL	0.0007	0.0006
KOR Corée, Rép. de	KRW	0.0008	0.0007
JPN Japon	JPY	0.0084	0.0073
ZAF Afrique du Sud, Rép. d’	ZAR	0.1387	0.1212
BGR Bulgarie	BGR	a	a
ROU Roumanie	ROL	a	a

a. Coûts donnés en € ou USD.

Tableau 2.3 – Liste des réponses¹

Pays	Nucléaire	Charbon (type Fioul)	Gaz	Éolien Solaire	Hydraulique	Cogénération (technologie) MWe/MWth	Production décentralisée	Autres
Canada	2x703 (PHWR)	[3] 1x450	1x580					
États-Unis	1x1 000 (GENIII)	1x600 1x550 (GICC)	1x400 1x230	50x1 1x100 1x5		40/45 (gaz) 3/3.5 (gaz)	1x10 (PC1/G) 1x2 (PC2/G) 1x1 (PC3/G)	1x30 (GD) 1x100 (ECR) 50 (géoth.)
Allemagne	1x1 590 (REP)	1x800 1x450 (GICC) 1x425 (GICC) 1x1050	1x1 000	100x3 10x1.5 10x1.5 1x0.002 1x0.5	1x0.714	500/600 (charbon) 200/280 (charbon) 200/160 (gaz) 200/190 (gaz) 1/1.5 (biogaz)		
Autriche				11x1.75	1x14 1x1.5	84/127 (CCG) 8/20 (biomasse) 105/110 (CCG)		
Belgique			[2] 1x400	5x2				
Danemark		1x400		80x2 72x2.22 1x1.5 500x0.001		11/12 (gaz) 485/575 (hybride) 58/58 (gaz) 350/455(paille/charbon)		
Finlande	[3] 1x1 500 (REP)	1x500				160/300 (charbon) 470/420 (gaz)		
France	[2/3] 1x1 590 (REP)	1x900 1x600	1x900					
Grèce		2x50	1x377.7 1x476.3	17x0.835 16x0.75 7x0.6 5x0.6 7x0.6	2x2 2x60+1x3.5			
Italie			1x791 2x575 1x384	30x2 36x2				
Pays-Bas	1x1 600 (REP)		[2] 1x500	60x2		81/65 (CCG) 250/175 (CCG)		[2]1x58.4 (ID)
Portugal			3x400	10x2				
Rép. slovaque	[4] 2x447 (REP)	2x114 1x114	1x391		2x1.35	19.5/98 (lignite)		
Rép. tchèque	[3] 1x1 000 (REP)	[6] 1x300 [6] 1x150 [5] 1x300 (GICC) [6] 1x150	[5] 1x250	6x1.5 [4] 1x0.025	1x3	300/120 (charbon) 250/120 (CCG)		1x10 (ERC) 1x10 (ID)
Suisse	1x1 600 (REB)		1x400 1x250 1x110			2.74/2.90 (gaz) 0.526/0.633 (gaz)		
Turquie		1x340 1x500 1x160	2x350 2x140					
Corée, Rép. de	[4] 2x953 (REP) [4] 2x1 341.2 (REP)	[8] 2x478 [6] 2x766.4	[8] 2x444.6					
Japon	1x1 330 (ABWR)	1x800	1 600		1x19			
Afrique du Sud, Rép. d'		6x641.67 2x233	5x387		4x332.5 (PT)			
Bulgarie		2x300			1x80	90/ns		
Roumanie	[3] 1x665 (PHWR)	[62] 1x315						

1. La puissance installée est donnée en MWe : [nombre d'unités sur le site si différent de 1] nombre d'unités prises en compte dans les estimations de coût x capacité unitaire.

La liste des sigles, acronymes et abréviations figurant dans les tableaux suivants et dans le reste du rapport se trouve à l'annexe 11.

Tableau 2.4 – Caractéristiques des centrales au charbon

Pays	Nom de la centrale	Type de centrale/ équipements de dépollution inclus dans les coûts	Puissance nette (MWe)	Rendement thermique net [PCI] (%)	Aéro- réfri- gérant	Site	Émissions de CO ₂ en t/MWh	Estimation de coût source/ date
Canada	CAN-C	CP(SC)/DF, BBN, FM	[3] 1x450	38.7 ^a	Non	Existant	0.85	E/03
États-Unis	USA-C1	CP/DF, RCS, FM	1x600	39.3	Non	Nouveau	0.8121	M/03
	USA-C2	GICC/DF, RCS, FM	1x550	46.3	Non	Nouveau	0.8121	M/03
Allemagne	DEU-C1	CP/P, DF, RCS	1x800	46	Oui	Nouveau	0.728	O/04
	DEU-C2	GICC/P, désulfuration	1x450	51	Oui	Nouveau	0.656	O/04
	DEU-C3	GICC/P, désulf., capture CO ₂	1x425	45	Oui	Nouveau	0.089	E/04
	DEU-C4	CP, lignite/P, désulfuration	1x1 050	45	Oui	Nouveau	0.796	O/04
Danemark	DNK-C	TVC/DF, RCS, EF	1x400	48	Non	Existant	0.71	E/03
Finlande	FIN-C	(SC)/DF, RCS, EF	1x500	46	Non	Nouveau	0.725	E/03
France	FRA-C1	CP(SC)/ns	1x900	47.1	ns	Existant	0.737	O/03
	FRA-C2	LF/ns	1x600	46.1	ns	Existant	0.748	O/03
Rép. slovaque	SVK-C1	LF/de SO _x , de NO _x , EF	2x114	34.7	Non	Existant	0.865	E/03
	SVK-C2	LF, lignite/de SO _x , de NO _x , EF	1x114.4	34.5	Oui	Existant	0.973	E/03
Rép. tchèque	CZE-C1	CP, CB/DF, de NO _x , P	[6] 1x300	37	Oui	Existant	0.99	E/03
	CZE-C2	LF, CB/DF	[6] 1x150	37	Oui	Existant	0.99	E/03
	CZE-C3	GICC/de SO _x , de NO _x	[5] 1x300	43	Oui	Existant	0.78	E/03
	CZE-C4	LF, CB & biomasse/de SO _x	[6] 1x150	37	Oui	Existant	0.78	E/03
Turquie	TUR-C1	CP, lignite/DF, de NO _x	1x340	35	Oui	Existant	1.262	O/01
	TUR-C2	CP/DF, de NO _x	1x500	38	Oui	Nouveau	0.917	O/01
	TUR-C3	LF, Lignite/chaux	1x160	41	Oui	Nouveau	1.027	O/01
Corée, Rép. de	KOR-C1	CP/DF, RCS, EF	[8] 2x478	41.29	Non	Nouveau	0.8924	E-C/03
	KOR-C2	CP/DF, RCS, EF	[6] 2x766.4	42.75	Non	Nouveau	0.8419	E-C/03
Japon	JPN-C	CP/DF, RCS, EF	1x800	42.1	Non	Nouveau	0.775	E/04
Afrique du Sud, Rép. d'	ZAF-C1	CP/DF	6x642	34.59	Oui	Nouveau	ns	E/03
	ZAF-C2	LF/ns	2x233	36.65	Oui	Nouveau	ns	E/03
Bulgarie	BGR-C	CP, lignite/de SO _x , de NO _x	2x300	34.8	ns	Nouveau	1.07	E/03
Roumanie	ROU-C	CP/de SO _x , de NO _x , particules	[2] 1x296	29.0	Oui	Existant	1.133	E-F/03

a. Pouvoir calorifique supérieur (PCS) à la place du pouvoir calorifique inférieur (PCI).

Abréviations : **ns** = Non spécifié - **E** = Étude - **O** = Offre (dans le cadre d'un appel d'offres)
C = Commande - **M** = Mixte - **F** = Étude de faisabilité

Tableau 2.5 – Caractéristiques des centrales au gaz

Pays	Nom de la centrale	Techn./comb./équipements de dépollution incl. dans les coûts	Puissance nette (MWe)	Rendement thermique net [PCI] (%)	Nombre de turbines par tranche	Aéro-réfrigérant	Site	Émissions de CO ₂ en t/MWh	Estimation de coût source/date
Canada	CAN-G	CCG/BBN	1x580	55	2GT/1ST	Non	Existant	0.35	E/03
États-Unis	USA-G1	TAC/RCS, FM	1x230	39.9	1	Non	Nouveau	0.4219	M/03
	USA-G2	CCG/RCS, FM	1x400	53.2	1	Non	ns	0.4219	M/03
Allemagne	DEU-G	CCG/RCS	1x1 000	60	2GT/1ST	Oui	Nouveau	0.333	O/04
Belgique	BEL-G	CCG/ns	[2] 1x400	55	1	Oui	Existant	0.360	E/02-03
France	FRA-G	CCG/ns	1x900	59.1	2	ns	Existant	0.353	O/03
Grèce	GRC-G1	CCG/de NO _x	1x377.7	54	1GT/1ST	Non	Existant	0.38	C/03
	GRC-G2	CCG/de NO _x	1x476.3	52	2GT/1ST	Oui	Nouveau	0.41	C/97
Italie	ITA-G1	CCG/de NO _x	1x791	56.3	2	Non	Existant	0.35	C/03
	ITA-G2	CCG/de NO _x	x2x575	54.5	2/1	Non	Existant	0.359	E/01
	ITA-G3	CCG/de NO _x	1x384	55.8	1	Oui	Nouveau	0.412	O/03
Pays-Bas	NLD-G	CCG/ns	[2] 1x500	60	1	Non	Existant	0.34	E/04
Portugal	PRT-G	CCG/BBN	3x400	57	1	Oui	Nouveau	0.360	E/03
Rép. slovaque	SVK-G	CCG/BBN	1x391	54.5	1GT/1ST	Oui	Existant	0.337	E-F/03
Rép. tchèque	CZE-G	CCG/de NO _x	[5] 1x250	56	1GT/1ST	Oui	Existant	0.36	E/03
Suisse	CHE-G1	CCG/BBN	1x400	57.5	1GT/1ST	Non	Existant	0.344	E-O/04
	CHE -G2	CCG/BBN	1x250	52.7	1GT/1ST	Non	Existant	0.376	E-O/04
	CHE -G3	CCG/BBN	1x110	53	1GT/1ST	Non	Existant	0.374	E-O/04
Turquie	TUR-G1	CCG/de NO _x	2x350	55	3	Oui	Nouveau	0.365	O/02
	TUR-G2	CCG/de NO _x	2x140	54	3	Oui	Nouveau	0.372	O/02
Corée, Rép. de	KOR-G	CCG/GNL/RCS	[8] 2x444.6	56.11	3	Non	Nouveau	0.3758	E-C/03
Japon	JPN-G	CCG/GNL/RCS	1600	52	2	Non	Nouveau	0.308	E/04
Afrique du Sud, Rép. d'	ZAF-G	CCG/GNL/ns	5x387	47	ns	Non	Nouveau	ns	E/03

Tableau 2.6 – Caractéristiques des centrales nucléaires

Pays	Nom de la centrale	Filière/cycle du combustible	Puissance nette (MWe)	Rendement thermique net (%)	Aéro-réfrigérant	Site	Estimation de coût source/date
Canada	CAN-N	PHWR/CCO	2 x 703	34.6	Non	Existant	E/03
États-Unis	USA-N	GENIII/CCO	1 x 1 000	32.8	ns	Nouveau	C/03 ^a
Allemagne	DEU-N	REP/CCO	1 x 1 590	37.0	Oui	Nouveau	E/04
Finlande	FIN-N	REP/CCO	[3] 1 x 1 500	37.0	Non	Existant	E/04
France	FRA-N	REP/CCF	[2/3] 1 x 1 590	36.1	ns	Existant	O/03
Pays-Bas	NLD-N	REP/CCF	1 x 1 600	37.0	Non	Existant	E/04
Rép. slovaque	SVK-N	VVER/CCO	[4] 2 x 447	30.3	Oui	Existant	E-F/02
Rép. tchèque	CZE-N	VVER/CCO	[3] 1 x 1 000	30.8	Oui	Existant	E/03
Suisse	CHE-N	REB/CCO	1 x 1 600	33.0	Non	Existant	E/04
Corée, Rép. de	KOR-N1	REP/CCO	[4] 2 x 953	35.23	Non	Nouveau	E/03
	KOR-N2	REP/CCO	[4] 2 x 1 341.2	35.40	Non	Nouveau	E/03
Japon	JPN-N	ABWR/CCF	1 x 1 330	34.5	Non	Nouveau	E/04
Roumanie	ROU-N	PHWR/CCO	[3] 1 x 665	30.7	Non	Existant	E/03

a. Références de coûts : unités construites dans la zone Pacifique.

Abréviations : ns = Non spécifié - E = Étude - O = Offre (dans le cadre d'un appel d'offres)
C = Commande - M = Mixte - F = Étude de faisabilité

Tableau 2.7 – Caractéristiques des centrales éoliennes et solaires

Pays	Nom de la centrale	Technologie	Puissance nette (MWe)	Disponibilité de l'équipement (%)	Facteur de dispo.* (%)	Site	Estimation de coût source/date
États-Unis	USA-W	Éolien	50x1	96	41	Nouveau/à terre	M/03
	USA-S1	Solaire thermique parabolique	1x100	96	15	Nouveau/I	M/03
	USA-S2	Solaire photovoltaïque	1x5	96	24	Nouveau/I	M/02
Allemagne	DEU-W1	Éolien	100x3	95	34.7	Nouveau/en mer	O/03
	DEU-W2	Éolien	10x1.5	97	17.7	Nouveau/à terre	O/03
	DEU-W3	Éolien	10x1.5	97	23.8	Nouveau/à terre	O/03
	DEU-S1	Solaire photovoltaïque	0.5	99	10.3	Nouveau/R	E/02
	DEU-S2	Solaire photovoltaïque	0.002	99	10.8	Nouveau/C	E/02
Autriche	AUT-W	Éolien	11x1.75	98	22.4	Nouveau/à terre	C/02
Belgique	BEL-W	Éolien	5x2	97	25	Nouveau/à terre	C/01
Danemark	DNK-W1	Éolien	80x2	95	43	Nouveau/en mer	E-C/01
	DNK-W2	Éolien	72x2.22	95	42	Nouveau/en mer	Prix
	DNK-W3	Éolien	1x1.5	98	27	Nouveau/à terre	E/03
	DNK-S	Solaire photovoltaïque	500x0.001	100	9	Nouveau/R	Prix/03
Grèce	GRC-W1	Éolien	17x0.84	97-98	35	Existant/à terre	C/99
	GRC-W2	Éolien	16x0.75	97-98	36	Existant/à terre	C/99
	GRC-W3	Éolien	7x0.6	98.5	38	Nouveau/à terre	E/03
	GRC-W4	Éolien	5x0.6	98.5	38	Nouveau/à terre	E/03
	GRC-W5	Éolien	7x0.6	97	30	Nouveau/à terre	C/01
Italie	ITA-W1	Éolien	30x2	80	22	Nouveau/à terre	E/04
	ITA-W2	Éolien	36x2	95	22	Nouveau/à terre	O/03
Pays-Bas	NLD-W	Éolien	60x2	ns	42	Nouveau/en mer	O/03
Portugal	PRT-W	Éolien	10x2	98	28.5	Nouveau/à terre	E/03
Rép. tchèque	CZE-W	Éolien	6x1.5	87	17	Nouveau/à terre	E/03
	CZE-S	Solaire photovoltaïque	[4] 1x0.025	90	9	Existant/C	E/03

* Facteur de disponibilité moyen à pleine puissance.

Tableau 2.8 – Caractéristiques des centrales hydrauliques

Pays	Nom de la centrale	Type de centrale	Puissance nette (MWe)	Disponibilité de l'équipement (%)	Facteur de dispo.* (%)	Site	Estimation de coût source/date
Allemagne	DEU-H	Mini-centrale	0.714	93	58	Nouveau	O/04
Autriche	AUT-H1	Fil de l'eau	14	95	59.5	Nouveau	E/99
	AUT-H2	Mini-centrale	1.5	99.5	36.5	Nouveau	E/99
Grèce	GRC-H1	Fil de l'eau	2x2	95	50	Nouveau	C/04
	GRC-H2	Réservoir	2x60+1x3.5	98	25	Nouveau	E/91-01
Rép. slovaque	SVK-H	Fil de l'eau Mini-centrale	2x1.35	95	57	Nouveau	E/03
Rép. tchèque	CZE-H	Mini-centrale	3	95	55	Nouveau	E/03
Japon	JPN-H	Fil de l'eau	19	ns	45	Nouveau	E/04
Afrique du Sud, Rép. d'	ZAF-H	Pompage-turbinage	4x332.5	91.7	17	Nouveau	E/03
Bulgarie	BGR-H	Réservoir	80	ns	23	Nouveau	E/03

* Facteur de disponibilité moyen à pleine puissance.

Abréviations : ns = Non spécifié - E = Étude - O = Offre (dans le cadre d'un appel d'offres) - C = Commande - M = Mixte - C = Commercial - R = Résidentiel - I = Industriel

Tableau 2.9 – Caractéristiques des centrales de production combinée (cogénération)

Pays	Nom de la centrale	Combustible/technol./équipements de dépollution inclus dans les coûts	Puissance nette (MWe/MWth)	Production moyenne (GWhe/GWhth)	Rendement thermique net [PCI] (%)	Aéro-réfrigérant	Site/usage de la chaleur	Émissions de CO ₂ 10 ³ t/an	Estimation de coût source/date
États-Unis	USA-CHP1	Gaz/ ns /RCS, FM	40/45	280/316	38.5 ^a	Non	Nouveau/ I	ns	C /03
	USA-CHP2	Gaz/moteur/RCS, FM	3/3.5	21/23.8	39 ^a	Non	Nouveau/ I	ns	C /03
Allemagne	DEU-CHP1	Charbon/CP/P, desulf., RCS	500/600	2 960/4 480	35 ^e	Oui	Existant/ R-C	1127	O /04
	DEU-CHP2	Charbon/CP/P, désulf., RCS	200/280	1 490/2 110	36	Non	Existant/ I	582.3	O /04
	DEU-CHP3	Gaz/CCG/RCS	200/160	1 220/1 190	45 ^e	Oui	Existant/ R-C	279	O /04
	DEU-CHP4	Gaz/CCG/RCS	200/190	1 490/1 440	45.5	Non	Existant/ I	337.2	O /04
	DEU-CHP5	Biogaz/moteur/ ns	1/1.5	7.4/11.5	35	Non	Existant/ R	–	O /03
Autriche	AUT-CHP1	Gaz/CCG/RCS, de SO _x	84/127	420/350	72	Non	R-C	230	Prix
	AUT-CHP2	Biomasse/EF	8/20	50/150	80	Non	Nouveau	–	O /04
	AUT-CHP3	Gaz/CCG/BBN, RCS	105/110	700/440	75	Non	Modern./ R-C	210 ^a	C /03
Danemark	DNK-CHP1	Gaz/moteur/RCS	2x5.5/2x6	82/89 ^b	82	Non	Existant/ I	43	C /00
	DNK-CHP2	Multicombustible ^c /B-TV+TG/RCS, EF, DF	485/575	3 610/4 280	92(50 ^a)	Non	Existant/ R-C	^c	C /01
	DNK-CHP3	Gaz/CCG/BBN	58/58	290/290	88	Non	Nouveau/ R-C	135	C /96
	DNK-CHP4	Paille-charbon/Ch+TV/de SO _x , de NO _x	350/455	125-1 650/215-1 550	79(42 ^a)	Non	Existant/ R-C	1780 ^d	C /02
Finlande	FIN-CHP1	Charbon/Ch+TV/RCS, de SO _x	160/300	910/1 710	88	Non	Existant/ C	994	E /04
	FIN-CHP2	Gaz/CCG/ ns	470/420	2 700/2 400	92	Non	Existant/ C	1107	E /04
Pays-Bas	NLD-CHP1	Gaz/CCG/ ns	81/65	610/485	75	Non	Existant/ C-I	300	O / ns
	NLD-CHP2	Gaz/CCG/ ns	250/175	1 870/1 300	73	Non	Existant/ C-I	870	O / ns
Rép. slovaque	SVK-CHP	Lignite/LF/de SO _x , de NO _x , EF	19.5/98	101/117.6	88.2	Oui	Existant/ I	208	E /03
Rép. tchèque	CZE-CHP1	Charbon/B-TV/DF, de NO _x , EF	300/120	2 200/300	37 ^a	Oui	Existant/ R-C	2300	E /03
	CZE-CHP2	Gaz/CCG/de NO _x	250/120	1 800/300	56 ^a	Oui	Existant/ R-C	670.14	E /03
Suisse	CHE-CHP1	Gaz/moteur/RCS	2.74/2.9	13.7/14.52	87.5	Non	In-situ/ I	0.638	E-O /04
	CHE-CHP2	Gaz/moteur/RCS	0.526/0.633	2.63/3.165	86.3	Non	In-situ/ I	0.133	E-O-C /04

a. Électricité uniquement.

b. Pour un facteur de charge annuel moyen de 85 %.

c. Gaz, fioul, paille et briquettes de bois ; les émissions de CO₂ varient selon la combinaison de combustibles.

d. Ne s'applique pas à la co-combustion avec de la paille.

e. À contre-pression.

Abréviations : **ns** = Non spécifié - **E** = Étude - **O** = Offre (dans le cadre d'un appel d'offres) - **C** = Commande - **M** = Mixte - **C** = Commercial - **R** = Résidentiel - **I** = Industriel

Tableau 2.10 – Caractéristiques des autres installations

Pays	Nom de la centrale	Combustible/technologie/équipements de dépollution inclus dans les coûts	Puissance nette (MWe)	Rendement thermique net [PCI] (%)	Aéro-réfrigérant	Site	Émissions de CO ₂ 10 ³ t/an	Estimation de coût source/date
États-Unis	USA-Geo	Géothermie/néant	1x50	-	Non	Nouveau	-	E /97
	USA-CR	ERC/FM, RCS	1x100	38.31	ns	Nouveau	-	M /03
	USA-LG	Gaz de décharge/néant	1x30	25	Non	Nouveau	ns	E /97
	USA-FC1	Gaz/PC/néant	1x10	48.3	na	Décentral.	107	M /03
	USA-FC2	Gaz/PC/FM, RCS	1x2	37.56	na	Décentral.	15	M /03
	USA-FC3	Gaz/PC/FM, RCS	1x1	34.13	na	Décentral.	25	M /03
Grèce	GRC-O	Fioul/moteur altern./ de NO _x , de SO _x	2x50	45	Non	Nouveau	0.62	C /02
Pays-Bas	NLD-WI	RU/FM, épurateurs, évaporateur	[2] 1x58.4	30	Non	Existant	230	O-C /02
Rép. tchèque	CZE-CR	ERC/FM, de NO _x , de SO _x	1x10	26	Oui	Nouveau	-	E /03
	CZE-WI	RU/FM, de NO _x , de SO _x	[5] 1x10	26	Oui	Existant	88	E /02

Abréviations : **ns** = Non spécifié - **na** = non applicable
E = Étude - **O** = Offre (dans le cadre d'un appel d'offres) - **C** = Commande - **M** = Mixte

Coûts de production des centrales au charbon, au gaz et nucléaires

Ce chapitre donne une vue d'ensemble des coûts de production d'électricité calculés à partir d'hypothèses génériques pour les centrales au charbon, au gaz et nucléaires prises en considération dans l'étude. Il indique les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et de maintenance, les coûts du combustible, ainsi que les coûts moyens de production calculés avec un taux d'actualisation de 5 et 10 % pour un total de 63 centrales (27 au charbon, 23 au gaz et 13 nucléaires). Le facteur de charge retenu pour calculer les coûts moyens de production est de 85 %. La durée de vie économique des centrales au charbon et des centrales nucléaires est supposée égale à 40 ans bien que beaucoup de pays prévoient des durées de vie technique supérieures¹. La plupart des pays ont indiqué des durées de vie technique plus courtes, comprises entre 20 et 30 ans, pour les centrales au gaz. La durée de vie économique de ces centrales est supposée égale à la durée de vie technique indiquée. Les prix des combustibles fossiles et les coûts du cycle du combustible utilisés pour les calculs sont ceux indiqués par les pays qui ont répondu au questionnaire. Les coûts et les prix figurant dans ce rapport sont exprimés en unité monétaire nationale (UMN), en USD ou en euros (€) à la date du 1^{er} juillet 2003, sauf mention contraire.

Pour chaque filière (charbon, gaz ou nucléaire), les résultats présentés incluent les coûts de construction de base et le calendrier des dépenses sur la durée de la construction. Les calculs des coûts moyens de production tiennent compte non seulement des dépenses effectuées pendant la construction, mais aussi, le cas échéant, des coûts de remplacement de matériels et des coûts de démantèlement. Ces deux éléments de coût, après actualisation, représentent une part minimale, mais non négligeable, des coûts totaux. En ce qui concerne les coûts d'exploitation et de maintenance et les prix du combustible, les calculs de coût tiennent compte, le cas échéant, des taux d'évolution indiqués par les répondants au questionnaire et repris dans les tableaux correspondants ci-dessous.

Centrales au charbon

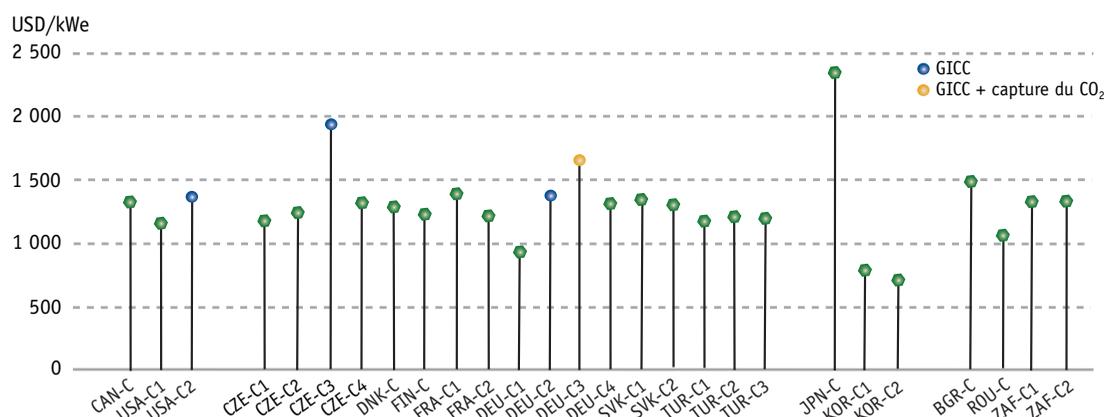
Coûts de construction de base

Par « coûts de construction de base », on entend les coûts totaux de construction d'une installation pris en compte comme s'ils survenaient instantanément. La figure 3.1 indique les coûts de construction de base spécifiques pour les 27 centrales au charbon étudiées. Des données plus complètes sur les caractéristiques de ces centrales et sur leurs coûts de construction de base figurent au tableau 3.10 qui se trouve à la fin de ce chapitre.

Comme il est indiqué dans le chapitre 2 et sur le tableau 3.10, les centrales au charbon prises en considération dans l'étude consomment différentes qualités de combustible, dont l'anthracite (houille) et le lignite, et mettent en œuvre différentes technologies, dont la combustion en lit fluidisé et la gazéification intégrée à un cycle combiné (GICC). Ces différences se traduisent par des coûts d'investissement, des rendements et des coûts moyens totaux de production d'électricité différents.

1. La Roumanie a indiqué une durée de vie technique de 15 ans pour sa centrale à charbon et les calculs ont donc été faits sur cette base.

Figure 3.1 – Coûts de construction de base spécifiques pour les centrales au charbon (USD/kWe)



La plupart des centrales au charbon ont des coûts de construction de base spécifiques compris entre 1 000 et 1 500 USD/kWe. Toutefois, la centrale GICC implantée en République tchèque, la centrale GICC avec capture du CO₂ implantée en Allemagne, la centrale à charbon pulvérisé implantée au Japon et la centrale à lit fluidisé implantée en République d’Afrique du Sud ont des coûts de construction de base spécifiques supérieurs à 1 500 USD/kWe. Inversement, la centrale allemande à charbon pulvérisé a un coût de construction de base spécifique inférieur à 1 000 USD/kWe.

Délais de construction

Le tableau 3.1 présente le calendrier des dépenses de construction des centrales au charbon, indiquant le pourcentage des coûts totaux de construction de base dépensé chaque année. Les délais de construction de la plupart des centrales sont de l’ordre de 4 ans, comme le montre le calendrier des dépenses. Lorsque la construction dure plus de 4 ans, les dépenses sont souvent marginales les premières années. Les dépenses de construction s’étendent sur une période de 4 à 6 ans et au moins 90 % sont effectuées en 4 ans ou moins.

Tableau 3.1 – Calendrier des dépenses de construction pour les centrales au charbon (% du coût de construction de base total)

	CAN	USA-C1	USA-C2	CZE-C1	CZE-C2	CZE-C3	CZE-C4	DNK-C	FIN-C	FRA-C1/2	DEU-C1/4	
-6				0.1	0.2	0.1	0.2					
-5	8 ^a			1.4	2.7	4.7	2.5			2.4		
-4	15	45	35	10.3	9.7	9.4	9.1	25	14.5	21.5		
-3	30	25	30	27.8	27.1	31.3	29.1	25	24	40.9	25	
-2	30	20	25	41.2	38.8	34.4	39.1	25	42	25.5	40	
-1	17	10	10	19.2	21.5	20.3	20	25	19.5	8.5	35	
										1.2		
	SVK-C1	SVK-C2	TUR-C1	TUR-C2	TUR-C3	JPN-C	KOR-C1	KOR-C2	BGR-C	ROU-C	ZAF-C1	ZAF-C2
-6						19						
-5			3			8	1	3.5			7	3.5
-4	3	0.1	15	3.5	15	8.5	8	18.5	18		1.5	1
-3	14.5	35.2	35	27	28	31	40	44.5	32	20	36	51
-2	29	34.1	36.5	49.5	33.5	18.5	46	30	45	40	49.5	39.5
-1	53.5	30.6	10.5	20	23.5	15	5	3.5	5	40	6	5

a. Acompte.

Coûts d'exploitation et de maintenance (E&M)

Les prévisions de coûts d'E&M indiquées pour les centrales au charbon (tableau 3.2) varient sensiblement d'un pays à l'autre et, parfois, d'une installation à une autre dans un même pays. La plupart des pays ne prévoient pas de dérive des coûts d'E&M, mais la République tchèque anticipe une petite augmentation de ces coûts sur la durée de vie économique des centrales.

Tableau 3.2 – Coûts d'E&M annuels spécifiques (par kWe) à l'horizon 2010 pour les centrales au charbon

	CAN	USA-C1	USA-C2	CZE-C1 ^a	CZE-C2 ^a	CZE-C3 ^a	CZE-C4 ^a	DNK-C	FIN-C	FRA-C1	FRA-C2
UMN	67.33	49.00	50.00	847	878	880	870	270	43.00	50.37	44.95
USD	50.01	49.00	50.00	30.75	31.87	31.94	31.58	41.61	49.19	57.62	51.42
€	43.71	42.83	43.71	26.88	27.86	27.92	27.61	36.37	43.00	50.37	44.95

	DEU-C1	DEU-C2	DEU-C3	DEU-C4	SKV-C1	SKV-C2	TUR-C1	TUR-C2	TUR-C3	JPN-C	KOR-C1	KOR-C2
UMN	56.70	80.50	96.90	43.30	2 597.9	2 628.3	40 962	80 633	59 619	7 807	47 500	38 402
USD	64.86	92.09	110.85	49.54	71.44	72.28	28.67	56.44	41.73	65.58	38.00	30.72
€	56.70	80.50	96.90	43.30	62.45	63.18	25.06	49.34	36.48	57.32	33.22	26.85

	BGR-C ^b	ROU-C ^b	ZAF-C1	ZAF-C2
UMN	-	-	125.28	204.61
USD	44.62	10.63	17.38	28.38
€	39.00	9.29	15.19	24.81

a. Projections à la hausse.

b. Coûts donnés en euros.

Tableau 3.3 – Prévisions des prix du charbon communiquées par les répondants au questionnaire

Pays-centrale	2010		2020		2030		2040		2050		
	UMN/GJ	USD/GJ									
CAN-C	1.9	1.41	1.9	1.41	1.9	1.41	1.9	1.41	1.9	1.41	≈
USA-C1/2	1.30	1.30	1.43	1.43	1.57	1.57	1.73	1.73	1.90	1.90	↑
CZE-C1/2 (CB)	35	1.27	37	1.34	40	1.45	50	1.82	55	2.00	↑
CZE-C3	55	2.00	55	2.00	60	2.18	70	2.54	80	2.90	↑
CZE-C4 (CB)	52	1.89	53	1.92	55	2.00	59	2.14	62	2.25	↑
DNK-C	12.5	1.93	13.3	2.05	14	2.16	14	2.16	14	2.16	↑
FIN-C	1.8	2.06	1.98	2.27	2.18	2.49	2.40	2.74	2.64	3.01	↑
FRA-C1/2	1.49	1.70	1.49	1.70	1.49	1.70	1.49	1.70	1.49	1.70	≈
DEU-C1/2/3	1.8	2.06	1.9	2.17	2.1	2.40	2.3	2.63	2.5	2.86	↑
DEU-C4 (lignite)	1	1.14	1.2	1.37	1.4	1.60	1.5	1.72	1.7	1.94	↑
SVK-C1	77.4	2.13	85.4	2.35	94.4	2.6	104.3	2.9	115.2	3.17	↑
SVK-C2 (lignite)	105.8	2.91	115.5	3.18	125.7	3.46	136.8	3.76	148.9	4.09	↑
TUR-C1 (lignite)	3 913.8	2.74	3 913.8	2.74	3 913.8	2.74	3 913.8	2.74	3 913.8	2.74	≈
TUR-C2	2 790.2	1.95	2 790.2	1.95	2 790.2	1.95	2 790.2	1.95	2 790.2	1.95	≈
TUR-C3 (lignite)	3 885.8	2.72	3 885.8	2.72	3 885.8	2.72	3 885.8	2.72	3 885.8	2.72	≈
JPN-C	252	2.12	266	2.23	280	2.35	296	2.49	313	2.63	↑
KOR-C1/2	1 448	1.16	1 448	1.16	1 448	1.16	1 448	1.16	1 448	1.16	≈
BGR-C ^a (lignite)	-	1.17	-	1.17	-	1.17	-	1.17	-	1.17	≈
ROU-C ^a (lignite)	-	2.29	-	2.29	-	2.29	-	2.29	-	2.29	≈
ZAF-C1	1.081	0.15	1.081	0.15	1.081	0.15	1.081	0.15	1.081	0.15	≈
ZAF-C2	0.7111	0.10	0.7111	0.10	0.7111	0.10	0.7111	0.10	0.7111	0.10	≈

a. Coûts donnés en euros.

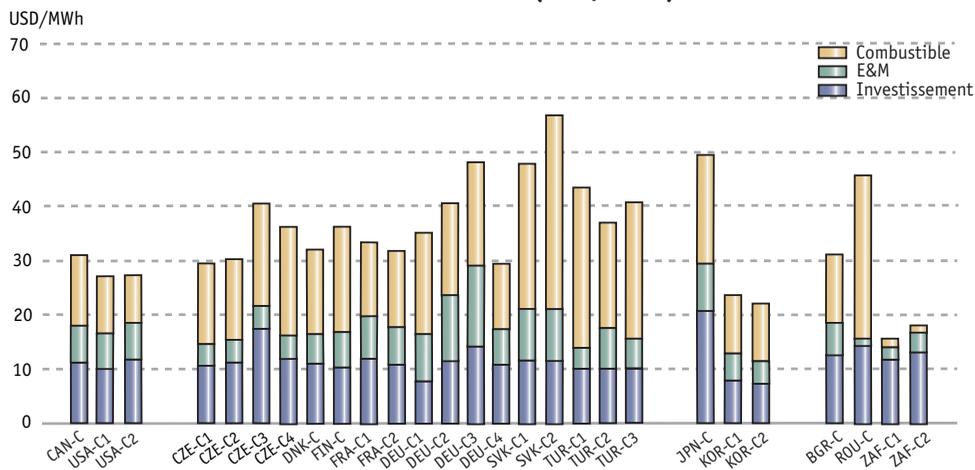
Prix des combustibles

Le tableau 3.3 indique les prévisions des prix des combustibles (houille, lignite) sur la durée de vie économique des centrales au charbon, telles qu'elles ont été transmises par les répondants au questionnaire. Les prévisions à la date de mise en service des installations, prévue en général en 2010, varient considérablement d'un pays à l'autre. Exprimés dans la même monnaie après conversion aux taux de change officiels, les prix du charbon varient par un facteur 20 entre la République d'Afrique du Sud, où ils sont les plus bas avec 0,1/0,15 USD/GJ, et beaucoup de pays européens et le Japon, où ils sont estimés à plus de 2 USD/GJ. Environ la moitié des répondants s'attendent à une augmentation des prix pendant la durée de vie économique des centrales alors que l'autre moitié table sur la stabilité. Dans le premier cas, les taux dérivés conduisent à une hausse moyenne de l'ordre de 50 % entre 2010 et la fin de la durée de vie économique de la centrale, c'est-à-dire 2050.

Coûts moyens de production

Les figures 3.2 et 3.3 indiquent les coûts moyens de production d'électricité des centrales au charbon étudiées, avec un taux d'actualisation de 5 et de 10 % respectivement. Les tableaux 3.13 et 3.14, qui récapitulent l'ensemble des estimations de coûts des centrales au charbon, au gaz et nucléaires étudiées, donnent les différents éléments de coût, c'est-à-dire les coûts d'investissement (incluant le remplacement des matériels, le démantèlement et les intérêts intercalaires), les coûts d'E&M et les coûts du combustible, ainsi que leur part respective des coûts de production moyens totaux.

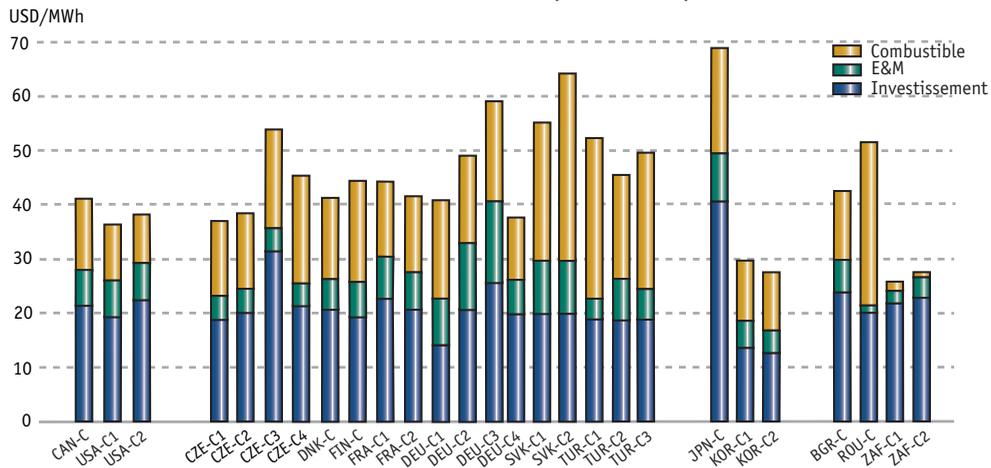
Figure 3.2 – Coûts de production d'électricité des centrales au charbon actualisés à 5 % (USD/MWh)



Avec un taux d'actualisation de 5 %, les coûts moyens de production de la plupart des centrales au charbon se situent entre 25 et 50 USD/MWh. Les seules exceptions en dessous de cette fourchette, avec des coûts autour de 20 USD/MWh, sont les centrales de la République d'Afrique du Sud, où les prix du charbon indiqués dans la réponse au questionnaire sont extrêmement bas. À l'autre extrême, le coût de production moyen estimé de la centrale au lignite de République slovaque dépasse 50 USD/MWh en raison du prix élevé indiqué pour le lignite. En général, les coûts d'investissement représentent un peu plus d'un tiers des coûts totaux, les coûts d'E&M environ 20 % et les coûts du combustible environ 45 %. Ces pourcentages peuvent cependant varier grandement d'un pays à l'autre en fonction des conditions locales et, en particulier, des projections des prix du combustible. Ainsi, dans le cas de la République d'Afrique du Sud qui prévoit des prix du charbon extrêmement bas, les coûts d'investissement représentent les trois-quarts ou plus des coûts totaux.

Avec un taux d'actualisation de 10 %, les coûts moyens de production de presque toutes les centrales au charbon se situent entre 35 et 60 USD/MWh. Seules la centrale au lignite slovaque et la centrale japonaise ont des coûts moyens qui ressortent à plus de 60 USD/MWh alors que les deux centrales de la République

Figure 3.3 – Coûts de production d'électricité des centrales au charbon actualisés à 10 % (USD/MWh)



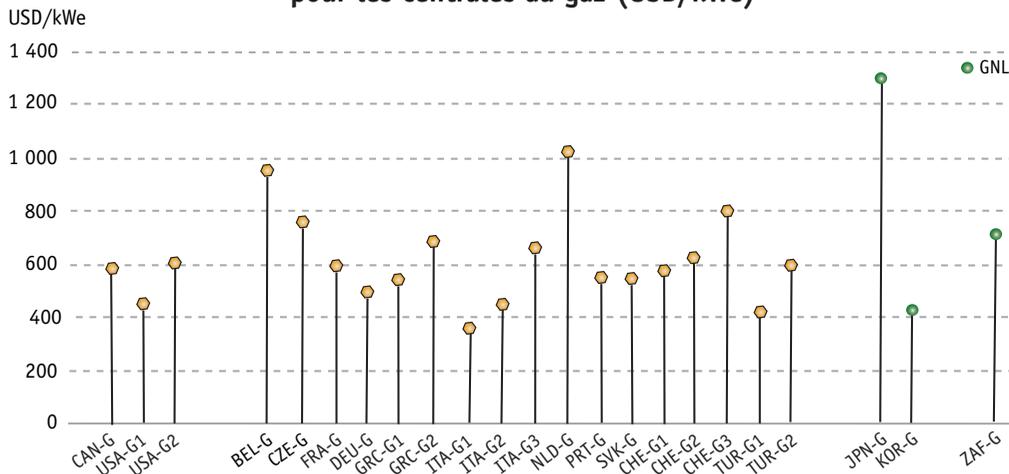
de Corée et les deux centrales de la République d’Afrique du Sud ont des coûts moyens de production inférieurs à 30 USD/MWh. Les coûts d’investissement représentent environ 50 % dans la plupart des cas, à l’exception de la République d’Afrique du Sud où les faibles coûts du combustible font grimper la part des coûts d’investissement à plus de 85 %. Les coûts d’E&M représentent environ 15 % des coûts totaux et les coûts du combustible environ 35 %. Comme dans le scénario à taux d’actualisation de 5 %, la variabilité des différents éléments de coût se traduit par des différences importantes de leur part respective entre les pays et, parfois, entre les différentes centrales d’un même pays.

Centrales au gaz

Coûts de construction de base

Les coûts de construction de base de la plupart des centrales au gaz étudiées se situent entre 400 et 800 USD/kWe (voir figure 3.4 et tableau 3.11). Seules trois centrales implantées en Belgique, au Japon (GNL) et aux Pays-Bas ont des coûts spécifiques supérieurs à 800 USD/kWe. Une centrale italienne (ITA-G1) a un coût spécifique inférieur à 400 USD/kWe parce qu’il ne s’agit pas d’une nouvelle centrale mais d’une centrale existante dont la puissance a été relevée. Dans tous les pays, les coûts de construction de base des centrales au gaz sont inférieurs à ceux des centrales au charbon.

Figure 3.4 – Coûts de construction de base spécifiques pour les centrales au gaz (USD/kWe)



Délais de construction

Les délais de construction des centrales au gaz sont courts et les calendriers de dépenses communiqués montrent que les dépenses s'effectuent le plus souvent sur une période de deux à trois ans (tableau 3.4). Dans le cas de la Suisse, toutes les dépenses s'effectuent sur un an et pour l'une des centrales aux États-Unis 90 % des dépenses ont lieu durant l'année -1. Dans un petit nombre de cas, cependant, plus de 10 % des coûts de construction de base sont dépensés plus de trois ans avant la mise en service et, dans le cas du Japon, l'essentiel des dépenses s'effectue quatre à cinq ans avant la mise en service.

Tableau 3.4 – Calendrier des dépenses de construction pour les centrales au gaz (% du coût de construction de base total)

	CAN-G	USA-G1	USA-G2	BEL-G	CZE-G	FRA-G	DEU-G	GRC-G1	GRC-G2	ITA-G1	ITA-G2	ITA-G3
-6					0.2							
-5				1.6	2.7				11.2		26.9	
-4				2.6	9.5	3.0			15.9		57.1	
-3	8.0 ^a		9.9	13.8	28.5	27.5		16.6	37.9	16.6	13.4	46.7
-2	46.0	10.0	20.0	34.5	41.0	44.5	50.0	42.3	25.3	49.2	2.6	33.9
-1	46.0	90.0	70.1	47.5	18.1	25.0	50.0	41.1	9.7	34.2		19.4

	NLD-G	PRT-G	SVK-G	CHE-G1-3	TUR-G1	TUR-G2	JNP-G	KOR-G	ZAF-G
-7							1.7		
-6							25.6		
-5							26.1		
-4			0.6				18.4		2.5
-3		10.0	2.4		9.0	13.0	16.3	18.8	4.9
-2	50.0	45.0	29.1		60.0	51.0	7.8	69.7	48.7
-1	50.0	45.0	67.9	100.0	31.0	36.0	4.1	11.5	43.9

a. Acompte.

Coûts d'E&M

Les coûts d'E&M des centrales au gaz sont beaucoup plus bas que ceux des centrales au charbon ou des centrales nucléaires dans tous les pays qui ont communiqué des données pour ces deux ou trois types de centrales. Comme pour toutes les autres filières, cependant, les coûts d'E&M des centrales au gaz varient beaucoup d'un pays à l'autre. Alors que la Grèce et la Turquie estiment les coûts annuels d'E&M à environ 5 USD/kWe, la République slovaque et la Suisse les estiment à plus de 40 USD/kWe. La plupart des pays considèrent que les coûts d'E&M devraient rester stables pendant toute la durée de vie économique des centrales, mais la Belgique, l'Italie (uniquement pour une centrale) et la République tchèque anticipent une hausse légère de ces coûts au fil du temps.

Tableau 3.5 – Coûts d'E&M annuels spécifiques (par kWe) à l'horizon 2010 pour les centrales au gaz

	CAN	USA-G1	USA-G2	BEL-G ^a	CZE-G ^a	DEU-G	FRA-G	GRC-G1	GRC-G2	ITA-G1	ITA-G2	ITA-G3 ^a
UMN	25.86	14.00	26.00	25.00	406	30.50	33.94	15.00	4.30	11.37	12.72	26.43
USD	19.21	14.00	26.00	28.60	14.74	34.89	38.83	17.16	4.92	13.01	14.55	30.24
€	16.79	12.24	22.73	25.00	27.86	30.50	33.94	15.00	4.30	11.37	12.72	26.43

	NLD-G	PRT-G	SVK-G	CHE-G1	CHE-G2	TUR-G1	TUR-G2	JPN-G	KOR-G	ZAF-G
UMN	30.00	22.50	1 722	48.50	55.60	7 912	7 828	4 306	41 415	175.3
USD	34.32	25.74	47.36	35.96	41.23	5.54	5.48	36.17	33.13	24.31
€	30.00	22.50	41.39	31.44	36.04	4.84	4.79	31.62	28.96	21.25

a. Coûts augmentant dans le temps.

Prix du gaz

Le tableau 3.6 indique les prévisions des prix du gaz transmises par les répondants au questionnaire. Les prix du gaz prévus à l'horizon 2010, année de référence pour la mise en service des centrales, varient considérablement d'un pays à l'autre, après conversion en USD/GJ sur la base des taux officiels au 1^{er} juillet 2003, mais les écarts d'une région à l'autre sont moins grands qu'ils ne le sont apparemment pour le charbon. À cet égard, il convient de noter que les prix du gaz communiqués par la République de Corée et le Japon sont ceux du gaz naturel liquéfié (GNL) livré à la centrale.

Tableau 3.6 – Prévisions des prix du gaz communiquées par les répondants au questionnaire

Pays-centrale	2010		2020		2030		2040		2050		
	UMN/GJ	USD/GJ									
CAN-G	6.00	4.46	6.00	4.46	6.00	4.46	6.00	4.46	6.00	4.46	≈
USA-G1/2	4.58	4.58	4.97	4.97	4.97	4.97	4.97	4.97	4.97	4.97	↑
BEL-G	3.25	3.72	4.00	4.58	4.50	5.15					↑
CZE-G	150	5.45	155	5.63	160	5.81	165	5.99	170	6.17	↑
FRA-G	3.65	4.18	3.65	4.18	3.65	4.18	3.65	4.18	3.65	4.18	≈
DEU-G	4.40	5.03	5.10	5.83	5.80	6.64	6.60	7.55	7.30	8.35	↑
GRC-G1/2	5.00	5.72	5.00	5.72	5.00	5.72					≈
ITA-G1/2/3	4.94	5.65	5.61	6.42	6.09	6.97					↑
NDL-G	4.90	5.61	5.35	6.12	5.65	6.46	6.10	6.98			↑
PRT-G	3.86	4.42	3.86	4.42	3.86	4.42					≈
SVK-G	201	5.53	222	6.11	2.45	6.74	271	7.45	299	8.22	↑
CHE-G1/2/3	6.39	4.74	6.5	4.82	6.64	4.92	6.78	5.03	6.92	5.13	↑
TUR-G1/2	6 671	4.67	6 671	4.67	6 671	4.67	6 671	4.67	6 671	4.67	≈
JPN-G (GNL)	550	4.62	564	4.74	578	4.86	593	4.98	608	5.11	↑
KOR-G (GNL)	6 755	5.40	6 755	5.40	6 755	5.40	6 755	5.40			≈
ZAF-G (GNL)	25.6	3.55	25.6	3.55	25.6	3.55					≈

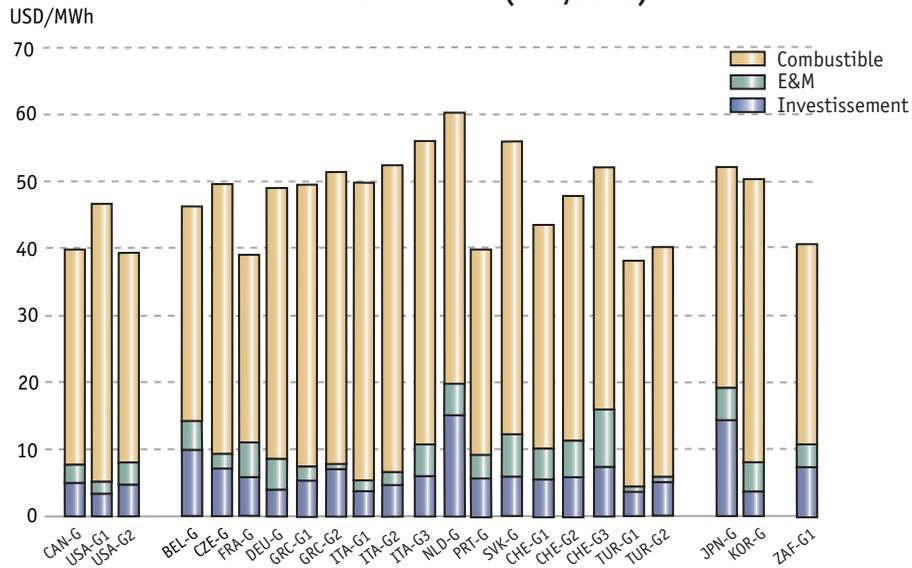
Les prévisions des prix du gaz à l'horizon 2010 se situent pour la plupart entre 3,5 et 4,5 USD/GJ mais plusieurs pays européens et la République de Corée prévoient des prix supérieurs à 5,5 USD/GJ. La majorité des pays s'attendent à une augmentation du prix du gaz sur la durée de vie économique des centrales au gaz mais le Canada, la France, la Grèce, le Portugal, la Turquie, la République de Corée et la République d'Afrique du Sud tablent sur la stabilité.

Le niveau actuel des prix du gaz est relativement élevé et on peut penser qu'il influe sur les prévisions de prix. Cependant, les prix prévisionnels du gaz en 2010 fournis par le Canada et les États-Unis pour cette étude sont inférieurs aux prix d'importation actuels. Par contre, plusieurs prix prévisionnels en 2010 fournis par des pays européens sont nettement supérieurs aux prix d'importation actuels, et les prix prévisionnels en 2010 donnés par le Japon sont supérieurs aux prix d'importation actuels. Les projections de prix du gaz collectées pour cette étude sont en général nettement supérieures à celles de la publication de l'AIE *World Energy Outlook* (AIE, 2004) en termes réels, jusqu'à 50 % pour plusieurs pays européens. Les prévisions de l'AIE figurent à l'annexe 8.

Coûts moyens de production

Avec un taux d'actualisation de 5 %, les coûts moyens de production d'électricité des centrales au gaz (voir figure 3.5 et tableau 3.13) se situent entre 37 USD/MWh et 60 USD/MWh mais quatre centrales seulement – GRC-G2 en Grèce, ITA-G2 en Italie et les centrales des Pays-Bas et de la République slovaque – ont des coûts moyens supérieurs à 55 USD/MWh. En moyenne, les coûts du combustible représentent près de 80 % des coûts moyens totaux et ils peuvent atteindre près de 90 % dans certains cas. Par conséquent, les hypothèses formulées par les répondants pour le prix du gaz à la date de mise en service

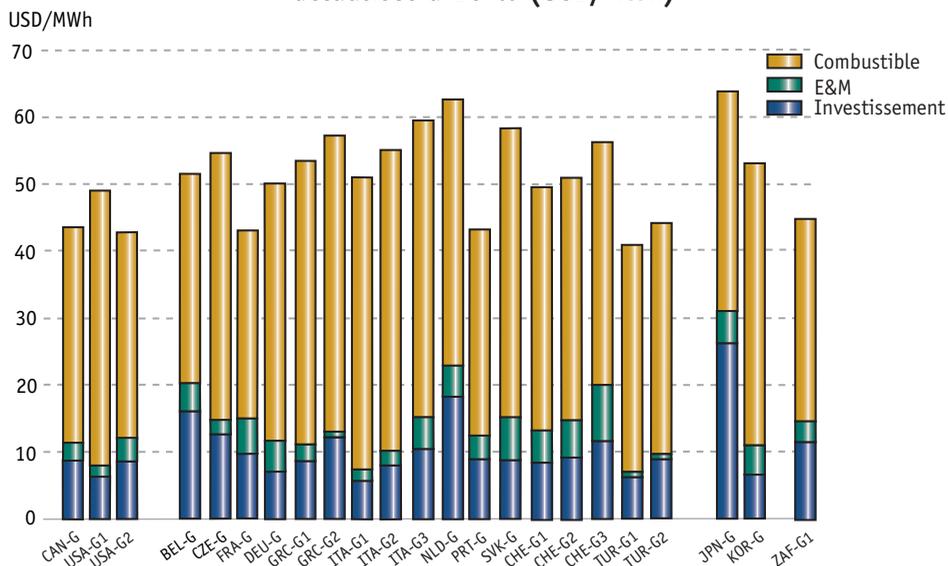
Figure 3.5 – Coûts de production d'électricité des centrales au gaz actualisés à 5 % (USD/MWh)



des centrales et pour son évolution ultérieure sont des facteurs qui influent grandement sur les estimations des coûts moyens de production d'électricité à partir du gaz obtenus dans cette étude. Les coûts d'investissement représentent moins de 15 % des coûts moyens totaux ; quant aux coûts d'E&M, ils représentent moins de 10 % dans la plupart des cas et ils sont parfois même négligeables.

Avec un taux d'actualisation de 10 % (voir figure 3.6), les coûts moyens de production d'électricité des centrales au gaz se situent entre 40 et 63 USD/MWh. Ils sont à peine supérieurs aux coûts moyens obtenus avec un taux d'actualisation de 5 % parce que les coûts de construction de base sont faibles et que les délais de construction sont courts. Les coûts du combustible restent l'élément principal des coûts de production totaux mais leur part diminue légèrement, à 73 %, par rapport au scénario avec un taux d'actualisation de 5 % alors que la part des coûts d'investissement et des coûts d'E&M atteint respectivement 20 et 7 %.

Figure 3.6 – Coûts de production d'électricité des centrales au gaz actualisés à 10 % (USD/MWh)

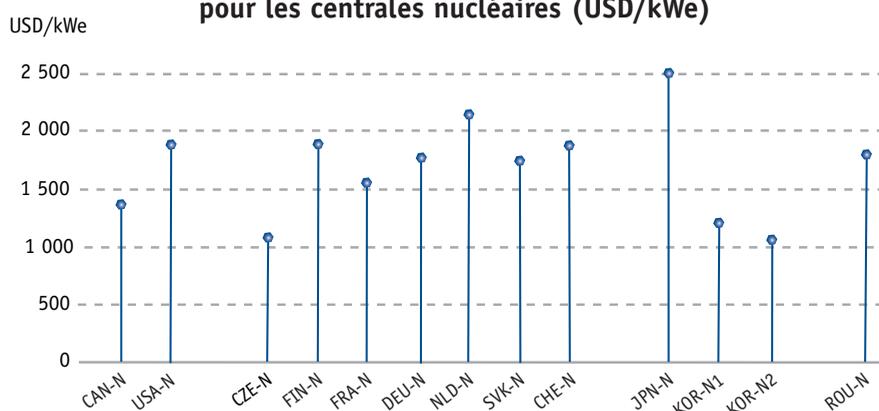


Centrales nucléaires

Coûts de construction de base

La figure 3.7 et le tableau 3.12, qui se trouve à la fin de ce chapitre, indiquent les coûts de construction de base spécifiques, qui n'incluent ni le remplacement des matériels, ni le démantèlement, pour les centrales nucléaires prises en considération dans cette étude. Ces coûts varient entre 1 000 et 2 000 USD/kWe dans la plupart des cas. Cependant, la centrale nucléaire des Pays-Bas a un coût de construction de base légèrement supérieur à 2 100 USD/kWe et celui de la centrale nucléaire du Japon légèrement supérieur à 2 500 USD/kWe. Il convient de noter que les coûts d'investissement totaux calculés dans l'étude et présentés ci-après incluent non seulement les coûts de construction, mais aussi les coûts de remplacement des matériels, les coûts de démantèlement et les intérêts intercalaires.

Figure 3.7 – Coûts de construction de base spécifiques pour les centrales nucléaires (USD/kWe)



Délais de construction

Si les délais de construction des centrales nucléaires étaient parfois relativement longs dans le passé, beaucoup de centrales récentes ont été construites et mises en service en moins de quatre ans. Les calendriers des dépenses de construction communiqués par les répondants au questionnaire varient considérablement selon les pays. Comme il ressort du tableau 3.7, la période de dépenses va de cinq ans dans trois pays à dix ans dans un autre pays. Dans presque tous les pays, cependant, 90 % des dépenses ou plus s'effectuent sur une période de cinq ans ou moins. Les premières années, les dépenses correspondent en général à des activités qui précèdent la construction proprement dite. En France, par exemple, les dépenses engagées dans les années -9 à -6 correspondent à des études techniques et au versement d'acomptes pour la construction de certains matériels. En Roumanie, les dépenses jusqu'à l'année -6 concernent les études préliminaires et au Canada, le calendrier des dépenses fait lui aussi apparaître le versement d'acomptes avant la période de construction.

Tableau 3.7 – Calendrier des dépenses de construction pour les centrales nucléaires (% du coût de construction de base total par an)

	CAN ^a	USA	CZE	FIN	FRA ^b	DEU	NLD	SVK	CHE	JPN	KOR-N1	KOR-N2	ROU ^c
-9					1								
-8					1,5			1					16,5
-7					2			0,1				0,3	12,5
-6		10	1		7			2,9	3	5	2,5	3,5	12,5
-5	8	20	9	10	15,5	10	20	11	19	15	8	12,2	12,5
-4	22	20	17	22	22	15	20	18	19,5	20	24,5	24	12,5
-3	29	20	17	28	21	22	20	24,5	19,5	20	40	37,5	16,5
-2	21	20	33	20	18	30	20	26,5	19,5	18,5	22	20	12,5
-1	12,5	10	23	20	10	23	20	16	19,5	21,5	3	2,5	4,5
1	7,5				2								

a. Les dépenses de l'année -5 correspondent au versement d'acomptes.

b. Les dépenses des années -9 to -6 financent des études.

c. Le délai de construction est de 5 ans.

Coûts d'E&M

Les coûts d'E&M annuels spécifiques indiqués sur le tableau 3.8 mettent en évidence des écarts importants entre pays qui reflètent en grande partie les disparités des salaires et du prix des équipements dans les différentes parties du monde. Les prévisions les plus basses sont communiquées par la Finlande et la France et les plus hautes par le Japon, l'écart étant plus du simple au double entre les chiffres du Japon et ceux de la Finlande et de la France lorsqu'ils sont exprimés en USD. Seule la République slovaque s'attend à une hausse des coûts E&M annuels spécifiques dans le temps ; tous les autres répondants tablent sur la stabilité de ces coûts sur la durée de vie économique des centrales.

Tableau 3.8 – Coûts d'E&M annuels spécifiques (par kWe) à l'horizon 2010 pour les centrales nucléaires

	CAN	USA	CZE	FIN	FRA	DEU	NLD	SVK	CHE	JPN	KOR1	KOR2	ROU ^b
UMN	89.6	63	1 713	41.96	40.3	56.80	59	2 830 ^a	72	12 810	86 243	72 526	-
USD	66.6	63	62.2	48.00	46.1	64.98	67.5	77.8	53.4	107.6	68.99	58.02	81.9
€	58.2	55	54.4	41.96	40.3	56.80	59	68	46.7	94	60.31	50.72	71.6

a. Coûts augmentant dans le temps. b. Coûts donnés en USD.

Tableau 3.9 – Coûts du cycle du combustible nucléaire (USD/MWh)

Pays	Taux d'actualisation de 5 %			Taux d'actualisation de 10 %		
	Amont	Aval	Total	Amont	Aval	Total
Canada	2.53	1.04	3.57	2.53	1.04	3.57
États-Unis	3.44	1.20	4.64	3.56	1.10	4.66
Allemagne	ns	ns	4.78	ns	ns	4.78
Finlande	ns	ns	5.13	ns	ns	4.90
France	4.30	0.70	5.00	4.80	0.50	5.30
Pays-Bas	4.00	4.00	8.00	4.00	4.00	8.00
Rép. slovaque	3.90	1.90	5.80	3.96	1.90	5.86
Rép. tchèque	ns	ns	4.50	ns	ns	4.70
Suisse	3.49	1.10	4.59	3.49	1.10	4.59
Corée N1	ns	ns	3.55	ns	ns	3.98
Corée N2	ns	ns	3.56	ns	ns	3.98
Japon	5.88	5.88	11.76	6.97	4.79	11.76
Roumanie	2.00	0.80	2.80	2.00	0.80	2.80

Abréviation : ns = non spécifié.

Le cycle du combustible nucléaire comprend plusieurs étapes depuis l'extraction de l'uranium jusqu'à l'évacuation du combustible usé ou des déchets radioactifs issus du retraitement. Pour les besoins de cette étude, le Secrétariat n'a pas calculé lui-même les coûts moyens du cycle du combustible mais les a demandés dans le questionnaire. Les réponses données pour des taux d'actualisation de 5 et 10 % sont présentées sur le tableau 3.9. Ces chiffres ont été utilisés pour calculer les coûts moyens de la production d'électricité d'origine nucléaire. Les coûts du cycle du combustible avaient tendance à baisser dans le passé mais tous les pays répondants, sauf la Finlande qui prévoit un accroissement de 1 % par an, pensent que ces coûts devraient rester stables sur la durée de vie économique des centrales nucléaires. La plupart des répondants estiment que l'impact du taux d'actualisation sur les coûts moyens du cycle du combustible est négligeable.

Coûts moyens de production

Les coûts moyens de production d'électricité d'origine nucléaire sont présentés sur les figures 3.8 et 3.9 ainsi que sur les tableaux qui détaillent les résultats pour l'ensemble des centrales en base à la fin de ce chapitre. La forte augmentation de ces coûts dans l'hypothèse d'un taux d'actualisation de 10 % au lieu

de 5 %, telle qu'elle apparaît en comparant les figures 3.8 et 3.9, est caractéristique de la filière nucléaire et des autres filières de production d'électricité à forte intensité capitalistique.

Avec un taux d'actualisation de 5 %, les coûts moyens de production d'électricité d'origine nucléaire se situent entre 21 et 31 USD/MWh, sauf pour les deux centrales implantées aux Pays-Bas et au Japon. Avec environ 50 %, les coûts d'investissement représentent la plus grande part des coûts moyens totaux alors que les coûts d'E&M représentent environ 30 % et les coûts du combustible environ 20 %. La structure des coûts, c'est-à-dire la part respective de ces trois postes, reste à peu près la même d'un pays à l'autre.

Avec un taux d'actualisation de 10 %, les coûts moyens de production d'électricité d'origine nucléaire se situent entre 30 et 50 USD/MWh dans tous les pays, sauf aux Pays-Bas et au Japon. Dans ce dernier pays, ils dépassent sensiblement 60 USD/MWh. Les coûts d'investissement entrent pour environ 70 % dans les coûts moyens totaux alors que les autres postes de coût, l'E&M et le cycle du combustible, représentent en moyenne 20 % et 10 % respectivement.

Figure 3.8 – Coûts de production d'électricité d'origine nucléaire actualisés à 5 % (USD/MWh)

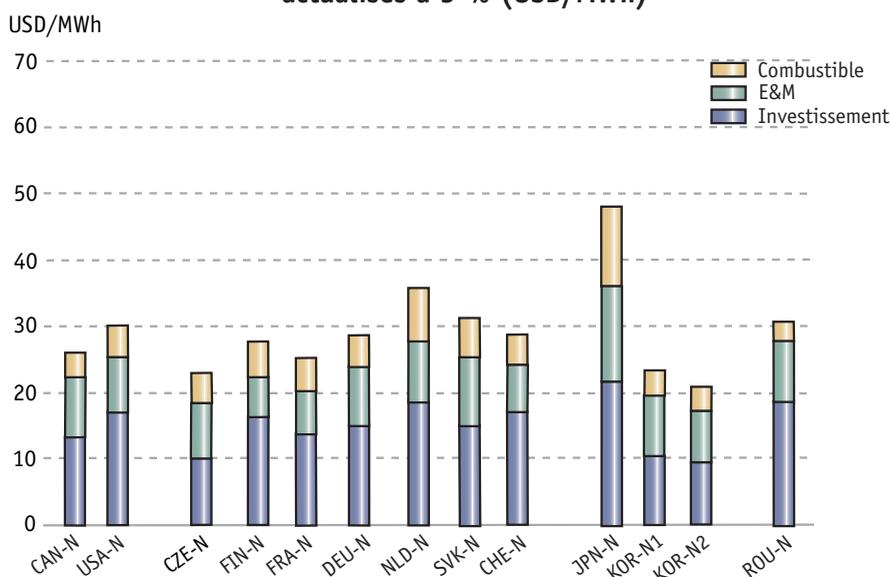
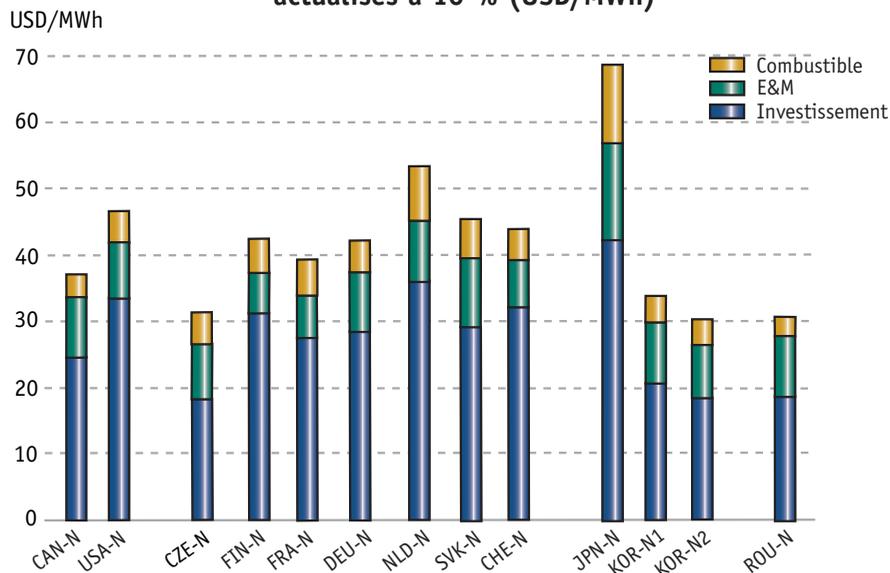


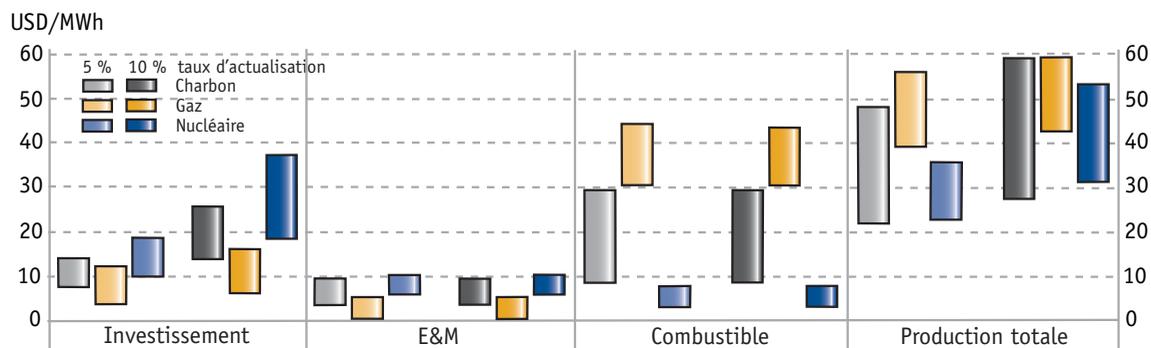
Figure 3.9 – Coûts de production d'électricité d'origine nucléaire actualisés à 10 % (USD/MWh)



Fourchettes de coûts pour les centrales au charbon, au gaz et nucléaires

La figure 3.10 donne les fourchettes des coûts moyens d'investissement, d'E&M et du combustible ainsi que des coûts moyens totaux calculés à partir des soixante-trois séries de données communiquées pour cette étude. Les chiffres correspondant aux 5 % supérieurs et inférieurs ont été exclus dans chaque catégorie de coûts.

Figure 3.10 – Fourchette des coûts actualisés pour le charbon, le gaz et le nucléaire (USD/MWh)



Ratios de coûts pour les centrales au charbon, au gaz et nucléaires

Dix pays – République d’Afrique du Sud, Allemagne, Canada, République de Corée, États-Unis, France, Japon, République slovaque, République tchèque et Turquie – ont communiqué des données de coût pour des centrales au charbon et au gaz. Dix pays – Allemagne, Canada, République de Corée, États-Unis, Finlande, France, Japon, République tchèque, Roumanie et République slovaque – ont communiqué des données de coût pour des centrales au charbon et nucléaires. Dix pays – Allemagne, Canada, République de Corée, États-Unis, France, Japon, Pays-Bas, République slovaque, Suisse et République tchèque – ont communiqué des données de coût pour des centrales au gaz et nucléaires. Les figures 3.11, 3.12 et 3.13 donnent les ratios de coûts entre les centrales au charbon, au gaz et nucléaires dans chaque pays pour des taux d’actualisation de 5 et 10 %.

On notera que les graphiques montrent des coûts moyens dans différents pays et pour différentes technologies d’une même filière. Ainsi, la filière charbon couvre toute une palette de technologies depuis les chaudières classiques jusqu’à la gazéification intégrée à un cycle combiné avec capture du carbone. Les centrales au charbon étudiées brûlent aussi différents combustibles minéraux solides comme le lignite et la houille. Pareillement, la filière gaz comprend des centrales consommant du gaz naturel liquéfié (GNL) qui nécessite des infrastructures de transport et de livraison sur le site différentes de celles requises par le gaz naturel utilisé par d’autres centrales à cycle combiné au gaz (CCG).

Taux d’actualisation de 5 %

Par rapport au gaz, le charbon est moins cher de 10 % ou plus² dans sept pays ainsi qu’en Allemagne sauf pour une centrale (DEU-C3, GICC avec capture du CO₂) où l’écart en faveur du charbon est inférieur à 10 %. Pour un couple de centrales implantées en Turquie (TUR-C1 et TUR-G1), le gaz est moins cher que le charbon de plus de 10 %.

2. Étant donné les incertitudes qui pèsent sur les éléments de coût, en particulier sur les prévisions des prix du combustible, mais aussi sur les prévisions des coûts d’E&M, voire sur les investissements et les calendriers de dépenses, des écarts de moins de 10 % entre les coûts moyens de production des différentes options ne peuvent pas être jugés significatifs.

Dans sept pays, le nucléaire est moins cher que le charbon de 10 % ou plus pour un ou plusieurs couples de centrales. Le charbon est moins cher que le nucléaire de 10 % ou plus dans un cas aux États-Unis.

Par rapport au gaz, le nucléaire est moins cher de 10 % ou plus dans neuf pays. Par rapport au nucléaire, le gaz n'est jamais moins cher de 10 % ou plus.

Taux d'actualisation de 10 %

Le charbon est moins cher que le gaz de 10 % ou plus dans toutes les centrales de la République d'Afrique du Sud, de la République de Corée et des États-Unis et dans la plupart des centrales d'Allemagne et de la République tchèque. Le gaz est moins cher que le charbon de 10 % ou plus dans la plupart des centrales de Turquie et dans une centrale slovaque.

Le nucléaire est moins cher que le charbon de plus de 10 % au Canada, en France, en République slovaque, en République tchèque et dans deux centrales allemandes. Le charbon est moins cher que le nucléaire de 10 % ou plus aux États-Unis et dans une centrale allemande.

Le nucléaire est moins cher que le gaz de 10 % en Allemagne, au Canada, en République de Corée, en France, aux Pays-Bas, en République slovaque, en République tchèque et dans deux centrales suisses. L'écart entre le gaz et le nucléaire est inférieur à 10 % aux États-Unis, au Japon et dans une centrale suisse.

Figure 3.11 – Ratios de coûts pour les centrales au charbon et au gaz actualisés à 5 % et 10 %

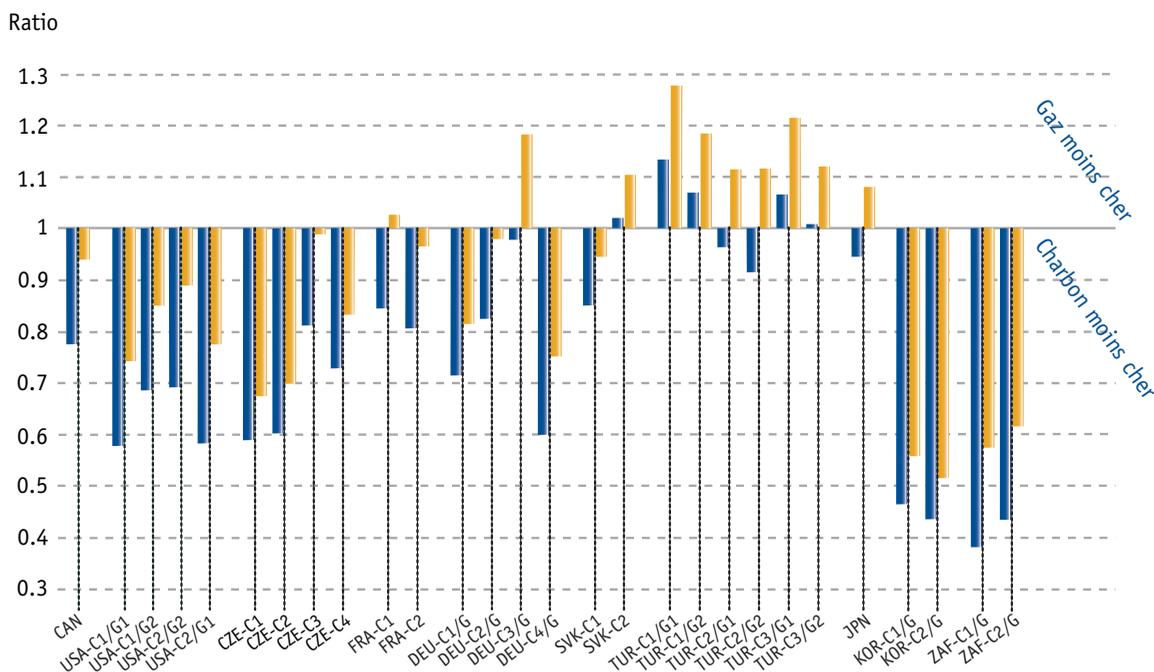


Figure 3.12 – Ratios de coûts pour les centrales au charbon et nucléaires actualisés à 5 % et 10 %

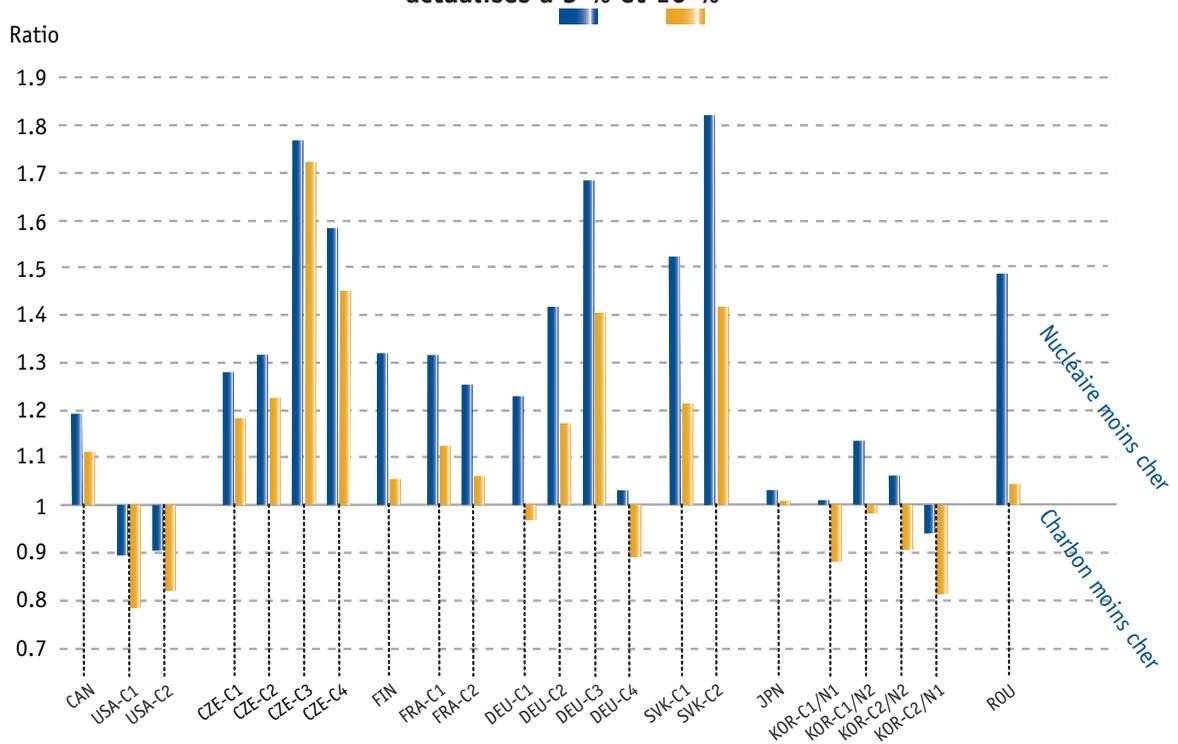


Figure 3.13 – Ratios de coûts pour les centrales au gaz et nucléaires actualisés à 5 % et 10 %

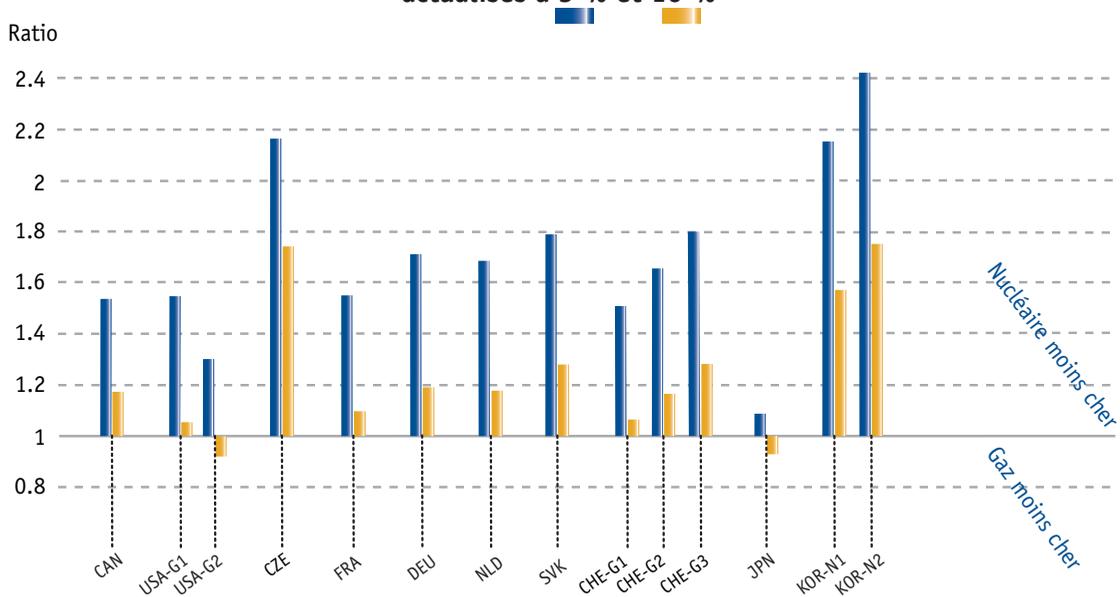


Tableau 3.10 – Coûts de construction de base pour les centrales au charbon

Pays-centrale	Type de centrale/ équipements de dépollution inclus dans les coûts	Puissance nette incl. dans estimations des coûts (MWe)	Coûts de construction de base			
			MUMN	MUSD	M€	USD/kWe
CAN-C	CP(SC)/DF, BBN, FM	450	800	594	519	1 320
USA-C1	CP/DF, RCS, FM	600	696	696	608	1 160
USA-C2	GICC/DF, SCR, FF	550	751	751	657	1 366
CZE-C1	CP/CB/DF, de NO _x , P	300	9 720	353	308	1 176
CZE-C2	FBC/CB/de SO _x	150	5 160	187	164	1 249
CZE-C3	IGCC/de SO _x , de NO _x	300	16 000	581	508	1 936
CZE-C4	DF/CB & biomasse/de SO _x	150	5 500	200	175	1 331
DNK-C	TVC/DF, RCS, EF	400	3 360	518	453	1 294
FIN-C	(SC)/DF, RCS, EF	500	539	617	539	1 233
FRA-C1	CP(SC)/ ns	900	1 096	1 254	1 096	1 393
FRA-C2	LF/ ns	600	666	762	666	1 270
DEU-C1	CP/P, DF, RCS	800	656	750	656	938
DEU-C2	GICC/P, désulfuration	450	540	618	540	1 373
DEU-C3	GICC/P, désulfuration, capture CO ₂	425	638	729	638	1 716
DEU-C4	CP, lignite/P, désulfuration	1 050	1 208	1 381	1 208	1 316
SVK-C1	LF/de SO _x , de NO _x , EF	228	11 200	308	269	1 351
SVK-C2	LF, lignite/de SO _x , de NO _x , EF	114.4	5 400	149	130	1 298
TUR-C1	CP, lignite/DF, de NO _x	340	569 188	398	348	1 172
TUR-C2	CP/DF, de NO _x	500	868 209	608	531	1 215
TUR-C3	LF, lignite/chaux	160	276 072	193	169	1 208
JPN-C	CP/DF, RCS, EF	800	223 500	1 877	1 641	2 347
KOR-C1	CP/DF, RCS, EF	1 000	997 299	798	697	798
KOR-C2	CP/DF, RCS, EF	1 600	143 675	1 150	1 005	719
BGR-C ^a	CP, lignite/de SO _x , de NO _x	600	–	892	780	1 487
ROU-C ^a	CP/de SO _x , de NO _x , particules	296	–	314	274	1 060
ZAF-C1	CP/DF	3 852	37 721	5 232	4 573	1 358
ZAF-C2	LF/ ns	466	4 506	625	546	1 341

a. Coûts donnés en euros.

Abréviation : **ns** = non spécifié.

Tableau 3.11 – Coûts de construction de base pour les centrales au gaz

Pays-centrale	Type de centrale/ équipements de dépollution inclus dans les coûts	Puissance nette incl. dans estimations des coûts (MWe)	Coûts de construction de base			
			MUMN	MUSD	M€	USD/kWe
CAN-G	CCG/BBN	580	460	342	299	589
USA-G1	TAC/RCS, FM	230	106	106	92	459
USA-G2	CCG/RCS, FM	400	244	244	213	609
BEL-G1	CCG/ ns	400	335	383	335	958
CZE-G	CCG/de NO _x	250	5 250	191	167	762
FRA-G	CCG/ ns	900	471	539	471	599
DEU-G	CCG/RCS	1 000	440	503	440	503
GRC-G1	CCG/de NO _x	377.7	181	208	181	549
GRC-G2	CCG/de NO _x	476.3	287	328	287	688
ITA-G1	CCG/de NO _x	791	252	288	252	364
ITA-G2	CCG/de NO _x	1 150	460	526	460	457
ITA-G3	CCG/de NO _x	384	224	256	224	667
NLD-G	CCG/ ns	500	450	515	450	1 030
PRT-G	CCG/BBN	1 200	588	673	588	561
SVK-G	CCG/BBN	391	7 825	215	188	550
CHE-G1	CCG/BBN	400	315	234	204	584
CHE-G2	CCG/BBN	250	213	158	138	631
CHE-G3	CCG/BBN	110	119	88	77	801
TUR-G1	CCG/de NO _x	700	424 458	297	260	424
TUR-G2	CCG/de NO _x	280	239 599	168	147	599
JPN-G	CCG (GNL)/RCS	1 600	246 100	2 067	1 807	1 292
KOR-G	CCG (GNL)/RCS	889.2	476 015	381	333	428
ZAF-G	CCG (GNL)/ ns	1 935	9 797	1 359	1 188	702

Abréviation : **ns** = non spécifié.

Tableau 3.12 – Coûts de construction de base pour les centrales nucléaires

Pays-centrale	Filière/ cycle du combustible	Puissance nette incl. dans estimations des coûts (MWe)	Coûts de construction de base			
			MUMN	MUSD	M€	USD/kWe
CAN-N	PHWR/CCO	1 406	2 600	1 931	1 688	1 373
USA-N	GENIII/CCO	1 000	1 894	1 894	1 656	1 894
CZE-N	VVER/CCO	1 000	30 000	1 089	952	1 089
FIN-N	REP/CCO	1 500	2 485	2 843	2 485	1 895
FRA-N	REP/CCF	1 590	2 163	2 474	2 163	1 556
DEU-N	REP/CCO	1 590	2 456	2 819	2 465	1 773
NLD-N	REP/CCF	1 600	3 000	3 432	3 000	2 145
SVK-N	VVER/CCO	894	56 780	1 561	1 365	1 747
CHE-N	RER/CCO	1 600	4 062	3 012	2 633	1 882
JPN-N	ABWR/CCF	1 330	397 400	3 338	2 918	2 510
KOR-N1	REP/CCO	1 906	2 878 840	2 303	2 013	1 208
KOR-N2	REP/CCO	2 682.4	3 599 830	2 880	2 517	1 074
ROU-N ^a	PHWR/CCO	665	–	1 200	1 049	1 805

a. Coûts donnés en USD.

Tableau 3.13 – Estimations des coûts de production calculées sur la base d'hypothèses génériques actualisés à 5 % (USD au 1^{er} juillet 2003/MWh)

Pays	Charbon				Gaz				Nucléaire			
	Invest.	E&M	Comb.	Total	Invest.	E&M	Comb.	Total	Invest.	E&M	Comb.	Total
Canada	CAN-C 11.2 36%	6.7 22%	13.1 42%	31.1 100%	CAN-G 5.3 14%	2.6 6%	32.1 80%	40.0 100%	CAN-N 13.5 52%	8.9 34%	3.6 14%	26.0 100%
États-Unis	USA-C1 10.0 37%	6.6 24%	10.5 39%	27.1 100%	USA-G1 3.6 8%	1.9 4%	41.2 88%	46.7 100%	USA-N 17.0 57%	8.5 28%	4.6 15%	30.1 100%
	USA-C2 11.7 43%	6.7 25%	8.9 32%	27.3 100%	USA-G2 4.9 12%	3.5 9%	30.9 79%	39.3 100%				
Allemagne	DEU-C1 7.7 22%	8.7 25%	18.7 53%	35.2 100%	DEU-G 4.1 8%	4.7 10%	40.3 82%	49.0 100%	DEU-N 15.1 53%	8.7 30%	4.8 17%	28.6 100%
	DEU-C2 11.3 28%	12.4 30%	16.9 42%	40.6 100%								
	DEU-C3 14.1 29%	14.9 31%	19.2 40%	48.2 100%								
	DEU-C4 10.8 36%	6.7 23%	12.0 41%	29.5 100%								
Belgique					BEL-G 25 ^a 10.1 22%	4.2 9%	32.1 69%	46.4 100%				
Danemark	DNK-C 10.9 35%	5.6 17%	15.4 48%	31.9 100%								
Finlande	FIN-C 10.3 29%	6.6 18%	19.4 53%	36.4 100%					FIN-N 16.3 59%	6.1 22%	5.1 19%	27.6 100%
France	FRA-C1 11.9 36%	7.7 23%	13.7 41%	33.3 100%	FRA-G 6.0 16%	5.2 13%	28.0 71%	39.2 100%	FRA-N 13.9 55%	6.5 25%	5.0 20%	25.4 100%
	FRA-C2 10.9 34%	6.9 22%	14.0 44%	31.7 100%								
Grèce					GRE-G1 25 ^a 5.4 11%	2.3 5%	41.9 84%	49.7 100%				
Italie					GRE-G2 25 ^a 7.2 14%	0.7 1%	43.6 85%	51.4 100%				
					ITA-G1 25 ^a 3.6 7%	1.7 4%	44.4 89%	49.7 100%				
					ITA-G2 25 ^a 4.8 9%	2.0 4%	45.8 87%	52.6 100%				
					ITA-G3 30 ^a 6.2 11%	4.7 8%	45.2 67%	56.1 100%				
					NLD-G 30 ^a 15.4 25%	4.6 8%	40.4 67%	60.4 100%	NLD-N 18.7 53%	9.1 25%	8.0 22%	35.8 100%
					PRT-G 24 ^a 5.8 14%	3.5 9%	30.7 77%	40.0 100%				
Pays-Bas					SVK-G 20 ^a 6.0 11%	6.4 11%	43.5 78%	55.9 100%	SVK-N 15.1 48%	10.5 33%	5.8 19%	31.3 100%
Portugal												
Rép. slovaque	SVK-C1 11.5 24%	9.6 20%	26.6 56%	47.8 100%								
	SVK-C2 11.3 20%	9.7 17%	35.9 63%	56.9 100%								
Rép. tchèque	CZE-C1 10.5 36%	4.2 14%	14.7 50%	29.4 100%	CZE-G 7.5 15%	2.0 4%	40.2 81%	49.7 100%	CZE-N 10.1 44%	8.4 36%	4.5 20%	23.0 100%
	CZE-C2 11.2 37%	4.3 14%	14.7 49%	30.2 100%								
	CZE-C3 17.4 43%	4.3 11%	18.9 46%	40.6 100%								
	CZE-C4 11.9 33%	4.3 12%	20.1 55%	36.3 100%								
Suisse					CHE-G1 25 ^a 5.6 13%	4.8 11%	33.2 76%	43.6 100%	CHE-N 17.1 59%	7.2 25%	4.6 16%	28.8 100%
				CHE-G2 25 ^a 6.0 12%	5.5 12%	36.2 76%	47.8 100%					
				CHE-G3 25 ^a 7.6 15%	8.4 16%	36.0 69%	52.1 100%					
Turquie	TUR-C1 9.9 23%	3.9 9%	29.6 68%	43.4 100%	TUR-G1 30 ^a 3.9 10%	0.7 2%	33.6 88%	38.2 100%				
	TUR-C2 10.1 28%	7.6 20%	19.4 52%	37.1 100%	TUR-G2 30 ^a 5.4 13%	0.7 2%	34.2 85%	40.4 100%				
	TUR-C3 10.1 25%	5.6 14%	25.1 61%	40.8 100%								
Corée, Rép. de	KOR-C1 7.9 33%	5.1 22%	10.6 45%	23.6 100%	KOR-G 30 ^a 3.9 8%	4.4 10%	38.1 82%	46.5 100%	KOR-N1 10.6 45%	9.3 40%	3.6 15%	23.4 100%
	KOR-C2 7.2 34%	4.1 19%	10.2 47%	21.6 100%					KOR-N2 9.4 46%	7.8 37%	3.6 17%	20.8 100%
Japon	JPN-C 20.6 42%	8.8 18%	20.0 40%	49.5 100%	JPN-G 14.5 28%	4.9 9%	32.8 63%	52.1 100%	JPN-N 21.8 45%	14.5 30%	11.8 25%	48.0 100%
Afrique du Sud, Rép. d'	ZAF-C1 11.7 75%	2.3 15%	1.6 10%	15.7 100%	ZAF-G 25 ^a 7.6 19%	3.3 8%	29.9 73%	40.8 100%				
	ZAF-C2 13.1 73%	3.8 21%	1.0 6%	17.9 100%								
Bulgarie	BGR-C 12.6 40%	6.0 19%	12.7 41%	31.3 100%								
Roumanie	ROU-C 15 ^a 14.3 31%	1.4 3%	29.8 66%	45.5 100%					ROU-N 18.7 61%	9.2 30%	2.8 9%	30.6 100%

a. Durée de vie économique retenue pour calculer les coûts moyens lorsqu'elle n'est pas de 40 ans.

Tableau 3.14 – Estimations des coûts de production calculées sur la base d'hypothèses génériques actualisés à 10 % (USD au 1^{er} juillet 2003/MWh)

Pays	Charbon				Gaz				Nucléaire						
	Invest.	E&M	Combustible	Total	Invest.	E&M	Combustible	Total	Invest.	E&M	Combustible	Total			
Canada	CAN-C	21.4 52%	6.7 16%	13.1 32%	41.2 100%	CAN-G	8.9 20%	2.6 6%	32.1 74%	43.6 100%	CAN-N	24.6 66%	8.9 24%	3.6 10%	37.1 100%
États-Unis	USA-C1	19.5 53%	6.6 18%	10.5 29%	36.5 100%	USA-G1	6.4 13%	1.9 4%	40.8 83%	49.0 100%	USA-N	33.4 72%	8.5 18%	4.7 10%	46.5 100%
	USA-C2	22.6 59%	6.7 18%	8.9 23%	38.2 100%	USA-G2	8.7 20%	3.5 8%	30.6 72%	42.8 100%					
Allemagne	DEU-C1	14.1 35%	8.7 21%	18.1 44%	40.9 100%	DEU-G	7.3 15%	4.7 9%	38.0 76%	50.0 100%	DEU-N	28.6 68%	8.7 21%	4.8 11%	42.1 100%
	DEU-C2	20.6 42%	12.4 25%	16.3 33%	49.3 100%										
	DEU-C3	25.8 44%	14.9 25%	18.5 31%	59.1 100%										
	DEU-C4	19.7 52%	6.7 18%	11.3 30%	37.7 100%										
Belgique					BEL-G 25 ^a	16.3 32%	4.2 8%	31.0 60%	51.5 100%						
Danemark	DNK-C	20.6 50%	5.6 13%	15.2 37%	41.4 100%										
Finlande	FIN-C	19.3 43%	6.6 15%	18.6 42%	44.5 100%						FIN-N	31.2 73%	6.1 15%	4.9 12%	42.2 100%
France	FRA-C1	22.8 51%	7.7 18%	13.7 31%	44.2 100%	FRA-G	9.9 23%	5.2 12%	28.0 65%	43.0 100%	FRA-N	27.5 71%	6.4 16%	5.3 13%	39.3 100%
	FRA-C2	20.8 49%	6.9 17%	14.0 34%	41.7 100%										
Grèce					GRE-G1 25 ^a	8.8 17%	2.3 4%	41.9 79%	53.0 100%						
					GRE-G2 25 ^a	12.3 22%	0.7 1%	43.6 77%	56.5 100%						
Italie					ITA-G1 25 ^a	5.8 12%	1.7 3%	43.5 85%	51.1 100%						
					ITA-G2 25 ^a	8.3 15%	2.0 4%	44.9 81%	55.1 100%						
					ITA-G3 30 ^a	10.8 18%	4.6 8%	44.1 74%	59.4 100%						
Pays-Bas					NLD-G 30 ^a	18.4 30%	4.6 7%	39.6 63%	62.6 100%	NLD-N	36.2 68%	9.1 17%	8.0 15%	53.2 100%	
Portugal					PRT-G 24 ^a	9.1 21%	3.5 8%	30.7 71%	43.3 100%						
Rép. slovaque	SVK-C1	20.2 37%	9.6 17%	25.5 46%	55.2 100%	SVK-G 20 ^a	9.0 15%	6.4 11%	42.9 74%	58.3 100%	SVK-N	29.1 64%	10.5 23%	5.9 13%	45.5 100%
	SVK-C2	20.1 31%	9.7 15%	34.6 54%	64.4 100%										
Rép. tchèque	CZE-C1	19.0 51%	4.1 11%	14.0 38%	37.1 100%	CZE-G	12.9 23%	2.0 4%	39.7 73%	54.6 100%	CZE-N	18.3 58%	8.4 27%	4.7 15%	31.7 100%
	CZE-C2	20.2 53%	4.3 11%	14.0 36%	38.4 100%										
	CZE-C3	31.6 58%	4.3 8%	18.2 34%	54.0 100%										
	CZE-C4	21.5 48%	4.3 9%	19.8 43%	45.5 100%										
Suisse					CHE-G1 25 ^a	8.6 19%	4.8 10%	33.1 71%	46.5 100%	CHE-N	32.0 74%	7.2 16%	4.6 10%	43.8 100%	
					CHE-G2 25 ^a	9.3 18%	5.5 11%	36.1 71%	51.0 100%						
					CHE-G3 25 ^a	11.9 21%	8.4 15%	35.9 64%	56.2 100%						
Turquie	TUR-C1	18.9 36%	3.9 7%	29.6 57%	52.3 100%	TUR-G1	6.5 16%	0.7 2%	33.6 82%	40.9 100%					
	TUR-C2	18.7 40%	7.6 17%	19.4 43%	45.7 100%		TUR-G2	9.2 20%	0.7 2%	34.2 78%	44.2 100%				
	TUR-C3	18.9 38%	5.6 11%	25.1 51%	49.6 100%										
Corée, Rép. de	KOR-C1	13.7 47%	5.1 17%	10.6 36%	29.4 100%	KOR-G 30 ^a	6.8 14%	4.4 9%	38.1 77%	49.4 100%	KOR-N1	20.6 61%	9.3 27%	4.0 12%	33.8 100%
	KOR-C2	12.7 47%	4.1 15%	10.2 38%	27.1 100%		KOR-N2	18.6 61%	7.8 26%	4.0 13%	30.3 100%				
Japon	JPN-C	40.7 59%	8.8 13%	19.5 28%	69.1 100%	JPN-G	26.4 41%	4.9 8%	32.6 51%	63.8 100%	JPN-N	42.4 62%	14.5 21%	11.8 17%	68.6 100%
Afrique du Sud, Rép. d'	ZAF-C1	21.9 85%	2.3 9%	1.6 6%	25.9 100%	ZAF-G 25 ^a	11.6 26%	3.3 7%	29.9 67%	44.8 100%					
	ZAF-C2	22.9 82%	3.8 14%	1.0 4%	27.8 100%										
Bulgarie	BGR-C	23.9 56%	6.0 14%	12.7 30%	42.6 100%										
Roumanie	ROU-C 15 ^a	20.2 39%	1.4 3%	29.8 58%	51.5 100%						ROU-N	37.3 75%	9.2 19%	2.8 6%	49.3 100%

a. Durée de vie économique retenue pour calculer les coûts moyens lorsqu'elle n'est pas de 40 ans.

Coûts de production des centrales éoliennes, hydrauliques et solaires

Ce chapitre donne une vue d'ensemble des coûts de production d'électricité des centrales éoliennes, hydrauliques et solaires prises en considération dans l'étude. Le cadre et les hypothèses génériques utilisés pour calculer les coûts moyens de production d'électricité de ces installations ont été adaptés pour refléter leurs caractéristiques spécifiques. Les durées de vie économique prises en compte dans les calculs correspondent aux durées de vie technique indiquées dans les réponses. La plupart du temps, elles sont inférieures à la durée de 40 ans retenue comme hypothèse générique pour les centrales au charbon et les centrales nucléaires. De même, les facteurs de charge (coefficients de disponibilité) moyens communiqués pour ces installations et utilisés pour calculer les coûts moyens de production sont sensiblement inférieurs aux 85 % retenus comme hypothèse générique pour les centrales au charbon, au gaz et nucléaires.

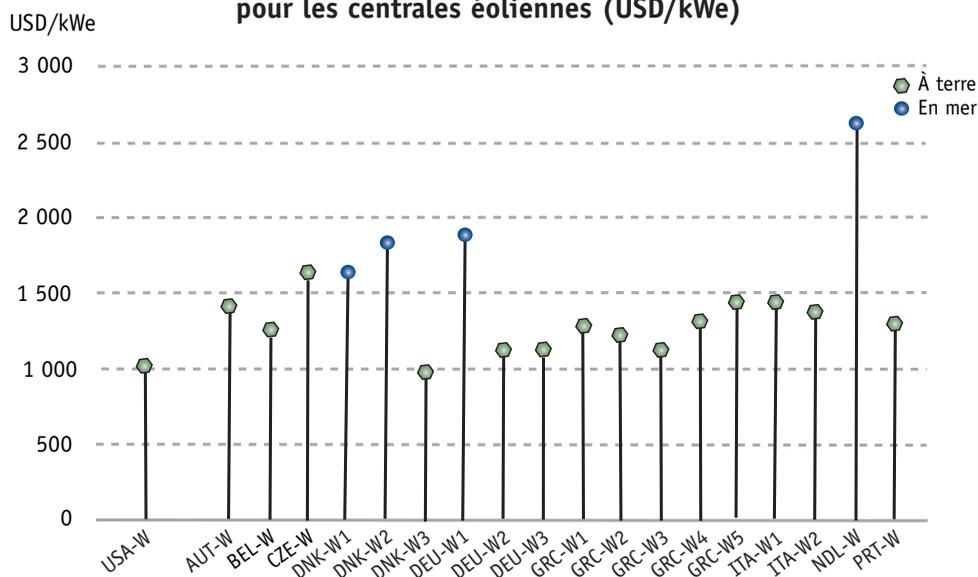
Centrales éoliennes

La plupart des centrales éoliennes pour lesquelles des données de coût ont été communiquées sont des installations terrestres mais l'Allemagne (DEU-W1), le Danemark (DNK-W1 et W2) et les Pays-Bas ont fourni des données pour des installations en mer. La puissance unitaire des éoliennes prises en compte dans l'étude se situe entre 30 kWe et 2 MWe mais les installations sont des parcs à unités multiples qui comprennent plusieurs dizaines d'éoliennes, voire une centaine dans le cas d'un parc éolien allemand, et leur puissance installée totale varie de quelques MWe à 300 MWe.

Coûts de construction de base

La figure 4.1 indique les coûts de construction de base spécifiques pour les 19 parcs éoliens étudiés. Le tableau 4.4 précise leurs caractéristiques techniques et fournit des données plus complètes sur ces coûts.

Figure 4.1 – Coûts de construction de base spécifiques pour les centrales éoliennes (USD/kWe)



À l'exception du parc offshore néerlandais, les coûts de construction de base spécifiques se situent entre 1 000 et 2 000 USD/kWe. L'essor rapide de la filière éolienne au cours des dernières années a déjà fait baisser les coûts de construction, au moins dans quelques pays, et l'effet d'apprentissage devrait continuer à jouer dans les prochaines années, ce qui pourrait engendrer de nouvelles réductions de coût. Les calendriers de dépenses communiqués montrent que les délais de construction des parcs éoliens sont d'environ un à deux ans dans la plupart des cas.

Coûts d'E&M

Les coûts d'E&M spécifiques communiqués pour les parcs éoliens varient beaucoup d'un pays à l'autre, y compris dans une même région (voir tableau 4.1). Ils sont plus élevés pour les parcs en mer que pour les parcs terrestres implantés dans un même pays ou une même région. La plupart des pays prévoient que ces coûts devraient rester stables pendant la durée de vie des installations mais la Belgique et le Danemark, pour une centrale, font des projections à la hausse alors que l'Italie, pour une centrale également, fait des projections à la baisse.

Tableau 4.1 – Coûts d'E&M annuels spécifiques (par kWe) à l'horizon 2010 pour les centrales éoliennes

	USA-W	AUT-W	BEL-W ^a	CZE-W ^a	DNK-W1	DNK-W2 ^a	DNK-W3	DEU-W1	DEU-W2/3
UMN	27.00	23.00	12.50	630.00	440.00	280.00	170.00	58.10	33.80
USD	27.00	26.31	14.30	22.87	67.80	43.15	16.20	66.47	38.67
€	23.60	23.00	12.50	20.00	59.27	37.72	14.16	58.10	33.80
	GRC-W1	GRC-W2	GRC-W3/4	GRC-W5	ITA-W1	ITA-W2 ^b	NLD-W	PRT-W	
UMN	13.03	16.70	18.30	25.20	25.00	13.90	115.00	25.20	
USD	14.91	19.10	20.94	28.83	28.60	15.90	131.56	28.83	
€	13.03	16.70	18.30	25.20	25.00	13.90	115.00	25.20	

a. Projections à la hausse.

b. Projections à la baisse.

Coûts moyens de production

Les coûts de production d'électricité des centrales éoliennes présentés dans ce rapport ont été calculés avec la méthode des coûts moyens actualisés qui est celle utilisée dans l'ensemble de l'étude par souci de cohérence. Cette méthode ne rend pas compte de certaines spécificités de l'énergie éolienne et d'autres énergies renouvelables intermittentes utilisées pour la production d'électricité. Elle néglige notamment le besoin d'énergie de secours nécessaire pour compenser le faible coefficient de disponibilité moyen de ces filières. L'annexe 9 examine quelques aspects relatifs à l'incidence économique de l'intégration de la production d'origine éolienne au réseau d'électricité.

Pour les énergies intermittentes comme le vent, le coefficient de disponibilité des installations est un paramètre qui a une influence déterminante sur les coûts moyens de production. La figure 4.2 indique les facteurs de disponibilité (coefficients de disponibilité) communiqués, qui varient entre 17 et 38 % pour les parcs éoliens terrestres et entre 40 et 45 % pour les parcs en mer, à l'exception du parc allemand.

Les facteurs de disponibilité communiqués ont été utilisés pour calculer la production d'électricité des centrales éoliennes et les coûts moyens de production. La durée de vie économique de ces centrales est supposée égale à la durée de vie technique communiquée, c'est-à-dire 20 ans pour toutes les centrales, sauf DNK-W2 au Danemark (25 ans) et USA-W aux États-Unis (40 ans).

Avec un taux d'actualisation de 5 %, les coûts moyens de production des centrales éoliennes étudiées se situent entre 35 et 95 USD/MWh mais ils sont inférieurs à 60 USD/MWh pour un grand nombre d'entre elles. La part des coûts d'E&M dans les coûts totaux varie entre 13 % et près de 40 % (pour le parc en mer danois).

Figure 4.2 – Facteurs de disponibilité des éoliennes (%)

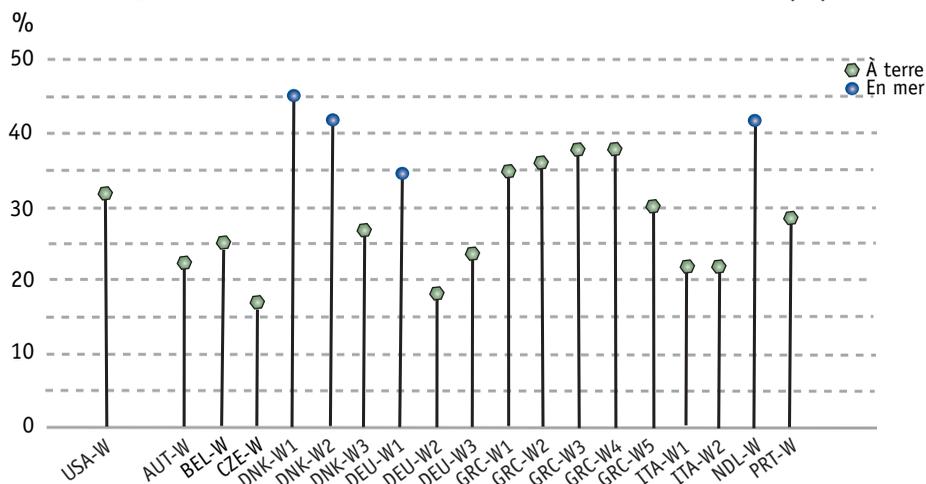


Figure 4.3 – Coûts de production d'électricité d'origine éolienne actualisés à 5 % (USD/MWh)

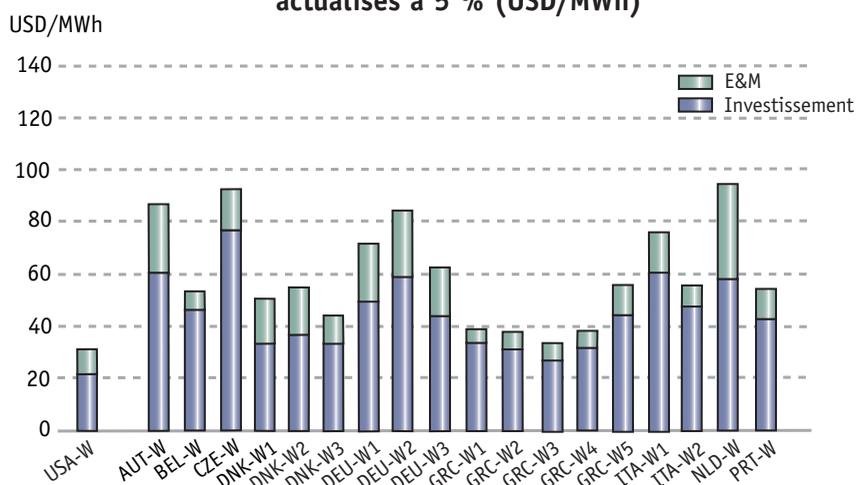
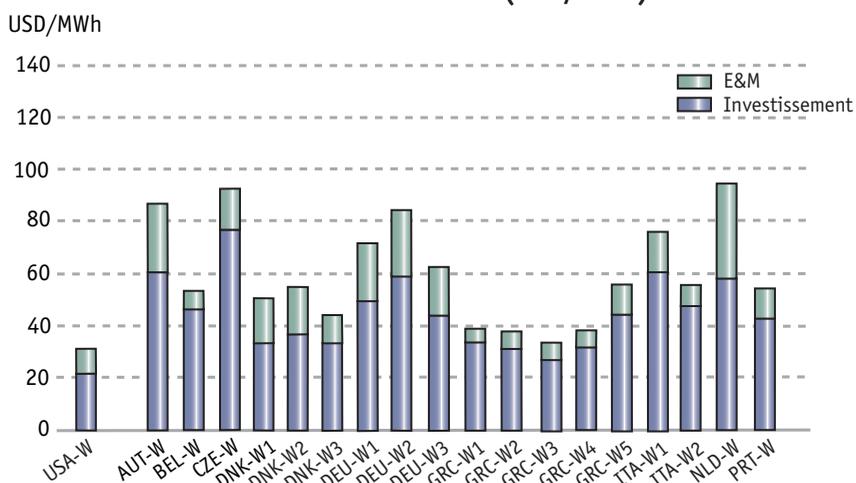


Figure 4.4 – Coûts de production d'électricité d'origine éolienne actualisés à 10 % (USD/MWh)

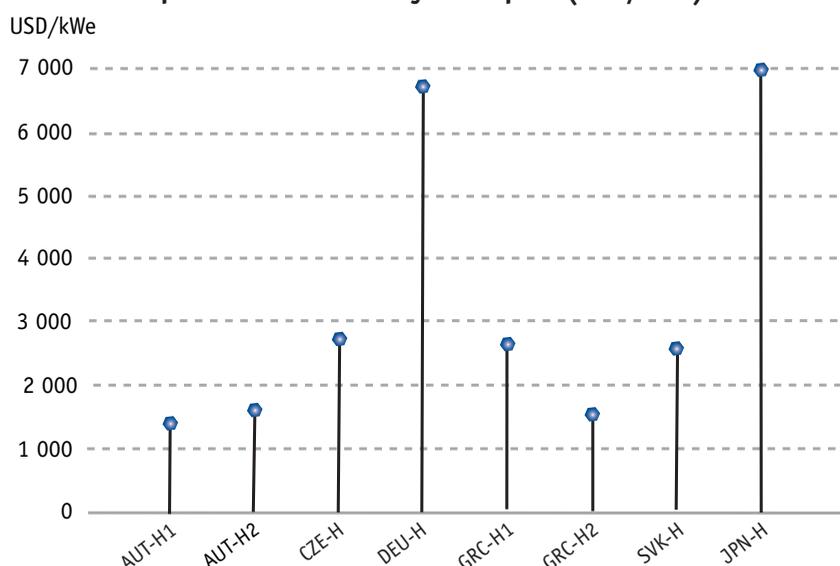


Avec un taux d'actualisation de 10 %, les coûts moyens de production d'électricité à partir du vent sont beaucoup plus élevés à cause de la part prépondérante des coûts d'investissement dans les coûts totaux. Ils se situent entre 45 et plus de 140 USD/MWh.

Centrales hydrauliques

Six pays ont communiqué des données sur huit usines hydrauliques¹. Les coûts de construction de base spécifiques (voir figure 4.5) varient beaucoup parce que les coûts de construction des aménagements hydrauliques dépendent surtout des caractéristiques des sites d'implantation. Le calendrier des dépenses communiqué pour ces installations correspond à des délais de construction de 1 à 5 ans mais l'essentiel des dépenses se concentre sur moins de trois ans dans la plupart des cas.

Figure 4.5 – Coûts de construction de base spécifiques pour les centrales hydrauliques (USD/kWe)



Les centrales hydrauliques étudiées sont des unités de petite ou de très petite puissance, à l'exception de la centrale grecque alimentée par un barrage (GRC-H2) et dont la puissance totale atteint environ 120 MWe. Les coûts de construction spécifiques très élevés communiqués pour la plupart des centrales hydrauliques étudiées tiennent sans doute à la petite taille de ces installations bien que les coûts de construction spécifiques communiqués par l'Autriche soient moins élevés pour la plus petite des deux centrales.

Le tableau 4.2 indique les coûts d'E&M annuels spécifiques pour les centrales hydrauliques. Comme les coûts de construction, ils varient beaucoup d'un pays à l'autre, y compris au sein d'une même région, en raison de l'influence des sites d'implantation. Sauf en République tchèque, les coûts d'E&M sont supposés rester stables pendant la durée de vie des installations.

Tableau 4.2 – Coûts d'E&M annuels spécifiques (par kWe) à l'horizon 2010 pour les centrales hydrauliques

	AUT-H1	AUT-H2	CZE-H ^a	DEU-H	GRC-H1	GRC-H2	SVK-H	JPN-H
UMN	44.82	19.18	1 389	58.80	78.80	3.00	1 577	14 837
USD	39.18	21.94	50.42	67.27	90.15	3.43	43.37	124.63
€	44.82	19.18	44.07	58.80	78.80	3.00	37.91	108.94

a. Projections à la hausse.

1. La Bulgarie et la République d'Afrique du Sud ont communiqué des données sur des stations de pompage dont les coûts de production n'ont pas été estimés dans le cadre de l'étude qui repose sur des hypothèses génériques.

Les facteurs de disponibilité communiqués sont de l'ordre de 50 %, sauf en Autriche pour la centrale AUT-H2 (36,5 %) et en Grèce pour la centrale GRC-H2 (25 %). La durée de vie économique des centrales hydrauliques étudiées varie entre 30 et 60 ans.

Les figures 4.6 et 4.7 indiquent les coûts moyens de la production hydraulique calculés avec des taux d'actualisation respectifs de 5 et de 10 % à partir des éléments de coût fournis par les pays qui ont répondu au questionnaire. Ces coûts sont présentés de façon détaillée sur les tableaux 4.5 et 4.6.

Figure 4.6 – Coûts de l'hydroélectricité actualisés à 5 % (USD/MWh)

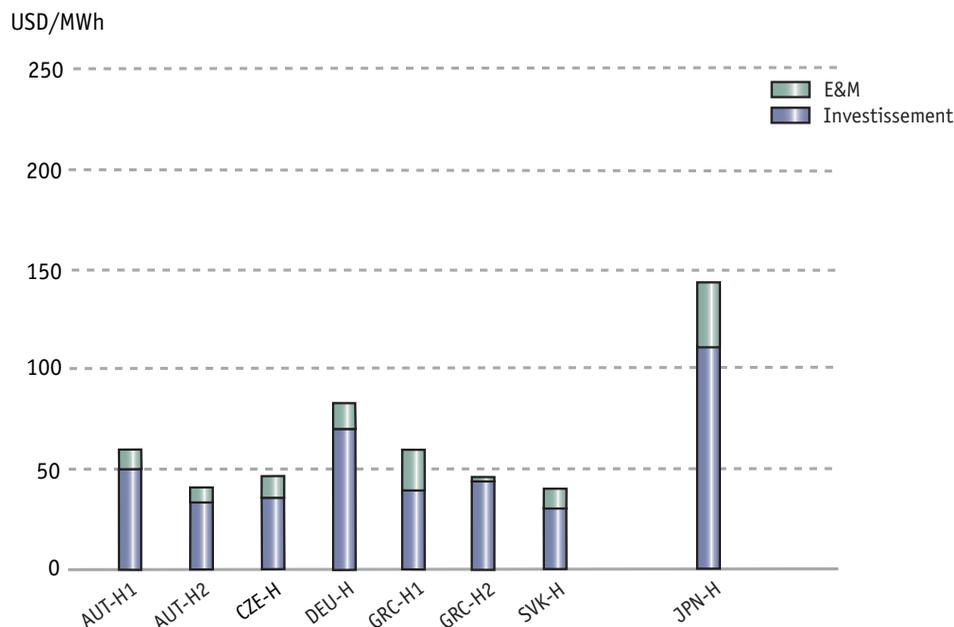
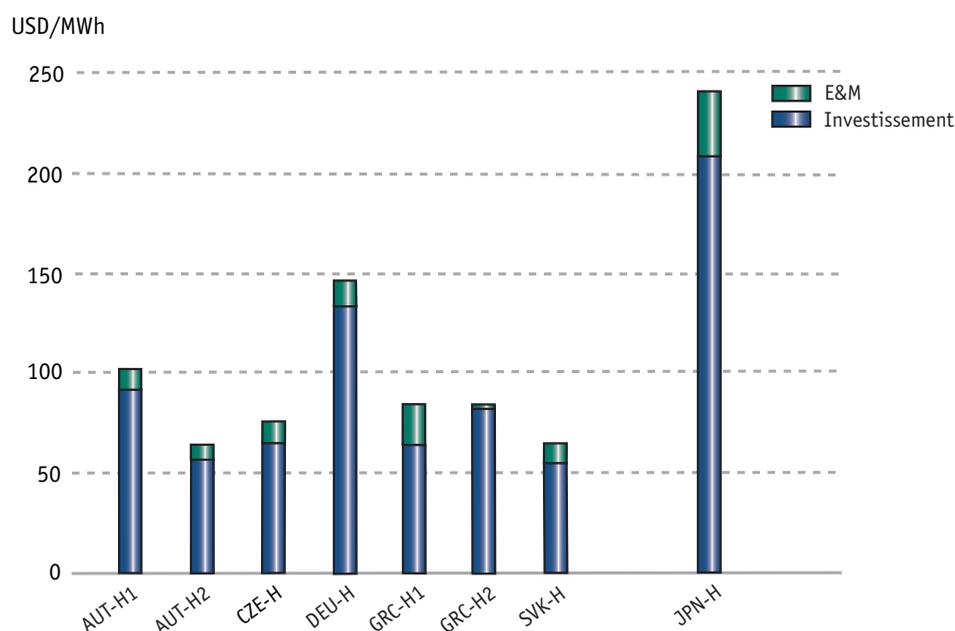


Figure 4.7 – Coûts de l'hydroélectricité actualisés à 10 % (USD/MWh)



Avec un taux d'actualisation de 5 %, les coûts moyens de production se situent entre environ 40 et 80 USD/MWh pour toutes les centrales hydrauliques sauf pour la centrale japonaise où ils dépassent 140 USD/MWh. Les coûts d'E&M représentent moins d'un tiers des coûts moyens totaux dans tous les cas.

Avec un taux d'actualisation de 10 %, les coûts moyens de production se situent entre environ 65 et 100 USD/MWh pour la plupart des centrales mais ils atteignent près de 150 USD/MWh pour la centrale allemande et plus de 240 USD/MWh pour la centrale japonaise. La part prépondérante des coûts d'investissement dans les coûts moyens totaux explique les écarts importants entre les scénarios d'actualisation à 5 et 10 %. Dans le scénario à 10 %, les coûts d'E&M ne sont qu'un élément de coût marginal ; ils ne représentent en effet que quelque 10 % ou moins des coûts moyens totaux, sauf pour la centrale grecque GRC-H1.

Centrales solaires

Quatre pays ont fourni des données concernant six centrales solaires dans leurs réponses au questionnaire, dont une centrale parabolique implantée aux États-Unis. Les coûts de construction de base spécifiques communiqués varient entre 2 775 USD/kWe pour la centrale parabolique américaine et 10 164 USD/kWe pour une installation photovoltaïque tchèque de 100 (4 x 25) kWe (voir la figure 4.8 et le tableau 4.4).

Les délais de construction prévus pour ces centrales solaires sont d'un an, sauf aux États-Unis (trois ans pour la centrale parabolique et deux ans pour l'installation photovoltaïque). Les puissances unitaires sont très faibles, sauf pour la centrale parabolique qui a une puissance de 100 MWe.

Figure 4.8 – Coûts de construction de base spécifiques pour les centrales solaires (USD/kWe)

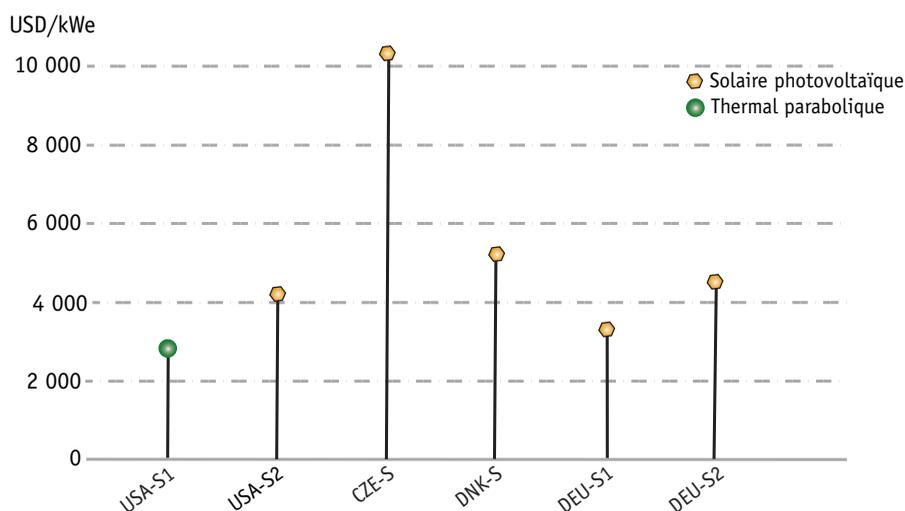


Tableau 4.3 – Coûts d'E&M annuels spécifiques (par kWe) à l'horizon 2010 pour les centrales solaires

	USA-S1	USA-S2	CZE-S	DNK-S	DEU-S1	DEU-S2
UMN	50.00	10.00	2 974	0	29.40	40.00
USD	50.00	10.00	107.96	0	33.63	45.76
€	57.20	11.44	94.37	0	29.40	40.00

Les coûts d'E&M annuels spécifiques communiqués pour ces installations varient beaucoup d'une installation à l'autre mais ils sont généralement bas, voire nuls pour l'installation danoise (voir tableau 4.3).

Les facteurs de disponibilité communiqués varient entre 9 % pour les installations tchèque et danoise et 24 % pour l'installation photovoltaïque américaine. Les durées de vie technique indiquées varient entre 20 ans pour l'installation tchèque et 40 ans, durée de vie prise comme hypothèse de référence pour les estimations de coûts, pour les installations américaines. Les coûts moyens de production de ces centrales solaires ont été calculés en supposant que la durée de vie économique est égale à la durée de vie technique.

La figure 4.9 indique les coûts moyens de la production d'électricité d'origine solaire calculés avec des taux d'actualisation respectifs de 5 et de 10 %. Ces coûts sont présentés de façon détaillée sur les tableaux 4.5 et 4.6. Même aux États-Unis, où les coûts d'investissement communiqués sont inférieurs et les facteurs de disponibilité supérieurs, les coûts moyens de production atteignent quelque 150 USD/MWh avec un taux d'actualisation de 5 % et plus de 200 USD/MWh avec un taux d'actualisation de 10 %. Dans les autres pays, les coûts moyens de production sont proches de 300 USD/MWh ou très supérieurs.

Figure 4.9 – Coûts de l'électricité solaire actualisés à 5 % et à 10 % (USD/MWh)

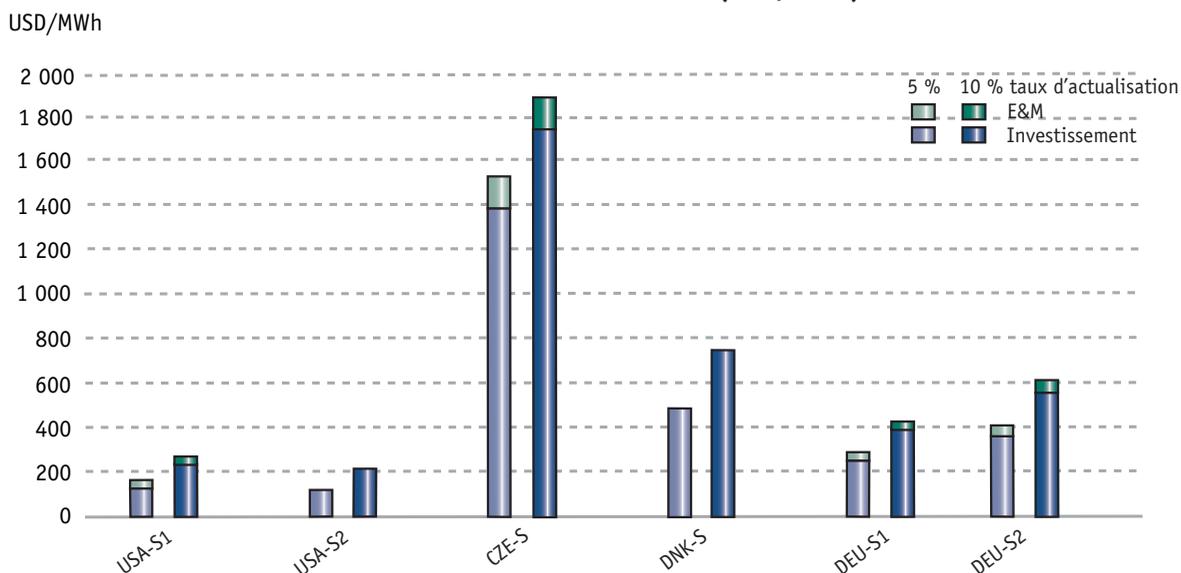


Tableau 4.4 – Coûts de construction de base des centrales éoliennes, solaires et hydrauliques

Pays-centrale	Technologie	Capacité nette incl. dans estimations des coûts (MWe)	Coûts de construction de base			
			MUMN	MUSD	M€	USD/kWe
USA-W	Éolien à terre	50	51.2	51.2	44.8	1 024
USA-S1	Solaire therm. parabolique	100	277.5	277.5	242.6	2 775
USA-S2	Solaire photovoltaïque	5	20.8	20.8	18.2	4 160
AUT-W	Éolien à terre	19.25	23.9	27.3	23.9	1 420
AUT-H1	Fil de l'eau	14	52.4	59.9	52.4	4 282
AUT-H2	Mini-centrale hydraulique	1.5	2.1	2.4	2.1	1 602
BEL-W	Éolien à terre	10	11.1	12.7	11.1	1 267
CZE-W	Éolien à terre	9	405.0	14.7	12.9	1 634
CZE-S	Solaire photovoltaïque	0.025	7.0	0.3	0.2	10 164
CZE-H1	Mini-centrale hydraulique	3	226.0	8.2	7.2	2 735
DNK-W1	Éolien en mer	160	1 700.0	262.0	229.0	1 637
DNK-W2	Éolien en mer	159.84	1 900.0	292.8	255.9	1 832
DNK-W3	Éolien à terre	1.5	9.5	1.5	1.3	976
DNK-S	Solaire photovoltaïque	0.5	17.0	2.6	2.3	5 239
DEU-W1	Éolien en mer	300	495.0	566.3	495.0	1 888
DEU-W2	Éolien à terre	15	15.0	17.2	15.0	1 144
DEU-W3	Éolien à terre	15	15.0	17.2	15.0	1 144
DEU-S1	Solaire photovoltaïque	0.5	1.47	1.68	1.47	3 363
DEU-S2	Solaire photovoltaïque	0.002	0.008	0.009	0.008	4 576
DEU-H	Mini-centrale hydraulique	0.714	4.2	4.8	4.2	6 728
GRC-W1	Éolien à terre	14.28	16.0	18.3	16.0	1 280
GRC-W2	Éolien à terre	12	13.0	14.8	13.0	1 237
GRC-W3	Éolien à terre	4.2	4.1	4.7	4.1	1 129
GRC-W4	Éolien à terre	3	3.5	4.0	3.5	1 320
GRC-W5	Éolien à terre	4.2	5.4	6.1	5.4	1 458
GRC-H1	Fil de l'eau	4	9.2	10.6	9.2	2 639
GRC-H2	Réservoir	123.5	166.4	190.4	166.4	1 541
ITA-W1	Éolien à terre	60	76.0	86.9	76.0	1 449
ITA-W2	Éolien à terre	72	87.1	99.7	87.1	1 385
NLD-W	Éolien en mer	120	275.0	314.6	275.0	2 622
PRT-W	Éolien à terre	20	23.0	26.3	23.0	1 316
SVK-H	Fil de l'eau mini	2.7	250.0	6.9	6.0	2 546
JPN-H	Fil de l'eau	19	15 800.0	132.7	116.0	6 985

**Tableau 4.5 – Prévisions de coûts de production d'électricité
actualisés à 5 %
(USD du 1^{er} juillet 2003/MWh)**

Pays		Éolien			Solaire			Hydraulique								
		Invest.	E&M	Total	Invest.	E&M	Total	Invest.	E&M	Total						
États-Unis	USA-W	21.5	9.6	31.1	USA-S1	127.4	38.1	165.5								
		69%	31%	100%		77%	23%	100%								
					USA-S2	115.9	4.8	120.6								
						96%	4%	100%								
Allemagne	DEU-W1	49.8	21.9	71.7	DEU-S1	252.2	35.6	287.8	DEU-H	70.0	13.2	83.2				
	20^a	70%	30%	100%	25^a	88%	12%	100%					60^a	84%	16%	100%
	DEU-W2	59.2	24.9	84.1	DEU-S2	359.8	50.7	410.6								
	20^a	70%	30%	100%	25^a	88%	12%	100%								
	DEU-W3	44.0	18.5	62.6												
	20^a	70%	30%	100%												
Autriche	AUT-W	60.5	26.3	86.8					AUT-H1	49.9	9.8	59.7				
	20^a	70%	30%	100%						84%	16%	100%				
									AUT-H2	33.7	6.9	40.5				
										83%	17%	100%				
Belgique	BEL-W	46.4	6.9	53.4												
	20^a	87%	13%	100%												
Danemark	DNK-W1	33.3	17.2	50.5	DNK-S	484.8	0	484.8								
	20^a	66%	34%	100%	25^a	100%	0%	100%								
	DNK-W2	36.6	18.3	54.8												
	25^a	67%	33%	100%												
	DNK-W3	33.1	11.1	44.2												
	20^a	75%	25%	100%												
Grèce	GRC-W1	33.7	4.9	38.6					GRC-H1	39.2	20.6	59.8				
	20^a	87%	13%	100%					30^a	66%	34%	100%				
	GRC-W2	31.5	6.1	37.5					GRC-H2	44.1	1.6	45.4				
	20^a	84%	16%	100%					50^a	97%	3%	100%				
	GRC-W3	27.2	6.3	33.5												
	20^a	81%	19%	100%												
	GRC-W4	31.8	6.3	38.1												
	20^a	83%	17%	100%												
	GRC-W5	44.5	11.0	55.5												
	20^a	80%	20%	100%												
Italie	ITA-W1	61.2	14.8	76.0												
	20^a	80%	20%	100%												
	ITA-W2	48.0	7.7	55.7												
	30^a	86%	14%	100%												
Pays-Bas	NLD-W	58.5	35.8	94.3												
	20^a	62%	38%	100%												
Portugal	PRT-W	42.8	11.5	54.4												
	20^a	79%	21%	100%												
Rép. slovaque									SVK-H	31.0	8.7	39.7				
										78%	22%	100%				
Rép. tchèque	CZE-W	76.8	15.5	92.3	CZE-S	1 382.2	137.9	1 520.1	CZE-H	35.9	10.6	46.4				
	20^a	83%	17%	100%	20^a	91%	9%	100%		77%	23%	100%				
Japon									JPN-H	111.3	31.6	142.9				
										78%	22%	100%				

a. Durée de vie économique retenue pour calculer les coûts moyens lorsqu'elle n'est pas de 40 ans.

**Tableau 4.6 – Prévisions de coûts de production d'électricité
actualisés à 10 %
(USD du 1^{er} juillet 2003/MWh)**

Pays	Éolien			Solaire			Hydraulique					
		Invest.	E&M	Total	Invest.	E&M	Total	Invest.	E&M	Total		
États-Unis	USA-W	38.1	9.6	47.8	USA-S1	231.4	38.1	269.4				
		80%	20%	100%		86%	14%	100%				
					USA-S2	204.4	4.8	209.1				
						98%	2%	100%				
Allemagne	DEU-W1	72.9	21.9	94.8	DEU-S1	391.7	35.6	427.2	DEU-H	132.9	13.2	146.1
	20^a	77%	23%	100%	25^a	92%	8%	100%	60^a	91%	9%	100%
	DEU-W2	86.7	24.9	111.6	DEU-S2	558.7	50.7	609.4				
	20^a	78%	22%	100%	25^a	92%	8%	100%				
	DEU-W3	64.5	18.5	83.0								
	20^a	78%	22%	100%								
Autriche	AUT-W	88.4	26.3	114.7					AUT-H1	91.2	9.8	101.1
	20^a	77%	23%	100%						90%	10%	100%
									AUT-H2	56.7	6.9	63.5
										89%	11%	100%
Belgique	BEL-W	68.0	6.9	74.9								
	20^a	91%	9%	100%								
Danemark	DNK-W1	48.8	17.2	66.0	DNK-S	743.4	0.0	743.4				
	20^a	74%	26%	100%	25^a	100%	0%	100%				
	DNK-W2	57.7	16.9	74.6								
	25^a	77%	23%	100%								
	DNK-W3	48.5	11.1	59.5								
	20^a	81%	19%	100%								
Grèce	GRC-W1	49.3	4.9	54.2					GRC-H1	63.9	20.6	84.5
	20^a	91%	9%	100%					30^a	76%	24%	100%
	GRC-W2	46.1	6.1	52.1					GRC-H2	83.4	1.6	84.9
	20^a	88%	12%	100%					50^a	98%	2%	100%
	GRC-W3	39.8	6.3	46.1								
	20^a	86%	14%	100%								
	GRC-W4	46.6	6.3	52.9								
	20^a	88%	12%	100%								
	GRC-W5	65.2	11.0	76.1								
	20^a	86%	14%	100%								
Italie	ITA-W1	90.9	14.8	105.7								
	20^a	86%	14%	100%								
	ITA-W2	80.5	7.8	88.2								
	30^a	91%	9%	100%								
Pays-Bas	NLD-W	87.7	35.8	123.4								
	20^a	71%	29%	100%								
Portugal	PRT-W	63.4	11.5	75.0								
	20^a	85%	15%	100%								
Rép. slovaque									SVK-H	56.6	8.7	65.3
										87%	13%	100%
Rép. tchèque	CZE-W	128.8	15.4	144.2	CZE-S	1 738.7	137.7	1 876.4	CZE-H	64.9	10.5	75.5
		89%	11%	100%	20^a	93%	7%	100%		86%	14%	100%
Japon									JPN-H	210.3	31.6	241.9
										87%	13%	100%

a. Durée de vie économique retenue pour calculer les coûts moyens lorsqu'elle n'est pas de 40 ans.

Coûts de production des centrales de production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération)

Généralités

Les centrales de production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération) ont été prises en considération dans les études précédentes et les problèmes méthodologiques soulevés par l'estimation des coûts de l'électricité et de la chaleur produite avec ces installations duales ont été examinés, en particulier dans l'annexe 4 de la version 1998 de l'étude (OCDE, 1998). Cependant, les analyses effectuées jusqu'à présent dans le cadre de ces études étaient restées qualitatives. La présente étude tente une estimation quantitative des coûts de production d'électricité des centrales de cogénération en adoptant une approche générique et une méthode approuvée par le groupe d'experts.

Neuf pays membres de l'OCDE ont communiqué des informations et des données de coût sur 23 centrales de cogénération. Ce chapitre décrit brièvement les caractéristiques techniques de ces centrales et présente les estimations de leurs coûts de production¹ (voir tableau 2.9 au chapitre 2 pour plus de détails) ainsi que la méthode de calcul adoptée. La section sur la méthode de calcul des estimations de coût s'inspire d'un document de travail préparé par la représentante danoise au sein du groupe. Elle décrit l'approche pragmatique adoptée pour estimer les coûts moyens de production présentés à la fin de ce chapitre. L'annexe 7 livre quelques réflexions sur une méthode théorique de répartition des coûts entre la production de chaleur et d'électricité des centrales de cogénération en s'appuyant sur les lois de la thermodynamique.

Caractéristiques des centrales de cogénération étudiées

Les centrales de cogénération prises en considération dans l'étude brûlent du gaz, du charbon ou des énergies renouvelables combustibles. La majorité d'entre elles (14) brûlent du gaz. Cinq brûlent du charbon (du lignite pour la centrale slovaque), trois brûlent de la biomasse, dont une centrale danoise qui consomme à la fois du gaz, du fioul, de la paille et des briquettes de bois, et une dernière, implantée en Allemagne, consomme du biogaz. Quelques-unes de ces centrales sont traitées dans ce chapitre alors qu'elles pourraient être considérées comme des installations de production décentralisée mais elles n'ont pas été classées dans cette catégorie par les pays concernés. La puissance des centrales étudiées varie de quelques MWe/MWth ou moins pour les moteurs à gaz du Danemark, de Suisse et des États-Unis à quelques centaines de MWe/MWth. La chaleur produite est destinée à l'industrie ou au chauffage urbain.

1. Une des centrales de cogénération pour lesquelles le Danemark a communiqué des données n'est pas prise en considération dans ce chapitre parce qu'elle présente des caractéristiques très spécifiques qui rendent sans intérêt les estimations de coût hors du contexte national. La description technique de cette centrale, de même que les estimations de son coût de production, figurent à l'annexe 3 dans la section consacrée au Danemark.

Méthode d'estimation des coûts

L'idée générale retenue pour élaborer une méthode pratique d'estimation des coûts de l'électricité produite par les centrales de cogénération consiste à postuler que la valeur de la chaleur produite peut être soustraite des coûts totaux de construction et d'exploitation, les coûts résiduels correspondant aux coûts nets de la production d'électricité.

En général, une centrale de cogénération livre sa production de chaleur à un marché préexistant, par exemple à une usine, à un réseau de chauffage urbain ou, via des canalisations de transport, à plusieurs réseaux de chauffage urbain. Les coûts de production d'électricité peuvent donc être exprimés sous la forme suivante :

$$\text{Coût de production d'électricité} = \text{coût total de fonctionnement de la centrale} - \text{valeur marchande de la chaleur produite par la centrale}$$

Si la formule est très simple, elle peut s'appliquer de différentes façons. Deux variantes et la méthode retenue pour cette étude sont décrites brièvement ci-après.

Calcul limité à l'électricité

La méthode la plus simple consiste à traiter la centrale de cogénération comme une simple centrale électrique. Elle ne peut s'appliquer qu'aux unités à soutirage. Les coûts d'investissement et d'E&M engendrés par la cogénération sont déduits et la centrale est supposée fonctionner tout le temps comme une centrale à condensation. Cette méthode, qui revient à attribuer tout l'avantage de la cogénération aux consommateurs de chaleur en diminuant le coût de l'unité calorifique, ne répercute pas l'avantage de la cogénération dans les coûts de production d'électricité. Elle ne convient donc pas pour cette étude qui porte sur les estimations de coût de production d'électricité.

Calcul étendu à la cogénération

La deuxième méthode postule que le coût de la chaleur produite par une centrale de cogénération ne devrait pas être différent de celui de la chaleur produite sans cogénération. Si le coût résultant du kWh produit en cogénération est plus bas que celui du kWh produit par une centrale à condensation et si cet écart se reflète dans les prix du marché, cela revient à attribuer tout l'avantage de la cogénération aux consommateurs d'électricité.

Les coûts de production sont calculés à l'aide de la formule des coûts moyens actualisés utilisée pour estimer les coûts de production d'électricité (CPE) dans cette étude.

$$\text{CPE} = \frac{\sum [(I_t + E\&M_t + F_t - H_t) (1+r)^{-t}]}{\sum [E_t (1+r)^{-t}]}$$

où :

CPE	=	coût de production moyen actualisé sur la durée de vie
I_t	=	coût d'investissement dans l'année t
$E\&M_t$	=	coûts d'E&M dans l'année t
F_t	=	coûts du combustible dans l'année t
H_t	=	coûts de production de chaleur évités dans l'année t
E_t	=	production d'électricité dans l'année t
r	=	taux d'actualisation
t	=	année

Si cette méthode convient pour estimer et comparer les coûts de production d'électricité, son application pose le problème de l'estimation équitable des avantages de la cogénération dans l'optique du consommateur de chaleur. Dans des conditions réelles, il est difficile d'utiliser la méthode de calcul du coût total de la cogénération parce que les coûts de production dépendent des spécificités du site dans la plupart des cas.

Si la centrale ne fournit sa production de chaleur qu'à un marché local, il sera souvent raisonnable de postuler qu'aucune canalisation de transport de chaleur n'est nécessaire puisque la centrale peut être implantée sur le même site que la chaufferie qu'il aurait fallu construire pour fournir cette chaleur. De plus, la décentralisation de la production d'électricité procurera des économies nettes au réseau électrique. En revanche, l'inconvénient d'une centrale de cogénération locale tient à ce que la puissance de l'installation est limitée par la taille du marché de chaleur local, ce qui peut engendrer des coûts d'investissement relativement élevés par unité de puissance installée.

Les coûts d'investissement des canalisations de transport de chaleur dépendent beaucoup de l'emplacement des consommateurs de chaleur et de la centrale de cogénération. Parfois, un réseau de transport préexistant peut être partiellement ou totalement amorti, ce qui réduit les coûts moyens de la production future. Le facteur de charge moyen d'une centrale de cogénération n'est généralement pas le même que celui d'une centrale à soutirage. Enfin, il peut être difficile d'évaluer les économies réalisées sur les coûts de production de la chaleur parce qu'on ne peut éviter une certaine ambiguïté quant au combustible qui servirait à produire la chaleur.

Méthode simplifiée utilisée pour l'étude

Pour éviter de calculer directement les coûts alternatifs de production de chaleur, on peut partir d'un prix de la chaleur en supposant que la centrale de cogénération vend sa production de chaleur à un réseau de chauffage urbain. Ce faisant, on traite la vente de la chaleur comme l'achat du combustible (mais en inversant le signe). En principe, cette méthode ne peut pas s'appliquer aux centrales de cogénération industrielles dont la production alternative de chaleur serait assurée par l'usine elle-même, ce qui ne permet pas de disposer d'un prix pour la vente de la chaleur. De plus, même en présence d'un réseau de chauffage urbain, s'il est possible de connaître le prix actuel de la chaleur, il peut être difficile de prévoir son évolution dans le temps.

Dans le cadre de la présente étude, il a été convenu d'adopter une approche pragmatique pouvant être appliquée à toutes les centrales prises en considération bien que leurs caractéristiques et le contexte dans lequel elles sont exploitées diffèrent considérablement. Ce faisant, on admet que la valeur de la chaleur produite par chaque centrale dépend des marchés locaux et régionaux et qu'elle ne pourrait pas être évaluée dans un cadre générique. Il a donc été demandé aux pays participant à l'étude d'indiquer la valeur de la chaleur produite (représentant un crédit) pour chaque centrale concernée. Ces crédits ont été déduits des coûts totaux (investissement, E&M, combustible) de la centrale pour estimer le coût résiduel de la production d'électricité.

Estimations du coût de production d'électricité

Coûts de construction

Le tableau 5.1 indique les coûts de construction de base des centrales de cogénération étudiées et la figure 5.1 donne une vue d'ensemble de leurs coûts de construction de base spécifiques en USD/kWe.

Étant donné la diversité des puissances et des technologies de ces centrales de cogénération, les écarts observés dans les coûts de construction de base ne sont pas surprenants. Si l'on exclut les centrales brûlant des énergies renouvelables combustibles, les coûts de construction de base spécifiques se situent entre 560 et 1 700 USD/kWe. Les deux centrales qui consomment exclusivement des énergies renouvelables combustibles, c'est-à-dire la centrale autrichienne qui consomme de la biomasse et la centrale allemande qui consomme du biogaz, ont des coûts de construction de base spécifiques bien plus élevés, de l'ordre de 3 700 et 2 500 USD/kWe respectivement. La plupart des centrales de cogénération à cycle combiné au gaz ont des coûts de construction de base spécifiques qui se situent dans le bas de la fourchette.

Coûts moyens de production d'électricité

Le tableau 5.2 indique les estimations de coût obtenues pour les centrales de cogénération à partir de la méthode décrite plus haut, ainsi que les éléments de coût, dont le crédit « chaleur », communiqués par les pays ayant répondu au questionnaire. Les valeurs indiquées pour la chaleur représentent en général plus d'un tiers (et jusqu'à 80 % dans certains cas) des coûts résiduels estimés de la production d'électricité. Cependant, cette part est parfois beaucoup plus faible. Elle ne représente que quelques pourcent pour la centrale tchèque et quelque 20 % pour la centrale allemande au biogaz (CHP5). La part du crédit « chaleur » tend à être beaucoup plus faible avec une actualisation à 10 % qu'avec une actualisation à 5 % parce que les coûts d'investissement actualisés sont plus élevés, ce qui diminue la part du crédit « chaleur ».

La figure 5.2 indique les coûts moyens totaux de la production d'électricité calculés avec des taux d'actualisation respectifs de 5 et de 10 % pour les centrales de cogénération étudiées. Avec un taux d'actualisation de 5 %, les coûts moyens se situent entre 25 et 65 USD/MWh pour la plupart des centrales mais ils dépassent 120 USD/MWh pour la petite centrale autrichienne consommant de la biomasse. Avec un taux d'actualisation de 10 %, ils se situent entre 30 et 70 USD/MWh pour la plupart des centrales. L'impact du taux d'actualisation est minime pour la plupart des centrales. Les coûts sont de 10 à 20 % plus élevés avec une actualisation à 10 %, sauf dans un petit nombre de cas.

Tableau 5.1 – Coûts de construction de base spécifiques pour les centrales de cogénération

Pays	Centrale	Combustible/ technologie	Capacité nette incl. dans estimations des coûts		Coûts de construction de base			
			(MWe)	(MWth)	MUMN	MUSD	M€	USD/kWe
États-Unis	USA-CHP1	Gaz	40	45	27.2	27.2	23.8	0
	USA-CHP2	Moteur à gaz	3	3.5	2.61	2.61	2.3	870
Allemagne	DEU-CHP1	Charbon	500	600	577	660	577	1 320
	DEU-CHP2	Charbon	200	280	255	291	255	1 457
	DEU-CHP3	Gaz CCG	200	160	122	140	122	699
	DEU-CHP4	Gaz CCG	200	190	107	122	107	609
	DEU-CHP5	Biogaz	1	1.5	2.3	2.6	2.3	2 562
Autriche	AUT-CHP1	Gaz CCG	84	127	100	114.4	100	1 326
	AUT-CHP2	Biomasse	8	20	26	29.7	26	3 718
	AUT-CHP3	Gaz CCG	105	110	83	95	83	904
Danemark	DNK-CHP1	Moteur à gaz	11	12	54	8	7	756
	DNK-CHP2	Multifouil	485	575	4 080	629	550	1 296
	DNK-CHP3	Gaz CCG	58	58	590	91	79	1 568
Finlande	FIN-CHP1	Chaudière ch.	160	300	176	201	176	1 258
	FIN-CHP2	Gaz CCG	470	420	230	263	230	560
Pays-Bas	NLD-CHP1	Gaz CCG	81	65	104	119	104	1 469
	NLD-CHP2	Gaz CCG	250	175	260	297	260	1 190
Rép. slovaque	SVK-CHP	Lignite	20	98	1 100	30	26	1 551
Rép. tchèque	CZE-CHP1	Chaudière ch.	300	120	11 000	399	349	1 331
	CZE-CHP2	Gaz CCG	250	120	6 000	218	190	871
Suisse	CHE-CHP1	Moteur à gaz	3	3	2.7	2.0	1.8	733
	CHE-CHP2	Moteur à gaz	0.526	0.633	1.21	0.89	0.78	1 702

Figure 5.1 – Coûts de construction de base spécifiques pour les centrales de cogénération (USD/kWe)

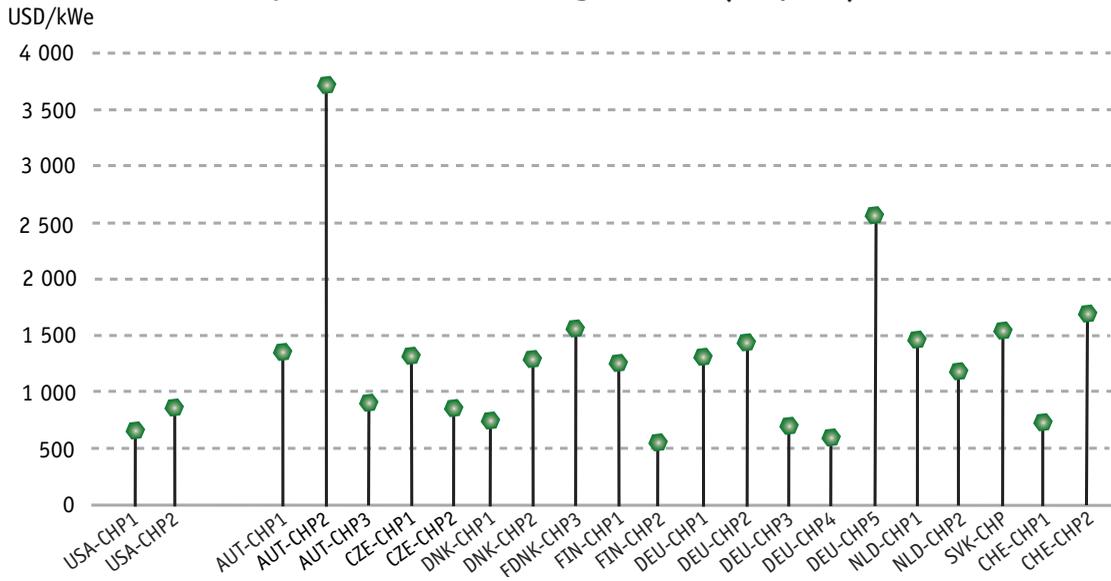
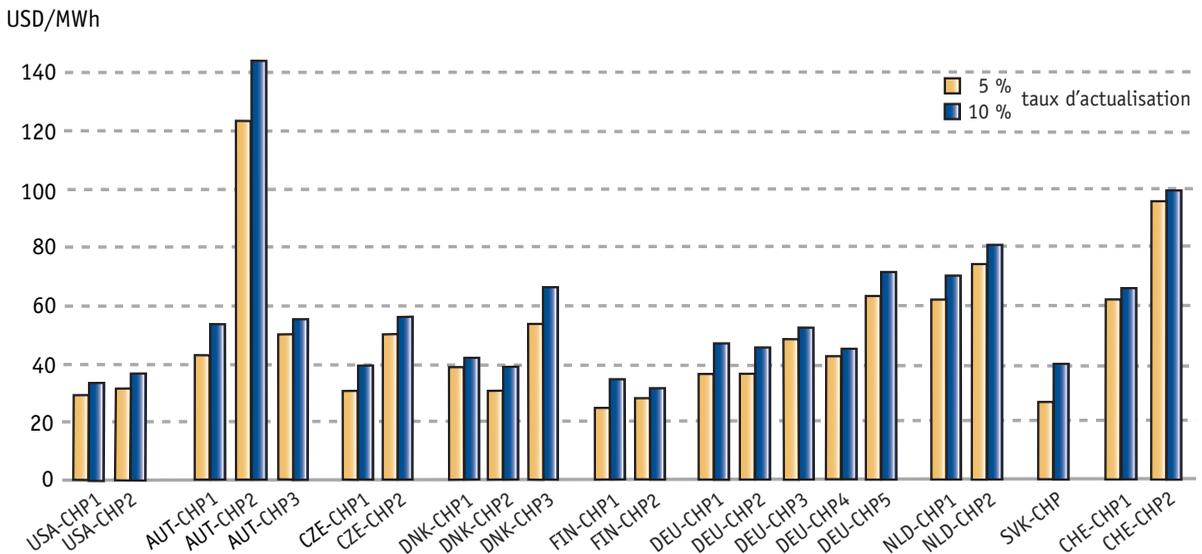


Figure 5.2 – Coûts moyens de production d'électricité pour les centrales de cogénération (USD/MWh) actualisés à 5 % et 10 %



**Tableau 5.2 – Coûts moyens de production d'électricité
pour les centrales de cogénération (USD/MWh)
actualisés à 5 % et 10 %**

(données en noir = à 5 % ; données en vert = à 10 %)

Pays	Centrale	Invest.	E&M	Comb.	Crédit chaleur	Total
États-Unis	USA-CHP1	5.7	1.0	43.8	21.1	29.4
		9.9	1.0	43.4	20.9	33.5
	USA-CHP2	7.2	2.1	43.2	21.1	31.5
		12.7	2.1	42.8	20.9	36.8
Allemagne	DEU-CHP1	14.2	12.1	24.4	14.1	36.7
	35 ^a	25.3	12.1	23.6	14.1	46.9
	DEU-CHP2	12.5	13.7	23.7	13.2	36.8
	35 ^a	22.2	13.6	23.0	13.2	45.7
	DEU-CHP3	8.4	12.0	51.0	22.7	48.8
	25 ^a	13.3	12.0	49.6	22.7	52.2
	DEU-CHP4	6.0	9.5	49.9	22.4	42.9
	25 ^a	9.5	9.4	48.5	22.4	45.0
Autriche	DEU-CHP5	35.2	17.8	22.0	12.0	63.0
	20 ^a	43.6	17.8	22.0	12.0	71.4
	AUT-CHP1	19.3	6.3	41.4	23.8	43.2
	25 ^a	30.0	6.3	41.4	23.8	53.9
Danemark	AUT-CHP2	57.3	27.5	124.6	85.8	123.5
	15 ^a	78.2	27.5	124.6	85.8	144.4
	AUT-CHP3	13.1	4.6	43.3	10.4	50.6
	15 ^a	17.8	4.6	43.3	10.4	55.2
Finlande	DNK-CHP1	7.2	7.6	45.9	21.7	39.1
	25 ^a	11.2	7.6	44.8	21.7	42.0
	DNK--CHP2	12.4	5.2	42.2	28.9	30.9
	30 ^a	20.7	5.2	41.6	28.9	38.5
	DNK--CHP3	25.8	7.7	40.3	20.0	53.8
Pays-Bas	20 ^a	38.7	7.7	39.6	20.0	66.0
	FIN-CHP1	15.2	18.46	29.9	38.61	25.0
	30 ^a	25.9	18.46	29.1	38.61	34.8
	FIN-CHP2	7.5	2.27	41.0	22.52	28.3
Rép. slovaque	30 ^a	12.0	2.3	40.2	22.52	31.9
	NLD-CHP1	13.0	10.6	77.5	38.8	62.3
	30 ^a	21.7	10.6	76.3	38.2	70.5
Rép. tchèque	NLD-CHP2	10.6	33.6	56.2	26.1	74.4
	30 ^a	17.7	33.6	55.1	25.6	80.9
	SVK-CHP	18.9	13.5	14.1	19.7	26.7
Suisse	CZE-CHP1	12.0	4.6	14.7	0.7	30.6
		21.9	4.6	14.0	0.7	39.7
	CZE-CHP2	8.7	2.5	41.7	2.3	50.6
		15.2	2.5	41.1	2.2	56.6
Suisse	CHE-CHP1	16.0	23.7	45.4	22.7	62.4
	20 ^a	19.6	23.7	45.3	22.6	66.0
	CHE-CHP2	49.4	23.7	48.6	25.5	96.3
	20 ^a	52.7	23.7	48.5	25.4	99.5

a. Economic lifetime assumed to calculate levelised costs if different from 40 years.

Autres filières de production d'électricité

Ce chapitre résume les informations recueillies et les résultats obtenus pour des centrales utilisant des technologies et des sources d'énergie différentes de celles traitées dans les chapitres 3 à 5. Les estimations de coût calculées pour ces installations sont présentées ci-après dans cinq sections consacrées respectivement à la production décentralisée (3 installations), à l'incinération des déchets et aux gaz de décharge (3 installations), aux énergies renouvelables combustibles (2 installations), à la géothermie (1 installation) et au fioul (1 installation). Compte tenu du nombre limité de données recueillies pour chacune de ces technologies ou sources d'énergie, les coûts ne peuvent avoir qu'un caractère indicatif et ne sont pas nécessairement représentatifs des tendances moyennes.

Production décentralisée

La production décentralisée fait référence à la production d'électricité sur le site même des consommateurs ou dans un poste de distribution local et à la fourniture directe de l'électricité aux consommateurs situés sur le site de production ou à d'autres clients alimentés par un réseau de distribution. Les techniques de production décentralisée englobent les moteurs, les petites turbines, les piles à combustible, les systèmes photovoltaïques et d'autres petites centrales à énergies renouvelables comme la petite hydraulique et les petites éoliennes. Bien que quelques petites installations solaires, éoliennes ou autres, pour lesquelles des données de coût ont été communiquées dans le cadre de cette étude, puissent être incluses dans la filière de production décentralisée, seuls les États-Unis ont choisi de classer quelques installations (3 piles à combustible consommant du gaz) dans cette catégorie.

Le petit nombre d'installations de production décentralisée contenu dans cette étude ne permet pas une analyse solide de leurs caractéristiques économiques spécifiques. On se reportera à la publication de l'AIE intitulée *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets* (AIE, 2002) pour un examen approfondi des avantages et inconvénients économiques de la production décentralisée. Les questions clés liées à ce mode de production sont brièvement abordées ci-dessous en se référant à cette publication.

La production décentralisée présente quelques avantages économiques par rapport à l'électricité fournie via le réseau à haute tension. Elle évite les coûts de transport, réduit les coûts de distribution, diminue les pertes en ligne, améliore la fiabilité d'approvisionnement et accroît la souplesse du système de production global. Les méthodes classiques d'estimation des coûts de production ont tendance à sous-estimer la valeur de la flexibilité procurée au propriétaire d'une unité de production. Beaucoup de technologies de production décentralisée sont intrinsèquement souples au niveau de leur exploitation, de leur taille et de leur développement. Un producteur d'électricité décentralisé peut tirer profit des incitations de prix résultant des variations des prix du combustible et de l'électricité. Lorsque les prix du combustible sont élevés et les prix de l'électricité bas, il peut s'approvisionner sur le marché de l'électricité. Dans le cas contraire, il alimente ce marché. En d'autres termes, la disponibilité de l'électricité produite localement est une protection du consommateur contre la volatilité des prix de l'électricité. Ainsi, la production décentralisée est généralement plus économique pour une utilisation en période de pointe que pour une utilisation régulière.

La libéralisation des marchés accroît sensiblement la valeur de la flexibilité de la production décentralisée. Sur les marchés libéralisés, le producteur décentralisé peut vendre sa production excédentaire à tout client raccordé au même réseau de distribution. Cette possibilité peut justifier la construction d'une unité de production plus puissante, ce qui permet au producteur de diminuer son coût d'investissement et ses coûts d'exploitation spécifiques. Les marchés libéralisés permettent aussi aux producteurs décentralisés de passer des contrats avec d'autres producteurs pour s'assurer un approvisionnement de secours. La possibilité de s'assurer une réserve d'énergie sur un marché compétitif devrait réduire le coût de ce type d'approvisionnement.

D'un autre côté, les petites unités de production décentralisée auront, selon toute probabilité, des coûts de production plus élevés que les grandes centrales couplées au réseau en raison de leurs coûts d'investissement par kWe plus élevés, de coûts du combustible supérieurs et d'un rendement plus faible, exception faite des unités de cogénération. En outre, le choix des combustibles et des technologies se prêtant à la production décentralisée est moins riche que pour les grandes centrales couplées au réseau.

Enfin, les coûts de raccordement de la production décentralisée au réseau peuvent se révéler plus onéreux que ceux du raccordement des grandes centrales, en particulier si les producteurs décentralisés sont tenus de financer toutes les améliorations correspondantes du réseau (ce qui n'est normalement pas imposé aux grandes centrales). Outre ces coûts de raccordement par kWh supérieurs, les producteurs décentralisés peuvent avoir à se conformer à la réglementation relative à la qualité de l'air, ce qui augmente encore le coût de production du kilowatt. Les dispositifs antipollution ont en général un coût unitaire plus élevé dans les gammes de puissance inférieures. Si l'on applique les mêmes normes d'émission d'oxydes d'azote à la production décentralisée fossile et aux grandes centrales thermiques brûlant des combustibles fossiles, le coût par kilowatt sera plus élevé pour la production décentralisée.

Les trois unités de production décentralisée des États-Unis sont des piles à combustible qui consomment du gaz naturel. Leur puissance varie entre 1 MWe et 10 MWe et leur coût de construction de base spécifique (voir tableau 6.1) varie entre moins de 1 000 USD/kWe et plus de 2 000 USD/kWe. De façon étrange, plus la puissance de ces installations augmente, plus leur coût de construction de base spécifique est élevé.

Tableau 6.1 – Coûts de construction de base pour les installations de production décentralisée (piles à combustible)

Installation	Comb./technologie/ équipements de dépollution incl. dans les coûts	Puissance nette incl. dans les coûts (MWe)	Coûts de construction de base			
			MUMN	MUSD	M€	USD/kWe
USA-DG1	Gaz/pile à combustible/néant	10	21	21	19	2 127
USA-DG2	Gaz/pile à combustible/FM, RCS	2	1.6	1.6	1.4	802
USA-DG3	Gaz/pile à combustible/FM, RCS	1	1.0	1.0	0.8	962

Les délais de construction de ces installations sont de trois ans ou moins. Leur durée de vie économique est de 40 ans. Les prévisions d'évolution des prix du combustible sont les mêmes que celles figurant sur le tableau 3.6 pour les prix du gaz. Le tableau 6.2 indique les coûts moyens de production avec des taux d'actualisation de 5 et 10 %. Comme il a été signalé plus haut, le nombre d'installations entrant dans cette catégorie n'est pas suffisant pour pouvoir tirer des conclusions générales. Si les coûts moyens de production des piles à combustible prises en considération dans l'étude sont sensiblement plus élevés que ceux des grandes centrales couplées au réseau, ils sont comparables à ceux de quelques centrales utilisant des énergies renouvelables et examinées au chapitre 4.

**Tableau 6.2 – Coûts moyens de production d'électricité
pour les installations de production décentralisée (USD/MWh)**

Installation	Taux d'actualisation de 5 %				Taux d'actualisation de 10 %			
	Invest.	E&M	Comb.	Total	Invest.	E&M	Comb.	Total
USA-DG1	17.0 23%	22.0 30%	34.0 47%	73.0 100%	30.4 35%	22.0 26%	33.7 39%	86.2 100%
USA-DG2	6.4 11%	8.2 14%	43.8 75%	58.4 100%	11.5 18%	8.2 13%	43.4 69%	63.1 100%
USA-DG3	32.2 34%	14.3 15%	48.1 51%	94.6 100%	56.7 48%	14.3 12%	47.7 40%	118.7 100%

Incinération des déchets et gaz de décharge

La République tchèque et les Pays-Bas ont communiqué des données de coût pour des usines d'incinération de déchets urbains et les États-Unis pour une usine brûlant des gaz de décharge.

**Tableau 6.3 – Coûts de construction de base
pour les centrales d'incinération des déchets et brûlant des gaz de décharge**

Installation	Comb./technologie/ équipements de dépollution incl. dans les coûts	Puissance nette incl. dans les coûts (MWe)	Coûts de construction de base			
			MUMN	MUSD	M€	USD/kWe
CZE-WI	Résidus urbains/FM, de NO _x , de SO _x	10	1 000	36	32	3 630
NLD-WI	Résidus urbains/FM, épurateurs, évaporateur	58.4	358	410	358	7 013
USA-LG	Gaz de décharge/néant	30	44.3	44.3	38.7	1 476

Les coûts spécifiques de construction de base des deux usines d'incinération des déchets sont relativement élevés, probablement à cause de la puissance modeste de ces installations et des exigences techniques qu'impose l'incinération des déchets. La centrale brûlant des gaz de décharge a un coût de construction spécifique inférieur. Les rendements des usines d'incinération et de la centrale à gaz de décharge sont faibles. Ils se situent à 30 % ou moins. La durée de vie technique communiquée pour la centrale néerlandaise est de 15 ans ; la durée de vie économique des deux autres centrales est supposée égale à 40 ans. Le coefficient de disponibilité des trois installations est égal ou supérieur à 85 %.

Les coûts du combustible communiqués pour les deux usines d'incinération sont négatifs, ce qui traduit la valeur du service fourni à la société en incinérant des résidus urbains. Le coût du combustible communiqué par les États-Unis pour le gaz de décharge est égal à zéro. Les coûts moyens de production de l'usine d'incinération tchèque sont très bas, voire négatifs, avec un taux d'actualisation de 5 %. Aux Pays-Bas, bien que l'incinération des déchets bénéficie d'un large crédit, les coûts moyens de production restent positifs à cause de coûts moyens d'investissement très élevés, en particulier avec un taux d'actualisation de 10 %.

**Tableau 6.4 – Coûts moyens de production d'électricité
pour les centrales d'incinération des déchets et brûlant des gaz de décharge (USD/MWh)**

Installation	Taux d'actualisation de 5 %				Taux d'actualisation de 10 %			
	Invest.	E&M	Comb.	Total	Invest.	E&M	Comb.	Total
CZE-WI	35.6	25.7	-65.3	-4.0	60.3	25.7	-65.3	20.6
NLD-WI ^a	94.7	19.7	-109.8	4.6	142.4	19.7	-109.8	52.3
USA-LG	11.5	12.8	0	24.3	21.1	12.8	0	33.9

a. Estimation de coût pour une durée de vie économique de 15 ans.

Énergies renouvelables combustibles

Deux pays, les États-Unis et la République tchèque, ont communiqué des données de coût pour des centrales brûlant des énergies renouvelables combustibles (biomasse). L'Autriche et le Danemark ont donné des informations sur des centrales de cogénération consommant de la biomasse ; ces centrales sont examinées dans le chapitre 5 consacré aux centrales de cogénération.

Le tableau 6.5 indique les coûts de construction de base de ces deux centrales. Leur coût spécifique est relativement élevé pour des centrales thermiques, probablement parce qu'il s'agit de petites unités et que les caractéristiques du combustible utilisé diffèrent de celles des combustibles fossiles.

Tableau 6.5 – Coûts de construction de base pour les centrales brûlant des énergies renouvelables combustibles

Centrale	Équipements de dépollution incl. dans les coûts	Puissance nette incl. dans les coûts (MWe)	Coûts de construction de base			
			MUMN	MUSD	M€	USD/kWe
CZE-CR	FM, de NO _x , de SO _x	10	600	22	19	2 178
USA-CR	FM, RCS	100	170	170	149	1 700

La durée de vie économique des deux centrales est supposée égale à 40 ans. Les coefficients de disponibilité sont de 83 % pour la centrale américaine et de 85 % pour la centrale tchèque. Les rendements sont de 38 % pour la centrale américaine et de 25 % pour la centrale tchèque.

Tableau 6.6 – Coûts moyens de production d'électricité pour les centrales brûlant des énergies renouvelables combustibles (USD/MWh)

Centrale	Taux d'actualisation de 5 %				Taux d'actualisation de 10 %			
	Invest.	E&M	Comb.	Total	Invest.	E&M	Comb.	Total
CZE-CR	19.0	13.4	52.8	85.2	34.3	13.4	52.8	100.5
	22%	16%	62%	100%	34%	13%	53%	100%
USA-CR	14.7	9.6	13.0	37.3	27.7	9.6	12.9	50.3
	39%	26%	35%	100%	55%	19%	26%	100%

Les coûts moyens de production calculés avec des taux d'actualisation de 5 et 10 % (voir tableau 6.6) montrent que les coûts du combustible représentent plus de 25 % des coûts moyens totaux, même avec un taux d'actualisation de 10 %, et dépassent 60 % avec un taux d'actualisation de 5 % dans le cas de la centrale tchèque.

Géothermie

Les États-Unis ont communiqué des données de coût pour une centrale géothermique de 50 MWe. Son coût de construction de base s'élève à 108 MUSD, soit un coût spécifique de 2 160 USD/kWe. Après prise en compte des coûts d'E&M et dans l'hypothèse d'une durée de vie de 40 ans, les coûts moyens de production de cette centrale ressortent à 27,1 USD/MWh avec un taux d'actualisation de 5 % et à 41,5 USD/MWh avec un taux d'actualisation de 10 %.

Fioul

La Grèce a communiqué des données de coût pour une centrale au fuel de 100 MWe (deux tranches de 50 MWe). Cette centrale est un moteur alternatif équipé d'unités de désulfuration et de dénitrification. Elle a un rendement thermique de 41 % et un coefficient de disponibilité de 85 %. Son coût de construction de base total s'élève à 117 M€, soit un coût spécifique d'environ 1 340 USD/kWe. Les prix du fuel indiqués dans la réponse au questionnaire sont de 5,3 €/GJ et ils sont supposés stables sur les 25 ans correspondant à la durée de vie économique de la centrale. Les coûts moyens de production de cette centrale atteignent respectivement 83,1 et 92,0 d'actualisation de 5 et 10 %.

Enseignements et conclusions

Généralités

La présente étude repose sur les éléments de coût communiqués par les experts nationaux membres du groupe. Les coûts de production sont calculés par le Secrétariat selon la méthode des coûts moyens actualisés et sur la base d'hypothèses génériques choisies d'un commun accord au sein du groupe d'experts. L'étude a pour objectif d'évaluer les facteurs de coût importants pour les projets de production d'électricité. Elle vise à fournir aux décideurs et aux professionnels de l'industrie une source d'information pour mieux comprendre les coûts et les technologies de production d'électricité. Elle ne prétend pas remplacer les études dont les investisseurs ont besoin pour décider d'investir dans un projet concret. Les enseignements et conclusions tirés des résultats présentés dans ce rapport sont valables dans le cadre de l'étude et ne sauraient être interprétés au-delà.

La méthode des coûts moyens actualisés utilisée dans cette série d'études intègre la valeur temps de l'argent au moyen d'un taux d'actualisation. Comme dans les études précédentes, deux taux d'actualisation – 5 et 10 % réels par an – ont été retenus. Les pays qui ont communiqué des données de coût utilisent des taux d'actualisation qui se situent dans cette fourchette, hormis le Japon dont les estimations nationales reposent sur des taux de 1 à 4 %.

Les coûts pris en compte dans l'étude comprennent tous les coûts supportés par le producteur d'électricité, hors taxes et redevances. L'impact sociétal de la construction et de l'exploitation d'une centrale électrique est pris en considération dans ces coûts pour autant qu'il est internalisé par le biais de mesures arrêtées par les pouvoirs publics. Ainsi, les coûts exposés pour se conformer aux normes et réglementations sanitaires et environnementales en vigueur dans le pays d'implantation du moyen de production sont inclus, en principe, dans les éléments de coût communiqués par les pays qui ont répondu au questionnaire. En revanche, les coûts engendrés par les émissions résiduelles – notamment les gaz à effet de serre – ne sont pas inclus dans les coûts communiqués et les coûts de production calculés dans l'étude n'en rendent donc pas compte.

Les coûts de production d'électricité sont calculés aux bornes de la centrale. Ils n'incluent donc pas les coûts de transport et de distribution qui peuvent représenter parfois une part importante des coûts et qui peuvent modifier la compétitivité relative des différentes options, en particulier lorsqu'il s'agit de comparer les filières de production décentralisée et celles de production centralisée raccordée au réseau.

Portée de l'étude et limites de la méthode utilisée

Bien que l'on ait pu craindre que la libéralisation des marchés de l'électricité, la privatisation des compagnies d'électricité et l'intensification de la concurrence dans ce secteur puissent constituer des obstacles à la communication de données de coût de la part des pays participants, l'information recueillie pour cette étude est très complète et beaucoup de pays ont transmis des données sur de nombreuses technologies et sources d'énergie utilisées pour la production d'électricité. Dix-huit pays membres de l'OCDE et trois pays non membres ont communiqué des données sous une forme qui a permis au Secrétariat de calculer les coûts

moyens de production pour quelque cent trente installations. Si le nombre des pays participants qui ont communiqué des données de coût est stable par rapport aux études précédentes, le nombre et le type de centrales analysées a considérablement augmenté.

La méthode des coûts moyens actualisés et les hypothèses génériques utilisées pour cette étude permettent d'estimer les coûts de façon cohérente (voir annexe 5), ce qui autorise une comparaison entre filières et entre pays dans les limites de l'analyse. Toutefois, la plupart des hypothèses génériques diffèrent de celles qui seront retenues dans les projets d'investissement concrets. De plus, l'étude ne prend pas en considération d'autres facteurs qui peuvent conditionner le choix de la filière, de la puissance de l'installation et du calendrier. Enfin, dans la mesure où la méthode utilisée applique un taux d'actualisation unique quelle que soit la filière considérée, elle ne rend pas pleinement compte de la libéralisation des marchés de l'électricité. L'annexe 6 livre quelques considérations sur les méthodes d'intégration des risques dans les calculs des coûts de production.

Avant la libéralisation des marchés de l'électricité, les entreprises de production d'énergie pouvaient fonctionner comme des monopoles intégrés et répercuter tous leurs coûts d'investissement sur les prix de l'électricité. Dans cet environnement, la plupart des risques d'investissement ne pesaient pas directement sur les entreprises. Les hausses de coût, s'il était démontré qu'elles résultaient d'une gestion prudente, pouvaient être répercutées sur les prix. Ainsi, les risques étaient transférés des investisseurs aux clients ou aux contribuables. Dès lors, les entreprises n'étaient guère incitées à tenir compte de ces risques dans leurs décisions d'investissement.

La libéralisation des marchés de l'énergie supprime la protection réglementaire contre le risque. Les investisseurs doivent maintenant intégrer et gérer de nouveaux risques. Ainsi, les producteurs d'électricité ne sont plus assurés de récupérer tous leurs coûts auprès de leur clientèle. De même, ils ne maîtrisent plus l'évolution du prix de l'électricité. Les investisseurs doivent désormais internaliser ces risques dans leur processus décisionnel. Pour compenser, ils veulent des taux de retour sur investissement plus élevés et des temps de retour sur investissement plus courts. Ainsi, ils peuvent vouloir des taux réels de retour sur investissement supérieurs aux taux d'actualisation de 5 ou 10 % utilisés dans cette étude et des temps de retour plus courts que les 40 ans généralement retenus dans les calculs présentés.

Lorsqu'on ne maîtrise plus l'évolution du prix de l'électricité, il est préférable d'être flexible. Il est plus important d'investir les capitaux au bon moment. La possibilité de construire de petites unités et de les développer progressivement est appréciable. La flexibilité offerte par des centrales de petite taille permettant des augmentations de puissance progressives est un atout, tout comme des délais de construction courts. La volatilité des prix sur le marché de l'électricité répond à la volatilité intrinsèque de l'électricité. Il est très utile de pouvoir ajuster facilement la production aux fluctuations des prix sur le marché. De même, si l'on investit un minimum, la rentabilité est moins tributaire de la baisse d'utilisation des capacités que peut engendrer la volatilité des prix. Avec ses délais de construction réduits, sa modularité et sa faible intensité capitalistique, le cycle combiné au gaz (CCG) s'est imposé sur beaucoup de marchés grâce à sa flexibilité. La méthode des coûts moyens actualisés ne tient pas compte de la valeur de la flexibilité de façon exhaustive. Les résultats de l'étude ne peuvent donc pas être interprétés comme le signal d'un changement profond de la tendance générale en faveur du gaz pour la production d'électricité dont l'édition 2004 de la publication de l'AIE *World Energy Outlook* prévoit la prolongation.

La méthode adoptée ne rend pas compte d'autres facteurs tels que la valeur de la stabilité des prix qui peut être un élément important d'une stratégie de couverture des risques mise en œuvre par de gros consommateurs industriels qui proposent leurs produits à forte intensité énergétique sur des marchés internationaux concurrentiels. Sur les marchés qui ne disposent pas d'un système de contrats suffisamment développé pour pouvoir gérer correctement les risques, il peut être préférable de gérer ses risques en possédant sa propre unité de production d'électricité. Les filières à faible coût de production marginal, comme le nucléaire, peuvent alors offrir une garantie de stabilité des prix à long terme à la différence de filières comme le cycle

combiné au gaz (CCG) dont le coût de production marginal est élevé en raison de la part élevée des coûts du combustible.

Les projections de prix des combustibles utilisées dans cette étude sont celles communiquées par les experts participants. La part du combustible dans le coût de l'électricité produite par les centrales au gaz est très élevée et donc leur compétitivité par rapport aux autres filières est très dépendante de ce seul facteur. Comme l'indique l'annexe 8 et le tableau 3.6, les projections du prix du gaz utilisées dans cette étude sont généralement supérieures à celles que l'on trouve dans l'édition 2004 de la publication de l'AIE *World Energy Outlook* (AIE, 2004).

Dans la présente étude, les coûts sociétaux des émissions de CO₂ résultant de la combustion des combustibles fossiles ne sont pas pris en compte parce qu'ils ne sont supportés ni par les producteurs, ni par les consommateurs d'électricité aussi longtemps que la réglementation en vigueur ne prévoit pas leur internalisation. Leur prise en compte améliorera la compétitivité relative des énergies renouvelables et du nucléaire par rapport au gaz et surtout au charbon pour la production d'électricité. Le coût de la sécurité d'approvisionnement énergétique, qui suppose l'existence d'une infrastructure appropriée et la garantie de la disponibilité de l'énergie, tend à favoriser les filières nucléaires et charbon au détriment de la filière gaz. Bien que la valeur de la sécurité d'approvisionnement soit difficile à quantifier, elle joue un rôle clé dans les politiques énergétiques de nombreux pays de l'OCDE.

Tendances d'évolution des filières

Dans cette étude comme dans les précédentes, l'essentiel des données communiquées concerne les sources d'énergie et les technologies utilisées pour la production d'électricité en base couplée au réseau. Un total de soixante-trois centrales au charbon, au gaz et nucléaires sont prises en considération. Les avancées technologiques sont notables par rapport aux données communiquées en 1998, mais aucune de ces filières ne semble avoir bénéficié d'innovations majeures depuis cette date.

Le coefficient de disponibilité est un facteur qui a une grande influence sur les coûts de production de l'électricité de base. Le progrès technique et la libéralisation des marchés ont permis d'accroître la disponibilité des moyens de production grâce à l'amélioration de leur conception et de leur exploitation. L'amélioration du coefficient de disponibilité bénéficie davantage aux filières à forte intensité capitalistique, comme le nucléaire et le charbon, qu'à la filière gaz. À la fin des années 90, lorsque l'étude précédente a été réalisée, des coefficients de disponibilité de plus de 75 % étaient déjà courants dans les centrales au charbon, au gaz et nucléaires, mais le groupe d'experts était d'avis, à cette époque, que le chiffre de 75 % correspondait à la disponibilité moyenne que l'on était en droit d'attendre d'une centrale électrique à « l'état de l'art » sur l'ensemble de sa durée de vie économique. Aujourd'hui, l'expérience montre que les centrales au charbon, au gaz et nucléaires atteignent couramment des coefficients de disponibilité moyens de 85 % ou plus sur leur durée de vie.

Pour ce qui est de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, les réponses au questionnaire laissent à penser que la filière éolienne est l'option la plus souvent envisagée (dix-neuf parcs éoliens sont inclus dans l'étude) et que le solaire et les énergies renouvelables combustibles sont une option marginale. Le nombre des unités de production décentralisée est très faible.

Enfin, le nombre des réponses concernant des centrales de cogénération brûlant différents combustibles (charbon, gaz et énergies renouvelables combustibles) atteste l'importance de cette filière. Même s'il n'entrait pas dans le cadre de cette étude d'effectuer une analyse économique détaillée de la cogénération à l'échelle internationale, les résultats présentés mettent en évidence quelques-uns des facteurs de coût les plus importants de cette filière au niveau national dans les pays qui ont communiqué des données sur des centrales de cogénération.

Filières charbon, gaz et nucléaire

Dans la plupart des pays qui ont communiqué des données sur une ou plusieurs des trois filières (charbon, gaz et nucléaire), la filière la moins chère a des coûts moyens de production compris entre 25 et 35 USD/kWh avec une actualisation à 5 % et entre 35 et 45 USD/kWh avec une actualisation à 10 %. Les seules exceptions notables sont : d'une part le Japon, la Grèce et l'Italie dont les coûts moyens estimés à partir des hypothèses génériques retenues sont beaucoup plus élevés ; d'autre part la République d'Afrique du Sud et la République de Corée dont les coûts moyens sont beaucoup plus bas. La figure 3.13 donne la fourchette des coûts moyens totaux de production pour les centrales au charbon, au gaz et nucléaires étudiées et les figures 3.14, 3.15 et 3.16 donnent les ratios de coût pour ces trois filières.

Il est à noter que les technologies mises en œuvre pour exploiter une même source d'énergie varient grandement selon les centrales en fonction des conditions locales et des besoins de chaque pays. Ainsi, les centrales au charbon utilisent toute une palette de technologies allant de la combustion classique à la gazéification intégrée avec capture du carbone. Ces centrales brûlent aussi divers combustibles minéraux solides comme le lignite et la houille. Pareillement, on trouve parmi les centrales au gaz des unités qui brûlent du gaz naturel liquéfié (GNL) et qui nécessitent des infrastructures de transport et de livraison sur le site différentes de celles requises par le gaz naturel consommé par d'autres unités à cycle combiné au gaz.

Les coûts moyens de production des filières charbon, gaz et nucléaire dépendent de trois facteurs de coût principaux : investissement, exploitation et maintenance (E&M), et combustible. La part de chaque facteur varie selon les pays et les centrales. Toutefois, on note des facteurs génériques déterminants pour chaque filière.

Les centrales au charbon exigent plus de capitaux que les centrales au gaz mais moins que les centrales nucléaires. L'importance relative des investissements et du combustible dans les coûts moyens totaux varie en fonction du taux d'actualisation retenu. Avec un taux de 5 %, les coûts d'investissement ne représentent qu'environ un tiers du coût total alors qu'ils en représentent 50 % avec un taux de 10 %. D'un autre côté, avec une part du coût total de 45 %, les coûts du combustible représentent le facteur de coût principal lorsque le taux d'actualisation est de 5 % mais ils ne représentent plus qu'un tiers de ce coût lorsque le taux d'actualisation est de 10 %. Les prévisions des prix du charbon indiquées par les pays participants (voir tableau 3.3) varient considérablement – entre 0,1 et 2,9 USD/GJ à l'horizon 2010 – en fonction des conditions locales (centrale implantée sur le site d'une mine de charbon en République d'Afrique du Sud, par exemple) et de la qualité du charbon utilisé (lignite ou houille). Les experts de sept pays anticipent une augmentation du prix du charbon alors que les experts de six pays tablent sur la stabilité des prix jusqu'en 2050. Les coûts d'E&M n'ont pas une grande influence sur les coûts de production de la filière charbon.

Les coûts d'investissement des centrales au gaz représentent en moyenne quelque 15 % des coûts moyens totaux avec un taux d'actualisation de 5 % et quelques 20 % avec un taux d'actualisation de 10 % alors que les coûts du combustible représentent environ 75 % du total. C'est la raison pour laquelle les coûts moyens totaux de production d'électricité des centrales au gaz ne sont pas très sensibles aux incertitudes concernant la demande future d'électricité qui peut conduire à des facteurs de charge inférieurs aux prévisions fondées sur la capacité technique des installations. En revanche, ces coûts moyens totaux sont très sensibles à l'évolution des prix du gaz. Les prévisions des pays participants (voir tableau 3.6) varient entre 3,5 et 5,7 USD/GJ à l'horizon 2010, date de mise en service des centrales. Les prévisions du prix du GNL par les pays qui utilisent cette forme d'énergie ne diffèrent pas beaucoup des prix du gaz naturel indiqués par les autres pays. Les experts de neuf pays anticipent une augmentation des prix du gaz alors que les experts de sept pays tablent sur la stabilité de ces prix pendant la durée de vie économique des centrales, c'est-à-dire jusqu'en 2050. Les coûts d'E&M n'ont qu'une influence marginale sur les coûts de production de la filière gaz.

Les coûts d'investissement des centrales nucléaires jouent un rôle prépondérant dans les coûts moyens totaux de production. Ils représentent plus de 50 % de ces coûts avec un taux d'actualisation de 5 % et plus

de 65 % avec un taux d'actualisation de 10 %. Les coûts moyens totaux sur la durée de vie sont donc très sensibles au taux d'actualisation mais relativement peu sensibles à une hausse des prix de l'uranium et des services du cycle du combustible. Tous les pays ayant fourni des données sur le nucléaire prévoient des coûts du cycle du combustible stables pendant la durée de vie économique des centrales sauf la Finlande qui prévoit une dérive positive de 1 % par an. Cependant les tendances récentes mettent en évidence une diminution régulière de ces coûts dans la plupart des pays. Les coûts d'E&M n'influent pas beaucoup sur les coûts totaux de production de la filière nucléaire.

Énergies renouvelables, cogénération et autres technologies

Cette étude donne des informations sur plusieurs sources d'énergie renouvelables utilisées pour produire de l'électricité, sur l'incinération des déchets, sur quelques unités de production décentralisée et sur la cogénération. Les estimations de coût de ces filières sont présentées et analysées aux chapitres 5 et 6. Le niveau de maturité technologique et de développement industriel de ces filières varie beaucoup d'une technologie à l'autre et, pour une même technologie, d'un pays à l'autre. La comparaison de ces filières à partir des données recueillies pour cette étude n'est donc pas pertinente. L'éolien et la cogénération sont les deux filières pour lesquelles les pays participants ont communiqué le plus de données. Quelques enseignements génériques tirés des résultats de l'étude de ces deux filières sont résumés ci-après.

L'économie de l'électricité issue de la cogénération dépend grandement de l'utilisation et de la valeur du coproduit (la chaleur) qui sont fonction des conditions locales, ce qui explique la variabilité des estimations de coût de production obtenues. La plupart des centrales de cogénération étudiées sont des unités au gaz qui présentent des caractéristiques de coût similaires à celles des centrales électriques au gaz, par exemple leur faible sensibilité au taux d'actualisation. Dans les pays qui ont communiqué des données sur des centrales de cogénération et sur des centrales électriques brûlant le même type de combustible, l'électricité produite en cogénération est moins chère, sauf dans un très petit nombre de cas.

Le taux d'actualisation et le facteur de charge sont les éléments qui influent le plus sur les coûts moyens de production de la filière éolienne. Les données transmises pour l'étude font état de facteurs de disponibilité relativement élevés pour cette filière dont les coûts moyens ne sont pas très loin du seuil de compétitivité dans les pays qui ont communiqué des données à la fois pour des éoliennes et pour des centrales en base (charbon, gaz ou nucléaire). Toutefois, ces coûts ne tiennent pas compte des coûts liés au caractère intermittent du vent, phénomène qui accroît le coût de production de cette filière, comme il est expliqué à l'annexe 9. Avec un taux d'actualisation de 5 %, les coûts moyens de production des parcs éoliens se situent entre 35 et 55 USD/MWh dans la plupart des cas mais ils dépassent 80 USD/MWh dans plusieurs cas. Avec un taux d'actualisation de 10 %, ils se situent entre 50 et 95 USD/MWh dans la plupart des cas mais ils dépassent 100 USD/MWh dans plusieurs cas.

Tendances d'évolution des coûts de production

Il est relativement difficile de comparer les coûts obtenus en 1998 et les coûts obtenus dans l'étude actuelle parce que l'étude de 1998 a été effectuée avec des hypothèses génériques différentes. En tout état de cause, la comparaison entre l'étude de 1998 et l'étude actuelle n'est envisageable qu'entre les filières charbon, gaz et nucléaire parce que les autres technologies et sources d'énergie prises en considération dans l'étude actuelle n'étaient pas traitées en détail dans l'étude précédente.

L'étude de 1998 adoptait un facteur de charge moyen de 75 % pour les centrales au charbon, au gaz et nucléaires alors que l'étude actuelle applique un coefficient de 85 %. Bien que ce changement traduise les progrès technologiques et opérationnels enregistrés entre 1996 et 2003, il n'est pas très pertinent de tirer des conclusions sur les tendances d'évolution des coûts en comparant des coûts moyens estimés à partir de facteurs de disponibilité différents.

De même, plusieurs pays ont communiqué des données de coût sur des centrales au charbon, au gaz et nucléaires pour les deux études, mais la technologie mise en œuvre a souvent évolué d'une étude à l'autre. Il n'est donc pas pertinent d'essayer de discerner des tendances d'évolution des coûts réels en comparant les résultats de 1998 et ceux de l'étude actuelle. Par exemple, la comparaison des coûts de deux centrales au charbon mettant en œuvre des technologies différentes ne met pas en évidence le progrès technologique.

Enfin, et ce n'est pas le moins important, les parités entre l'unité monétaire des pays participants et le dollar des États-Unis ont beaucoup évolué entre le 1^{er} juillet 1996 et le 1^{er} juillet 2003. La conversion en USD des estimations de coûts moyens de production dans les différents pays sur la base du cours du 1^{er} juillet 2003 ne rend donc pas compte de l'impact de l'inflation dans chaque pays. Pour pouvoir analyser efficacement les tendances d'évolution des coûts dans chaque pays, il faudrait comparer les coûts moyens exprimés en unité monétaire nationale en tenant compte de l'inflation et des parts respectives des biens et des services indigènes et importés dans les coûts analysés.

Un des facteurs principaux concourant à la réduction des coûts de l'électricité produite à partir du charbon ou de l'énergie nucléaire est probablement l'augmentation du coefficient de disponibilité qui est passé de 75 à 85 % entre les deux études. Cette augmentation a moins d'importance pour les centrales au gaz parce que la part des coûts du combustible a, avec 75 % ou plus, une influence prédominante sur le coût de production total et que les coûts moyens de l'électricité produite à partir du gaz dépendent principalement des prévisions du prix de ce combustible et de son rythme d'évolution pendant la durée de vie des installations.

Conclusions

La fourchette basse des coûts moyens de production d'électricité à partir des centrales thermiques classiques et nucléaires en base se situe entre 25 et 45 USD/MWh dans la plupart des pays. Dans chaque pays, les coûts moyens de production et le classement des filières sont sensibles aux taux d'actualisation et aux projections de prix du gaz naturel et du charbon.

La libéralisation des marchés modifie sensiblement le cadre qui sert à déterminer les exigences de retour sur investissement. Les investisseurs apprécient et évaluent différemment les risques financiers. Les marchés du gaz naturel subissent de profonds changements sur de nombreux points. Les marchés du charbon subissent eux aussi l'influence de nouveaux paramètres. La politique environnementale joue un rôle de plus en plus important et définit des orientations qui pèseront sur les coûts des combustibles fossiles dans l'avenir. Enfin, la sécurité d'approvisionnement en énergie préoccupe la plupart des pays de l'OCDE.

Cette étude donne une idée du classement relatif des différentes filières mises en œuvre dans les pays participants lorsque les coûts prévisionnels de l'électricité sont estimés à l'aide d'une méthode et d'hypothèses génériques uniformes. Le rapport souligne les limites inhérentes à toute approche générique. En particulier, les estimations de coût présentées ne sont pas censées donner les coûts précis que des investisseurs potentiels calculeraient pour un projet donné. C'est la raison principale de la différence constatée par rapport à la tendance claire du marché mondial qui semble privilégier la filière gaz.

Les données communiquées pour l'étude mettent en évidence l'intérêt croissant des pays participants pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, en particulier le vent, et pour la cogénération.

Dans ce cadre et dans les limites indiquées, l'étude montre qu'aucune des grandes filières de production en base, charbon, gaz ou nucléaire, ne peut prétendre être la moins chère dans toutes les situations. La filière à privilégier dépendra des spécificités de chaque projet. L'étude accrédite l'idée que toutes les filières de production en base ont et doivent avoir leur place dans le cadre d'une stratégie globale.

Liste des membres du Groupe d'experts et auteurs de contributions à la publication

Allemagne	Professeur Alfred Voß Co-président	Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy – Université de Stuttgart
Autriche	M. Christian Schönbauer	Energy-Control GmbH
Belgique	M. Guido Pepermans	K.U. Leuven Energy Institute
Canada	Mlle Stella Lam	EACL
Corée, République de	M. Seung-Su Kim M. Min-Seung Yang M. Sang-II Kim	Korea Atomic Energy Research Institute Korea Power Exchange
Danemark	Mlle Marianne Nielsen	Danish Energy Authority
États-Unis	M. James Hewlett	USDOE/EIA
Finlande	M. Risto Tarjanne	Lappeenranta University of Technology
France	M. Louis Meuric M. Jean-Luc Perrin M. Thomas Branche M. Jacques Planté	DGEMP – Observatoire de l'Énergie Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie – DDME énergétiques Consultant – Économiste de l'énergie
Grèce	Mme Sofia Politopoulou	Public Power Corporation S.A.
Italie	M. Ugo Bollettini	Ministry of Productive Activities Directorate General for Energy and Mining Resources
Japon	M. Kazuaki Matsui M. Takashi Yamada	Institute of Applied Energy Ministry of Economy, Trade and Industry Electricity and Gas Industry Department
Pays-Bas	M. Gert van Uitert Co-président M. Nicolaas H. Dekkers	Ministry of Economic Affairs Productiebedrijf EPZ (retraité)

Portugal	M. António B. Gomes Mme Ana C. Lopez Nunes M. Vítor Miguel Silva	EDP Produção Gestão da Produção de Energia S.A.
République slovaque	M. Tibor Gasparik M. Karol Holan Mlle Renáta Slobodníková	Slovenské elektrárne, a.s. Regulatory Office
République tchèque	M. Lubor Žežula	Nuclear Research Institute Řež plc
Royaume-Uni	M. Stephen Green	Department of Trade and Industry
Suisse	M. Hans R. Gubser	Axpo Holding
Turquie	M. Bora Sekip Güray	Ministry of Energy and Natural Resources General Directorate of Energy Affairs
AIEA	M. Marius Condu	Agence internationale de l'énergie atomique
CE	M. Lars Hyden	Commission européenne DGET – Energy policy and Security of Supply
AIE	M. Peter Fraser (Secrétaire) M. Ulrik Stridbaek (Secrétaire) M. Ralf Dickel	Agence internationale de l'énergie Division Diversification énergétique
OCDE/AEN	Mme Evelyne Bertel (Secrétaire) Mr. Peter Wilmer	Agence pour l'énergie nucléaire Division du développement de l'énergie nucléaire

Facteurs pris en considération dans les coûts transmis par les experts

Tableau A2.1 – Coûts d'investissement des [centrales nucléaires](#)

Tableau A2.2 – Coûts d'exploitation et de maintenance des centrales nucléaires

Tableau A2.3 – Coûts du combustible nucléaire

Tableau A2.4 – Coûts d'investissement des [centrales au charbon](#) (y compris cogénération) [et au fioul](#)

Tableau A2.5 – Coûts d'exploitation et de maintenance des centrales au charbon (y compris cogénération) [et au fioul](#)

Tableau A2.6 – Coûts du combustible des centrales au charbon (y compris cogénération) [et au fioul](#)

Tableau A2.7 – Coûts d'investissement des [centrales au gaz](#) (y compris cogénération [et piles à combustible](#))

Tableau A2.8 – Coûts d'exploitation et de maintenance des centrales au gaz (y compris cogénération [et piles à combustible](#))

Tableau A2.9 – Coûts du combustible des centrales au gaz (y compris cogénération [et piles à combustible](#))

Tableau A2.10 – Coûts d'investissement des [centrales éoliennes](#)

Tableau A2.11 – Coûts d'exploitation et de maintenance des centrales éoliennes

Tableau A2.12 – Coûts d'investissement des [centrales hydrauliques](#)

Tableau A2.13 – Coûts d'exploitation et de maintenance des centrales hydrauliques

Tableau A2.14 – Coûts d'investissement des [centrales solaires](#)

Tableau A2.15 – Coûts d'exploitation et de maintenance des centrales solaires

Tableau A2.16 – Coûts d'investissement des [autres centrales](#)

Tableau A2.17 – Coûts d'exploitation et de maintenance des autres centrales

Tableau A2.1 – Coûts d'investissement des centrales nucléaires

	CAN	CZE	FIN	FRA	DEU	JPN	KOR	NLD	SVK	CHE	USA	ROU
Coûts de construction de base												
Coûts directs												
- Préparation du site	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Génie civil	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Matériaux, équip. & main d'œuvre	✓	✓	✓ ²	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Coûts indirects			3									
- Conception, ingénierie & supervision	✓	✓	ns	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Matériel & exploitation provisoires	✓	✓	ns	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓
- Frais d'administration sur le site	✓	X	ns	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Coûts supportés par le propriétaire												
- Administration générale	✓	X	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Pré-exploitation	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- R-D (spécifique à la centrale)	✓	✓	ns	X	X	X	X	X	✓	X	X	ns
- Pièces détachées	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	X	X	✓	✓	✓
- Sélection du site, acquisition, autorisation & relations publiques	✓	X	✓	✓	X	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓
- Taxes (locales/régionales, spécifiques à la centrale)	✓	X	ns	X	X	X	X	✓	X	X	X	✓
Démantèlement												
- Conception, autorisation & relations publiques	✓	X	✓	✓	X	X	X	✓	✓	✓	✓	✓
- Déconstruction et stockage des déchets	✓	X	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓
- Évacuation des déchets	✓	X	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓
- Réhabilitation du site	✓	X	✓	✓	✓	X	X	✓	✓	✓	✓	✓
Autres coûts de base												
- Première charge d'eau lourde	✓	na	na	na	na	na	na	na	na	na	na	✓
- Renovations majeures	✓	✓	ns	X	X	X	X	X	X	X	X	✓
- Crédits	X	X	ns	X	X	X	X	X	X	X	X	ns
- Provision pour aléas	✓	X	✓	✓	✓	X	✓	X	X	X	✓	✓
- Divers	✓ ¹	X	ns	ns	ns	ns	ns	ns	✓	X	ns	✓

Notes :

1. Premier cœur.

2. Inclus dans le premier cœur.

3. Inclus dans les « Coûts directs ».

Abréviations : ✓ = compris na = non applicable
X = non compris ns = non spécifié

Tableau A2.2 – Coûts d'exploitation et de maintenance des centrales nucléaires

	CAN	CZE	FIN	FRA	DEU	JPN	KOR	NLD	SVK	CHE	USA	ROU
Exploitation	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Contrôle du site	✓	✓	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Maintenance (matériaux, main d'œuvre, services)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Personnel de soutien en ingénierie	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Administration	✓	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Gestion et évacuation des déchets d'exploitation	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Frais généraux des services centraux (hors site)	✓	x	x	✓	x	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓
Taxes & droits (spécif. à la centrale)	✓	x	✓ ¹	x	x	x	x	✓	✓ ⁴	x	x	✓
Assurance (spécifique à la centrale)	✓	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Rénovations majeures	x	x	✓	x	✓ ²	x	x	x	x	x	x	✓
Organismes réglementaires	✓	✓	✓	✓	x	x	x	x	x	✓	✓	ns
Garanties	✓	✓	x	✓	✓	ns	✓	x	✓	✓	✓	ns
Crédits	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	ns
Autres	x	x	x	x	x	x	✓ ³	x	✓ ³	x	x	ns

Notes :

1. Taxe foncière.

2. Les coûts de rénovation sont inclus dans les coûts d'exploitation fixes.

3. Transferts au fond national pour le démantèlement des installations nucléaires, la gestion du combustible irradié et le traitement des déchets radioactifs pour le financement des travaux après la fermeture de la centrale.

4. Les droits sont d'un montant de 50 millions de couronnes slovaques (SKK) par an pour les villages situés dans un rayon de 5, 10, 20 km autour des installations nucléaires selon la Loi n° 5344/1990.

Tableau A2.3 – Coûts du combustible nucléaire

	CAN	CZE	FIN	FRA	DEU	JPN	KOR	NLD	SVK	CHE	USA	ROU
Concentré d'uranium	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Conversion en UF ₆	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	na
Enrichissement	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	na
Fabrication du combustible	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Transport du combustible déchargé	✓	✓	x	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓	✓	✓
Conditionnement et évacuation des déchets	✓	✓	✓	na	✓	✓	x	x	✓	✓	✓	✓
Retraitement et conditionnement des déchets	na	x	x	✓	na	✓	x	✓	x	x	x	x
Évacuation des déchets	✓	x	x	✓	✓	✓	x	✓	x	✓	x	x
Crédits	x	x	x	x	x	x	x	x	x	ns	x	x
Premier cœur	x ¹	✓	x	✓	✓	✓	✓	✓	x ¹	✓	x	x
Taxes sur le combustible nucléaire	✓	x	x	x	ns	x	✓	x	x	x	x	✓
Autres	ns	x	x	ns	ns	ns	ns	ns	✓ ²	ns	x	ns

Notes :

1. Inclus dans l'investissement.

2. Conditionnement et stockage permanent (définitif) du combustible irradié dans le dépôt géologique profond.

Abréviations : ✓ = compris na = non applicable
x = non compris ns = non spécifié

**Tableau A2.4 – Coûts d'investissement des centrales au charbon
(y compris cogénération) et au fioul**

	CAN	CZE	DNK	FIN	FIN COG	FRA	DEU	GRC Fioul	JPN	KOR	SVK	TUR	USA	BGR	ROU	ZAF
Coûts de construction de base																
Coûts directs																
- Préparation du site	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Génie civil	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Matériaux, équipement & main d'œuvre pour la construction	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Coûts indirects																
- Conception, ingénierie & supervision	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Matériel & exploitation provisoires	✓	✓	ns	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓	✓	✓
- Frais d'administration sur le site	✓	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Coûts supportés par le propriétaire																
- Administration générale	✓	x	x	ns	x	✓	x	x	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓	✓
- Pré-exploitation	✓	x	x	ns	x	✓	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- R-D (spécifique à la centrale)	✓	x	x	ns	x	x	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓	x
- Pièces détachées	✓	✓	x	✓	x	✓	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Sélection du site, acquisition, autorisation & relations publiques	✓	✓	x	ns	x	✓	x	x	✓	✓	x	x	✓	✓	✓	✓
- Taxes (locales/régionales, spécifiques à la centrale)	✓	x	x	ns	x	x	x	x	x	x	x	✓	x ²	✓	✓	✓
Autres																
- Rénovations majeures	x	✓	x	ns	✓	x	x	x	x	✓	✓	x	x	ns	✓	x
- Démantèlement	x	x	x	ns	x	✓	✓	x	x	x	x	x	x	ns	x	x
- Crédits	x	x	x	ns	x	✓ ¹	x	x	x	x	x	✓	x	ns	✓	ns
- Provisions pour aléas	✓	x	x	ns	x	✓	✓	x	x	✓	x	x	✓	ns	✓	x
- Divers	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	✓	ns

Notes :

1. Les dépenses de démantèlement sont compensées par les crédits.

2. Les taxes locales et régionales (de chaque état) sont incluses mais ne sont pas spécifiques à une technologie.

Abréviations : ✓ = compris x = non compris ns = non spécifié

Tableau A2.5 – Coûts d’exploitation et de maintenance des centrales au charbon (y compris cogénération) et au fioul

	CAN	CZE	DNK	FIN	FIN COG	FRA	DEU	GRC Fioul	JPN	KOR	SVK	TUR	USA	BGR	ROU	ZAF
Exploitation	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Maintenance (matériaux, main d’œuvre, services)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Personnel de soutien en ingénierie	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓
Administration	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Frais généraux induits par les services centraux (hors site)	✓	X	X	ns	✓	✓	X	✓	✓	✓	X	X	✓	✓	✓	✓
Taxes & droits (spécif. à la centrale)	✓	X	X	ns	X	X	X	X	X	X	X	✓	X	✓	✓	X
Assurance (spécifique à la centrale)	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	X	✓	✓	✓
Rénovations majeures	✓ ¹	X	X	ns	X	X	✓ ³	X	X	X	✓ ⁵	X	X	ns	ns	✓
Évacuation des déchets d’exploitation (par ex. cendres et boues)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	ns	ns	✓
Crédits	X	X	X	ns	✓ ²	X	X	X	X	X	X	X	X	ns	ns	X
Autres	X	X	X	ns	ns	X	ns ⁴	ns	X	X	X	X	ns	ns	✓ ⁶	ns

Notes :

- Dépenses annuelles en capital.
- La valeur de la chaleur produite par les centrales cogénératrices est créditée des coûts de production de chaleur par une source de substitution (installation produisant uniquement de la chaleur) ; ces coûts incluent le combustible (fioul : 4.7 €/GJ), les coûts d’exploitation et de maintenance, et la différence entre les taxes sur le charbon pour la centrale cogénératrice et les taxes sur le fioul pour l’installation produisant uniquement de la chaleur.
- Les coûts de rénovations majeures sont inclus dans les coûts d’exploitation fixes.
- Aucun pour les centrales cogénératrices.
- Réparations majeures effectuées tous les 5 ans.
- Produits chimiques, eau de procédé, réactifs.

Tableau A2.6 – Coûts du combustible des centrales au charbon (y compris cogénération) et au fioul

	CAN	CZE	DNK	FIN	FIN COG	FRA	DEU	GRC Fioul	JPN	KOR	SVK	TUR	USA	BGR	ROU	ZAF
Prix du fioul (à la frontière ou à la mine)	✓	✓	✓	ns	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Transport (national)	✓	✓	✓	ns	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	X
Taxes sur le fioul (hors taxes sur le CO ₂)	✓	X	X	ns	X	X	X	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	X	X
Autres	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns

Abréviations : ✓ = compris X = non compris ns = non spécifié

**Tableau A2.7 – Coûts d'investissement des centrales au gaz
(y compris cogénération et piles à combustible)**

	BEL	CAN	CZE	DNK COG	FIN COG	FRA	DEU	GRC	ITA	JPN	KOR	NLD COG	PRT	SVK	CHE	CHE COG	TUR	USA	ZAF
Coûts de construction de base																			
Coûts directs																			
- Préparation du site	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Génie civil	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Matériaux, équipement & main d'œuvre	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Coûts indirects																			
- Conception, ingénierie & supervision	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Matériel & exploitation provisoires	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓ ⁸	✓
- Frais d'administration sur le site	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Coûts supportés par le propriétaire																			
- Admin. générale	✓	✓	X	X	X	✓	X	X	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓
- Pré-exploitation	✓	✓	X	X	X	✓	X	X	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- R-D (spécifique à la centrale)	✓	✓	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
- Pièces détachées	✓	✓	✓	X	X	✓	X	✓	³	✓	✓	X	✓	✓	X	X	✓	✓	✓
- Sélection du site, acquisition, autorisation & rel. publ.	ns	✓	✓	X	X	✓	X	X	X	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓
- Taxes (locales/région. spéc. à la centrale)	ns	✓	X	X	X	X	X	X	✓	X	X	✓	✓ ⁵	X	X	X	✓	X ⁹	X
Autres coûts de base																			
- Renovations majeures	X	X	✓	X	✓	X	X	X	✓	X	X	✓	✓ ⁶	X	✓ ⁷	✓ ⁷	X	X	X
- Démantèlement	✓	X	X	X	X	✓	✓	X	X ⁴	X	X	✓	X	X	✓	✓	X	X	X
- Crédits	ns	X	X	X	✓ ¹	✓ ²	X	X	X	X	X	✓	X	X	ns	X	✓	X	X
- Provisions pour aléas	✓	✓	X	X	X	✓	✓	X	✓	X	✓	✓	✓	X	X	X	X	✓	X
- Divers	ns	ns	ns	ns	X	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	X	ns	ns	ns

Notes :

1. La valeur de la chaleur produite par les centrales cogénératrices est créditée des coûts de production de chaleur par une source de substitution (installation produisant uniquement de la chaleur).
2. Les dépenses de démantèlement sont compensées par les crédits.
3. Exclues pour ITA-G1-2, incluses pour ITA-G3.
4. Inclus pour ITA-G2.
5. Taxes pour le développement du projet et les procédures légales de construction.
6. Pièces détachées pour les principaux composants.
7. Coûts pour le remplacement complet de la centrale après 25 ans, estimés à 95 % de l'investissement initial.
8. Exclues pour USA-CHP1-2.
9. Les taxes locales et régionales (de chaque état) sont incluses mais ne sont pas spécifiques à une technologie.

Abréviations : ✓ = compris X = non compris ns = non spécifié

**Tableau A2.8 – Coûts d'exploitation et de maintenance des centrales au gaz
(y compris cogénération et piles à combustible)**

	BEL	CAN	CZE	DNK COG	FIN COG	FRA	DEU	GRC	ITA	JPN	KOR	NLD COG	PRT	SVK	CHE	CHE COG	TUR	USA	ZAF
Exploitation	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Maintenance (matériaux, main d'œuvre, services)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Personnel de soutien en ingénierie	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Administration	✓	✓	X	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Frais généraux des services centraux	✓	✓	X	X	✓	✓	X	✓	X ⁶	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓
Taxes & droits (spécif. à centrale)	✓	✓	X	X	X	X	X	X ⁴	✓	X	X	✓	X	X	X ⁸	X	✓	X	X
Assurance (spécif. à centrale)	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	X	X ⁶	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	X	✓
Rénovations majeures	✓	X	X	✓ ¹	X	X	✓ ³	✓ ⁵	X ⁶	X	X	X	X	✓	X	✓	X	X	✓
Évacuation des déchets d'exploitation	ns	✓	✓	X	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	X	X	X	X	X	✓	✓	✓
Crédits	ns	X	X	X	✓ ²	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X ⁹	X	X	X ¹⁰	X
Autres	ns	X	X	X	ns	X	X	X	ns	X	X	X	✓ ⁷	X	ns	X	X	ns	X

Notes :

1. Inclues pour DNK-CHP1 ; exclues pour DNK-CHP3.

2. La valeur de la chaleur produite par les centrales cogénératrices est créditée des coûts de production de chaleur par une source de substitution (installation produisant uniquement de la chaleur) ; ces coûts incluent le combustible (fioul : 4.7 €/GJ), les coûts d'exploitation et de maintenance, et la différence entre les taxes sur le charbon pour la centrale cogénératrice et les taxes sur le fioul pour l'installation produisant uniquement de la chaleur.

3. Les coûts de rénovations majeures sont inclus dans les coûts d'exploitation fixes.

4. Exclues pour GRC-G1 ; incluses pour GRC-G2.

5. Inclues pour GRC-G1 ; exclues pour GRC-G2.

6. Exclues pour ITA-G1-2 ; incluses pour ITA-G3.

7. Location du terrain.

8. Non applicable pour CHE-G1.

9. Non spécifié pour CHE-G1.

10. Pour USA-CHP1-2, les coûts prennent en considération le remplacement complet de la centrale après 25 ans, à 95 % de l'investissement initial.

**Tableau A2.9 – Coûts du combustible des centrales au gaz
(y compris cogénération et piles à combustible)**

	BEL	CAN	CZE	DNK COG	FIN COG	FRA	DEU	GRC	ITA	JPN	KOR	NLD COG	PRT	SVK	CHE	CHE COG	TUR	USA	ZAF
Prix du fioul (à la frontière ou à la mine)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Transport (national)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	X
Taxes sur le fioul	X ¹	✓	X	X ²	X	✓ ³	X	✓	X	✓	✓	✓	X	X	X	X	✓	✓ ⁴	X
Autres	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	X	ns	ns	ns

Notes :

1. La TVA et le droit d'accise ne sont pas inclus.

2. Au Danemark il n'y a pas de taxes sur les combustibles utilisés pour la production d'électricité. Pour la cogénération, seul le combustible utilisé pour produire de la chaleur est taxé.

3. Taxe intérieure sur les consommations de gaz naturel (TICGN) : 1.19 €/MWh de gaz.

4. Les prix de combustibles donnés dans le questionnaire incorporent les redevances d'extraction.

Abréviations : ✓ = compris X = non compris ns = non spécifié

Tableau A2.10 – Coûts d'investissement des centrales éoliennes

	AUT	BEL	CZE	DNK W1	DNK W2	DNK W3	DEU	GRC W1	GRC W2	GRC W3-4	GRC W5	ITA W1	ITA W2	NLD	PRT	USA
Coûts de construction de base																
Coûts directs																
- Préparation du site	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Génie civil	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Matériaux, équipement & main d'œuvre pour la construction	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Coûts indirects																
- Conception, ingénierie & supervision	✓	✓	✓	✓	✓	ns	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Matériel & exploitation provisoires	✓	✓	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓
- Frais d'administration sur le site	✓	✓	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Coûts supportés par le propriétaire																
- Administration générale	✓	✓	✓	✓	✓	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	x	✓	✓	✓
- Pré-exploitation	✓	✓	x	✓	✓	x	x	✓	✓	x	✓	✓	x	✓	✓	✓
- R-D (spécifique à la centrale)	✓	✓	x	✓	x	x	x	✓	✓	x	x	✓	x	x	x	x
- Pièces détachées	✓	✓	✓	x	✓	x	x	✓	✓	x	✓	✓	✓	x	✓	✓
- Sélection du site, acquisition, autorisation & relations publiques	✓	✓	✓	✓	✓	x	x	x	x	x ²	x	✓	x	✓	✓	✓
- Raccordement au réseau	✓	✓	✓	x	✓	x	✓	✓	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x
- Taxes (locales/régionales, spécifiques à la centrale)	✓	x	x	x	x	x	x	✓	✓	x	x	✓	x	x	✓ ⁴	x ⁵
Autres																
- Renovations majeures	✓	x	✓ ¹	x	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓	x	x	x
- Démantèlement	x	x	x	x	✓	x	x	x	x	x	x	x	x	✓	x	x
- Crédits	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	✓	x	✓	x	x	x
- Provisions pour aléas	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	✓ ³	✓	✓	x	✓	✓
- Divers	ns	ns	x	ns	ns	ns	ns	ns	ns	✓	ns	ns	✓	ns	ns	ns

Notes :

1. Remplacement de la plupart des parties usées (pales) à la fin de leur durée de vie.
2. Applicable seulement à GRC-W4.
3. Sur les coûts de construction de base seulement.
4. Taxes pour le développement du projet et les procédures légales de construction.
5. Les taxes locales et régionales (de chaque état) sont incluses mais ne sont pas spécifiques à une technologie.

Abréviations : ✓ = compris x = non compris ns = non spécifié

Tableau A2.11 – Coûts d'exploitation et de maintenance des centrales éoliennes

	AUT	BEL	CZE	DNK W1	DNK W2	DNK W3	DEU	GRC W1	GRC W2	GRC W3-4	GRC W5	ITA W1	ITA W2	NLD	PRT	USA
Exploitation	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Maintenance (matériaux, main d'œuvre, services)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Personnel de soutien en ingénierie	✓	✓	✓	✓	✓	ns	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Administration	✓	✓	X	✓	✓	ns	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Frais généraux induits par les services centraux (hors site)	X	✓	X	✓	✓	ns	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Taxes & droits (spécif. à la centrale)	✓	X	X	ns	X	ns	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	X
Assurance (spécifique à la centrale)	✓	✓	X	✓	✓	ns	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X
Rénovations majeures	X	ns	X	✓ ¹	X	ns	X	X	X	X	X	✓	X	X	✓ ³	X
Location du site	ns	✓	✓	X	X	ns	✓	X	X	X	X	✓	✓	X	✓	✓
Crédits	ns	ns	X	X	X	ns	X	X	X	X	X	✓	✓	X	X	X ⁴
Autres	ns	ns	X	✓	X	ns	ns	X	X	X	X	ns	✓	✓ ²	X	ns

Notes :

1. Rénovations majeures prévues deux fois pendant la durée d'exploitation. Les coûts de démantèlement sont inclus également dans les coûts d'exploitation et de maintenance.
2. Programme de contrôle de l'environnement (1.0 million €/an).
3. Accroissement des coûts d'exploitation et d'entretien à partir de la onzième année.
4. Les coûts spécifiques d'introduction dans le réseau sont inclus dans les analyses nationales mais, en raison de leur grande variabilité, ils ne sont pas inclus dans les coûts donnés dans le questionnaire.

Abréviations : ✓ = compris X = non compris ns = non spécifié

Tableau A2.12 – Coûts d'investissement des centrales hydrauliques

	AUT (a)	CZE (a)	DEU (a)	GRC H1 (a)	GRC H2 (b)	JPN (b)	SVK (a)	BGR (b)	ZAF (b)
Coûts de construction de base									
Coûts directs									
- Préparation du site	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Génie civil	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Matériaux, équipement & main d'œuvre	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Coûts indirects									
- Conception, ingénierie & supervision	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Matériel & exploitation provisoires	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Frais d'administration sur le site	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Coûts supportés par le propriétaire									
- Administration générale	✓	X	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Pré-exploitation	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- R-D (spécifique à la centrale)	✓	X	X	X	X	X	✓	✓	X
- Pièces détachées	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Sélection du site, acquisition, autorisation & rel. publiques	✓	✓	X	X	✓	✓	✓	✓	✓
- Raccordement au réseau	✓	✓	✓	✓	X	X	✓	✓	X
- Taxes (locales/régionales, spécifiques à la centrale)	✓	✓	X	X	X	X	✓	✓	X
Autres									
- Rénovations majeures	X	✓ ¹	X	X	X	X	X	ns	X
- Démantèlement	X	X	X	X	X	X	X	ns	X
- Crédits	X	X	X	✓	X	X	X	ns	X
- Provisions pour aléas	X	X	X	✓ ²	X	X	✓	ns	X
- Divers	ns	X	ns	ns	ns	ns	ns	ns	X

Notes :

1. Remplacement de la plupart des parties usées à la fin de leur durée de vie.

2. Sur les coûts de construction de base seulement.

Tableau A2.13 – Coûts d'exploitation et de maintenance des centrales hydrauliques

	AUT (a)	CZE (a)	DEU (a)	GRC H1 (a)	GRC H2 (b)	JPN (b)	SVK (a)	BGR (b)	ZAF (b)
Exploitation	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Maintenance (matériaux, main d'œuvre, services)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Personnel de soutien en ingénierie	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Administration	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Frais généraux induits par les services centraux (hors site)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Taxes & droits (spécifiques à la centrale)	✓	✓	✓	✓	X	X	X	✓	✓
Assurance (spécifique à la centrale)	✓	X	✓	✓	X	✓	X	✓	✓
Rénovations majeures	X	X	X	X	X	X	✓	ns	✓
Location du site	✓	✓	✓	X	✓	X	✓	✓	X
Location de l'eau	✓	✓	✓	X	X	✓	X	✓	X
Crédits	X	X	X	X	ns	X	X	ns	X
Autres	ns	X	ns	ns	X	X	X	ns	X

(a) Capacité < 10 MWe. (b) Capacité > 10 MWe.
 Abréviations : ✓ = compris X = non compris ns = non spécifié

Tableau A2.14 – Coûts d'investissement des centrales solaires

	CZE PV	DNK PV	DEU PV	USA TP	USA PV
Coûts de construction de base					
<i>Coûts directs</i>					
- Préparation du site	✓	✓	✓	✓	✓
- Génie civil	✓	✓	✓	✓	✓
- Matériaux, équip. & main d'œuvre pour la construction	✓	✓	✓	✓	✓
<i>Coûts indirects</i>					
- Conception, ingénierie & supervision	✓	X	✓	✓	✓
- Matériel & exploitation provisoires	✓	X	✓	✓	✓
- Frais d'administration sur le site	✓	X	✓	✓	✓
<i>Coûts supportés par le propriétaire</i>					
- Administration générale	X	X	X	✓	✓
- Pré-exploitation	✓	X	X	✓	✓
- R-D (spécifique à la centrale)	X	X	X	X	X
- Pièces détachées	✓	X	X	✓	✓
- Sélection du site, acquisition, autorisation & rel. publiques	X	X	X	✓	✓
- Raccordement au réseau	X	✓	✓	✓	✓
- Taxes (locales/régionales, spécifiques à la centrale)	X	X	X	X ³	X ³
Autres					
- Rénovations majeures	✓ ¹	✓ ²	X	X	X
- Démantèlement	X	X	X	X	X
- Crédits	X	ns	X	X	X
- Provisions pour aléas	X	ns	X	✓	✓
- Divers	ns	ns	ns	ns	ns

Notes :

1. Remplacement de la plupart des parties usées.

2. Installation d'un nouveau convertisseur après 12 ans d'exploitation.

3. Les taxes locales et régionales (de chaque état) sont incluses mais ne sont pas spécifiques à une technologie.

Tableau A2.15 – Coûts d'exploitation et de maintenance des centrales solaires

	CZE PV	DNK PV	DEU PV	USA TP	USA PV
Exploitation	✓	✓	✓	✓	✓
Maintenance (matériaux, main d'œuvre, services)	✓	✓	✓	✓	✓
Personnel de soutien en ingénierie	✓	X	✓	✓	✓
Administration	X	X	✓	✓	✓
Frais généraux induits par les services centraux (hors site)	X	X	✓	✓	✓
Taxes & droits (spécifiques à la centrale)	X	X	✓	X	X
Assurance (spécifique à la centrale)	X	X	✓	X	X
Rénovations majeures	X	X	X	X	X
Crédits	X	X	X	X	X
Autres	X	ns	ns	1	1

Note :

1. Les coûts spécifiques d'introduction dans le réseau sont inclus dans les analyses nationales mais, en raison de leur grande variabilité, ils ne sont pas inclus dans les coûts donnés dans le questionnaire.

Abréviations : ✓ = compris X = non compris ns = non spécifié

Tableau A2.16 – Coûts d'investissement des autres centrales

	AUT COG Biomasse	CZE ERC	CZE ID	DNK COG Multif.	DNK COG Paille-ch.	DEU COG Biogaz	NLD ID	USA ERC	USA Géoth.	USA GD
Coûts de construction de base										
Coûts directs										
- Préparation du site	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Génie civil	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Matériaux, équip. & main d'œuvre pour construction	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Coûts indirects										
- Conception, ingénierie & supervision	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Matériel & exploitation provisoires	X	✓	✓	ns	✓	✓	✓	✓	✓	✓
- Frais d'administration sur le site	✓	✓	X	ns	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Coûts supportés par le propriétaire										
- Administration générale	✓	X	X	ns	✓	X	✓	✓	✓	✓
- Pré-exploitation	✓	X	✓	ns	✓	X	✓	✓	✓	✓
- R-D (spécifique à la centrale)	✓	X	X	ns	X	X	✓	X	X	X
- Pièces détachées	X	✓	✓	ns	✓	X	✓	✓	✓	✓
- Sélection du site, acquisition, autorisation & relations publiques	X	✓	✓	ns	✓	X	✓	✓	✓	✓
- Taxes (locales/régionales, spécifiques à la centrale)	X	X	X	ns	X	X	✓	X	X	ns
Autres										
- Renovations majeures	X	✓ ¹	✓ ¹	✓	X	X	✓	X	X	X
- Démantèlement	X	X	X	✓	✓	X	✓	X	X	X
- Crédits	X	X	X	X	X	X	✓	X	X	X
- Provisions pour aléas	X	X	X	X	X	✓	✓	✓	✓	✓
- Divers	ns	X	X	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns

Note :

1. Remplacement de la plupart des parties usées à la fin de leur durée de vie.

Tableau A2.17 – Coûts d'exploitation et de maintenance des autres centrales

	AUT COG Biomasse	CZE ERC	CZE ID	DNK COG Multif.	DNK COG Paille-ch.	DEU COG Biogaz	NLD ID	USA ERC	USA Géoth.	USA GD
Exploitation	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Maintenance (matériaux, main d'œuvre, services)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Personnel de soutien en ingénierie	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Administration	X	X	X	ns	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Frais généraux induits par services centraux (hors site)	X	X	X	X	✓	✓	ns	✓	✓	✓
Taxes & droits (spécifiques à la centrale)	X	X	X	X	X	✓	✓ ²	X	X	X
Assurance (spécifique à la centrale)	X	X	X	✓	✓	✓	✓	X	X	X
Renovations majeures	X	X	X	X	X	✓ ¹	ns	X	X	X
Évacuation des déchets d'exploitation	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Crédits	X	X	X	X	X	X	ns	X	X	X
Divers	ns	X	X	X	X	ns	ns	ns	ns	ns

Notes :

1. Inclus dans les coûts fixes d'exploitation.

2. TVA 19 % sur l'investissement.

Abréviations : ✓ = compris X = non compris ns = non spécifié

Exposés des pays sur les estimations de coûts et les technologies de production

Allemagne

Politique énergétique

L'Allemagne est l'un des plus grands consommateurs mondiaux d'énergie et, parmi les pays du G-7, elle arrive en troisième position pour la production d'émissions de CO₂, après les États-Unis et le Japon. L'Allemagne s'est résolument engagée à protéger l'environnement. Depuis le début des années 90, la politique environnementale du gouvernement fédéral accorde une grande place à la question du changement climatique. En 2000, l'Allemagne s'est fixé l'objectif de réduire de 21 % entre 2008 et 2012 six gaz à effet de serre (GES) cités dans le protocole de Kyoto, à titre de contribution aux objectifs européens. En raison de ces engagements, la politique énergétique de l'Allemagne est de plus en plus marquée par les préoccupations environnementales. Le gouvernement favorise, par conséquent, les énergies renouvelables ainsi que les initiatives en faveur de l'efficacité énergétique. Pour le moyen terme, soit 2020, il vise une production d'électricité à partir d'énergies renouvelables de 20 %. Les marchés énergétiques allemands sont entièrement libéralisés et ouverts à la concurrence.

En 1999 a été introduite l'écotaxe afin d'encourager les économies d'énergie, l'efficacité énergétique ainsi que le recours aux énergies renouvelables. Cette taxe, qui frappe les carburants (essence et gazole), les fiouls (léger et lourd), le gaz et l'électricité, a été mise en place en cinq étapes jusqu'en 2003, et restera identique à partir de 2004. On envisage une augmentation progressive des taxes perçues sur les carburants et combustibles fossiles et l'électricité (voir tableau 1). Pour ce qui concerne l'essence et le gazole, la taxe a progressé chaque année de 3,07 c€/litre pour atteindre 15,35 c€/litre en 2004. Pour le fioul léger, l'écotaxe a été introduite en 1999 à raison de 2,5 c€/litre et pour le fioul lourd, elle date de 2000 et, après augmentation en 2003, s'élève à 0,97 c€/kg. En ce qui concerne le gaz, l'écotaxe a été appliquée en deux étapes, à savoir 0,164 c€/kWh en 1999 plus 0,202 c€/kWh en 2003. Une taxe sur l'électricité de 1,02 c€/kWh a été introduite en 2000 et a augmenté tous les ans de 0,26 c€/kWh jusqu'en 2003 pour atteindre 2,06 c€/kWh en 2004 (UBA, 2002). Depuis janvier 2004, tous les biocarburants liquides sont exemptés de ces taxes. Il s'agit du biodiesel c'est-à-dire le biodiesel (RME), le bioéthanol et tous les autres carburants issus de la biomasse. Il est possible de mélanger des carburants d'origine fossile avec 5 % de biocarburant sans être tenu de le déclarer.

Tableau 1 – Progression du taux de l'écotaxe sur les carburants et combustibles et l'électricité

Vecteur énergétique	Unité	1 ^{ère} étape avril 1999	2 ^{ème} étape janvier 2000	3 ^{ème} étape janvier 2001	4 ^{ème} étape janvier 2002	5 ^{ème} étape janvier 2003
Carburants	c€/litre	3.07	3.07	3.07	3.07	3.07
Fioul léger	c€/litre	2.05	-	-	-	-
Fioul lourd	c€/kg	-	0.26	-	-	0.71
Gaz	c€/kWh	0.164	-	-	-	0.202
Électricité	c€/kWh	1.02	0.26	0.26	0.26	0.26

En avril 2002, la nouvelle loi allemande sur les économies d'énergie, la modernisation et le développement de la cogénération¹ est entrée en vigueur. Cette loi prévoit de subventionner le raccordement de certains types d'unités de cogénération au réseau public ainsi que l'achat par le réseau de l'électricité ainsi produite. En plus du prix convenu pour la livraison au réseau, les exploitants de ces centrales (cogénérateurs) sont en droit d'obtenir une rémunération calculée par kWh livré, dans les conditions définies sur le tableau 2. La loi leur confère en outre le droit de vendre leur électricité au réseau au prix du marché tel qu'il a été déterminé par la bourse de l'électricité. La loi, en leur permettant d'augmenter leurs recettes financières, favorise l'exploitation et la modernisation des centrales de cogénération existantes quelle que soit leur taille. Cette loi vise également à encourager la construction de petites unités de cogénération de 2 MWe au maximum ainsi que les applications fondées sur la technologie des piles à combustible.

Tableau 2 – Rémunération complémentaire de la livraison d'électricité des centrales de cogénération au réseau public

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	c€/kWh								
Ancienne centrale de cogénération (mise en service antérieure au 31/12/89)	1.53	1.53	1.38	1.38	0.97				
Nouvelle centrale de cogénération (mise en service entre le 31/12/89 et la date à laquelle la loi est entrée en vigueur)	1.53	1.53	1.38	1.38	1.23	1.23	0.82	0.56	
Centrale de cogénération modernisée (mise en service après la date d'entrée en vigueur de la loi)	1.74	1.74	1.74	1.69	1.69	1.64	1.64	1.59	1.59
Nouvelle centrale de cogénération de 50 à 2 000 kWe	2.56	2.56	2.40	2.40	2.25	2.25	2.10	2.10	1.94
Nouvelle centrale de cogénération d'une puissance ≤ 50 kWe et dont l'exploitation en continu a démarré avant la fin de 2005 et installations à piles à combustible	5.11 c€/kWh pendant 10 ans beginning à compter de la mise en exploitation en continu								

Dans le cas des petites installations de cogénération, d'une puissance maximale de 2 MWe (ce qui recouvre donc les unités <50 kWe), la rémunération complémentaire est accordée à concurrence d'une livraison totale d'électricité de 17 TWh

La loi sur les énergies renouvelables (EEG) doit permettre de doubler au moins la quantité d'électricité produite à l'aide d'énergies renouvelables d'ici 2010 (pour passer à 12,5 %) par rapport à 1999 (5,8 %). Cette loi, qui garantit des tarifs d'achat fixes de l'électricité, favorise la production d'électricité par les énergies renouvelables en Allemagne (la loi a été remaniée en 2004). Les gestionnaires du réseau sont tenus d'accorder la priorité à l'électricité d'origine solaire, hydraulique, éolienne, géothermique et à l'électricité produite avec de la biomasse et, de plus, ont l'obligation de la rémunérer à un prix fixé par la loi. Le niveau de compensation dépend des coûts de production. Les majorations du prix de cette électricité sont répercutées sur le consommateur qui lui-même paye plus cher son électricité. Les tarifs d'achat par le gestionnaire de réseau varient en fonction de l'énergie, de la taille de la centrale, de la technologie employée (technologie innovante, etc.) et de la source d'énergie (biomasse, par exemple).

Les centrales récentes respectent les niveaux d'émissions fixés pour la protection de l'environnement dans les grandes installations de combustion par la loi sur les émissions² (13. BImSchV). La modification de cette loi adoptée au mois de juin 2004 abaisse encore les niveaux autorisés d'émissions des centrales en fonction de leur puissance. Cette réglementation est conforme aux normes occidentales récentes. Les futures centrales seront équipées des systèmes de protection environnementale et dispositifs anti-pollution nécessaires pour se conformer à cette réglementation.

1. « Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung ».

2. « Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Großfeuerungsanlagen – 13. BImSchV) ».

Tableau 3 – Seuils d'émissions applicables aux grandes installations de combustion tels que fixés dans la modification de la Loi 13. BImSchV

Polluant	Unité	Charbon	Fioul	Gaz
SO ₂	mg/m ³	850 ^a /200 ^{bc}	850 ^a /200-400 ^b /200 ^c	35
NO _x	mg/m ³	400 ^a /200 ^{bc}	200 ^{ab} /150 ^c	150 ^a /100 ^{bc}
CO	mg/m ³	150 ^a /200 ^{bc}	80	80
Poussière	mg/m ³	20	20 ^{ab} /10 ^c	5

- a. Centrales d'une puissance thermique de 50 à 100 MW.
 b. Centrales d'une puissance thermique de 100 à 300 MW.
 c. Centrales d'une puissance thermique supérieure à 300 MW.

Le 26 avril 2002, la loi relative à un abandon structuré de l'utilisation de l'énergie nucléaire pour la production commerciale d'électricité³ est entrée en vigueur. Cette loi apporte des modifications fondamentales à la loi sur l'énergie atomique de 1959 dans la mesure où elle décrète l'abandon structuré de l'énergie nucléaire. Elle interdit notamment la construction de centrales nucléaires commerciales. Elle établit le volume maximal d'électricité que chaque centrale nucléaire en exploitation aujourd'hui est autorisée à produire jusqu'à sa mise hors service. Les quantités d'électricité productibles par les centrales les plus anciennes peuvent être transférées aux plus récentes, et l'exploitation doit être assurée jusqu'à la date de la mise hors service de la centrale. La production d'électricité nucléaire diminuera progressivement et jusqu'à son abandon total en 2022.

Production d'électricité et puissance installée en 2002 et 2003

En 2003, la production totale d'électricité en Allemagne avoisinait 642,7 TWh, soit près de 2,4 % de plus que l'année précédente. Environ 93 % de cette production, soit 597 TWh, sont produits dans le pays contre 45,7 TWh importés. La production brute des centrales assurant le service public, c'est-à-dire y compris la production d'électricité des chemins de fer nationaux, avoisinait 526,8 TWh d'électricité et celle de l'industrie 49 TWh. La production d'électricité destinée à la consommation privée s'élevait à 21,2 TWh soit 14,6 % de plus qu'en 2002. On trouvera sur le tableau 4 la ventilation de la production totale d'électricité.

Tableau 4 – Production totale d'électricité en 2003 par rapport à 2002

	2002 TWh _{brut}	2003 TWh _{brut}	Variation %
Service public ^a	515.2	526.8	2.3
Production de l'industrie	47.5	49.0	3.2
Production des particuliers	18.5	21.2	14.6
Importations	46.2	45.7	-1.1
Total	627.4	642.7	2.4

- a. Y compris la production d'électricité de la *Deutsche Bahn*, la société nationale des chemins de fer.

La production d'électricité en Allemagne fait appel à divers moyens de production et combustibles. On trouvera sur le tableau 5 la ventilation de la production d'électricité nette par type de centrale en 2002 et en 2003. En 2003, l'électricité était produite essentiellement dans des cycles vapeur à charbon (houille et lignite) (50,1 %) et dans des centrales nucléaires (27,9 %). La part du gaz naturel avoisinait 9,8 % de la production nette totale, soit 7 % de plus environ qu'en 2002. L'Allemagne importe son gaz naturel par gazoduc du Royaume-Uni, de Norvège, des Pays-Bas et de Russie. Avec seulement 0,9 % de la production totale, le fioul contribue pour une part négligeable à la production électrique.

3. « Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität ».

S'agissant de l'utilisation des énergies renouvelables pour produire de l'électricité, l'Allemagne enregistre de très forts taux de croissance notamment dans le cas de l'énergie éolienne. En 2003, l'Allemagne a produit près de 50 TWh nets (8,9 % de la production totale nette d'électricité) à l'aide d'énergies renouvelables, répartis à raison de 50 % pour l'hydraulique et 38 % pour les éoliennes. Grâce à la loi sur les sources d'énergie renouvelables, le pays possédait en 2003 une puissance éolienne installée supérieure à 14 600 MW, soit 2 600 MW de plus qu'en 2002. Malgré tout, l'hydraulique reste le principal moyen de production d'électricité renouvelable du pays et cela en dépit d'une baisse d'environ 10 % de la production hydroélectrique en 2003 par rapport à 2002, en raison d'une très faible pluviométrie. Les autres énergies renouvelables, comme la biomasse et l'énergie solaire photovoltaïque, représentent environ 1,1 % de la production totale nette d'électricité.

Tableau 5 – Ventilation de la production nette d'électricité par source d'énergie en 2002 et 2003

	2002		2003		Variation %
	TWh _{net}	%	TWh _{net}	%	
Nucléaire	156.3	28.7	156.4	27.9	0
Lignite	145.2	26.6	146.4	26.1	1
Houille	124.0	22.8	134.4	24.0	8
Gaz naturel	51.3	9.4	54.9	9.8	7
Fioul	5.8	1.1	5.3	0.9	-9
Hydraulique	27.9	5.1	25.0	4.5	-10
Éolien	15.9	2.9	19.0	3.4	19
Autres énergies renouvelables ^a	5.2	1.0	6.0	1.1	15
Divers ^b	13.4	2.5	13.0	2.3	-3
Total	545.0	100	560.4	100	3

a. Autres sources d'énergies renouvelables, comme l'énergie solaire.

b. Autres sources d'énergie, comme les déchets.

Tableau 6 – Puissance installée nette des centrales assurant le service public, y compris la production des chemins de fer nationaux en 2002 et 2003

	2002		2003		Variation %
	TWh _{net}	%	TWh _{net}	%	
Nucléaire	21 088	21	20 643	21	-2
Lignite	18 811	19	19 699	20	5
Houille	24 882	25	25 125	25	1
Gaz naturel	16 315	16	15 971	16	-2
Fioul	6 668	7	5 996	6	-10
Hydraulique ^a	8 871	9	9 395	9	6
Éolien/solaire	-	-	210	0	-
Divers	3 600	4	3 242	3	-4
Total	100 235	100	100 281	100	0

a. Y compris le pompage-turbinage.

Nous avons reporté sur le tableau 6 la ventilation de la puissance nette des installations assurant le service public en Allemagne en 2002 et 2003, y compris la part qui revient à la compagnie nationale des chemins de fer⁴. En 2003, la puissance installée nette totale était de 100 281 MW, soit à peu près la même valeur

4. La plupart des centrales éoliennes sont installées par des particuliers (production privée), et ne figurent donc pas sur le tableau 6.

qu'en 2002. La plus forte progression de la puissance installée s'observe pour l'énergie hydraulique et le lignite et la plus forte diminution par rapport à 2002 pour le fioul et la catégorie « divers » qui inclut les usines d'incinération des déchets. Les centrales nucléaires, au lignite et à la houille représentent les deux tiers de la puissance nette installée.

L'Allemagne compte de nombreuses centrales, notamment pour la production en base et en semi-base. Ces centrales ont été construites dans les années 70. Étant donné leur ancienneté, on aura besoin, pour les remplacer, de nouvelles installations représentant près de 40 000 MWe d'ici 2020. En outre, les centrales nucléaires restantes, d'une puissance totale avoisinant 20 000 MWe, devront être remplacées par des nouvelles centrales si le pays abandonne totalement l'énergie nucléaire.

Description des technologies

Les estimations de coûts ont été effectuées pour les centrales suivantes :

- *European pressurised water reactor* (EPR) avec une puissance installée nette de 1 590 MWe et un rendement thermique net de 37 %⁵. On a adopté un taux d'enrichissement du combustible d'environ 4,9 % et un taux de combustion moyen de 65 MWj/kg.
- Une centrale à charbon pulvérisé (houille) avec cycle à vapeur supercritique (285 bars/600°C). La puissance installée nette de cette centrale est de 800 MWe et le rendement thermique net d'environ 46 %.
- Une centrale à gazéification intégrée à un cycle combiné (houille) avec une puissance installée nette de 450 MWe et un rendement thermique de 51 %.
- Une centrale à gazéification intégrée à un cycle combiné avec un dispositif de captation du CO₂. Cette centrale a une puissance installée nette de 425 MWe et un rendement thermique net de 45 %.
- Une chaudière au lignite pulvérisé dotée d'une technologie très avancée pour sécher le lignite (BoA+) avec vapeur supercritique. La puissance installée électrique nette est de 1 050 MWe et le rendement thermique de 45 %.
- Une centrale à cycle combiné au gaz (CCG) d'une puissance installée nette de 1 000 MWe et possédant un rendement thermique net de 60 %.
- Une centrale hydraulique (au fil de l'eau) de 0,714 MWe net ayant un facteur de charge moyen de 58 %.
- Un parc éolien [éolien en mer (8,0)] constitué d'environ 100 éoliennes offshore d'une puissance installée nette totale de 300 MWe pour une vitesse moyenne du vent de 8 m/s à une hauteur de 60 mètres. Le facteur de charge moyen est d'environ 34,7 %.
- Un parc éolien [éolien terrestre (5,5)] constitué d'environ 10 éoliennes terrestres d'une puissance installée nette totale de 15 MWe pour une vitesse moyenne du vent de 5,5 m/s à une hauteur de 50 mètres, ce qui correspond à la hauteur du moyeu. Le facteur de charge moyen est d'environ 17,7 %.
- Un parc éolien [éolien terrestre (6,5)] constitué d'environ 10 éoliennes terrestres d'une puissance installée nette totale de 15 MWe pour une vitesse moyenne du vent de 6,5 m/s à une hauteur de 50 mètres. Le facteur de charge moyen avoisine 23,8 %.
- Une installation photovoltaïque installée sur un toit (toit solaire PV) d'une puissance installée nette de 0,002 MWe et ayant un facteur de charge moyen de 10,3 %.
- Une installation photovoltaïque au sol (PV sol) d'une puissance installée totale nette de 0,5 MWe et ayant un facteur de charge moyen de 10,8 %.
- Une centrale de cogénération à charbon pulvérisé équipée d'une turbine à condensation à soutirage (COG VAP cond). La puissance électrique installée nette est de 500 MWe et la puissance installée thermique nette de 600 MWth. Le rendement thermique net de l'installation est de 35 % en mode à contre-pression⁵.

5. Le rendement thermique net est équivalent au rendement électrique.

- Une centrale de cogénération à charbon pulvérisé équipée d'une turbine à contre-pression (COG VAP contre-pression). La puissance électrique installée nette est de 200 MWe et la puissance installée thermique nette de 280 MWth. Le rendement thermique net est de 36 %.
- Une centrale de cogénération à cycle combiné au gaz équipée d'une turbine de condensation à soutirages (COG CCG, cond). La puissance électrique installée nette de la centrale est de 200 MWe et sa puissance thermique nette de 160 MWth. Le rendement thermique net est de 45 % en mode contre-pression.
- Une centrale de cogénération à cycle combiné au gaz équipée d'une turbine à contre-pression (COG CCG, contre-pression). La puissance électrique installée nette de la centrale est de 200 MWe et sa puissance thermique nette de 190 MWth. Le rendement thermique net est de 45,5 %.
- Une centrale de cogénération à moteur au biogaz (biogaz) ayant une puissance électrique installée nette de 1,0 MWe et une puissance thermique de 1,5 MWth. Le rendement électrique de l'installation est de 35 %.

Les estimations de coûts fournis pour la présente étude ont été tirées de différentes études et de la littérature sur le sujet après consultation des différents fabricants et entreprises d'électricité. Toutes les estimations de coûts proposées pour les cycles à vapeur correspondent à des types d'installations déjà construites ou approuvées. Dans le cas des centrales nucléaires, les coûts payés entre la fermeture de la centrale et son démantèlement ont également été pris en compte et sont couverts par les coûts d'investissement spécifiques. Les tableaux 7 à 9 récapitulent les données utilisées pour les centrales analysées.

Tableau 7 – Données techniques et économiques sur les centrales nucléaires et thermiques classiques

	Unité	EPR	CP (houille)	GICC (houille)	GICC (avec capture CO ₂)	CP (lignite)	CCG
Puissance électrique	MWe	1 590	800	450	425	1 050	1 000
Rendement thermique net	%	37	46	51	45	45	60
Coût d'investissement spécifique	€/kWe	1 550	820	1 200	1 500	1 150	440
Coût de démantèlement spécifique	€/kWe	155	34.5	53.3	58.5	32.4	15.8
Coûts d'E&M spécifiques	€/kWe/an	30.0	36.6	56.4	68.9	35.5	18.8
Coûts d'exploitation variables spécifiques hors coûts des combustibles	€/MWhe	3.6	2.7	3.2	3.8	1.0	1.6

Tableau 8 – Données techniques et économiques sur les centrales de cogénération

	Unité	COG à soutirage	COG à contre-pression	COG CCG soutirage	COG CCG contre-pression	Biogaz
Puissance électrique	MWe	500	200	200	200	1.0
Puissance thermique	MWth	600	280	160	190	1.5
Rendement thermique net	%	35 ^a	36	45 ^a	45.5	35
Coût d'investissement spécifique	€/kWe	1 150	1 270	610	530	2 300
Coûts de démantèlement spécifiques	€/kWe	34.5	34.5	15.7	15.7	0
Coûts d'E&M spécifiques	€/kWe/an	50.1	58.5	29.2	27.2	115.0
Coûts d'exploitation variables spécifiques hors coûts des combustibles	€/MWhe	2.7	2.7	1.6	1.6	0

a. En mode contre-pression.

Tableau 9 – Données techniques et économiques sur les centrales à énergies renouvelables

	Unité	Fil de l'eau	Éolien terrestre (5.5)	Éolien terrestre (6.5)	Éolien en mer (8.0)	Toit PV	PV centrale
Puissance électrique	MWe	0.714	1.5	1.5	3	0.002	0.5
Rendement thermique net	%	93	–	–	–	13.8	14.3
Coûts d'investissement spécifiques	€/kWe	5 880	1 000	1 000	1 650	4 000	2 940
Coûts de démantèlement spécifiques	€/kWe	0	0	0	0	0	0
Coûts d'E&M spécifiques	€/kWe/an	58.8	33.8	33.8	58.1	40.0	29.4
Coûts d'exploitation variables spécifiques hors coûts des combustibles	€/MWe	0	0	0	0	0	0

Tableau 10 – Prix des combustibles fossiles rendus sur le site des centrales

Année	Lignite €/GJ	Houille €/GJ	Gaz €/GJ
2010	1.0	1.8	4.4
2020	1.2	1.9	5.1
2030	1.4	2.1	5.8
2040	1.5	2.3	6.6
2050	1.7	2.5	7.3

L'évolution des prix des combustibles fossiles a été tirée de l'étude de l'*Enquete-Kommission*⁶. Il s'agit des prix parvenus sur le site de la centrale (voir tableau 10).

Comme le prescrit la loi 13.BImSchV, toutes les centrales thermiques classiques sont équipées de dispositifs leur permettant de respecter les normes environnementales (voir tableau 3). Dans le cas de la centrale au charbon équipée d'un système de captation du CO₂ (GICC avec captation du CO₂), on tient compte d'un taux de captation de 88 %.

Pour calculer les coûts totaux de la production d'électricité avec des centrales de cogénération, on a considéré la production de chaleur comme un crédit que l'on a déduit. Pour évaluer ce crédit, on a calculé la production de chaleur d'un système de référence utilisant la même source d'énergie que la centrale de cogénération. On avait donc d'un côté une chaudière à charbon ayant un rendement thermique hypothétique de 88 % et une autre chaudière à gaz dont le rendement thermique atteignait 90 %. Par ailleurs, on a soustrait aux émissions de CO₂ résultant de la production combinée de chaleur et d'électricité de ces centrales les émissions de CO₂ qu'aurait rejetées la chaudière utilisant la même source d'énergie pour produire de la chaleur.

Coût de production de l'électricité

Les coûts totaux de la production de l'électricité sont la somme des coûts d'investissement hors intérêts intercalaires, des coûts d'exploitation et de maintenance et des coûts des combustibles. Les coûts des rénovations sont considérés comme des coûts d'exploitation fixes et sont intégrés aux coûts d'exploitation et de maintenance. Les crédits affectés à la production de chaleur des centrales de cogénération sont pris en compte. S'agissant des sources d'énergie intermittente, comme l'énergie hydraulique, l'éolienne et l'énergie solaire, il faut prévoir des coûts supplémentaires pour assurer une production suffisante en secours, ce que

6. *Enquete-Kommission* « Nachhaltige Energieversorgung unter Bedingung der Globalisierung und der Liberalisierung ».

l'on fait en intégrant les coûts spécifiques du secours. Nous décrivons ultérieurement dans ce chapitre comment le coût de cette production en secours a été calculé. Nous avons représenté sur la figure 1 les coûts de production totaux spécifiques des installations étudiées. Les coûts de production de l'électricité sont calculés avec un taux d'intérêt de 5 %. On part de l'hypothèse que la durée d'amortissement est égale à la durée de vie technique de l'installation et que le facteur de charges moyen des centrales nucléaires, thermiques classiques et de cogénération s'établit à 85 %. Si l'on considère la figure 1, on s'aperçoit que les plus faibles coûts de production sont ceux calculés pour l'*European pressurised water reactor* (EPR), à savoir 23,8 €/MWh, et les coûts les plus élevés pour le toit photovoltaïque (toit PV), soit environ 356 €/MWh.

La figure 2 représente l'évolution des coûts de la production d'électricité des centrales nucléaires et thermiques classiques en fonction du nombre annuel d'heures de fonctionnement. Les coûts d'investissement sont calculés pour des taux d'actualisation de 5 % et de 10 %. La gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné, lorsqu'elle est associée à un matériel de captation du CO₂, présente les plus forts coûts de production d'électricité, quel que soit le nombre d'heures d'exploitation. Pour un taux d'actualisation de 5 %, c'est l'énergie nucléaire qui obtient le plus faible coût d'exploitation, tandis qu'elle se fait devancer par le lignite lorsque le taux d'actualisation est de 10 %.

Nous avons représenté sur la figure 3 les répercussions des échanges de droits d'émission sur les coûts de production de l'électricité en fonction des types de centrales. Ces répercussions sont plus marquées dans le cas de la centrale au lignite [CP (lignite)], puis pour la centrale brûlant de la houille [CP (houille)]. À supposer que le prix des émissions soit fixé à 20 €/tCO₂, les coûts de production de l'électricité de la centrale au lignite augmenteraient de 63 %, pour passer de 25,4 €/MWh à 41,4 €/MWh tandis que ceux de la centrale brûlant de la houille [PC (houille)] progresseraient eux de 48 %, et passeraient de 30,2 €/MWh à 44,8 €/MWh. À un coût de 20 €/tCO₂, le coût de la production de l'électricité dans une installation de gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné serait le plus élevé (49,7 €/MWh) dépassant le coût de la centrale à gazéification intégrée du charbon dotée d'un système de captation du CO₂.

Figure 1 – Comparaison des coûts de production d'électricité des différentes technologies considérées

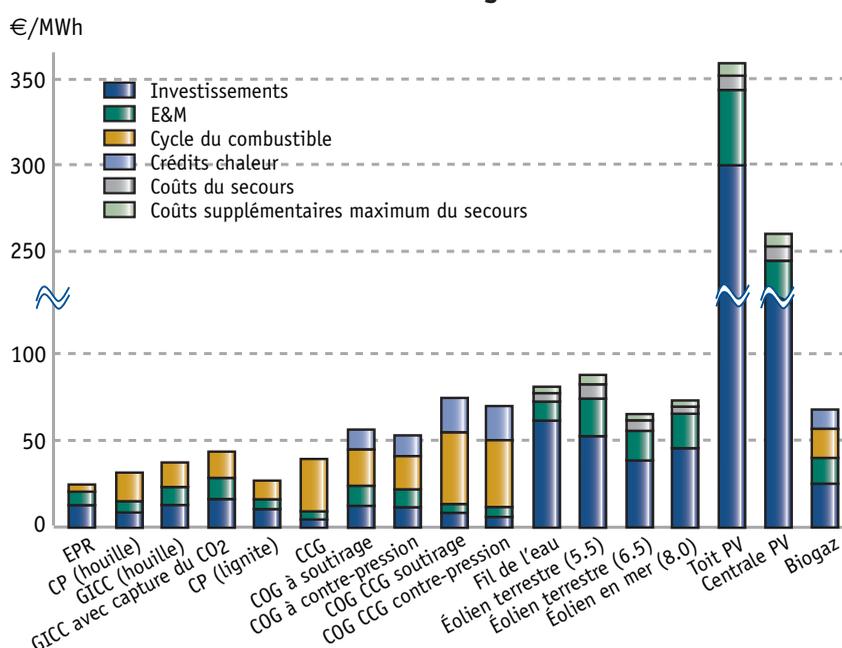


Figure 2 – Coûts de production de l'électricité en fonction du nombre annuel d'heures d'exploitation

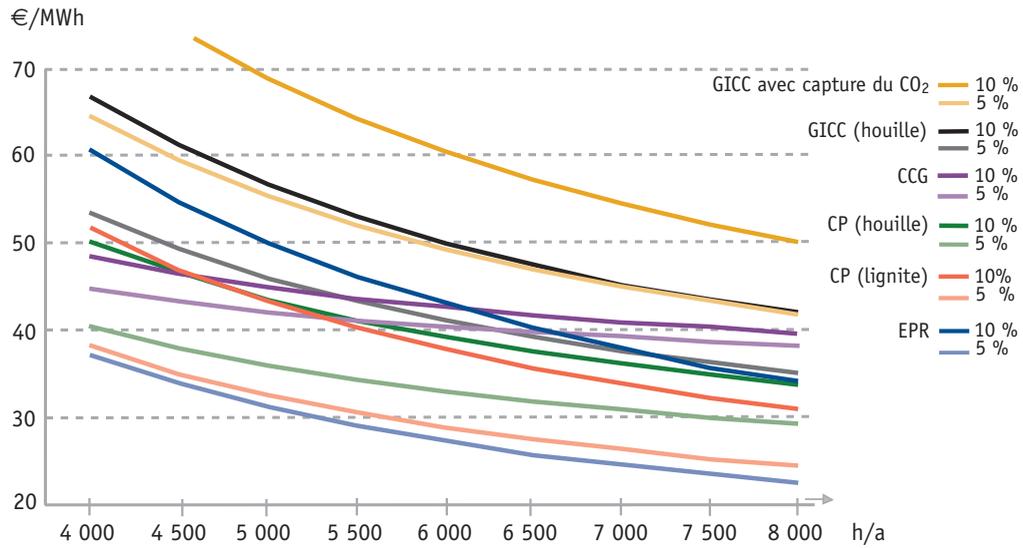
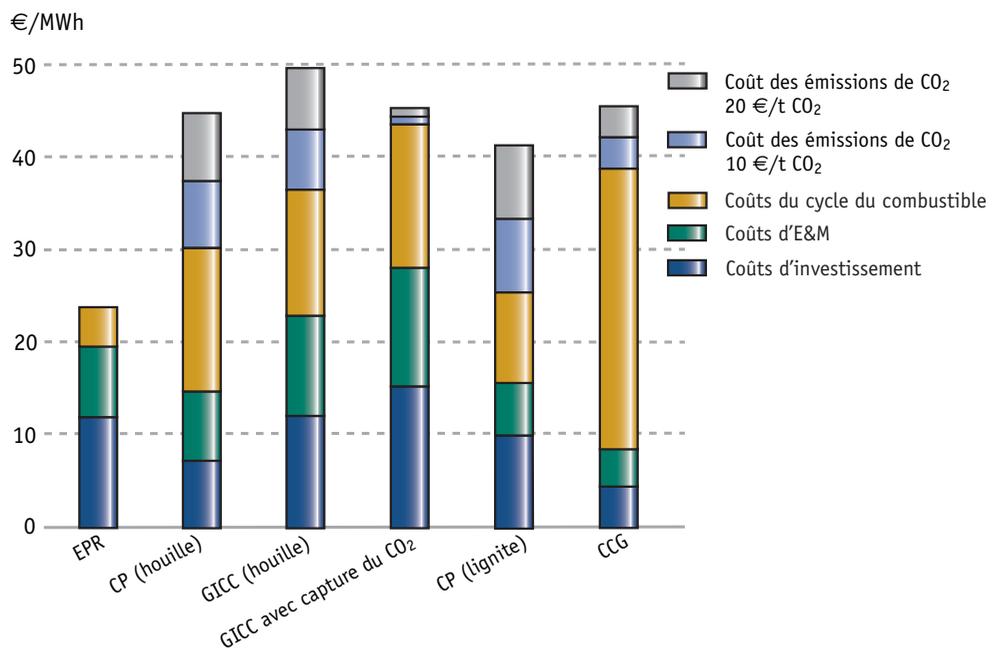


Figure 3 – Comparaison des coûts de production de l'électricité des centrales compte tenu des répercussions des échanges de droits d'émission



Méthode de calcul des coûts du secours

Les énergies éolienne et solaire ne répondent que partiellement à la demande d'électricité. Par conséquent, on a besoin de prévoir des systèmes de stockage ou des centrales de type classique pour pouvoir satisfaire la demande en permanence.

Les coûts du secours correspondent par conséquent au surcoût imputable à cette inadéquation entre l'offre et la demande. Ils sont ajoutés au coût de l'électricité produite par la turbine éolienne ou par le capteur photovoltaïque. Cette somme peut ensuite être comparée aux coûts de l'électricité produite par des centrales de type classique. La formule utilisée pour calculer les coûts du secours est la suivante :

$$K_{BU} = \frac{A_K}{h_v} - \frac{A_K \cdot L}{h_w} = A_K \cdot \left(\frac{1}{h_v} - \frac{L}{h_w} \right)$$

où : A_K = annuité d'investissement par kW de la centrale utilisée en secours ;
 h_v = la charge horaire maximale de la centrale en secours ;
 h_w = la charge horaire maximale de la centrale utilisant une énergie renouvelable ;
 L = crédit de puissance⁷.

Le premier terme représente les coûts supplémentaires imputables aux coûts fixes des centrales classiques utilisées en secours. Le deuxième terme représente l'avantage que constitue le crédit de puissance, à savoir l'économie réalisée sur une puissance installée conventionnelle. Ce terme doit être ajouté au coût de la production d'électricité éolienne et solaire afin de le comparer au coût de l'électricité produite par des centrales classiques.

Bibliographie

Agence internationale de l'énergie (2003), *World Energy Outlook*, OCDE/AIE, Paris, France.

Bundes-Immissionsschutzgesetz: Federal Emission Protection Law: Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes Immissionsschutzgesetzes (2002), Verordnung über Großfeuerungs- und Lastturbinenanlagen, 13. BImSchV, Berlin, Allemagne.

Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung" (2002), Abschlussbericht (<http://www.bundestag.de/gremien/ener/schlussbericht/index.htm>), Deutscher Bundestag, Berlin, Allemagne.

Umweltbundesamt (UBA) (2002), "Ökosteuer – sparen oder zahlen?", Berlin, Allemagne.

VDEW Jahresbericht 2003 (2004), *Verband der Elektrizitätswirtschaft*, VDEW – e.V., Berlin/Frankfurt am Main, Allemagne.

7. Le crédit de puissance est égal à l'économie réalisée sur la puissance installée d'une centrale classique dans un parc mixte (comportant des installations classiques et des centrales à énergies renouvelables) ayant la même fiabilité.

Autriche

Données de base

L'Autriche totalise 8,1 millions d'habitants et une consommation totale d'électricité avoisinant 63 TWh. La production d'électricité du pays est du même ordre que la demande. L'Autriche est un pays montagneux doté d'un fort potentiel hydraulique qui est d'ailleurs déjà largement exploité puisque les centrales hydrauliques satisfont près de 66 % de la demande d'électricité nationale.

Centrales autrichiennes choisies pour les calculs de coûts

La contribution de l'Autriche à ce rapport sur les coûts de production de l'électricité sera centrée sur la production des sources d'énergie renouvelables et des centrales de cogénération à combustibles fossiles. Nous avons retenu pour l'étude les investissements effectués au cours des deux dernières années ou aujourd'hui dans les installations suivantes :

- AUT-H1 : énergie hydraulique (fil de l'eau) : 14 MWe.
- AUT-H2 : petite hydraulique de haute chute : 1,5 MWe.
- AUT-W : énergie éolienne : 11 tranches d'environ 1,75 MWe (soit au total 19,25 MWe).
- AUT-CHP1 : centrale de cogénération au gaz naturel (cycle combiné au gaz) : 84 MWe/127 MWth.
- AUT-CHP2 : centrale de cogénération brûlant de la biomasse : 8 MWe/20 MWth.
- AUT-CHP2 : centrale de cogénération au gaz naturel (cycle combiné au gaz) : 105 MWe/110 MWth.

On tiendra compte des éléments suivants pour interpréter de manière correcte les calculs de coûts :

- Les deux installations AUT-H1 et AUT-H2 sont des projets hydrauliques d'une puissance assez faible. Les coûts de production d'électricité par kWh sont par conséquent plus élevés que ceux de la plupart des centrales hydrauliques puissantes.
- Le projet éolien AUT-W se trouve dans une région montagneuse, ce qui explique les coûts d'investissement et d'exploitation plus élevés que pour une installation éolienne normale.
- Les centrales de cogénération AUT-CHP1 (gaz naturel) et AUT-CHP2 (biomasse) sont nouvelles.
- La centrale de cogénération AUT-CHP3 (gaz naturel) est une version modernisée d'une centrale équipée de deux petites chaudières qui avait été construite en 1970 et qui aujourd'hui possède une grosse chaudière d'une capacité égale au double environ de la somme des deux anciennes chaudières. Comme il s'agissait d'une modernisation, l'investissement a été inférieur à celui de la construction d'une centrale neuve. Cependant, l'énorme saut dimensionnel accompli avec les deux nouvelles tranches fait que la différence de coût n'est probablement pas si importante.

Structure des coûts de l'électricité verte encouragée en Autriche

Globalement, en plus des exemples présentés ci-dessus, le financement de la production d'électricité au moyen d'énergies renouvelables (« électricité verte ») décrit ci-dessous reflète la structure des coûts qui prédomine en Autriche.

Le parc de production d'électricité du pays est dominé par les énergies renouvelables qui assurent 70 % environ de la production totale (soit plus ou moins la demande d'électricité totale de l'Autriche) à raison de 56 % pour la grande hydraulique (installations de plus de 10 MW, non subventionnées actuellement), 8 % pour la petite hydraulique (installations de moins de 10 MW, subventionnées par des tarifs d'achat préférentiels) et 3 % pour l'énergie éolienne et la biomasse. (La différence d'environ 3 % s'explique par l'existence d'installations industrielles brûlant des déchets.)

Les producteurs d'électricité verte qui investissent dans des installations mises en service entre 2003 et la deuxième moitié de 2006 (si elles ont obtenu un permis de construire avant la fin 2004) bénéficient d'un tarif préférentiel d'achat de l'électricité injectée sur le réseau. Ce tarif est garanti pendant 13 ans (à compter du début de l'exploitation) et n'est pas ajusté au taux d'inflation. Il varie avec l'énergie renouvelable en question, voire avec la puissance installée (par exemple les petites tranches plus chères bénéficient de tarifs d'achat plus élevés).

Ces tarifs d'achat sont fixés en fonction des coûts de production. Ils doivent encourager les investissements consentis pour parvenir à la proportion d'électricité verte produite fixée par la loi autrichienne, à savoir 4 % au minimum en 2008 (de la quantité totale d'électricité distribuée par le réseau public), et cela pour l'énergie éolienne et la biomasse. Le pourcentage initial, soit en 2002, était de 0,8 %. À en juger par la vitalité du programme d'investissement dans ce domaine, les futurs producteurs d'électricité verte ont jugés ces tarifs d'achat très intéressants. L'objectif des 4 % sera donc déjà atteint en 2005.

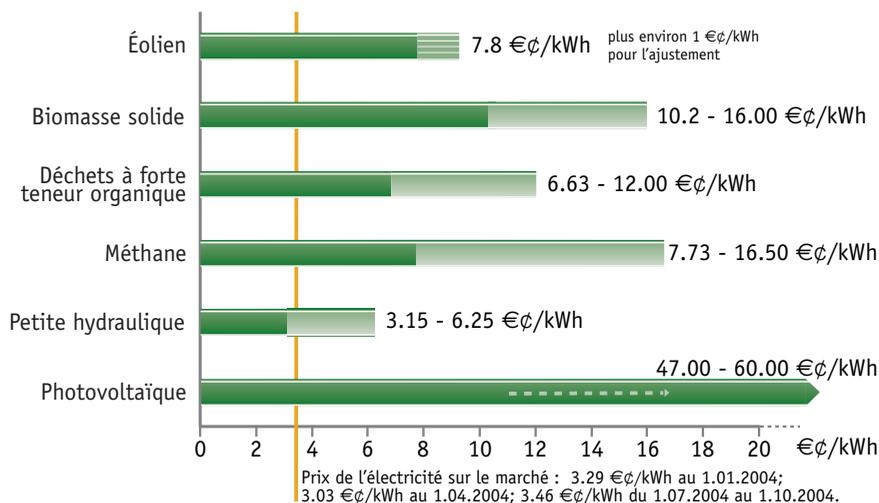
Pour la petite hydraulique (jusqu'à 10 MW), l'objectif pour 2008 est de 9 % sachant que l'on part d'un pourcentage de 8 % en 2002.

Les tarifs d'achat que l'on trouvera ci-dessous s'appliquent à l'électricité produite par les énergies renouvelables en Autriche (si l'installation entre en service en 2003 et 2006, ces tarifs sont garantis 13 ans) :

- petite hydraulique (< à 10 MW), groupes existants 3,15 - 5,68 c€/kWh
- petite hydraulique avec investissements, augmentation de 15% de la production d'électricité 3,31 - 5,96 c€/kWh
- petite hydraulique, nouvelles installations 3,78 - 6,25 c€/kWh
- éolien 7,80 c€/kWh
- biomasse 10,20 - 16,00 c€/kWh
- déchets organiques 6,63 - 12,00 c€/kWh
- biogaz 10,30 - 16,50 c€/kWh
- biogaz avec co-fermentation des déchets 7,73 - 12,38 c€/kWh
- solaire photovoltaïque 47,00 - 60,00 c€/kWh

Sur la figure 1 ci-dessous, ces tarifs d'achat sont comparés au cours de l'électricité produite en base à la bourse allemande de l'électricité de Leipzig, EEX, et qui, au 1^{er} juillet 2004, atteignait en moyenne 3,46 c€/kWh dans les contrats à terme expirant en juin 2005.

Figure 1 – Comparaison des tarifs d'achat avec les prix de l'électricité en base sur le marché



L'économie et la structure des coûts de la production d'électricité dépendent, entre autres :

- des coûts d'investissement ;
- des coûts d'exploitation (essentiellement les coûts des combustibles) ;
- de la disponibilité de l'installation (calculée en heures de fonctionnement à pleine charge par an).

Les figures 2 et 3 représentent ces paramètres pour la production d'électricité des énergies renouvelables (comparée à celle du gaz naturel) dans le cas autrichien. Les chiffres présentés correspondent à des moyennes, ce qui signifie que l'on pourra rencontrer dans des cas particuliers des valeurs très différentes de ces moyennes.

Ce sont le solaire photovoltaïque et la biomasse qui présentent les coûts d'investissement les plus élevés (bien que certaines installations photovoltaïques récentes semblent atteindre des coûts inférieurs avoisinant 3 500 €/kW). Le coût d'investissement dans des éoliennes terrestres est bien inférieur à celui des autres moyens de production renouvelables.

Figure 2 – Coûts d'investissement par kilowatt installé

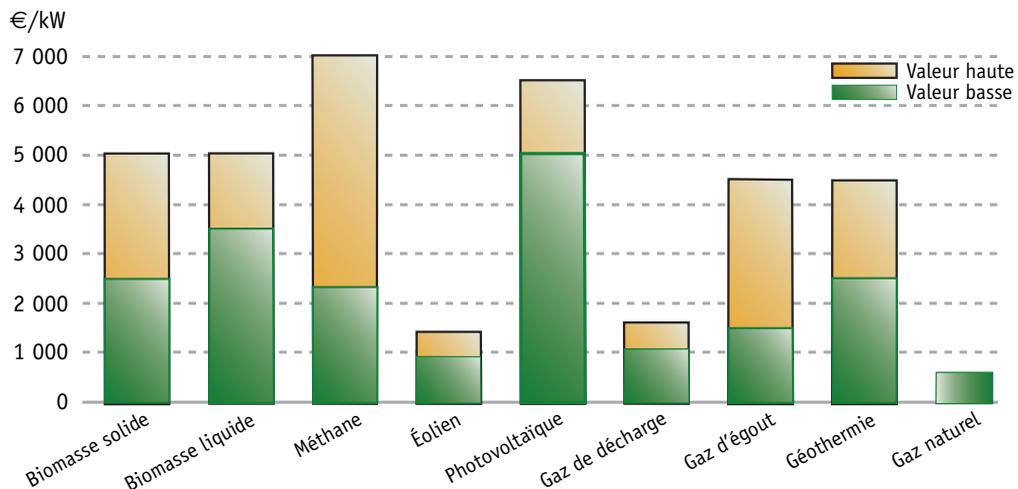
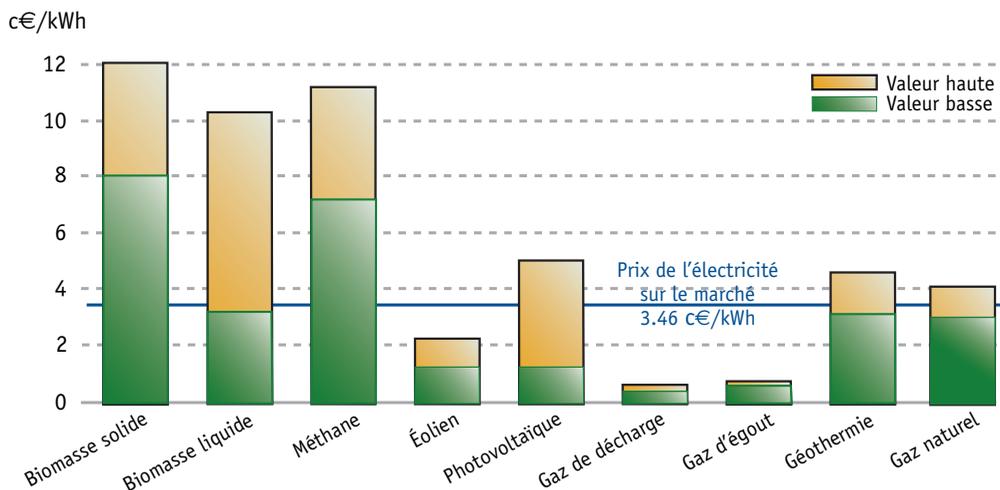
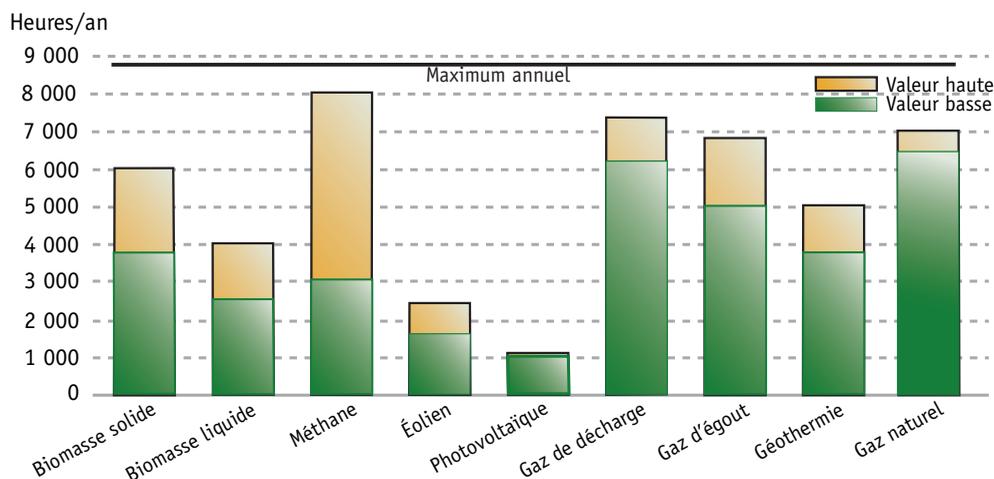


Figure 3 – Coûts d'exploitation par kWh, y compris le combustible



Les coûts d'exploitation les plus élevés sont ceux de la biomasse (qu'elle soit solide ou gazeuse). Les coûts des combustibles sont l'élément le plus important. Dans certaines installations, ils peuvent représenter à eux seuls plus de 5 c€/kWh. Autre facteur important, la consommation d'électricité pour l'exploitation de la centrale elle-même et la préparation du combustible. Dans certaines centrales en service, ces postes représentent plus de 15 % du coût de production de l'électricité.

Figure 4 – Nombre d'heures d'exploitation à pleine charge par an (en milliers)



Le nombre annuel d'heures de fonctionnement à pleine charge (calculé comme étant la quantité d'électricité produite divisée par la puissance nominale de l'installation) est plus élevé dans les installations qui utilisent des combustibles stockables. C'est pourquoi, ce chiffre est nettement inférieur dans le cas de l'éolien (terrestre) et du solaire photovoltaïque.

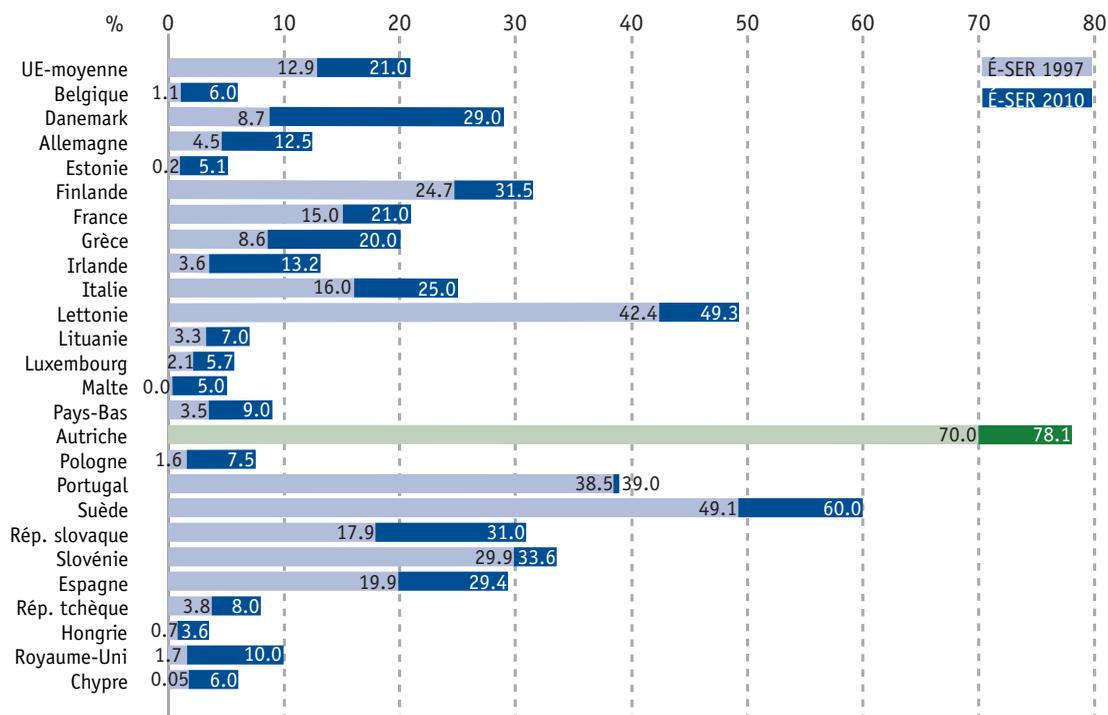
Programme de soutien axé sur les objectifs européens

Après les premières étapes de l'ouverture du grand marché de l'électricité européen, ouverture qui s'est faite sans privilégier les énergies renouvelables, l'Union européenne a décidé de soutenir davantage les énergies renouvelables.

Le Livre blanc intitulé « Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables » a été l'un des premiers documents préconisant un marché des énergies renouvelables, et la directive 2001/77/CE (directive relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité du 27 septembre 2001), une étape déterminante pour la promotion de l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

En adoptant la Directive relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, l'Union européenne a jeté les bases législatives des programmes européens de soutien à ces énergies et elle a fixé des objectifs indicatifs à atteindre par chaque État Membre en 2010 (voir figure 5). L'objectif de 78 % établi pour l'Autriche concerne une consommation d'électricité de 56,1 TWh. La consommation réelle d'électricité pour 2010 sera plus élevée. Or, comme l'Autriche n'a plus beaucoup de possibilités d'exploiter son potentiel hydraulique, les nouveaux investissements dans les sources d'énergie renouvelables ne pourront probablement pas répondre à la hausse prévue de la demande d'électricité (à savoir près de 1,6 % par an).

Figure 5 – Électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables (É-SER) en 1997 et en 2010

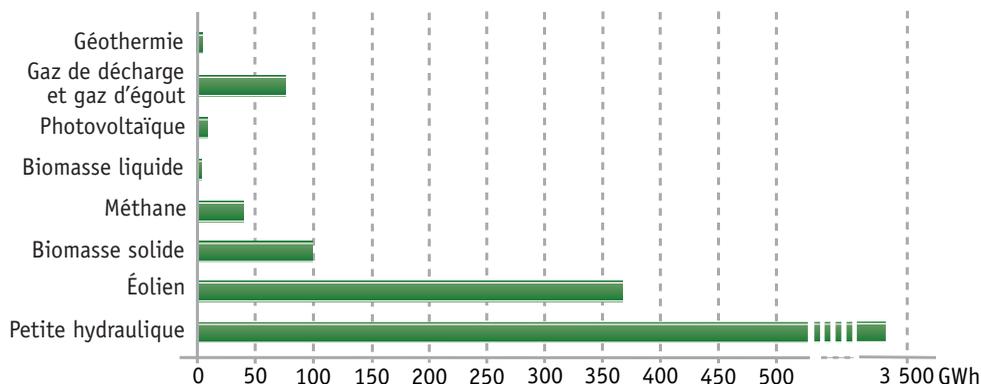


En 2003, l'évolution des énergies renouvelables était la suivante en Autriche :

- **Éolien** : Les progrès de la puissance éolienne installée dépassent les prévisions. À la fin de 2004, la puissance installée atteindra 600 MW, soit au moins 2.5 % du pourcentage prévu pour les énergies renouvelables « nouvelles » en 2008, soit 4 %. En outre, environ 200 MW de puissance éolienne ont été commandés et seront financés d'ici juin 2006.
- **Biomasse** : sachant qu'il faut plus longtemps pour construire une installation brûlant de la biomasse qu'une éolienne, la contribution de la biomasse qui est financée par des tarifs d'achat, est pour l'instant très modeste mais devrait sérieusement augmenter d'ici juin 2006. En 2004, les centrales à biomasse devraient produire 250 à 300 GWh et, d'ici 2007, la contribution des installations déjà commandées brûlant de la biomasse (environ 270 MW) devrait atteindre environ 1 500 GWh.
- **Biogaz** : En 2003 et 2004, plus de 250 centrales au biogaz ont été mises en service en Autriche, soit une capacité totale de plus de 50 MW. La plupart de ces centrales reçoivent un tarif d'achat de 14 à 16,5 cents/kWh, garantis pour 13 ans à dater de la mise en service de la centrale.
- **Hydraulique** : La loi autrichienne sur l'électricité verte ne prévoit d'encourager que l'électricité produite dans des petites centrales hydrauliques (moins de 10 MW). Il est prévu que la part de la petite hydraulique passe de 8 % de la demande totale en Autriche en 1997 à 9 % en 2010.

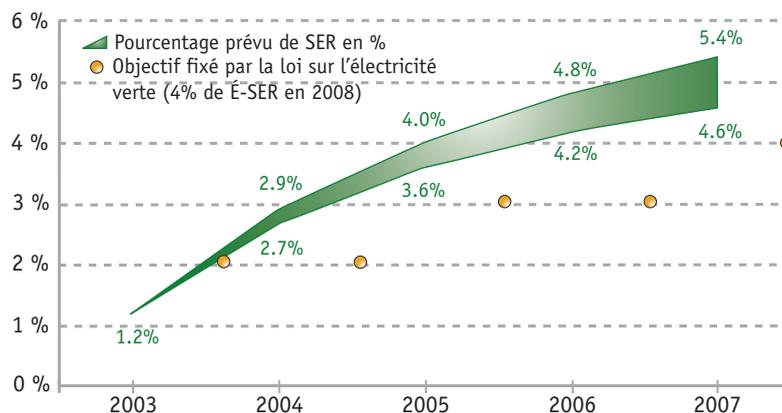
La figure 6 représente la quantité d'électricité produite par des énergies renouvelables qui bénéficient de mesures d'encouragement :

Figure 6 – Production des énergies renouvelables subventionnées en 2003, y compris petite hydraulique



La figure 7 représente l'évolution prévue de la production d'électricité par les éoliennes et les centrales à biomasse de 2003 à 2008. Il est probable que l'on dépasse les pourcentages présentés, si le programme actuel de promotion de ces énergies se poursuit, avec quelques modifications de détail. Ce pronostic ne concerne que les centrales produisant de l'électricité dite verte, qui ont reçu leur permis de construire jusqu'à fin 2004 et dont la mise en service se fera avant juin 2006. Les programmes de financement pour de nouveaux investissements de production d'électricité verte n'ont pas encore été décidés.

Figure 7 – Évolution de la production électrique à partir des énergies renouvelables en Autriche entre 2003 et 2007, à l'exclusion de l'hydro-électricité



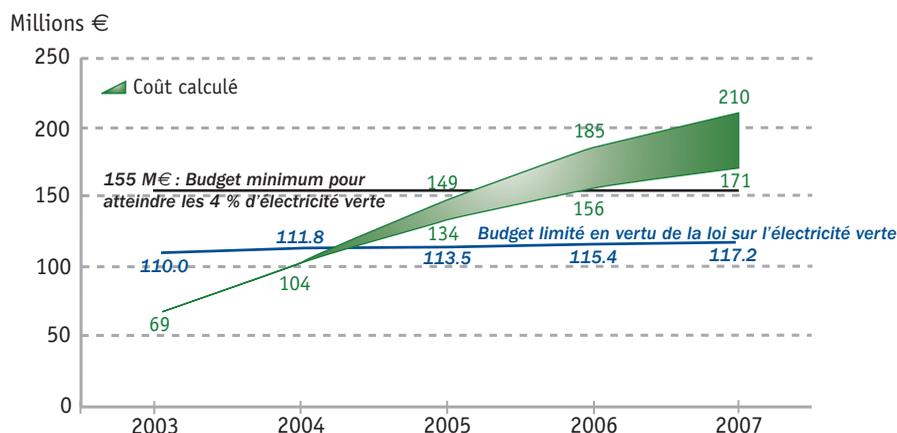
En Autriche, les trois gestionnaires de réseau de transport (GRT) doivent acheter l'électricité verte aux exploitants de centrales électriques à un prix fixé par la loi qui est supérieur au prix du marché. Ces GRT vendent alors l'électricité à tous les négociants qui sont tenus d'en prendre le même pourcentage au prix de 4,5 c€/kWh. La différence entre ce prix et le tarif d'achat est financée par une surtaxe sur les tarifs d'utilisation du réseau qu'acquittent tous les consommateurs finals.

Il existe une limite juridique permettant d'éviter que le coût total moyen de la promotion de l'électricité verte ne dépasse les valeurs suivantes (montant fixé jusqu'à 2004) :

- 0,22 c€/kWh pour les énergies nouvelles (éolienne, biomasse, photovoltaïque) ;
- 0,16 c€/kWh pour la petite hydraulique ;
- 0,15 c€/kWh pour la cogénération avec des combustibles fossiles.

Poursuivre ce système nécessite d'augmenter le budget consacré à ces énergies, comme nous l'avons représenté sur la figure 8 (par rapport à la limite de 0,22 c€/kWh qui devrait être relevée à partir de 2005).

Figure 8 – Budget prévisionnel des mesures en faveur de l'éolien, de la biomasse et du solaire photovoltaïque pour produire de l'électricité



Belgique

Aspects juridiques et réglementaires

Le gouvernement fédéral est compétent pour les « matières dont l'indivisibilité technique et économique requiert une mise en œuvre homogène sur le plan national », ce qui recouvre notamment les tarifs de transport et de distribution ainsi que la production et le transport de l'électricité aux tensions supérieures à 70 kV.

La loi du 29 avril 1999⁸ transpose en droit belge la directive 96/92 de l'Union européenne. Cette loi définit le cadre général de l'ouverture du marché belge de l'électricité.

En 2000 a été créée la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG). La CREG réglemente les marchés de l'électricité et du gaz et conseille les autorités fédérales sur tous les points relatifs à l'organisation et au fonctionnement des marchés libéralisés de l'électricité et du gaz.

Les trois régions belges (Bruxelles, Flandre, Wallonie) sont responsables de la distribution et du transport local de l'électricité sur des réseaux dont le niveau de tension ne dépasse pas 70 kV. Les énergies renouvelables et les programmes en faveur d'une exploitation rationnelle de l'énergie relèvent également des régions. Ces dernières ont d'ailleurs aussi transposé la directive européenne dans leur législation⁹.

8. Publiée le 11 mai 1999.

9. Dans le cas de la Flandre, le décret du 17 juillet 2000 ; en Wallonie, le décret du 12 avril 2001 et pour Bruxelles, le décret du 19 juillet 2001.

Trois autorités réglementaires régionales¹⁰, une par région, surveillent le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz dans leur zone de compétence respective. C'est à elles qu'il incombe de rédiger la législation technique régissant les réseaux de distribution (jusqu'à 70 kV) et de définir les conditions d'éligibilité des clients raccordés à ce réseau (pour la plupart des PME et les ménages).

En Flandre, tous les consommateurs d'électricité sont éligibles depuis le 1^{er} juillet 2003. Dans les régions de Wallonie et de Bruxelles, seuls les industriels sont déjà éligibles. La clientèle domestique et tertiaire, dont la consommation est moindre, accèdera progressivement à ce statut dans les années qui viennent.

Production d'électricité

La production d'électricité est libéralisée. Conformément au droit européen, il faut une autorisation pour construire de nouvelles tranches. La production d'électricité au moyen d'énergies renouvelables ou dans des centrales de cogénération est encouragée par des mesures tarifaires et par un accès prioritaire aux réseaux de transport et de distribution, tant au niveau fédéral qu'au niveau des régions.

On peut distinguer trois catégories de producteurs d'électricité :

- **Les entreprises d'électricité.** En 2003, ces entreprises assurent près de 98 % de la production nationale. Les plus importants producteurs sont Electrabel (capitaux privés) et SPE (entreprise publique). Les petits producteurs exploitent les énergies renouvelables et la cogénération. Au début de 2003, les entreprises d'électricité détenaient environ 14 900 MWe de puissance installée en Belgique, soit 96 % de la puissance installée totale.
- **Les autoproducteurs.** Ces entreprises (appartenant principalement aux secteurs de la chimie et de la métallurgie) produisent eux-mêmes l'électricité dont ils ont besoin. Ils représentent environ 1,5 % de la production totale.
- **Les producteurs autonomes.** Pour ces entreprises la production d'électricité est une activité complémentaire. C'est le cas par exemple, de l'incinération des déchets. La production est vendue à des tiers. Ces entreprises représentent seulement 0,6 % de la production totale.

Transport et distribution

Le réseau de transport est exploité par Elia, une entreprise indépendante créée en juin 2001. Pour respecter les impératifs d'indépendance fédéraux, les anciens actionnaires de cette société (Electrabel et SPE) ont dû s'entendre avec le gouvernement fédéral sur la structure ultérieure du capital. En 2003, Electrabel et SPE détenaient 70 % de la société et une entreprise coopérative, représentant les municipalités belges, les 30 % restants. Dans un futur proche, Electrabel et SPE devraient proposer en bourse au secteur privé 40 % de leurs actions pour réduire leur capital à 30 %.

Avant l'ouverture des marchés, plusieurs distributeurs opéraient en Belgique sur les marchés du transport et de la distribution. Ces entreprises (principalement intermunicipales) sont devenues les gestionnaires des réseaux de distribution dans leurs zones de desserte respectives. Pour se conformer à la législation régionale, ces entreprises ont dû confier à des sociétés séparées leurs activités de distribution.

10. En Flandre, il s'agit de la VREG (*Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt*) ; en Wallonie de la CWaPE (Commission wallonne pour l'énergie) et à Bruxelles de l'IBGE-BIM (Institut bruxellois pour la gestion de l'environnement – *Brussels Instituut voor Milieubeheer*).

Planification des investissements

Conformément à la loi fédérale sur l'électricité, les décisions d'investir dans des moyens de production se fondent sur des « programmes indicatifs » de la capacité de production électrique. Ces programmes, qui relèvent de la CREG, sont établis sur une période de 10 ans, le premier concerne la période 2002-2011.

Ce premier programme indicatif établit un plan d'investissement permettant de satisfaire la demande de manière rentable et fiable compte tenu des engagements internationaux de la Belgique en matière d'environnement. Ces préoccupations environnementales ont conduit à privilégier le gaz pour la construction des nouvelles tranches thermiques classiques.

Bulgarie

En Bulgarie, la responsabilité de la sûreté des installations nucléaires relève de l'État et c'est là un principe fondamental. De ce fait, il revient à la République de Bulgarie et à son gouvernement de mettre en place une législation garantissant la sûreté des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs.

La République de Bulgarie reconnaît que les normes et méthodes préconisées par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), qui sont présentées notamment dans ses Fondements de sûreté et ses Prescriptions de sûreté, constituent la référence internationale sur laquelle s'alignent les exigences de sûreté nationales.

Au cours des trois dernières années, le gouvernement a établi un nouveau régime juridique de l'énergie nucléaire et a adopté une législation nucléaire entièrement nouvelle, avec ses textes d'application, qui respecte les bonnes pratiques reconnues internationalement. De même, les principes du confinement et de la sûreté sont appliqués conformément aux normes et conventions internationales de l'AIEA. L'important travail réalisé à ce jour constitue une bonne base pour le développement futur du secteur nucléaire dans le parc énergétique bulgare.

Sachant que le développement ultérieur de l'énergie nucléaire relève aujourd'hui davantage de considérations politiques ou sociales que de facteurs techniques, la Bulgarie a choisi comme stratégie d'informer les citoyens des solutions énergétiques possibles de manière impartiale et de faire participer davantage la population à la décision. Les stratégies nationales intègrent les particularités techniques, politiques et économiques de la Bulgarie et de la région, de sorte que le gouvernement puisse définir la solution qui paraît la plus intéressante à l'issue d'un processus démocratique normal.

La possibilité de recourir à l'énergie nucléaire pour améliorer la sécurité d'approvisionnement et réduire les émissions de gaz à effet de serre incite de plus en plus de pays à revoir leur position concernant le rôle de l'énergie nucléaire aujourd'hui ou à l'avenir. Si la contribution de l'énergie nucléaire est souvent considérée comme allant de soi, ce sont toutes les énergies propres qu'il faudra utiliser si l'on veut pouvoir satisfaire les besoins futurs d'une manière qui soit durable et permette de régler la question du changement climatique.

En soi, l'électricité est un vecteur énergétique propre, mais on utilise largement pour la produire, du charbon, du fioul ou du gaz. À l'avenir, il faudra donc mettre l'accent sur des moyens de production plus propres, comme les énergies éolienne, solaire, hydraulique, nucléaire et la biomasse. Ce changement s'imposera si l'on veut satisfaire la demande future d'électricité sans produire trop d'émissions de gaz à effet de serre et en respectant les impératifs du développement durable. L'énergie nucléaire permet de produire de

l'électricité sans émettre pratiquement de dioxyde de soufre ou d'oxydes d'azote, les principaux agents responsables des pluies acides et de la pollution photochimique de l'atmosphère.

L'énergie nucléaire est – et restera – l'une des solutions possibles pour satisfaire nos besoins énergétiques et résoudre la question du changement climatique.

La production électronucléaire bulgare assure une bonne partie de la demande d'énergie électrique de l'économie et de la population du pays mais aussi de la région.

Au cours des 10 dernières années, la centrale nucléaire de Kozloduy a assuré 40 à 47 % de la production d'électricité annuelle moyenne de la République de Bulgarie.

En novembre 2003, le Groupe de travail sur la sûreté nucléaire du Groupe du Conseil chargé des questions atomiques (AQG/WPNS) de l'Union européenne a vérifié, dans le cadre du mécanisme d'évaluation par des pairs, l'application des recommandations contenues dans les rapports de 2001 concernant la sûreté nucléaire dans le contexte de l'élargissement ainsi que dans le rapport de l'examen effectué par des pairs de 2002.

Après cette évaluation technique des informations communiquées et compte tenu de la mission d'évaluation en Bulgarie, l'AQG/WPNS européen a conclu que, conformément à l'objectif de l'évaluation, le ministère chargé de l'Énergie (MEER), la centrale de Kozloduy et l'autorité de sûreté (NRA) avaient fourni suffisamment d'informations sur la mise en œuvre des recommandations contenues dans les rapports de 2001 concernant la sûreté nucléaire dans le contexte de l'élargissement et dans le rapport de l'examen effectué par des pairs de 2002 et que toutes les recommandations avaient été correctement prises en compte par les autorités responsables et mises en œuvre conformément aux plans présentés auparavant. L'AQG/WPNS a donc jugé inutile de poursuivre les activités de surveillance.

À la fin de 2002, le gouvernement bulgare a décidé d'entreprendre des études de faisabilité concernant la reprise de la construction de la seconde centrale nucléaire bulgare sur le site de Belene. Jusqu'à présent, un travail considérable a été entrepris pour justifier la reprise des activités. Un rapport d'étude d'impact sur l'environnement ainsi que le rapport sur l'étude de faisabilité ont notamment été produits. À l'issue d'un débat public qui a eu lieu en mars 2004, il ressort que la construction de cette seconde centrale nucléaire recueille une très forte adhésion politique et publique aux niveaux régional (plus de 97 %) et national (plus de 76 %).

En avril 2004, le gouvernement a approuvé en principe la poursuite des travaux de construction sur le site de Belene. Cette décision s'appuie sur le constat que l'énergie nucléaire représente le moyen principal et aussi le plus efficace de satisfaire la demande future d'électricité. Cette énergie garantit également une production d'électricité très fiable, au sens où elle permet de limiter les dépenses dans le secteur énergétique, de renforcer la sécurité d'approvisionnement et de respecter les accords internationaux en matière de protection de l'environnement.

D'après le planning arrêté, le projet démarrera en 2005, et l'on prévoit de mettre en service la tranche 1 de la centrale de Belene en 2010.

Canada

Dans toutes les régions du Canada, la situation sur les marchés de l'électricité a été fortement influencée par les évolutions suivantes intervenues depuis la dernière étude :

- la restructuration des marchés de l'électricité ;
- les préoccupations environnementales, c'est-à-dire le souci de produire de l'électricité sans émissions ;
- la grande panne d'électricité du 14 août 2003 qui a frappé l'Amérique du Nord (en particulier l'Ontario et le nord-est des États-Unis).

La restructuration du marché de l'électricité a été engagée. Toutes les provinces du Canada, ou presque, ont désormais libéralisé l'accès au marché de gros ou envisagent de le faire, et cela à des rythmes variables suivant les provinces. Les deux provinces les plus avancées sur la voie des restructurations des marchés de l'électricité sont l'Alberta et l'Ontario. En Alberta, tous les petits consommateurs ont le choix de leur fournisseur depuis le 1^{er} janvier 2001, ce qui est le cas depuis le 1^{er} mai 2002 en Ontario. De ce fait, près de 40 % du marché de détail de l'électricité est entièrement ouvert à la concurrence au Canada. Cette ouverture totale du marché de détail s'est traduite dans un premier temps par une hausse spectaculaire des prix dans ces deux provinces. Le gouvernement de l'Alberta a réagi en accordant une remise aux consommateurs alors que celui de l'Ontario a choisi de plafonner les prix.

Si les restructurations sont censées renforcer la concurrence, améliorer l'efficacité des marchés et offrir aux clients un plus large choix de fournisseurs, ces résultats se font attendre. Aujourd'hui, alors que le gouvernement a entrepris de mettre au point une nouvelle politique pour rétablir la situation, les effets des restructurations paraissent incertains.

Alors que le marché de l'électricité était en pleine restructuration, l'industrie comme les pouvoirs publics se sensibilisaient aux questions environnementales. Il a été ainsi proposé de recourir à des énergies renouvelables, telles que le vent, la petite hydraulique et des énergies fossiles plus écologiques comme le gaz naturel, pour alimenter de nouvelles centrales et remplacer les anciennes.

En Ontario, par exemple, les nouvelles centrales (principalement au gaz ou éoliennes) en attente d'une autorisation de connexion consécutive à une évaluation par la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ) représentaient près de 6 600 MW en 2003. Cependant, à cette époque également, la construction de centrales avait déjà atteint son niveau le plus bas. Le peu d'enthousiasme des investisseurs s'explique en partie par l'incertitude qui caractérise l'environnement réglementaire. En outre, les prix élevés du gaz naturel¹¹ et le plafonnement des prix de l'électricité font planer l'incertitude sur la rentabilité des projets.

Dans l'intervalle, l'Ontario a dû faire appel aux importations pour satisfaire la demande d'électricité. En de nombreuses occasions, les importations ont atteint la limite de transit de 4 000 MW sur le réseau de transport. Après la panne générale qui a touché l'Amérique du Nord le 14 août, le gouvernement de l'Ontario a reconnu qu'il fallait de toute urgence résoudre le problème et a institué le Groupe d'études sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité chargé d'établir des recommandations.

En janvier 2004, ce Groupe d'études a remis au ministre son rapport¹² final dont on retiendra les points suivants :

11. 7,36 CAD/Mpieds³ à Dawn, Ontario, le 20 février 2003.

12. « Tough Choices: Addressing Ontario's Power Need », ECSTF (Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité), janvier 2004.

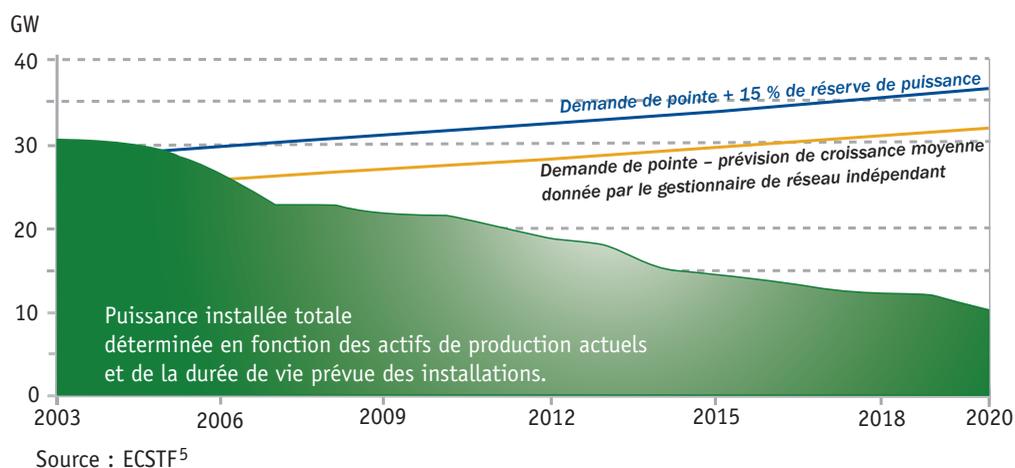
- D'importantes améliorations doivent être apportées à la politique et au fonctionnement du marché pour satisfaire les besoins de l'Ontario.
- On préconise de promouvoir une culture des économies d'énergie dans la province, cela afin de réduire la demande.
- Les auteurs du rapport conviennent que l'écart entre l'offre et la demande restera très important, quand bien même on inciterait fortement les consommateurs à économiser et les producteurs à utiliser des énergies renouvelables.
- Pour réduire cet écart, ils préconisent un parc énergétique diversifié faisant appel probablement aux nouvelles énergies renouvelables, au gaz naturel, à l'hydraulique, à l'énergie nucléaire et aux technologies du charbon propre, si ces dernières sont compatibles avec les niveaux d'émission visés.
- Il faudra mettre l'accent sur le réseau de transport, infrastructure publique vitale reliant les producteurs aux consommateurs d'électricité.

En avril 2004, le gouvernement de l'Ontario a annoncé un plan d'économie destiné à réduire la consommation de 5 % d'ici 2007¹³. Parallèlement, il a lancé une demande de qualification pour la construction de groupes d'une puissance de 300 MW fonctionnant avec des énergies renouvelables, faisant ainsi un premier pas vers la diversification du parc énergétique et l'augmentation des capacités de production d'électricité de l'Ontario en faisant appel à des sources intermittentes comme le vent.

Offre et demande d'électricité en Ontario

À l'heure actuelle, l'Ontario possède une puissance installée totale légèrement supérieure à 30 000 MW. Elle est constituée pour un peu plus d'un tiers de centrales nucléaires, suivies par des centrales hydrauliques, au charbon, au fioul et au gaz ou des moyens de production divers brûlant du bois ou des déchets¹⁴. Avec la fermeture de centrales ou leur mise hors service, le déficit de production devrait dépasser 20 000 MW d'ici 2020. Pour le combler, le Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité (ECSTF) propose un parc énergétique diversifié.

Figure 1 – Production actuelle en fonction de la demande de pointe



13. « McGuinty Government Building Culture of Conservation », communiqué de presse, 19 avril 2004.

14. « 18-Month Outlook: An Assessment of the Reliability of the Ontario Electricity System from January 2004 to June 2005 », SIGMÉ, décembre 2003.

Moyens de production en base en Ontario

Dans les nouvelles centrales du parc proposé par le CSTF, seules les centrales nucléaires, les centrales au gaz naturel ou brûlant au charbon propre peuvent produire de l'électricité en base pour satisfaire la demande au cours de la période prévue. Les coûts de production de chacun de ces moyens de production sont présentés dans cette étude.

Centrale nucléaire – ACR 700

L'ACR-700 mis au point par Énergie Atomique du Canada limitée est un réacteur de conception évolutive qui fait appel à des technologies nucléaires ayant fait leurs preuves et qui ont été exploitées dans le monde entier au cours des cinquante dernières années. L'ACR-700 utilise des technologies améliorées et des techniques de construction nouvelles lui permettant d'obtenir des caractéristiques économiques intéressantes tout en respectant des normes de sûreté et de fonctionnement très élevées.

Gaz naturel – cycle combiné au gaz

La centrale de 580 MW à cycle combiné au gaz appartient à la catégorie de centrales au gaz les plus importantes qui soient actuellement construites au Canada. Elle comporte deux turbines à gaz moderne et une turbine à vapeur ce qui permet d'obtenir un rendement élevé et des faibles niveaux d'émission.

Charbon propre – combustion supercritique du charbon pulvérisé

Cette centrale utilise une chaudière supercritique et une turbine à haut rendement. Elle est équipée d'un système de désulfuration des fumées par voie sèche qui permet d'éliminer le dioxyde de soufre, mais aussi de brûleurs bas NO_x ainsi que d'un système de dépoussiérage à haute efficacité constitué de filtres à manches qui limitent les émissions de particules et de mercure associées.

Corée, République de

Offre et demande à long terme d'électricité

Description

Avant de procéder à la restructuration de l'industrie électrique, le gouvernement coréen a établi un plan de développement à long terme du secteur électrique que la *Korea Electric Power Corporation* (KEPCO), une compagnie d'électricité verticalement intégrée, a appliqué pour assurer une fourniture stable d'électricité au pays.

Le gouvernement coréen a décidé de restructurer progressivement l'industrie électrique de façon à en améliorer l'efficacité et à faire valoir les droits des consommateurs. À l'issue de cette restructuration, le secteur doit fonctionner selon les mécanismes concurrentiels du marché. Par conséquent, le plan de développement à long terme s'est transformé, ce qui était inévitable, en un ensemble de consignes non contraignantes, ou en une référence.

En consultation avec la bourse de l'électricité coréenne (KPX), le gouvernement coréen établit tous les deux ans un planning de l'offre et de la demande d'électricité, de la même manière qu'il a élaboré le plan de développement à long terme. Toutefois, ce planning ne doit pas être considéré comme définissant des objectifs contraignants mais comme un moyen d'informer les opérateurs sur le marché et de leur proposer des solutions fondées sur les mécanismes de marché. Le gouvernement de Corée a révisé le cinquième plan de

développement à long terme et publié le cinquième planning de l'offre et de la demande d'électricité à long terme le 17 août 2002.

Prévisions de la demande d'électricité

D'après le premier planning à long terme, la consommation d'électricité devrait augmenter en moyenne de 3,3 % par an entre 2001 et 2015. Pour la demande de pointe, le taux de croissance annuel moyen devrait atteindre de 3 à 4 % sur cette même période. Par conséquent, ce seront 311 056 GWh qui seront vendus au total en 2005 contre 391 950 GWh en 2015. Ces mêmes années, la demande de pointe annuelle devrait atteindre 51 859 MW et 67 745 MW respectivement.

Résultats du sondage sur la construction et la mise et hors service d'installations

KPX a réalisé un sondage afin de recueillir des informations sur les mises en service et hors service envisagées par les producteurs et investisseurs potentiels à moyen et à long terme. Les producteurs et les investisseurs prévoient de construire 97 tranches représentant 41 150 MW au total, avant 2015.

Cette enquête a montré que la puissance installée des centrales au charbon augmenterait de 3 400 MW et celle des centrales au GNL de 4 300 MW, tandis que les centrales au fioul et les centrales hydrauliques perdraient respectivement 4 000 MW et 230 MW par rapport aux augmentations de la puissance installée prévues dans le cinquième plan de développement à long terme. Les producteurs prévoient de mettre hors service des tranches d'une puissance totale de 6 510 MW entre 2002 et 2015. (Compte tenu de la prolongation de la durée de vie des installations, ces mises hors service représentent 2 910 MW de moins que les chiffres donnés dans le cinquième plan de développement.)

Programme de restructuration de l'industrie électrique coréenne

Description

En 1994, le gouvernement coréen a lancé une évaluation de l'organisation de l'entreprise KEPCO qui devait durer deux ans pour déterminer les possibilités de gains d'efficacité dans le secteur de l'électricité. À l'issue de cette étude, il a été proposé de restructurer et de privatiser progressivement l'entreprise.

Par conséquent, en 1997, il a été créé au sein du gouvernement un comité de restructuration de l'industrie électrique qui a préparé une proposition de plan de restructuration de l'industrie électrique. Le 21 janvier 1999, s'inspirant de ce plan, le ministre du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie (MOCIE) a publiquement annoncé la mise en œuvre des Grandes lignes de la restructuration de l'industrie électrique. D'après ces Grandes lignes, la restructuration consistera à :

- Mettre en place une structure de marché concurrentiel avec concurrence totale à la production et, dans un premier temps, une concurrence limitée sur le marché de détail, la concurrence totale étant prévue aux alentours de 2009.
- Une séparation de l'entreprise verticalement a intégré KEPCO en cinq à sept entreprises de production (GenCos), plus une entreprise de transport et plusieurs entreprises de distribution.
- Le maintien des actifs de production nucléaire dans le giron de l'État, le temps que l'on décide ou non de les proposer à la vente.

Le plan de restructuration annoncé par le gouvernement prévoyait une transition graduelle vers la concurrence sur le marché de gros et l'introduction de la concurrence sur le marché de détail après 2009.

Dans la période initiale, les actifs de production de KEPCO devaient être ventilés entre plusieurs entreprises par cessions et/ou privatisation.

État d'avancement de la restructuration

Le marché actuel de l'électricité, qui a commencé à fonctionner le 2 avril 2001, constitue ce que l'on appelle la première étape de restructuration et le marché concurrentiel de la production. À l'issue de cette phase, il existe sur le marché plusieurs entreprises de production (GenCos), une entreprise de transport et de distribution (KEPCO) et plusieurs producteurs indépendants. Les secteurs du transport et de la distribution restent entre les mains de KEPCO.

La loi sur l'électricité a créé une Commission coréenne de l'électricité constituée de neuf membres et d'un Président et qui représente l'autorité de régulation du secteur. Cette commission agit par voie d'avis et d'arbitrages. Le ministre du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie en nomme les membres et prend les décisions importantes sur toutes les questions dont la commission a délibéré.

Les centrales thermiques classiques et les centrales hydrauliques que possédait KEPCO sont réparties dans un premier temps entre cinq filiales de KEPCO, qui seront ensuite privatisées. Ces cinq entreprises et leurs actifs sont de taille et de composition analogues, c'est-à-dire que chacune des entreprises possède une centrale importante au charbon fonctionnant en base et plusieurs centrales plus petites. Les centrales nucléaires resteront toutes entre les mains d'une filiale de KEPCO. De même, KEPCO conservera la responsabilité du transport et de la distribution d'électricité.

La bourse de l'électricité coréenne

La bourse de l'électricité coréenne KPX (*Korea Power Exchange*), exigée par la loi, est une personne morale indépendante. KPX s'est chargée d'achever le travail entrepris par KEPCO pour concevoir et mettre en place un pool de l'électricité.

D'après la loi, KPX doit gérer un système intégré de dispatching/marché spot, où les ordres de démarrage des groupes sont fondés sur les quantités de l'électricité établies par les mécanismes du marché. Ce processus intégré devrait garantir un fonctionnement fiable et efficace du marché permettant d'éviter bien des problèmes graves rencontrés en Californie.

En consultation, KEPCO et KPX ont établi un ensemble de règles de fonctionnement du premier système d'échange d'électricité (pool) avec tarification fondée sur les coûts. Dans ce système, KPX établit un planing de fonctionnement ainsi que les prix du marché et quantités échangées en fonction des offres des producteurs fondées sur des coûts réglementés. Le pool détermine donc un seul prix marginal pour chaque heure de la journée valable sur l'ensemble du réseau coréen et qui correspond au coût évité de la production du groupe le plus cher dont on aurait besoin pour satisfaire la demande dans un dispatching théorique en l'absence de contraintes ou, en d'autres termes, un dispatching hypothétique révélateur des groupes qui seraient appelés en l'absence de contraintes sur le réseau de transport.

Estimation des coûts et techniques de production

Énergie nucléaire

En 1984, la Corée a élaboré un programme global d'autonomie nucléaire. C'est ainsi qu'elle a mis au point une filière standardisée de centrales nucléaires (KSNP, un REP de 1000 MW) en s'appuyant sur l'expérience acquise lors de la construction et de l'exploitation des centrales nucléaires.

Par ailleurs, la Corée a lancé le programme de développement d'un réacteur de puissance avancé (APR), qui fera suite à la première génération de KSNP. Ce programme vise essentiellement à améliorer la sûreté et les performances économiques des réacteurs. Ces réacteurs, KSNP et APR, constitueront les piliers de la technologie nucléaire coréenne proposée à l'exportation.

Les estimations des coûts de production de l'électricité présentées dans cette étude sont établies pour deux tranches KSNP sur un même site. Par rapport à la méthode préconisée par l'OCDE/AEN, la principale différence tient au fait que les coûts d'exploitation et de maintenance recouvrent le démantèlement, ainsi que le retraitement du combustible usé et des déchets radioactifs. Les coûts de démantèlement ont été estimés à 61,9 milliards de KRW au 1^{er} janvier 1992 pour un réacteur de 1 000 MW.

Charbon

Compte tenu de la stabilité de l'approvisionnement en charbon et de la viabilité économique de cette filière, les centrales au charbon étaient jusqu'à présent la principale source d'électricité. La Corée a récemment construit un modèle standardisé de centrale de 500 MW dont le rendement thermique atteint 41 %. Il s'agit d'une centrale à cycle vapeur supercritique équipée de systèmes de dénitrification et de désulfuration. Les estimations de coûts présentées dans cette étude ont été effectuées dans l'hypothèse où deux tranches standard de 500 MW seraient construites sur un même site. L'enquête réalisée auprès des producteurs pour les sonder sur leur intention d'investir dans la construction de centrales a révélé que la tranche standard de 500 MW serait supplantée par de plus grandes centrales au charbon. C'est pourquoi nous avons estimé également dans cette étude les coûts de tranches au charbon de 800 MW en nous appuyant, pour ce faire, sur les statistiques concernant des centrales récemment achevées.

Gaz naturel

Les cycles combinés au gaz naturel liquéfié sont devenus l'un des principaux moyens de production d'électricité en raison de leurs avantages écologiques et de la construction rapide des installations. À l'origine, cette technologie a été introduite pour remplacer les centrales au fioul qui étaient prédominantes en Corée jusqu'au début des années 80. Compte tenu de la croissance rapide de la demande de pointe et des préoccupations environnementales, la part du GNL dans le parc énergétique devrait continuer d'augmenter en Corée. Pour les calculs de coûts, on a pris pour hypothèses deux tranches de 450 MW construites sur un même site. Chaque tranche est supposée comporter deux turbines à gaz (2 x 150 MW) et une turbine à vapeur (1 x 150 MW).

Danemark

Données essentielles

Le Danemark totalise environ 5,4 millions d'habitants et une consommation d'électricité avoisinant 33 TWh. La production d'électricité est globalement du même ordre, voire légèrement supérieure à la consommation nationale. Une forte proportion des édifices danois est chauffée par des systèmes de chauffage urbain et la quasi-totalité des centrales à flamme sont capables de produire à la fois de la chaleur et de l'électricité. Par conséquent, une forte proportion de l'électricité produite dans le pays l'est en même temps que la chaleur destinée aux réseaux de chauffage urbain ou à des usages industriels. Ces dernières années, l'électricité ainsi produite atteignait près de 18 TWh/an (soit approximativement 55 % de la consommation d'électricité nationale).

La production d'électricité repose essentiellement sur le charbon et le gaz naturel. Toutefois la part des énergies renouvelables dans cette production a progressé. En 2003, l'électricité produite par les éoliennes et d'autres énergies renouvelables (y compris les biodéchets) représentait 24 % de la consommation nationale. L'énergie éolienne à elle seule en assurait 16 %.

Au Danemark, la majeure partie de la production d'électricité est vendue aux conditions du marché. Pourtant, il reste une proportion importante d'électricité vendue à des prix fixes, qui devrait néanmoins décroître assez vite dans les années qui viennent en raison de la nouvelle législation en vigueur.

Installations sélectionnées pour les calculs de coût

Les données ont été recueillies pour les 9 types de centrales qui suivent :

- DNK-C : centrale à charbon à turbine à vapeur de 400 MW ;
- DNK-W1 : parc en mer de 80 éoliennes de 2 MW ;
- DNK-W2 : parc en mer de 72 éoliennes de 2,2 MW ;
- DNK-W3 : une éolienne terrestre de 1,5 MW ;
- DNK-S : 500 unités photovoltaïques d'une puissance moyenne de 1 kW ;
- DNK-CHP1 : centrale de cogénération avec un moteur à gaz industriel produisant 11 MWe et 12 MW_{chaleur} ;
- DNK-CHP2 : grande cogénération pour le chauffage urbain, centrale capable de fonctionner au gaz, au fioul, à la paille ou aux granulés de charbon, 485 MWe et 575 MW_{chaleur} ;
- DNK-CHP3 : centrale de cogénération à cycle combiné pour le chauffage urbain, produisant 58 MWe et 58 MW_{chaleur} ;
- DNK-CHP4 : modification d'une centrale de cogénération au charbon existante de façon à l'adapter à la co-combustion de paille, puissance totale de l'installation 350 MWe et 455 MW_{chaleur}.

Étant donné l'importance du chauffage urbain au Danemark, toutes les nouvelles centrales thermiques à flamme sont des centrales de cogénération. Les données mentionnées pour la centrale électrique simple à charbon (DNK-C) ont été tirées d'études théoriques.

Les deux parcs d'éoliennes en mer correspondent à des installations commandées qui ont été mises en service en 2003. Étant donné les progrès très rapides de la technologie des éoliennes, une ferme éolienne offshore doit être mise en service en 2010 qui produira de l'électricité moins chère que les deux exemples de centrales présentés. On trouvera ci-dessous les données et coûts de production de l'électricité d'une éolienne terrestre et d'un parc d'éoliennes en mer dont la mise en service est prévue pour 2010.

La centrale au charbon qui subit actuellement des transformations pour l'adapter à la combustion de paille peut difficilement se comparer à d'autres centrales de cette étude. C'est pourquoi, les coûts de production de l'électricité dans cette installation n'ont pas été présentés avec ceux des autres centrales mais dans cette partie consacrée à l'exposé des pays (voir également ci-dessous).

Hypothèses concernant le pouvoir calorifique des combustibles et la valorisation de la chaleur produite

Pour ces 9 exemples de centrale, il convient de donner quelques informations générales sur les combustibles utilisés.

Pouvoirs calorifiques

Pour les combustibles en question, nous avons utilisé les valeurs suivantes du pouvoir calorifique :

- gaz naturel : 39,6 MJ/m³
- fioul lourd : 40,7 GJ/t
- houille : 25,2 GJ/t
- granulés de bois : 17,5 GJ/t
- paille : 14,5 GJ/t

Toutes ces valeurs concernent le pouvoir calorifique inférieur.

Informations complémentaires concernant la cogénération

Pour la valorisation de la chaleur produite dans les centrales de cogénération, nous avons utilisé la méthode suivante.

On part de l'hypothèse qu'il est possible de simplifier le calcul des coûts évités de la production de chaleur de la manière suivante :

- La chaudière de remplacement pour la production de chaleur se trouve sur le même site que la centrale de cogénération, ce qui signifie que l'on n'a pas besoin d'investir dans le réseau de transport de la chaleur.
- Le combustible utilisé par cette chaudière est identique à celui de la centrale de cogénération.

La valeur de la chaleur produite a été calculée par cette méthode pour les quatre combustibles utilisés dans les centrales de cogénération présentées dans le questionnaire de 2004, à savoir le gaz naturel, le fioul lourd, la paille et les granulés de bois. Le tableau 1 contient les résultats.

De la même manière, les coûts des émissions de CO₂ évitées grâce à la production de chaleur dans la centrale de cogénération ont été calculés et les résultats reportés sur le tableau 1.

Tableau 1 – Valeur de la chaleur produite en DKK/GJ, prix enregistré en 2003

Combustible et situation géographique	Valeur de la chaleur produite (DKK/GJ)	Émissions de CO ₂ de la production de chaleur dans la chaudière de remplacement (kg/GJ de chaleur produite)
Gaz naturel, production centralisée par cogénération	28	57
Gaz naturel, production décentralisée par cogénération	36	57
Fioul lourd, production centralisée par cogénération	28	82
Granulés de bois, production centralisée par cogénération	60	0
Paille, production centralisée par cogénération	60	0

Données complémentaires sur les installations éoliennes

Le questionnaire rempli par le Danemark contient des informations sur deux parcs éoliens offshore et une éolienne terrestre. On notera que les coûts de transport propres à l'installation sont inclus dans le cas d'un des parcs en mer, tandis que pour l'autre ainsi que pour l'éolienne terrestre, il n'a pas été possible de définir les coûts de transport qui reviennent à l'installation.

Il convient également de noter que la mise en service de ces centrales est prévue pour 2010, mais que nous avons exploité des données concernant des installations existantes pour faire les calculs. En d'autres termes, les résultats fournis correspondent à l'état actuel de la technologie et aux coûts rencontrés aujourd'hui.

À l'avenir, on prévoit tant une augmentation de la production d'énergie qu'une baisse des coûts spécifiques des installations éoliennes. Nous avons présenté sur le tableau 2 une prévision¹⁵ concernant des centrales éoliennes terrestres et en mer pour les périodes 2010-2015 et 2020-2030. Les données de 2004 ont été ajoutées pour les besoins de la comparaison. On s'aperçoit qu'entre 2004 et 2010/15, les coûts de production diminueront de 20 à 30 % et qu'entre 2004 et 2020/30 la baisse sera d'environ 40 %, qu'il s'agisse d'éoliennes terrestres ou en mer.

15. D'après le rapport intitulé « Données techniques sur les centrales de cogénération », avril 2004.

Tableau 2 – Prédiction des coûts et des performances des centrales éoliennes

Éoliennes terrestres	2004	2010-15	2020-30
Site	nouveau	nouveau	nouveau
Production électrique nette – Mwe	1,5	3	5
Durée de vie technique, années	20	20	20
Disponibilité	98%	98%	98%
Facteur de charge moyen	27%	29%	30%
Données de coût	analyse théorique	analyse théorique	analyse théorique
Date de l'étude des coûts	2003	2003	2003
Coûts en capital, millions de DKK	9,5	15,7	21,0
Coûts d'E&M, DKK/kWe	170	150	140
Coûts calculés de la production d'électricité, USD/MWhe			
Taux d'actualisation 5 %	44,1	34,5	27,9
Taux d'actualisation 10 %	59,4	46,3	37,1
Éoliennes en mer	2004	2010-15	2020-30
Site	nouveau	nouveau	nouveau
Production électrique nette (une éolienne) – MWe	2,5	10	20
Durée de vie technique, années	20	20	20 ^a
Disponibilité	95%	95% ^b	95% ^b
Facteur de charge moyen	45%	48%	48% ^a
Données de coût	analyse théorique	analyse théorique	analyse théorique
Date de l'étude des coûts	2003	2003	2003
Coûts en capital, millions de DKK	30,6	84,2	153,0
Coûts d'E&M, DKK/kWe	390	320	260
Coûts calculés de la production d'électricité, USD/MWhe			
Taux d'actualisation 5 %	53,6	36,4	32,0
Taux d'actualisation 10 %	71,3	47,9	42,4

a. En prenant les données pour 2010-15.

b. En prenant les données pour 2004.

Centrales de cogénération au charbon avec co-combustion de paille

La paille peut être utilisée pour produire de l'électricité à des coûts raisonnables moyennant des aménagements des centrales au charbon actuelles. Dans l'exemple adopté, on modifie une centrale de cogénération de 350 MWe de telle manière qu'elle puisse brûler 7 % de paille. Les coûts de la production d'électricité avec de la paille sont de 47,5 USD/MWhe pour un taux d'actualisation de 5 % et de 63,8 USD/MWhe, pour un taux d'actualisation de 10 %. Ces coûts recouvrent tant les investissements dans la centrale au charbon d'origine que l'équipement nécessaire pour la combustion de la paille. On trouvera sur le tableau 3 la ventilation de ces coûts.

Tableau 3 – Coûts de la production d'électricité par incinération de paille dans une centrale de cogénération au charbon

Éléments de coût (en USD/MWhe)	Taux d'actualisation :	
	de 5 %	de 10 %
Investissement dans la centrale au charbon	10,9	20,6
Investissement supplémentaire pour la co-combustion de la paille	14,2	20,8
Coûts d'E&M, chaudière à charbon	5,6	5,6
Coûts d'E&M supplémentaires pour la combustion de la paille	13,5	13,5
Coûts du combustible (paille)	60,5	60,5
Déduction de la valeur de la chaleur produite	-57,2	-57,2
Coûts totaux	47,5	63,8

États-Unis

Le coût de la production électrique par une technologie donnée dépend des hypothèses adoptées concernant les coûts en capital et les coûts d'exploitation. Les coûts que l'on trouvera ci-dessous pour les États-Unis sont ceux qu'utilise l'*Energy Information Administration* (EIA) – un bureau indépendant de statistiques et d'analyses du ministère de l'Énergie des États-Unis – pour ses analyses et prévisions. Sachant que la plupart des analyses et prévisions de l'EIA portent sur des sujets généraux, les estimations de coûts émanant de cet organisme concernent normalement des technologies générales. Par conséquent, les estimations présentées ne peuvent pas s'appliquer à une filière particulière d'une technologie donnée. De plus, ces estimations correspondent au coût de la construction et de l'exploitation d'une centrale sur un type de site courant. Par conséquent, en fonction des particularités du site, il est fort probable que les coûts réels soient supérieurs ou inférieurs aux estimations.

Globalement, les données présentées révèlent une amélioration progressive des coûts et des performances par rapport aux niveaux de 2003. Les estimations que l'on trouvera sur le tableau ci-dessous ont été établies par des responsables de programmes au sein du ministère de l'Énergie et/ou par des fabricants d'une technologie. Souvent, elles font apparaître des réductions de coûts nettement plus importantes que celles utilisées par l'EIA. Ces baisses significatives s'expliqueraient par l'accélération (et le succès) des programmes de R-D et/ou par des innovations technologiques majeures.

Les coûts actualisés fournis en réponse au questionnaire incluent également la totalité des taxes et crédits d'impôt, tandis que les coûts calculés par l'OCDE excluent expressément l'impôt sur le bénéfice des sociétés et les avantages fiscaux dont bénéficient certaines technologies. Pour cette raison entre autres, les coûts actualisés donnés par l'EIA seront différents de ceux de l'OCDE. En outre, quand bien même les estimations de coûts seraient identiques, les coûts actualisés indiqués par les différents pays pourraient varier de manière substantielle à cause de la fiscalité.

L'EIA part également de l'hypothèse que toutes les centrales américaines seront construites dans un environnement concurrentiel. Des études ont démontré que, dans ces conditions, les décideurs ont tendance à utiliser des taux d'actualisation assez élevés et des horizons proches par rapport à ceux qui appartiennent à des industries réglementées. Les investissements dans les centrales souffrent de la concurrence avec d'autres options qui s'offrent aux actionnaires potentiels pour ce qui est des risques et de la rentabilité. En outre, les entreprises qui décident d'investir sur des marchés concurrentiels préfèrent récupérer la totalité de leurs coûts, y compris la rentabilité de leur investissement sur des périodes relativement courtes. Par conséquent, les coûts actualisés fournis par les États-Unis en réponse au questionnaire ont été calculés sur 20 ans alors que l'OCDE applique une durée de 40 ans. Toutes choses étant égales par ailleurs, des horizons plus longs et des taux d'actualisation inférieurs ont tendance à favoriser des technologies plus gourmandes en capital.

L'Internal Revenue Service (IRS) autorise les entreprises à appliquer un amortissement accéléré aux centrales nucléaires et aux centrales thermiques classiques fonctionnant en base, c'est-à-dire sur 15 et 20 ans respectivement. Dans le cas des énergies renouvelables, le taux d'amortissement appliqué est en général de 5 ans. De plus, avant le 31 décembre 2003, les technologies éolienne, solaire et géothermique bénéficiaient d'un crédit d'impôt et à la mi-février 2004, la loi autorisant ce crédit d'impôt n'a pas été reconduite.

Technologie	Coût en capital d'une centrale de série (2003 USD/kW)	Puissance thermique d'une centrale de série (Btu/kWh)	Facteur de charge
Nucléaire avancé	1 167	na	na
Géothermie	1 475	na	0.85
Gaz de décharge	1 426	na	0.9
Photovoltaïque	1 173	na	0.24
Solaire thermique	na	na	0.28
Biomasse	1 308	na	0.8
Éolien	887	na	0.48
Charbon pulvérisé	1 127	8 600	na
GICC	980	5 687	na
Cycle combiné au gaz naturel	538	4 960	na
TAC	380	6 669	na

Abréviation : **na** : non disponible, car l'estimation est identique à celle indiquée dans cette étude. Les données de coûts incluent tous les frais divers mais excluent les intérêts intercalaires.

Sources :

- Nucléaire : les données concordent avec les estimations des constructeurs.
- Énergies renouvelables : les estimations correspondent aux données du Bureau des programmes énergétiques du ministère de l'Énergie telles qu'elles figurent dans la base de données sur les technologies énergétiques de 2003 du Laboratoire national sur les énergies renouvelables.
- Combustibles fossiles : les estimations sont tirées du Programme Vision 2100 du Bureau des énergies fossiles du ministère de l'Énergie des États-Unis.

Finlande

Le secteur électrique

La Finlande a consommé au total 85,2 TWh en 2003. La part de l'industrie, 45 TWh (53 %) explique le poids de l'industrie dans les politiques énergétiques. Les ménages représentaient 21 % de la consommation et le secteur tertiaire (y compris le secteur public) 18 %. Parmi les autres postes de consommation, on inclut l'électricité nécessaire à la voirie, à l'agriculture et au bâtiment.

Les centrales de cogénération ont assuré 33 % des besoins totaux en électricité en 2003 et l'énergie nucléaire 26 %. La production peut être ventilée comme suit :

- hydraulique : 11,1 %,
- éolien : 0,1 %,
- nucléaire : 25,6 %,
- cogénération, chauffage urbain : 17,9 %,
- cogénération, industrie : 14,9 %,
- cycles à condensation : 24,6 %,
- importations nettes : 5,7 %.

Le charbon est le principal combustible utilisé dans les cycles à condensation. Dans le cas du chauffage urbain par cogénération, les combustibles employés sont le charbon, le gaz naturel, la tourbe et le bois. La dernière centrale fonctionnant avec un cycle à condensation a été construite au début des années 90 à Meri-Pori (560 MWe) sur la côte ouest de la Finlande. À l'heure actuelle, le pays ne possède pas encore de centrale au gaz naturel produisant uniquement de l'électricité, mais il existe quelques centrales de cogénération à cycle combiné au gaz.

Les dernières installations construites étaient des centrales de cogénération destinées au chauffage urbain et industriel. Elles utilisent essentiellement la biomasse et le gaz naturel. Par ailleurs, la modernisation des centrales nucléaires existantes a permis d'augmenter la puissance installée à Olkiluoto et Loviisa.

En 2003, le secteur énergétique a rejeté 70,5 millions de tonnes de dioxyde de carbone, soit un montant supérieur de 16,6 millions de tonnes aux rejets de 1990.

Fiscalité de la production d'électricité

La réforme de la fiscalité énergétique qui est intervenue en 1996 a mis fin aux taxes sur les combustibles utilisés pour la production d'électricité et les a remplacées par une taxe sur la consommation d'électricité. De ce fait, le taux de la taxe est le même quelle que soit la source d'énergie employée pour produire de l'électricité, énergie éolienne, hydraulique, bois, charbon, gaz naturel, tourbe ou nucléaire. Ce taux varie cependant en fonction des catégories de consommateurs. L'industrie paye une taxe inférieure à celle des autres consommateurs.

Le charbon, la tourbe et le gaz naturel, lorsqu'ils sont employés pour produire de la chaleur, sont imposés en fonction de leurs émissions de CO₂. Le taux actuel de la taxe sur le CO₂ (droit supplémentaire) s'élève à 18,05 €/t de CO₂. Cependant, la taxe sur le gaz naturel est réduite de 50 % et la méthode appliquée pour calculer la taxe applicable à la tourbe produit une taxe inférieure à ce que l'on obtiendrait si l'on utilisait la teneur en carbone.

Dans le cas de l'électricité produite dans une centrale de cogénération, la taxe appliquée au combustible utilisé pour produire la chaleur est calculée en fonction du barème en partant de l'hypothèse que la quantité de combustible affectée à la production de chaleur est égale à 0,9 fois la quantité de chaleur produite (« chaleur utile »).

La nouvelle tranche nucléaire et la stratégie adoptée pour parer au changement climatique

En janvier 2002, le gouvernement finlandais a pris la décision de principe de construire une cinquième tranche nucléaire, décision que le parlement a ratifiée le 24 mai 2002. L'exploitant nucléaire finlandais, Teollisuuden Voima Oy (TVO), une société à capitaux industriels, avait déposé une demande deux ans auparavant pour obtenir l'autorisation de construire une tranche réacteur à eau de 1 000 à 1 600 MWe.

La nouvelle tranche nucléaire, qui portera le nom d'Olkiluoto 3, sera située sur le site nucléaire que possède déjà TVO à Olkiluoto. En janvier 2004, TVO a déposé une demande d'autorisation de construction pour cette tranche, qui comportera un réacteur à eau sous pression du type EPR (*European pressurised water reactor*) produisant environ 1 600 MW. TVO devrait recevoir l'autorisation de construction au début de 2005, et la nouvelle tranche devrait être mise en service en 2009. Au début de 2004 TVO a entrepris les travaux préparatoires sur l'île d'Olkiluoto.

Même si TVO a agi dans son propre intérêt en déposant sa demande d'autorisation de construire la nouvelle tranche, le gouvernement devait, conformément à la loi sur l'énergie nucléaire, vérifier que le recours à l'énergie nucléaire favorise en général le bien-être de la société finlandaise. La décision de principe qui a été ratifiée en 2002 va dans le sens de la stratégie adoptée en 2001 par le pays pour parer au changement climatique. Elle permettra à la Finlande de respecter ses engagements internationaux de réduction des émissions.

La décision de principe qui a été prise repose sur l'idée que l'option nucléaire est la solution la plus rentable, tant du point de vue du budget central de l'État que de l'économie nationale, pour produire de

l'électricité en base en respectant les engagements du protocole de Kyoto. En outre, ce choix contribuera à la stabilité des prix de l'électricité en Finlande. Néanmoins la stratégie climatique adoptée par le pays ne peut pas reposer uniquement sur cette décision. Le gouvernement soutient déjà la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et continuera de le faire au moyen de subventions à l'investissement et d'allègements fiscaux. Du côté de la demande d'électricité, on favorise également les économies d'énergie.

Centrales prises en compte dans l'étude

Pour garantir la fiabilité des coûts et des données de fonctionnement, nous avons sélectionné pour l'étude des centrales fonctionnant en base en Finlande. D'après les spécifications, leurs données de fonctionnement devaient correspondre aux technologies exploitables aujourd'hui à l'échelle industrielle, sachant que la mise en service des centrales aurait lieu en 2010.

Dans un souci de réalisme, il a été demandé aux grandes entreprises du secteur électrique finlandais de compiler les données d'entrée.

Pour l'étude, les spécifications suivantes ont été fournies concernant les centrales :

- centrale à condensation au charbon de 500 MWe avec combustion de charbon pulvérisé et rendement thermique net de 46 % ;
- centrale nucléaire de la filière REP, de 1 500 MW avec un rendement thermique net de 37 % ;
- centrale de cogénération au charbon produisant 160 MWe et 300 MW de chaleur pour le chauffage urbain, avec un rendement énergétique total de 88 % (électricité et chauffage urbain) ;
- centrale de cogénération à cycle combiné au gaz produisant 470 MW d'électricité et 420 MW de chaleur pour le chauffage urbain avec un rendement total de production de 92 % (électricité et chauffage urbain).

Les prix des combustibles en Finlande sont fixés pour 2010 comme suit (en monnaie au 1^{er} juillet 2003 :

- charbon : 1,8 €/GJ (= 6,48 €/MWh) ;
- gaz naturel : 4,0 €/GJ (= 14,40 €/MWh).

S'agissant de l'évolution des prix des combustibles entre 2010 et 2050, on a opté pour un pourcentage constant de croissance annuelle sur toute la période, à savoir :

- charbon : + 1,0 % par an ;
- gaz naturel : + 1,5 % par an ;
- combustible nucléaire : + 1,0 % par an.

Par conséquent, en 2050, les prix du charbon atteindront 2,68 €/GJ et ceux du gaz 7,26 €/GJ.

France

Résumé des « coûts de référence de la production électrique » de la DGEMP

La première partie de l'étude « coûts de référence de la production électrique 2003 » est achevée. Elle a été réalisée par la DGEMP du ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, en concertation avec les opérateurs, les constructeurs et de nombreux experts. Dans la phase finale, un comité de lecture d'experts pluraliste, comprenant notamment des économistes (Direction de la Prévision, Commissariat au Plan), des personnalités qualifiées, des représentants des constructeurs et des exploitants, ainsi que des experts appartenant à des organisations non gouvernementales a été consulté. Cette étude examine les prix de l'électricité produite par les différents moyens de production notamment dans le cadre d'une mise en service industrielle à l'horizon 2015. Il s'agit de centrales tant nucléaires que thermiques classiques (gaz, charbon ou fioul).

La seconde partie de l'étude est consacrée aux moyens de production décentralisés (éolien, photovoltaïque, cogénération chaleur/électricité).

Méthodologie de l'étude

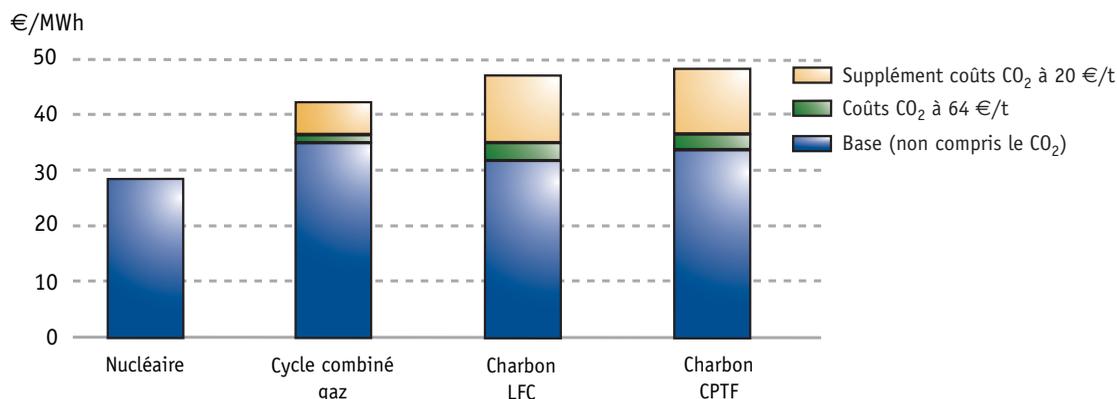
L'étude se place principalement du point de vue d'un investisseur et utilise un taux d'actualisation de 8 % pour valoriser des dépenses ou recettes ayant lieu différentes années.

En outre les charges d'investissement sont explicitement prises en compte par le biais des intérêts intercalaires.

Fonctionnement en base (toute l'année)

La figure 1 illustre les principales conclusions de l'étude pour un fonctionnement sur 8 000 heures effectives. On observe que le nucléaire est plus compétitif que les autres moyens de production dans le cas d'un fonctionnement toute l'année, avec un taux d'actualisation des dépenses de 8 %. Cette compétitivité est accrue si les coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre (CO₂) sont pris en compte dans l'estimation du prix de revient du MWh. En effet, l'intégration des coûts liés au CO₂ émis par les filières non nucléaires (gaz, charbon), qui devrait être obligatoire dès 2004 en raison de la transposition de directives européennes, renchérit le coût total du MWh de ces moyens de production. Deux hypothèses de coûts CO₂ sur la durée de vie des centrales au fioul et au charbon sont prises : 4 €/t CO₂ et 20 €/t CO₂. L'hypothèse de 4 €/t CO₂

Figure 1 – Coûts de production en base en 2015, TTC, avec coûts CO₂, taux d'actualisation de 8 % (optique entreprise)



peut être considérée comme très basse et devenir sensiblement plus chère en 2015 et au-delà (période post-Kyoto).

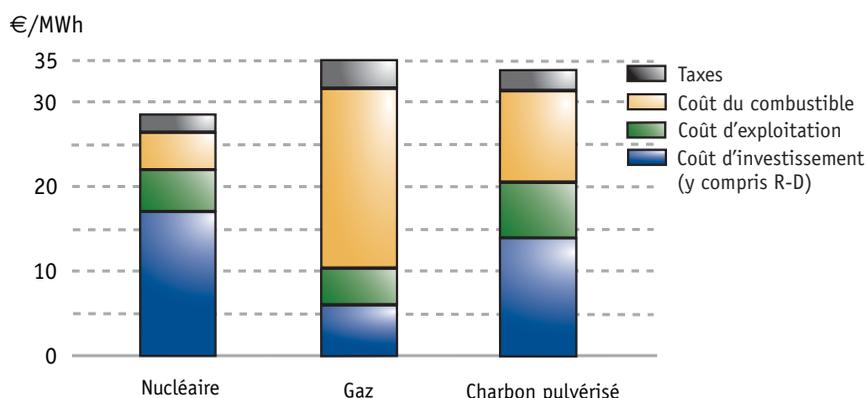
Le tableau ci-dessous présente des variantes sur le taux d'actualisation pour les meilleures technologies pour chaque combustible : nucléaire, gaz et charbon.

Tableau 1 – Coûts de production en base en 2015, coûts CO₂ individualisés (2001 €/MWh, 1 USD = 1 €)

2015 – Valeur médiane	Nucléaire EPR (<i>European pressurised water reactor</i>)	Cycle combiné gaz	Charbon pulvérisé	Charbon LFC
Actualisation à 8 %	28.4	35.0	33.7	32.0
Actualisation à 5 %	21.7	33.4	29.5	28.1
Actualisation à 11 %	37.0	36.9	38.5	36.4
Coûts CO ₂ (4 €/t et 20 €/t)		1.4 – 7.1	2.9 – 14.6	3 – 15

La figure 2 détaille la composition du coût TTC du MWh en 2015 pour les différentes sources de production (sans coûts CO₂ et avec un taux d'actualisation à 8 %).

Figure 2 – Décomposition du coût de production TTC, hors coûts CO₂, mise en service industrielle 2015, taux d'actualisation de 8 % (optique entreprise)



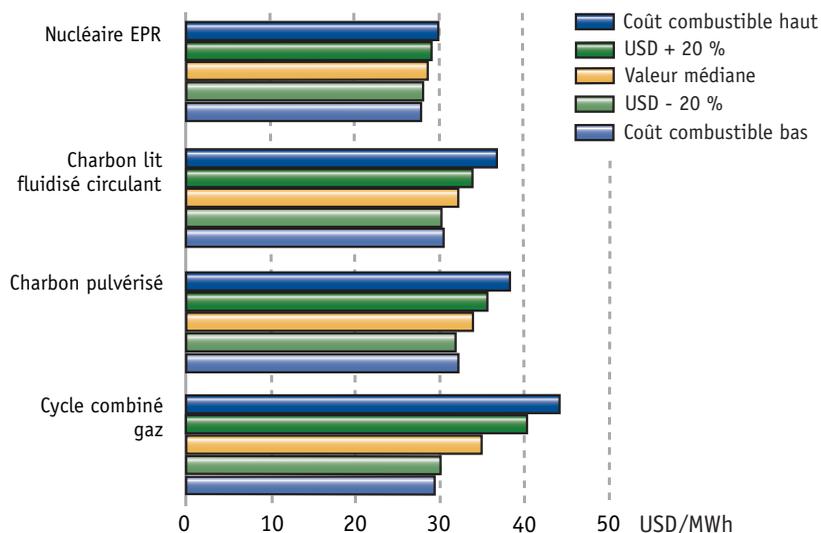
Le choix d'un taux d'actualisation respectivement plus faible, ou plus fort que l'hypothèse centrale de 8 % accroît, ou dégrade, la compétitivité du nucléaire par rapport aux autres moyens de production électrique, car le poids de l'investissement, plus lourd pour le nucléaire que pour les autres moyens de production diminue ou au contraire s'accroît.

Le taux de 8 % retenu était le taux utilisé historiquement par le commissariat général au plan et est compatible avec les exigences de rentabilité actuellement constatées dans le secteur électrique.

La figure 3 met par ailleurs en évidence la sensibilité des coûts de production hors taxes et hors externalités aux prix du combustible (voir fourchette large de l'annexe) et au taux de change euro/dollar.

Les différentes variantes ne remettent pas en cause l'ordre de compétitivité des moyens de production.

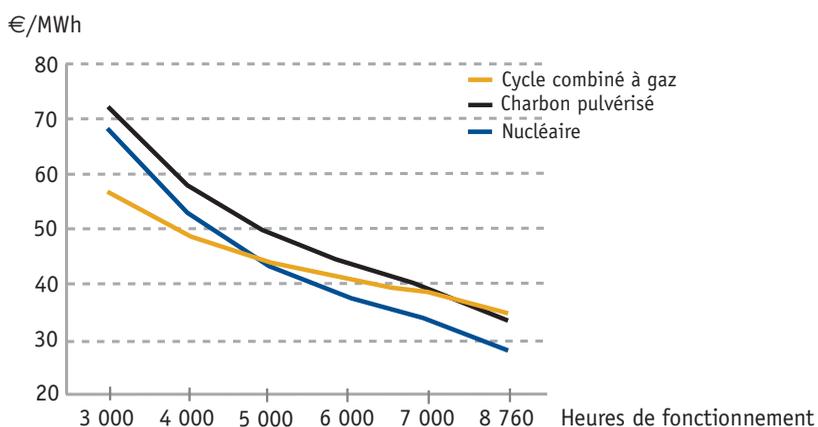
Figure 3 – Sensibilité des coûts de production HT pour une production toute l’année, aux cours du dollar et des combustibles 2015 (taux d’actualisation de 8 %)



Fonctionnement en semi-base (durée inférieure à 5 000 heures par an)

Compte tenu de l’importance de l’investissement, la compétitivité du nucléaire suppose un fonctionnement tout au long de l’année (voir la figure 4). Cette compétitivité s’efface donc au profit du gaz si la durée de fonctionnement diminue. En particulier pour un fonctionnement inférieur à 5 000 heures, le gaz est plus compétitif que le nucléaire (hors externalités).

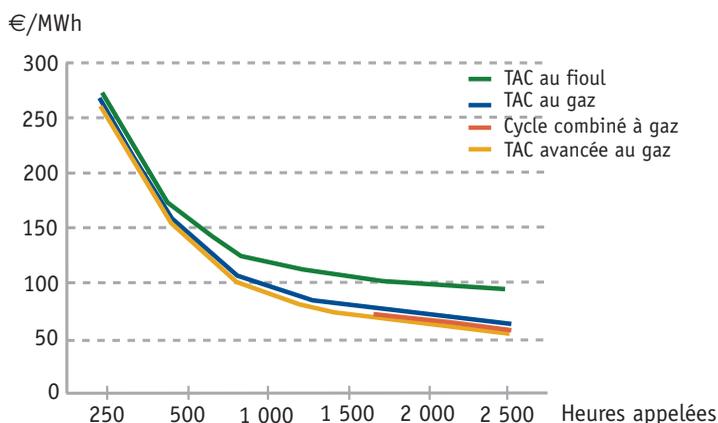
Figure 4 – Domaines de compétitivité des moyens centralisés 2015 (TTC, hors externalités)



Fonctionnement en pointe (moins de 3 000 heures par an)

Par ailleurs, pour ce qui concerne les moyens de pointe, la figure 5 détaille les coûts en fonction des différentes filières ; pour des durées de pointe, la turbine à gaz est plus compétitive que la turbine au fioul. En revanche la turbine au fioul redevient compétitive pour des durées inférieures à 250 heures.

Figure 5 – Coût de production TTC hors coûts CO₂, mise en service industrielle 2015, taux d'actualisation de 8 % (optique entreprise)



Moyens décentralisés

Hypothèses

La deuxième partie des coûts de référence est consacrée à la production décentralisée. Ce type de production d'appuie sur des sources d'énergie renouvelables et des techniques de production permettant l'économie de combustibles fossiles. Les moyens de production décentralisés, souvent de plus petite taille que les installations de production nucléaires ou thermiques classiques sont censés être plus proches des lieux de consommation de l'électricité produite et éviter des investissements dans les réseaux de grand transport. Ces économies n'ont pas été calculées.

Les filières de production thermique décentralisées ont été réparties en deux grandes familles : d'une part, celles dont le degré de maturité laisse envisager un développement à court ou moyen terme et dont les données sont relativement solides (cogénération, petite hydraulique, biogaz, solaire photovoltaïque, éolien terrestre) ; d'autre part, celles plus prospectives pour lesquelles l'incertitude sur les données est plus grande (pile à combustible, géothermie, énergie marine). La biomasse et l'éolien en mer seront étudiés ultérieurement.

Quelques précisions sur les hypothèses de coût du combustible doivent être apportées pour les filières biogaz et cogénération : pour le biogaz et la méthanisation, seul le surcoût de production du biogaz par rapport à la solution alternative de traitement des déchets sans valorisation énergétique a été retenu. Pour la cogénération le coût net de production est obtenu en retranchant du coût brut les coûts d'investissement et de combustibles qui auraient été nécessaires pour produire indépendamment la quantité de chaleur fournie par la cogénération.

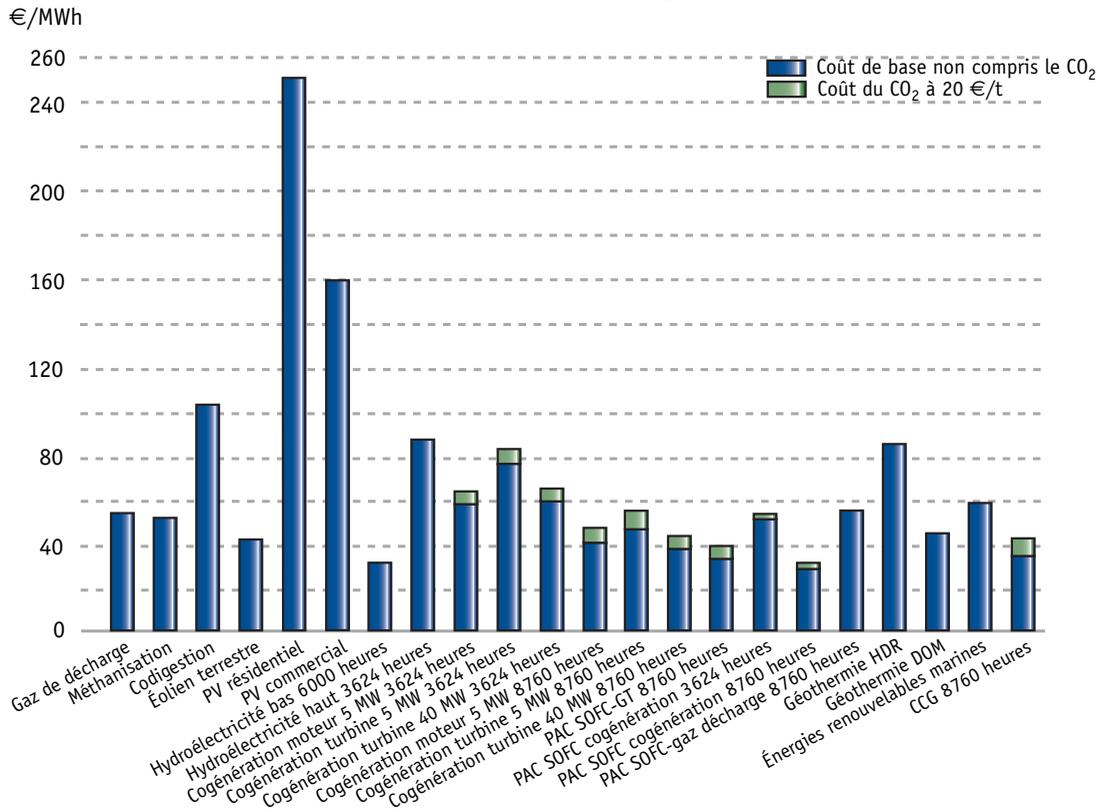
Pour l'éolien et le solaire photovoltaïque, des courbes d'apprentissage ont été utilisées.

Un coût de la perturbation de l'équilibre offre/demande lié à l'intermittence de la filière éolienne a également été calculé mais n'a pas été inclus dans la figure ci-dessous.

Résultats

L'éolien, la petite hydraulique dans des conditions favorables de site, et la cogénération font partie des filières matures dont les coûts seraient proches, à horizon 2015 et compte tenu de leurs durées de fonctionnement, des coûts de production du cycle combiné à gaz pour un fonctionnement toute l'année. Les coûts du photovoltaïque solaire devraient rester élevés (voir figure 6).

Figure 6 – Coûts de production pour les filières décentralisées en 2015, taux d'actualisation de 8 %, 20 €/t de CO₂, hors autres externalités



Pour les filières plus prospectives comme la pile à combustible et la géothermie dans les DOM, pourraient également avoir des coûts de production d'électricité proches de ceux d'un cycle combiné à gaz. Le biogaz de décharge et la méthanisation pourraient également être très intéressants si le surcoût de production du biogaz par rapport à la non valorisation énergétique décroissait. La géothermie sur roches sèches (HDR) devrait conserver des coûts de production élevés jusqu'en 2015.

Grèce

Ces dernières années, la demande d'électricité en Grèce a augmenté plus vite que la moyenne annuelle enregistrée en Europe. Ce rythme de croissance devrait se maintenir étant donné que la consommation d'électricité par habitant dans le pays est encore nettement inférieure à la moyenne européenne et que les prix pratiqués par le principal producteur d'électricité, la compagnie publique d'électricité, sont les plus faibles d'Europe. La croissance économique entraînera logiquement une croissance correspondante de la demande d'électricité.

Le marché de l'électricité

Ces quatre dernières années, les mesures adoptées pour introduire la concurrence sur le marché national de l'électricité ont considérablement modifié le régime réglementaire applicable à l'industrie électrique grecque. La loi de libéralisation (2773/1999) a mis en place un nouveau cadre réglementaire qui s'inspire de la directive de 1996 sur l'électricité. En outre, le parlement grec a adopté en juillet 2003 la loi 3175/03 (entrée en vigueur le 29 août 2003) qui modifie de façon substantielle plusieurs dispositions de la loi de libéralisation afin de rendre le marché de l'électricité grecque plus intéressant pour les investisseurs.

Nous résumerons ci-dessous les principaux changements apportés à la loi de libéralisation et aux textes d'application correspondants :

- Création d'un marché obligatoire la veille pour le lendemain, avec des enchères horaires reflétant au moins les coûts d'exploitation variables de chaque tranche.
- Le gestionnaire du réseau de transport grec peut passer des accords avec les producteurs pour garantir la sûreté de la fourniture, les services auxiliaires et la réserve de puissance à un coût minimum dans des conditions non discriminatoires.
- Concernant les textes d'application, une consultation publique a été engagée concernant une modification du Code du réseau et de la bourse de l'électricité.

Le réseau de transport interconnecté est raccordé aux réseaux de transport de l'Albanie, de la Bulgarie, de l'ex-République yougoslave de Macédoine et de l'Italie. La Grèce a également entrepris la construction d'une interconnexion de 400 kV avec la Turquie. Cette interconnexion devrait être mise en service à la fin de 2006.

Par ailleurs, le ministre grec du Développement a lancé plusieurs initiatives avec le soutien de la Commission européenne pour mettre en place un marché régional de l'électricité dans la partie sud-est de l'Europe. Il a signé à cet effet deux protocoles d'accord avec les ministres concernés des pays de la région à Athènes en 2002 et 2003, à l'issue de ce que l'on a appelé le Processus d'Athènes. De même, un traité en faveur d'une communauté énergétique au sud-est de l'Europe est en préparation.

Production d'électricité

À la fin de l'année 2003 la Grèce possédait, comme le montre le tableau 1, une puissance installée totale de 12 696 MW, dont 88 % se trouvent sur le continent et 12 % sur les « îles non interconnectées », c'est-à-dire sur des îles possédant un réseau autonome non raccordé au réseau continental. Des installations supplémentaires représentant environ 50 MW ont été temporairement installées sur ces îles non interconnectées pour assurer une production électrique complémentaire au cours de l'été 2003 (de juin à septembre).

Sur la partie continentale, les centrales thermiques classiques brûlant du charbon national (lignite), du fioul lourd et du gaz naturel, représentent au total 70 % de la puissance installée, les grandes centrales hydrauliques 27 % et les installations à énergies renouvelables près de 3 % (éolien, petite hydraulique et biomasse). Sur les îles non interconnectées, 93 % de la puissance installée est d'origine thermique (fiouls lourd et léger) et 7 % environ utilisent des énergies renouvelables. On notera que, ces deux dernières années, la puissance installée des centrales fonctionnant principalement au gaz naturel a augmenté de 53 %.

**Tableau 1 – Puissance installée en Grèce
(au 31 décembre 2003)**

2003	Puissance installée (MW)	Pourcentage (%)
Système interconnecté		
Lignite	5 288	47
Fioul	858	8
Gaz naturel	1 693	15
Hydraulique	3 077	27
Éolien et autres énergies renouvelables	308	3
Ensemble du système interconnecté	11 224	100
Îles électriquement autonomes		
Lignite	-	-
Fioul	1 365	93
Gaz naturel	-	-
Hydraulique	0,3	0
Éolien et autres énergies renouvelables	107	7
Total îles électriquement autonomes	1 472	100
Ensemble du système interconnecté et des îles autonomes		
Thermique, total	9 204	72
Hydraulique, total	3 077	24
Éolien et autres énergies renouvelables, total	415	3
Total	12 696	100

Source : Autorité grecque de régulation de l'énergie.

Estimations des coûts

Dans cette étude, les estimations des coûts de production reposent sur des données réelles et sur l'expérience acquise, dans le cas des centrales existantes, et sur une analyse théorique, pour ce qui concerne les centrales qui devraient être exploitables à court terme. Ces informations ont été fournies par la compagnie publique d'électricité ainsi que par des entreprises privées du secteur électrique.

Les centrales qui ont été choisies pour l'analyse et sur lesquelles des données nous ont été communiquées sont : deux centrales au gaz naturel (GRC-G1, G2), une centrale à fioul lourd à basse teneur en soufre (1 %) (GRC-OIL), deux centrales hydrauliques (GRC-H1, H2) et cinq fermes éoliennes (GRC-W1, WE, W3, W4, W5).

Centrales au gaz

La tranche GRC-G1, d'une puissance de 377,7 MW, utilise un cycle combiné au gaz (une turbine à gaz et une turbine à vapeur) et possède un rendement thermique de 54 %. Cette tranche sera ajoutée à une centrale existante.

La centrale GRC-G2, d'une puissance de 476,3 MW, utilise également un cycle combiné (deux turbines à gaz et une turbine à vapeur) et a un rendement thermique de 52 %. Cette installation, mise en service en 2002, est entièrement neuve.

Centrales au fioul

La centrale GRC-OIL est équipée de moteurs à combustion interne de 100 MW (2 x 50) et brûle du fioul lourd à faible teneur en soufre (1 %). Installée en Crète, elle a un rendement thermique de 45 %. Les coûts

élevés de la construction de cette installation sont dus aux normes strictes de protection environnementale qui s'appliquent à cette île et aux difficultés exceptionnelles que présente la topologie des lieux.

Éoliennes

On trouvera résumées sur le tableau ci-dessous les hypothèses techniques adoptées dans le cas des éoliennes.

Table 2 – Caractérisations des centrales éoliennes

	Puissance installée (MW)	Situation/site	Facteur de charge moyen (%)
GRC-W1	14.2 (17 x 0.835)	système interconnecté/existant	35
GRC-W2	12 (16 x 0.75)	système interconnecté/existant	36
GRC-W3	4.2 (7 x 0.6)	île/nouveau	38
GRC-W4	3 (5 x 0.6)	île/nouveau	38
GRC-W5	4.2 (7 x 0.6)	île/nouveau	30

On notera que les installations GRC-W3, W4 et W5 sont situées sur des îles isolées électriquement autonomes (la plupart du temps au sommet de collines ou de montages), où l'on a besoin d'infrastructures supplémentaires pour les transports de toute nature, qui majorent de beaucoup les coûts.

Centrales hydrauliques

L'installation GRC-H1 est une centrale au fil de l'eau de 4 MW (2 x 2) avec une disponibilité de 95 % et un facteur de charge moyen de 50 %.

L'usine GRC-H2 est une centrale de barrage de 123,5 MW (2 x 50 + 1 x 3,5), caractérisée par une disponibilité de 98 % et un facteur de charge moyen de 25 %. Ces deux installations seront construites sur de nouveaux sites.

Italie

Depuis l'entrée en vigueur en 1999 de la nouvelle législation destinée à ouvrir le marché à la concurrence, le secteur de l'électricité a réussi à mettre en place une bourse italienne de l'électricité (IPEX), ce qui était l'un de ses objectifs fondamentaux.

Pour ouvrir ce marché, le gouvernement a demandé à l'ancienne entreprise publique ENEL de se dessaisir d'actifs représentant 15 000 MW. Ces installations ont été vendues à des concurrents avant la fin de 2002.

En 2003, la demande d'électricité totale atteignait 320,7 TWh, après avoir progressé en moyenne tous les ans de 2,9 % depuis 1998. Cette même année, les importations nettes d'électricité du pays avoisinaient 51,0 TWh.

Depuis le début de l'année 2002 jusqu'à la fin de 2003, le ministre des Activités productives (*Ministro della Attività Produttive*) a approuvé la construction de centrales équivalant à 12 000 MW au total afin d'améliorer le système de production italien. La construction de ces centrales devrait s'achever vers la fin de 2008.

En 2003, le pays disposait d'une puissance de 49 700 MW (78 250 MW installés¹⁶) dont 35 500 MW pour les centrales thermiques et 14 200 MW pour l'hydraulique et les autres sources d'énergie renouvelables. En important la quantité maximale d'électricité possible en hiver, à savoir 6 050 MW, le pays a pu répondre, avec 55 750 MW, à une demande de pointe de 53 400 MW.

Dans la production thermique, la part du gaz naturel était de 48,5 % en 2003, celle du fioul de 27,2 % et celle des combustibles solides (charbon et lignite) de 16,0 %, tandis que les autres combustibles gazeux ou solides, comme les combustibles issus de procédés industriels, ont assuré 8,3 % de la production.

Dans le secteur libéralisé de la production d'électricité, on observe une forte tendance des investisseurs à construire des centrales à cycle combiné au gaz. Le choix de cette technique s'explique essentiellement par la rentabilité des investissements et la durée de construction relativement courte (3 ans) des installations, par l'impact environnemental et les émissions de gaz à effet de serre inférieurs à ceux d'autres systèmes de combustion, par les rendements élevés réalisables (55 à 60 %), la modularité des installations et leur souplesse d'exploitation et enfin par le bon accueil que leur réservent tant le public italien que les autorités locales.

S'agissant des sources d'énergie renouvelables, on a enregistré, au cours des cinq dernières années, une augmentation de la production des éoliennes (de 120 MWh en 1997 à 1 460 MWh en 2003) qui devrait passer à 5 000 MWh en 2010.

Les données fournies dans cette étude pour le cycle combiné au gaz et l'énergie éolienne sont représentatives du système de production italien. Elles ont été tirées des déclarations des entreprises d'électricité opérant en Italie, qui ont bien voulu communiquer leurs statistiques aux termes d'un échange confidentiel d'informations. Le directeur général de l'Énergie et des ressources minières du ministère des Activités productives leur est particulièrement reconnaissant d'avoir collaboré de manière positive et constructive à cette étude.

Japon

Au Japon, les consommateurs reçoivent pour l'essentiel leur électricité de dix entreprises privées (*Hokkaido Electric Power, Tohoku Electric Power, Tokyo Electric Power, Chubu Electric Power, Hokuriku Electric Power, Kansai Electric Power, Chugoku Electric Power, Shikoku Electric Power, Kyushu Electric Power and Okinawa Electric Power*), toutes autorisées par le ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie (METI) à desservir l'une des dix zones du pays. Ces entreprises ont pour mission de satisfaire la demande d'électricité dans leur zone de desserte respective. Au cours de l'exercice financier qui a pris fin en mars 2004, ces dix entreprises ont assuré 69 % de la production totale d'électricité du Japon. Des producteurs opérant sur le marché de gros tels que *Electric Power Development Co.* et *Japan Atomic Power Co.*, mais aussi des distributeurs d'électricité et des producteurs indépendants, en particulier des autoproducteurs industriels ont fourni les 31 % restants.

Depuis 1982, l'Agence des ressources naturelles et de l'énergie du METI calcule les coûts normalisés de la production des centrales nucléaires, des centrales au charbon, au GNL et au fioul ainsi que des centrales hydrauliques. Ses estimations se fondent sur les mêmes hypothèses que celles retenues dans cette étude. Les

16. Il s'agit de la puissance installée totale brute, c'est-à-dire la puissance que toutes les centrales électriques italiennes pourraient produire si elles fonctionnaient à leur pleine puissance nominale et si elles étaient en mesure d'alimenter le réseau. Ce montant inclut, par conséquent, des centrales hors service pour de courtes ou longues durées (pour des travaux de maintenance ou d'augmentation de la puissance), la puissance totale des groupes fonctionnant temporairement à puissance réduite en raison de conditions climatiques ou de défaillances du réseau, etc.

dernières estimations en date, qui ont été effectuées par la Fédération des entreprises d'électricité, concernent l'exercice financier 2003. Pour pouvoir comparer les coûts de la production électronucléaire avec ceux des autres moyens de production et dans divers cas de figure, on a adopté, dans ces calculs, des taux d'actualisation de 0 %, 1 %, 2 %, 3 % et 4 % par an.

Les coûts de production ont été calculés par la méthode ci-dessous pour des centrales de référence supposées mises en service au cours de l'exercice financier 2010.

Les centrales nucléaires sont fort appréciées au Japon pour leurs qualités suivantes : approvisionnement constant en combustible, stabilité des prix du combustible, performances économiques et protection de l'environnement. Le Japon entend poursuivre activement son programme nucléaire au cours des années à venir en accordant la plus grande attention à la sûreté.

Les coûts de production ont été estimés pour huit tranches de la filière ABWR (réacteurs à eau bouillante de type avancé) d'une puissance brute unitaire de 1 380 MWe. Ce programme de centrales nucléaires standardisées est le fruit du retour d'expérience acquis avec des réacteurs classiques à eau ordinaire et des résultats des premier et deuxième programmes d'amélioration et de standardisation. Ces centrales étant dotées des technologies japonaises et étrangères les plus avancées en terme de sûreté, de fiabilité, d'exploitation, de radioexposition professionnelle, elles devraient assurer le gros de la production électronucléaire en 2010 et au-delà.

Les coûts des combustibles nucléaires ont été estimés en fonction des prix en vigueur sur les marchés en ce qui concerne l'achat, l'enrichissement et les services de retraitement de l'uranium et compte tenu d'autres données pertinentes, telles que les estimations des coûts du stockage des déchets de haute activité et de la fabrication du combustible MOX. Pour obtenir les projections de coûts pour l'exercice financier 2010, la hausse annuelle des prix a été fixée à 0 %.

Les coûts du démantèlement des centrales nucléaires ont été calculés en fonction de la réserve constituée pour le démantèlement de la dernière tranche nucléaire mise en service.

Les centrales thermiques au charbon sont équipées de systèmes de dénitrification et de désulfuration de haute efficacité ainsi que d'électrofiltres parfaitement adaptés avec le fonctionnement de la centrale. On envisage d'introduire de nouveaux systèmes de production électrique avec cycle vapeur ultrasupercritique ou combustion en lit fluidisé sous pression afin d'améliorer le rendement des installations.

Les coûts de production ont été estimés pour une centrale au charbon de référence, d'une puissance brute de 860 MWe, dans l'hypothèse où trois de ces tranches seront installées sur un même site. Cette centrale de référence utilise un cycle vapeur ultrasupercritique dont le rendement thermique est estimé à 41 %. La conception de cette centrale est conforme aux perspectives les plus fiables que l'on ait aujourd'hui sur les technologies envisageables.

Pour améliorer le rendement des centrales au charbon, on travaille aujourd'hui à la mise au point des cycles vapeur ultrasupercritiques, les lits fluidisés sous pression et d'autres technologies que l'on introduit peu à peu dans ces centrales.

Sur la base des données de l'AIE, on a estimé le prix du charbon destiné à ces centrales à 1,4 USD/GJ en 2010. Au-delà de cette date, ce prix devrait augmenter d'environ 0,8 % chaque année.

Les coûts de production des centrales à cycle combiné au gaz ont été calculés pour une centrale de 1 630 MWe constituée de cinq tranches. D'après les prévisions les plus fiables que l'on ait aujourd'hui concernant les technologies de demain, ces centrales se situent dans la gamme de température de 1 400°C. Le rendement thermique nominal est estimé à 52 %.

Les turbines à haute température et d'autres turbines avancées sont en cours de développement, l'objectif étant de les introduire dans des centrales où la température de flamme est de 1 500°C.

Sur la base des données de l'AIE, on a estimé les prix des combustibles pour ces centrales à 4,3 USD/GJ en 2010. Au-delà de cette date, ces prix devraient augmenter d'environ 0,8 % chaque année.

Les coûts de production de l'électricité dans les centrales hydrauliques ont été estimés pour quatre centrales de référence d'une puissance installée brute unitaire de 19 MWe. Il s'agit de centrales au fil de l'eau.

En raison de leur intermittence et de leur inadaptation à la production d'électricité à grande échelle, les installations photovoltaïques, éoliennes ou les tranches utilisant d'autres énergies renouvelables sont considérées comme des moyens complémentaires à la disposition des entreprises d'électricité. C'est pourquoi les compagnies d'électricité japonaises cherchent actuellement des moyens d'en renforcer la fiabilité technique et d'en abaisser les coûts. Elles ne sont pas en mesure de fournir des données officielles permettant d'estimer les coûts de production de ces installations.

Pays-Bas

Situation de la production d'électricité aux Pays-Bas

Le marché de l'électricité aux Pays-Bas se porte bien, la séparation des entreprises verticalement intégrées est achevée et l'on a mis en place les autorités indispensables pour assurer la régulation, le transport et le fonctionnement des marchés. Le réseau fonctionne sur le principe de l'ATR (accès des tiers au réseau) réglementé. Cependant, il importe que le gouvernement et TenneT (le gestionnaire du réseau de transport – GRT) continuent de coopérer avec les GRT des pays voisins pour améliorer la capacité d'interconnexion. En effet, les tarifs domestiques de l'électricité comptent parmi les plus élevés de tous les pays membres de l'AIE. Les tarifs industriels se situent également dans la moitié supérieure et, en tout cas, sont nettement plus élevés que ceux de nos voisins (Allemagne, Belgique et France).

La consommation d'électricité avoisine 100 TWh, à raison de 41 % pour l'industrie, 31 % pour le secteur tertiaire, 23 % la clientèle domestique et 5 % l'agriculture et les transports. Les importations d'électricité s'élèvent à 21 TWh et les exportations à 4,5 TWh. Le pays produit au total 96 TWh, ventilés comme suit : centrales au gaz 59,5 %, centrales au charbon 28 %, incinération des déchets et énergies renouvelables 4,5 %, énergie nucléaire 4 %, fioul 3 % et divers 1 %. Les autoproducteurs représentent environ 14 % de la consommation. TenneT évalue à 19 600 MWe la puissance installée totale. On ignore le chiffre exact, principalement parce que 40 % (soit 7 500 MWe) de la puissance installée reviennent à des centrales de cogénération sur lesquelles on ne dispose pas d'informations complètes. Une centrale au gaz est en construction. Il s'agit d'une centrale de cogénération de 790 MWe à cycle combiné au gaz. Il est prévu de construire au moins une autre centrale à cycle combiné au gaz ainsi qu'une centrale au charbon. Ces deux centrales appartiendront à des autoproducteurs. Par ailleurs, il est à prévoir que la puissance installée décentralisée (essentiellement des centrales de cogénération au gaz appartenant à l'industrie) augmentera de 20 % (pour atteindre 9 000 MWe) en 2010, tandis que la puissance installée des groupes centralisés diminuera.

Centrale à cycle combiné au gaz

Les coûts de production de l'électricité dans une centrale à cycle combiné au gaz comportent trois éléments : les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et de maintenance et les coûts des combustibles sachant que ces derniers représentent le plus fort poste. Les coûts d'investissement calculés dans la

présente étude se fondent sur les chiffres donnés dans l'étude de l'OCDE de 1998, qui eux-mêmes étaient établis pour la centrale à cycle combiné au gaz d'Eemshaven et ils ont été adaptés en fonction de l'évolution de la technologie des cycles combinés au gaz. Les coûts d'exploitation de maintenance se fondent essentiellement sur l'étude de coûts de 1998 à ceci près que l'on a introduit une correction pour tenir compte de l'évolution des revenus. Le Bureau d'analyse de la politique économique des Pays-Bas a établi des prévisions des coûts des combustibles pour la période 2010-2040. Les prix prévus pour le gaz sont les suivants :

Année	Prix du gaz (€/GJ)
2010	4.90
2020	5.35
2030	5.65
2040	6.10

Centrale nucléaire

Ces dernières années, la centrale nucléaire de Borssele, la seule centrale nucléaire que possèdent les Pays-Bas, a soulevé quelque controverse. Aujourd'hui, cependant, le gouvernement qui a pris ses fonctions en 2003 considère l'énergie nucléaire comme une option viable pour l'avenir au vu notamment des problèmes environnementaux. Néanmoins, ce gouvernement n'envisage pas de construire de nouvelles centrales nucléaires dans un avenir proche. Dans le cas de l'énergie nucléaire, le coût d'investissement est le principal élément des coûts de la production d'électricité. Le chiffre donné dans l'étude pour les coûts d'investissement repose sur des informations communiquées par Areva qui ont été confirmées par Westinghouse. Les coûts du démantèlement se fondent sur des hypothèses reconnues ainsi que sur les coûts réels de la préparation du réacteur nucléaire de Dodewaard en prévision des 40 ans qu'il doit passer sous surveillance avant son démantèlement. Les coûts d'exploitation et de maintenance de même que le coût correspondant à l'aval du cycle du combustible reposent sur l'expérience acquise à Borssele. Par ailleurs, on a prévu que, entre 2010 et 2050, les coûts de toutes les composantes de l'amont du cycle du combustible resteront constants en termes réels (par exemple, prix de l'uranium naturel : 40 USD/kg ; coût de la conversion : 6 USD/kg ; coût de l'enrichissement : 110 USD/UTS).

Centrale thermique à résidus urbains

Dans la plupart des pays européens, et notamment aux Pays-Bas, il est obligatoire d'éliminer les résidus urbains, et cela de manière écologique et à des coûts raisonnables. Bien que la valeur économique des résidus urbains soit faible par rapport aux produits primaires et matières premières, ces résidus ont une forte teneur en matériaux combustibles. Par ailleurs, les déchets contiennent des composants minéraux précieux qui peuvent être réutilisés. C'est pourquoi l'on peut les caractériser de la manière suivante :

- origine municipale ou urbaine ;
- obligation d'élimination ;
- responsabilité publique à long terme ;
- production continue ;
- source durable d'énergie et de matières recyclables.

Une usine d'incinération des déchets, appelée usine de valorisation énergétique des résidus urbains, située à l'ouest d'Amsterdam, est exploitée depuis 1993. Elle a un rendement de 23 % et produit des émissions nettement inférieures aux normes très strictes des Pays-Bas. L'exploitant de cette usine, a mis au point une nouvelle technique d'incinération à haut rendement, du nom de centrale thermique à résidus urbains. Cette centrale pourra produire 58,4 MWe avec un rendement supérieur à 30 %. Ce rendement est le résultat d'une percée technologique dans le mode de production de vapeur ainsi que de l'utilisation d'Inconel dans la

chaudière pour éviter la corrosion. Cette centrale peut brûler jusqu'à 530 000 tonnes par an de déchets. Elle est en construction et devrait entrer en service au début de 2006. Les chiffres donnés dans la présente étude ont été obtenus pour ce concept de centrale thermique. On construit actuellement à proximité, une nouvelle station d'épuration des eaux usées capable de traiter les déchets produits par 1 000 000 d'habitants. Elle sera mise en service dans les années qui viennent. Les boues, le biogaz et les gaz nauséabonds (élimination des odeurs) de l'usine d'épuration seront éliminés dans les fours de centrale. L'entreprise qui l'exploite et la municipalité d'Amsterdam souhaitent exporter cette technologie à toutes les municipalités de l'Union européenne qui sont responsables de l'élimination de leurs déchets.

Centrale éolienne

La puissance éolienne installée aux Pays-Bas, qui est entièrement terrestre, représente près de 1 000 MWe. Cependant, le pays vise à installer en mer des éoliennes représentant au total 6 000 MWe en 2020. Cet objectif, s'il se réalise, fera passer la part de l'éolien dans la production de l'électricité de 10 à 25 % en 2025.

Deux projets éoliens sont actuellement prévus. Le premier, le NSW, se trouve à proximité du village de Egmond aan Zee (en Hollande septentrionale) aura une puissance de 100 MWe. Il sera situé à environ 12 km de la côte, dans 15 à 20 mètres d'eau. Sa construction devrait commencer en 2005. L'exploitant est NoordZeeWind, un consortium regroupant Shell Renewables et Nuon. Ce projet consistera à construire 36 éoliennes NEG-Micon de 2,75 MW, 92 mètres de diamètre sur monopiles. Les coûts de l'électricité éolienne offshore présentés dans l'étude se fondent principalement sur ce projet NSW. Le second projet s'intitule *Offshore Q7-Windpark*. Il est situé à 23 km d'IJmuiden sur la côte (Hollande septentrionale). Il comprendra 60 éoliennes de 2 MW chacune situées à 20 à 25 mètres de profondeur. Les turbines seront fournies par Vestas et les monopiles par Smulders. Ces deux fournisseurs ont une expérience de la construction d'éoliennes en mer. Le parc éolien sera réalisé par un consortium dénommé *E-connection* qui réunit des entreprises de construction et des banques. Le gouvernement des Pays-Bas met actuellement au point un système d'autorisation pour l'implantation des fermes éoliennes qui s'inspire de la loi sur les travaux publics. Ce système devrait entrer en vigueur en 2005.

Centrale de cogénération

La puissance installée des centrales de cogénération avoisine 7 300 MWe, pour ce qui concerne la production d'électricité et 13 000 MWth, pour la production de chaleur. Environ 3 800 unités de cogénération sont employées aux Pays-Bas pour le chauffage des serres et représentent une puissance de 1 500 MWe. L'industrie, de son côté, utilise 150 unités de cogénération d'une puissance totale supérieure à 3 800 MWe. Nombre de ces unités appartiennent à des entreprises communes réunissant des industriels et des distributeurs d'électricité. Quelques-uns des producteurs industriels ont constitué leur propre parc électrique. Le reste de la puissance installée (1 920 MWe) revient aux centrales de chauffage urbain qui sont détenues et exploitées par des producteurs d'électricité qui approvisionnent en chaleur 275 000 ménages néerlandais (4 %).

L'importance des centrales de cogénération est le fruit d'une politique d'encouragement dynamique du gouvernement qui cherche ainsi à protéger l'environnement. La puissance installée des centrales de cogénération pourrait passer à 9 000 MWe en 2010.

Pour pouvoir exploiter de manière rentable des unités de cogénération, la demande de chaleur doit être assez importante et continue. Dans l'agriculture aux Pays-Bas, ces conditions sont réunies (chauffage des serres) mais aussi dans l'industrie. La Commission européenne travaille actuellement à une directive destinée à harmoniser la qualité des installations de cogénération. En outre, avec la mise en place imminente des échanges de droits d'émission de CO₂, les perspectives de la cogénération sur le marché néerlandais devraient encore s'améliorer dans un avenir proche.

De petites tranches de cogénération ont été récemment mises au point aux Pays-Bas. Une campagne d'essais *in-situ* est en cours pour en étudier leur comportement et caractéristiques ainsi que leur influence sur le réseau électrique.

Les chiffres donnés dans la présente étude pour les coûts d'investissement dans la cogénération ont été tirés d'un rapport d'ECN. Par hypothèse, les futurs coûts du combustible (gaz) sont alignés sur ceux du gaz figurant sur le tableau pour les cycles combinés au gaz.

Portugal

Cadre législatif

Organisation actuelle du système électrique

Le système électrique national est constitué d'un système public et d'un système indépendant. Dans le système public, les activités de transport et de distribution sont soumises au régime du service public, soit à l'obligation d'assurer à tous une fourniture de qualité en appliquant le principe de la péréquation tarifaire, c'est-à-dire l'uniformité des tarifs dans le pays.

Dans le système public, la relation commerciale entre les entreprises de production et l'entreprise de transport repose sur des achats de puissance par lesquels les producteurs s'engagent à vendre leur électricité à l'entreprise de transport. Certains distributeurs sont tenus de passer un contrat avec l'entreprise de transport par lequel ils s'engagent à acquérir la plupart de l'énergie¹⁷ et à desservir les consommateurs au tarif et dans les conditions établies par l'autorité de régulation des services énergétiques.

Dans le système indépendant, au contraire, on trouve un système de marché ainsi que les producteurs relevant d'un régime spécial. Le système de marché autorise un accès illimité aux activités de production et de distribution ; les opérateurs sur le marché peuvent se servir du réseau de transport et de l'infrastructure de distribution moyennant rémunération. Tous les clients ayant souscrit une consommation supérieure à 41,4 kW sont libres de choisir leur fournisseur d'électricité. L'autorité de régulation prépare actuellement la réglementation nécessaire pour pouvoir accorder cette possibilité à tous les consommateurs dans les plus brefs délais.

Dans le régime spécial entrent les cogénérateurs, les petits producteurs hydrauliques (possédant une puissance installée inférieure à 10 MW) ainsi que les producteurs utilisant d'autres sources d'énergie renouvelables. Ces producteurs vendent leur énergie dans des conditions définies par une législation spécifique et sont rémunérés en fonction des coûts évités par le système public auxquels vient s'ajouter une prime pour l'environnement qui traduit les avantages apportés par les énergies renouvelables.

Le marché ibérique

À la suite du Conseil de l'Europe de Lisbonne, en mars 2000, les gouvernements du Portugal et de l'Espagne sont convenus de la nécessité de créer un marché de l'électricité ibérique, c'est-à-dire un marché régional qui serait une première étape vers la création du marché intérieur européen de l'électricité. À la fin de 2001, les gouvernements portugais et espagnols ont donc signé un accord de coopération établissant les étapes et mécanismes de convergence des deux systèmes électriques.

17. À l'heure actuelle les distributeurs contractants peuvent acheter jusqu'à 8 % de leurs besoins en électricité à d'autres compagnies.

Le marché ibérique de l'électricité sera organisé en deux systèmes complémentaires :

- Des contrats bilatéraux conclus librement entre les parties.
- Des contrats passés par l'intermédiaire du gestionnaire du marché ibérique, sachant que la gestion des marchés la veille pour le lendemain et infrajournalier sera confiée au pôle espagnol et la gestion des marchés à terme au pôle portugais.

Le MIBEL doit être lancé à la mi-2005 et nécessite une modification du cadre législatif, en cours actuellement, pour adapter la structure et l'exploitation du système électrique national portugais au régime du marché concurrentiel.

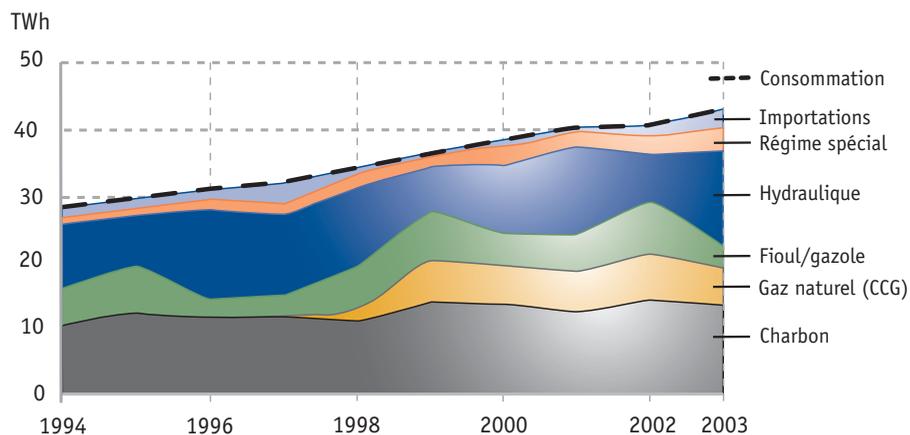
Les interconnexions entre le Portugal et l'Espagne seront renforcées dans les années qui viennent, de façon à faciliter le développement de ce marché ibérique. Ces nouvelles interconnexions permettront de porter la capacité de transit disponible de 650 MW actuellement à 1 700 MW en 2008/2009.

À l'heure actuelle, plus de 70 % de la puissance installée sont vendus aux termes de contrats à long terme à l'entreprise de transport. Or ces contrats représentent une restriction à la concurrence sur le marché de la production et devraient être éliminés, ce qui sera source de coûts échoués à cause de la différence entre la valeur de ces contrats sur toute leur durée et les recettes attendues sur le marché libéralisé. Pour éviter que les consommateurs n'aient de ce fait à supporter des coûts supplémentaires, les répercussions de cette transition devront être étalées dans le temps.

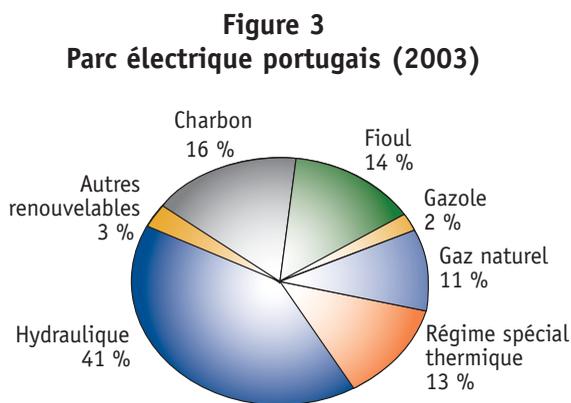
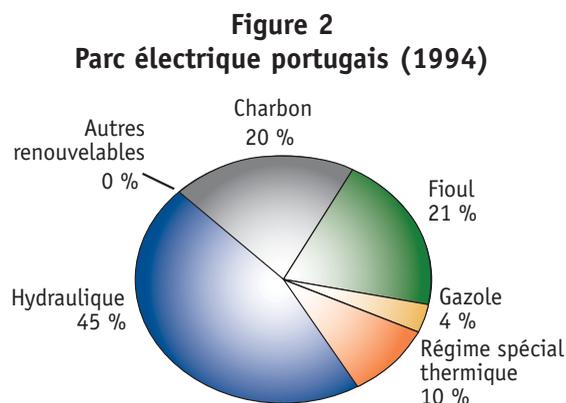
Production

L'électricité au Portugal est produite par un parc alliant des centrales au charbon, des centrales hydrauliques, des installations au fioul, au gaz, à la biomasse ainsi que des éoliennes. Le charbon arrive en tête avec 31 % de la production d'électricité. Les centrales hydrauliques ont une production variable mais néanmoins importante. Par exemple elles ont produit 15 TWh (34 % de la production totale) en 2003, mais seulement 7,5 TWh (16 %) en 2002. Les centrales au gaz, qui sont essentiellement de nouvelles installations à cycle combiné, représentent 17 % de la production, et la biomasse 4 %. Quant aux autres formes d'énergie renouvelables, c'est-à-dire principalement les éoliennes, elles n'assurent que 1 % de la production. Ces sources d'énergie renouvelables devraient toutefois prendre de l'importance dans les années qui viennent grâce à des politiques en faveur de ces énergies. La figure 1 représente l'évolution de la production et de la consommation entre 1994 et 2003.

Figure 1 – Évolution de la production et de la consommation



À la fin de 2003, le Portugal possédait une puissance installée de 11 GW environ, dont 8,6 dans le système public et 2,3 dans le système indépendant (ventilé en 2,1 pour le régime spécial et aux alentours de 0,3 pour les entreprises de marché). Les figures 2 et 3 représentent le parc électrique portugais en 1994 et 2003.



Les éoliennes relevant du régime spécial étaient pratiquement inexistantes jusqu'en 1996, mais se sont multipliées rapidement et représentaient en 2002 une puissance installée de 185 MW et en 2003 de 300 MW. D'après les prévisions, les éoliennes devraient atteindre une puissance installée de 3 750 MW d'ici 2010. En 2004, les autorisations accordées aux promoteurs éoliens représentaient déjà 3 000 MW.

En 1996, aucune centrale ne brûlait du gaz naturel. Depuis 1997, deux groupes au fioul ont été convertis de façon à pouvoir fonctionner avec du fioul et du gaz naturel, et, en 1998, une centrale à cycle combiné a été mise en service. Dans les prochaines années, le développement des centrales thermiques classiques s'effectuera au profit des cycles combinés.

En 2004, une centrale hydraulique et deux groupes à cycle combiné au gaz naturel ont été mis en service commercial. Ces centrales ont une puissance installée supérieure à 1 000 MW.

Sachant que les centrales thermiques les plus récentes font appel au cycle combiné au gaz et que l'éolien est appelé à se développer dans de fortes proportions, les coûts présentés dans cette étude concernent ces deux technologies.

La méthode des coûts actualisés constitue aujourd'hui une première base d'évaluation de la compétitivité de futures centrales fonctionnant dans des conditions équivalentes. Plusieurs taux d'actualisation sont employés en fonction du profil de risque technologique. Cette méthode a été employée, par exemple, pour réaliser des études de planification de nouvelles installations hydrauliques.

On effectue également des études de sensibilité qui consistent à faire varier l'un des principaux paramètres des calculs, par exemple le taux d'actualisation, la durée de vie de la centrale ou le nombre d'heures de fonctionnement annuel ainsi que les coûts du combustible.

République slovaque

En 2003, la consommation brute d'électricité de la République slovaque a atteint 28,9 TWh, soit 0,8 % de plus qu'en 2002. Cette même année, la demande maximale était de 4 338 MW. Les centrales slovaques ont assuré une production brute de 31,1 TWh, ce qui a permis de satisfaire la consommation nationale, et d'exporter 2,2 TWh.

Centrales nucléaires

Les centrales nucléaires sont une composante importante du parc électrique slovaque. Elles ont produit 17,9 TWh en 2003, soit 57,4 % de la production totale d'électricité.

Le pays compte trois centrales équipées de six tranches VVER de 440 MW, soit une puissance installée totale de 2 640 MW. La centrale de Jaslovske Bohunice possède deux tranches nucléaires appartenant à un premier palier, V-1, équipées de réacteurs VVER 440/230, qui ont été mises en service entre 1978 et 1980, suivies de deux tranches VVER 440/213, appartenant à un deuxième palier, V-2, qui ont été mises en exploitation en 1984 et 1985. Les deux autres tranches, équipées de réacteurs de la filière VVER/213, sont installées à Mochovce et sont entrées en service en 1998 et 2000. En outre, deux tranches nucléaires de la même filière (représentant une puissance installée de 2 x 440 MW) sont en chantier.

Centrales thermiques

En 2003, la puissance installée des centrales thermiques slovaques s'élevait à 3 202 MW. Le principal producteur d'électricité du pays, *Slovenske Elektrarne a.s.* (SE, a.s.) en détient 1 842 MW, le reste appartenant à des producteurs d'électricité indépendants. En 2003, les centrales thermiques ont assuré 31 % de la production totale, soit 9,7 TWh. Suivant la centrale, différents combustibles sont utilisés, gaz naturel, houille, lignite d'origine nationale et, dans une certaine mesure, fioul lourd.

Énergies renouvelables

On évalue le potentiel des énergies renouvelables exploitables pour la production d'électricité à 10 TWh par an environ, sachant que 40 % de ce potentiel sont aujourd'hui valorisés (4 TWh par an). Les centrales hydrauliques assurent 16 à 17 % de la production d'électricité totale.

La République slovaque s'est fixé l'objectif d'assurer 19 % (5,8 TWh par an) de sa production électrique en recourant à des sources d'énergie renouvelables d'ici 2010. Pour ce faire, il faudra mettre en place de nouveaux mécanismes destinés à encourager le recours aux énergies renouvelables, à savoir des garanties d'achat de l'électricité, des certificats verts, une baisse des taux d'intérêt, une fiscalité intéressante, voire des subventions directes.

La géographie de la République slovaque se prête particulièrement bien à l'exploitation de ces énergies renouvelables, en particulier de l'hydraulique, de la biomasse et de l'énergie éolienne. Le développement futur de l'hydraulique reposera sur la reconstruction et la modernisation des centrales les plus âgées, ainsi que sur la construction de petites tranches ayant un rendement très élevé.

De petites unités de cogénération voient le jour. Elles brûlent des combustibles tirés de la biomasse et du biogaz provenant essentiellement des stations d'épuration des eaux usées. On envisage sérieusement la co-combustion de charbon et de copeaux de bois.

La mise en service du parc éolien de Cerova (2,6 MW) en 2003 a marqué l'avènement de l'éolien dans la République slovaque. Pour l'heure, des éoliennes représentant une puissance installée brute de 5 MW fonctionnent sur trois sites, et l'on prévoit d'installer 100 MW supplémentaires.

Libéralisation

Le processus de libéralisation a donné lieu à une restructuration fondamentale du secteur de l'électricité. La séparation juridique de la production, du transport et de la distribution est consommée et une autorité de régulation a été créée en 2001.

SE a.s., le principal producteur d'électricité de la République slovaque, exploite près de 85 % de la puissance installée totale, les 15 % restants, y compris les centrales de cogénération, le sont par les producteurs indépendants.

Slovenska Elektrizacná Prenosova Sustava a.s. est le gestionnaire du réseau de transport (GRT) de la République slovaque. Il s'agit d'une entreprise à capitaux publics, entièrement indépendante.

Les réseaux de distribution sont exploités par trois entreprises régionales. Les entreprises privées EON, EdF et RWE détiennent 49 % des capitaux, l'État les 51 % restants.

Privatisation

Le ministre de l'Économie de la République slovaque prévoit de privatiser 90 % du capital de toutes les entreprises de distribution au cours de l'année 2005.

Le gouvernement de la République slovaque a décidé de privatiser 66 % du capital de SE a.s. ; les documents relatifs à la privatisation de SE a.s. doivent être signés en 2005.

Législation

En octobre 2004, trois lois régissant le secteur électrique ont été adoptées :

1. La loi sur l'électricité qui remplace la loi n° 70 de 1998, établit le régime général de l'industrie électrique. Cette nouvelle loi sert principalement à transposer en droit slovaque la législation de l'Union européenne, à savoir principalement la directive 2003/54/CE et le règlement (CE) n° 1228/2003 du 26 juin 2003.
2. La loi sur le transport et la distribution est venue modifier et compléter la loi n° 276/2001.
3. La loi sur la chaleur définit les conditions de production et de fourniture de la chaleur ainsi que l'économie de la chaleur.

Marché

L'ouverture totale du marché, au sens de la directive de l'Union européenne, est prévue pour 2007.

Fiscalité

En République slovaque, la fiscalité ou les abattements fiscaux applicables à la production d'électricité ne varient pas en fonction de la filière de centrale. Il en va de même du taux d'amortissement. Quel que soit le type de centrale, l'impôt sur les bénéfices est de 19 %. Or, cet impôt n'a pas été inclus dans les coûts fournis pour cette étude.

Dans la pratique, il n'est prévu en fait aucune subvention pour la construction d'installations ni pour la rénovation ou la remise à niveau des centrales existantes.

Le secteur électrique demain

De 2006 à 2008, la République slovaque sera amenée à dépenser les fonds qu'elle a provisionnés pour le démantèlement des grosses centrales. En effet, les deux tranches VVER 440/230 de la centrale V-1, représentant une puissance totale de 880 MW, seront démantelées à cette période, de même que des centrales thermiques qui ne sont pas conformes aux normes d'émission. C'est au total une puissance installée de 1 794 MWe, produisant chaque année 8,0 TWh, qui sera mise hors service d'ici 2010.

Pour parvenir à satisfaire la consommation d'électricité, il faudra donc construire d'ici 2020 des installations représentant au total 2 500 MW, soit un investissement total de 106 milliards de SKK environ (2,8 milliards d'euros).

Dans cette optique, le ministre slovaque de l'Économie a demandé à *Slovenske Elektrarne a.s.*, d'étudier différents scénarios d'approvisionnement en électricité en fonction de la conjoncture économique nationale. Il s'agit donc de trouver des solutions susceptibles de produire dans chaque cas, une quantité donnée d'électricité à un coût minimal. Il a été également demandé à cette société de déterminer les implications sociales de ces différents scénarios, cela en terme de déductions ou d'abattements fiscaux divers. Ces conséquences recouvrent notamment l'impact sur l'environnement, l'emploi, les provisions constituées en vue du démantèlement des installations nucléaires et le stockage des déchets radioactifs, les conséquences éventuelles de l'abandon de la construction des tranches 3 et 4 de la centrale de Mochovce (MO-3 et 4), etc.

Sept scénarios ont été évalués et comparés à un scénario de référence excluant tout investissement dans de nouvelles centrales. Ce scénario de référence a été en effet jugé le moins approprié du point de vue des coûts de l'achat d'électricité, de l'emploi, des provisions en vue du démantèlement des centrales nucléaires et du stockage des déchets radioactifs, des coûts échoués et de la sécurité de la fourniture d'électricité.

Les importations d'électricité soulèvent les questions majeures de la capacité de transporter d'énormes quantités d'électricité chaque année par le réseau de transport et des moyens nécessaires pour pouvoir régler et maîtriser la stabilité du réseau électrique slovaque.

Trois scénarios ont été alternativement étudiés, avec et sans les tranches 3 et 4 de la centrale nucléaire de Mochovce et dans différents cas de figure concernant la centrale V-1 de Jaslovské Bohunice (à savoir, mise à l'arrêt en 2006-2008, prolongation de la durée de vie jusqu'à 2015). Tous ces scénarios, à l'exception du scénario de référence, prévoient la construction de centrales thermiques, y compris les centrales au gaz (CCG), des centrales brûlant des sources renouvelables et des centrales de cogénération représentant une puissance installée totale de 799 MW.

Par ailleurs, se plaçant dans la perspective des producteurs, l'évaluation économique prévoit le choix d'un scénario optimal à l'issue d'une comparaison entre les durées annuelles d'utilisation des différentes technologies ainsi que d'une évaluation de l'efficacité économique des sources d'énergie sur toute leur durée de vie. Cette étude inclut une évaluation des coûts de tous les réseaux électriques. La valeur actuelle des coûts fixes et variables a été calculée jusqu'au dernier horizon temporel prévu dans l'évaluation.

Les conséquences sur l'environnement, la santé et la propriété, etc., n'ont pas été négligées dans l'analyse. Des évaluations complexes de ces coûts ont été effectuées. Ces effets, baptisés « coûts externes », ne sont pas inclus dans le prix de l'électricité, même s'ils jouent un rôle non négligeable dans certains cycles du combustible. Par conséquent, toute décision stratégique adoptée par les responsables économiques et environnementaux doit tenir compte de ces coûts. On trouvera ci-dessous les valeurs des coûts externes tirées des résultats de recherches de longue haleine entreprises par la Commission européenne.

La valeur moyenne des coûts externes atteint 160 SKK/MWh pour les centrales nucléaires, soit un niveau comparable à celui des énergies renouvelables (hydraulique). La moyenne de 2 339 SKK/MWh obtenue par les centrales brûlant du charbon et du lignite est près de 15 fois supérieure à celle des centrales nucléaires et 5 fois supérieure dans le cas du gaz naturel.

Coûts externes de la production d'électricité en fonction du cycle du combustible

Cycle du combustible	Unité	Charbon et lignite	Gaz naturel	Nucléaire	Hydraulique
Valeur moyenne des coûts externes obtenue en appliquant le projet ExternE Project de l'UE	€/MWh	40.8-73.3	12.5-23.3	3.9	3.8-4.8
Coûts externes ajustés pour un taux de change de 41 SKK/€	SKK/MWh	1 673-3 005	512-955	160	154-195
Moyenne figurant dans l'étude	SKK/MWh	2 339	734	160	175

La figure 1a présente une comparaison des coûts pour différentes durées moyennes d'utilisation des centrales. De toute évidence, c'est la centrale nucléaire V-1 de Bohunice qui coûte le moins cher. Les coûts de production des tranches 3 et 4 de la centrale de Mochovce se situent également dans une gamme de coûts inférieure. La tranche à lit fluidisé et la tranche à CCG obtiennent des coûts s'élevant à plus du double de ceux de la centrale V-1, ce qui s'explique en partie par le fait que le prix du gaz naturel ait plus que doublé après la privatisation de l'industrie du gaz nationale. Si l'on intègre donc les coûts externes, l'avantage dont bénéficient les centrales nucléaires augmente par rapport aux centrales à combustibles fossiles (figure 1b).

Figure 1a – Coûts de production en fonction du nombre annuel d'heures de fonctionnement des centrales (hors coûts externes)

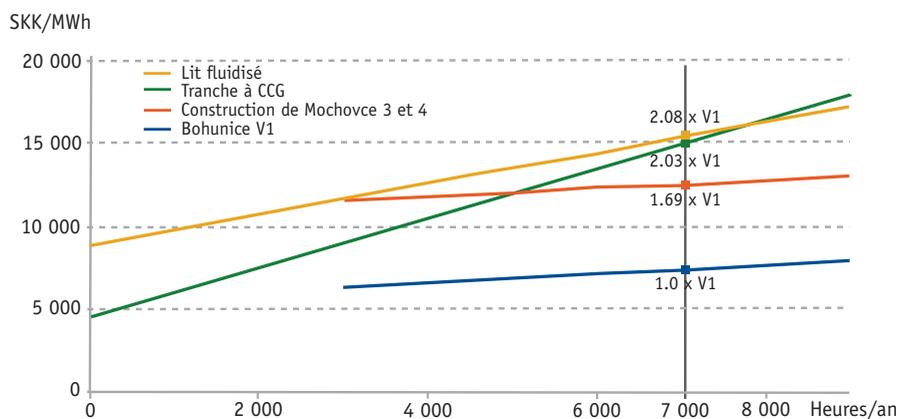
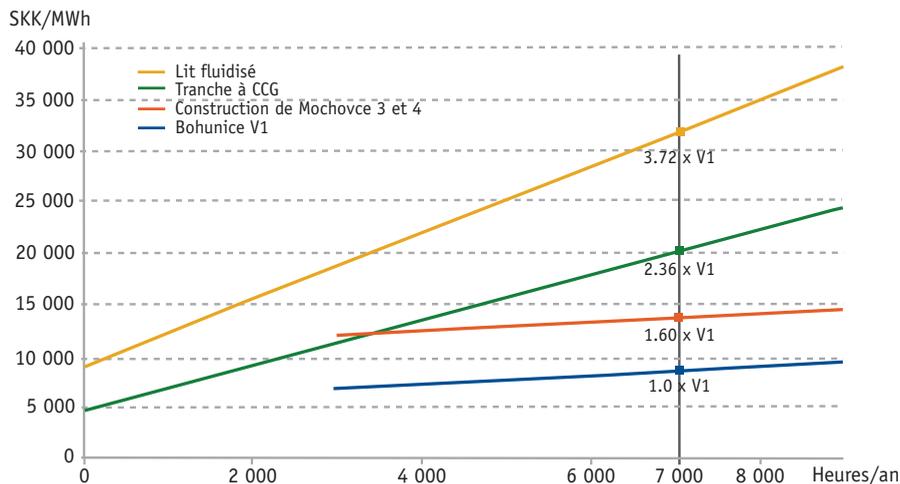


Figure 1b – Coûts de production en fonction du nombre annuel d'heures de fonctionnement des centrales (y compris les coûts externes)



Les distributions temporelles et la structure des coûts des tranches 3 et 4 de Mochovce et de la centrale à CCG sont représentées sur les figures 2a et 2b respectivement.

Figure 2a – Distribution temporelle des différentes composantes des coûts de production (centrale de Mochovce, tranches 3 et 4)

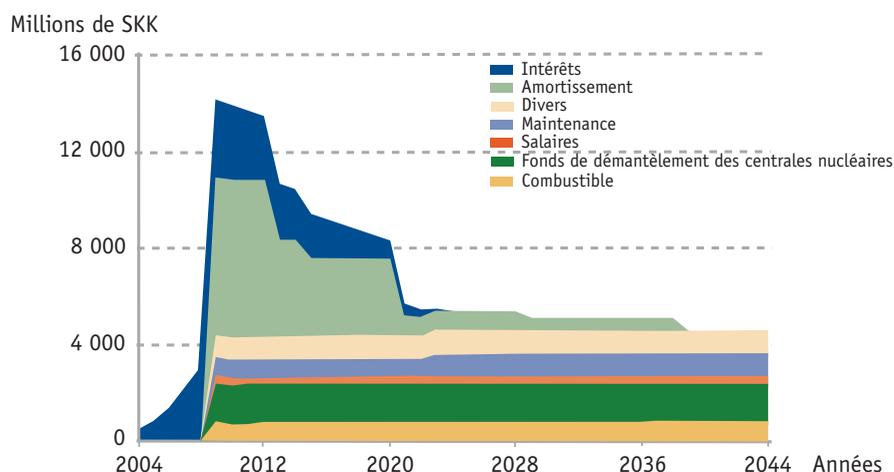
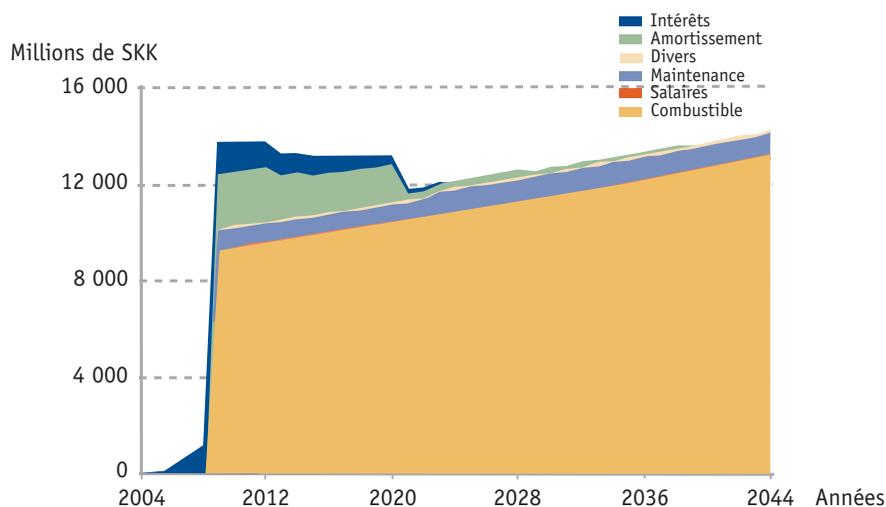


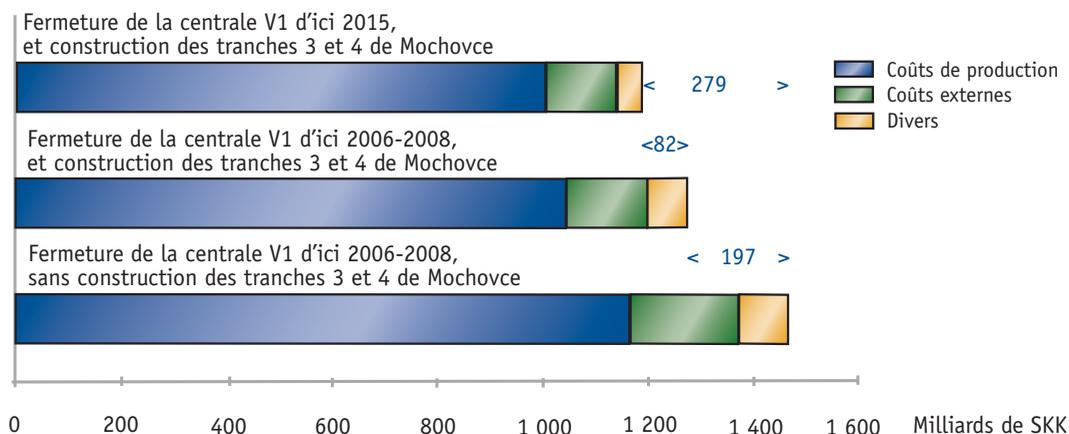
Figure 2b – Distribution temporelle des différentes composantes des coûts de production (CCG)



Dans les premières années d'exploitation de la centrale, les coûts des tranches 3 et 4 de la centrale de Mochovce atteignent leur valeur maximale, puis ils diminuent après amortissement des prêts et des installations. En revanche, les coûts de la centrale à CCG augmentent avec le temps à cause des coûts élevés du combustible. Sur toute la durée de la vie de la centrale de Mochovce, les coûts équivaldront aux coûts actuels de la centrale V-1. Compte tenu du prix du combustible et de son évolution, les coûts de la production d'électricité dans la centrale à CCG seront supérieurs aux coûts de la production électronucléaire.

Dans les décisions stratégiques concernant les énergies à adopter pour répondre à la hausse prévue de la demande d'électricité, il s'agit d'intégrer le système de production dans son intégralité et la protection de l'environnement, de la santé, de l'emploi, etc. Nous avons représenté sur la figure 3 les résultats des différents scénarios nucléaires (avec et sans la construction des tranches 3 et 4 de Mochovce).

Figure 3 – Coûts totaux des scénarios nucléaires



En général, il apparaît que l'on peut réduire au minimum les coûts de la production d'électricité que l'on considère uniquement le système électrique ou que l'on tienne compte des répercussions sur l'environnement, en augmentant la production électronucléaire, par exemple par des mesures destinées à accroître la production des centrales en exploitation ou existantes. Les autres effets, dont les répercussions sur l'emploi, la baisse des coûts échoués, la diminution des coûts de production spécifiques dans les centrales nucléaires une fois les investissements amortis, la garantie constituée pour le fonds de démantèlement des centrales nucléaires, plaident en faveur de la construction des tranches 3 et 4 de la centrale de Mochovce (MO-3 et 4). Les projections de coûts établies pour le scénario prévoyant la construction des tranches 3 et 4 de Mochovce, dans l'hypothèse où la durée de vie de la centrale V-1 serait prolongée jusqu'en 2015, sont inférieures de 280 milliards de SKK (7 milliards d'euros environ) aux coûts de production donnés par le scénario prévoyant une fermeture de la centrale V-1 d'ici 2006-2008 dans l'hypothèse où les tranches 3 et 4 de Mochovce ne seraient pas construites. Il faut savoir cependant que le scénario intégrant la prolongation de la durée de vie de la centrale V-1 va à l'encontre de l'engagement pris par la République slovaque dans son traité d'adhésion à l'Union européenne. D'après ce traité, les tranches de la centrale V-1 doivent être arrêtées entre 2006 et 2008. Pour des raisons de sécurité, la République slovaque recommande de démanteler les deux tranches de la centrale V-1 au même moment, en 2008. Quoiqu'il en soit, la meilleure solution consiste à construire les tranches 3 et 4 de la centrale de Mochovce. À ce jour, une seule centrale est en chantier : la construction des bâtiments est achevée à 70 % environ, et 30 % des équipements sont installés.

Pour répondre à d'éventuelles pénuries supplémentaires de la production électrique, on pourra recourir à des centrales thermiques et, dans une certaine mesure, à des énergies renouvelables et à des centrales de cogénération. Pour ces dernières, cependant, il manque une législation et des incitations. Étant donné le prix actuel de la production d'électricité dans des centrales thermiques, les investissements sont encore incertains et risqués. Au vu de ce qui précède, il a été expressément reconnu que la construction des deux tranches de Mochovce est la seule solution pour que la République slovaque puisse bénéficier d'une fourniture d'électricité suffisante à un prix acceptable.

République tchèque

Les centrales électriques de la République tchèque appartiennent à toutes les grandes filières. Les centrales à charbon assurent le plus fort pourcentage de la production totale (64 % en 2003, charbon d'origine nationale) et deux centrales nucléaires fournissent une proportion importante du reste de la production (31 % en 2003). Les centrales brûlant du gaz naturel ne représentaient en 2003 qu'environ 3 % de la production totale, contre 2 % environ pour les centrales hydrauliques et un pourcentage minimum pour les autres sources (renouvelables, éolien, solaire). Au total, la production électrique s'élevait à 83,2 TWh en 2003. La République tchèque est par conséquent un important exportateur d'électricité : elle a exporté 17 TWh en 2003.

Le plus gros producteur d'électricité national est une société anonyme du nom de ČEZ, a.s. qui assure environ 75 % de la production totale d'électricité. Cette société exploite les deux centrales nucléaires du pays ainsi que 15 centrales au charbon, 13 centrales hydrauliques dont 7 sont de petites centrales.

Conformément à la loi sur l'énergie, la République tchèque a commencé, le 1^{er} janvier 2002, à ouvrir progressivement son marché d'électricité où l'accès aux réseaux de transport et de distribution est réglementé. Les opérateurs sur le marché de l'électricité sont les producteurs, les gestionnaires de réseaux, les distributeurs, les négociants, la bourse de l'électricité, les hommes d'affaires et les clients finals. Il est permis d'intervenir dans le secteur énergétique sur le territoire de la République tchèque à condition d'obtenir une autorisation spéciale délivrée par l'Autorité de régulation de l'énergie.

Depuis 2002, un premier groupe de clients finals consommant plus de 40 GWh bénéficie du statut du consommateur éligible, c'est-à-dire qu'il a accès au réseau de transport national et au réseau de distribution et peut choisir ses fournisseurs d'électricité. À compter du 1^{er} janvier 2006, tous les consommateurs finals seront éligibles. Depuis le 1^{er} janvier 2002, le gouvernement fixe les tarifs de l'électricité pour des consommateurs protégés mais aussi les prix des services de transport et de distribution de l'électricité. Pour ce qui est de l'augmentation de la part des sources renouvelables dans la production d'électricité, l'Autorité de régulation de l'énergie fixe le prix d'achat de l'électricité produite de cette manière (petite hydraulique, centrales éoliennes et photovoltaïques, combustion de la biomasse – qu'il s'agisse de production séparée ou combinée avec la combustion de combustibles fossiles). Ces prix sont nettement supérieurs aux prix normaux de l'électricité. Malgré cela, les entreprises de distribution sont tenues d'acheter cette production.

La République tchèque prépare actuellement une loi qui devrait entrer en vigueur au mois de janvier 2005 afin de promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables. Cette loi s'inspire de la directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité. L'objectif fondamental de cette loi est de parvenir en 2010 à produire 8 % d'électricité avec des énergies renouvelables.

Production thermique classique

Les centrales au charbon pourraient intégrer des tranches à charbon pulvérisé bien rôdées (brûleurs à charbon pulvérisé et vapeur sous critique), les technologies des lits fluidisés atmosphériques (tranches équipées de lits fluidisés avec recirculation des produits de combustion) ainsi que la gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné (houille importée).

Parmi les autres technologies classiques liées au gaz naturel ou au fioul à basse teneur de soufre (en République tchèque en général, le fioul est uniquement utilisé comme combustible de secours en cas de pénurie de gaz), on pourrait utiliser des installations à cycle combiné. En République tchèque, les grandes centrales fonctionnent en mode à condensation ou en mode mixte de production de chaleur ou d'électricité (grande cogénération).

La construction de grandes tranches est prévue sur les sites de centrales actuelles. Ce choix permet de remplacer progressivement les tranches qui parviennent à la fin de leur durée de vie, d'utiliser les infrastructures et connexions au réseau qui existent et de respecter une tendance générale à ne pas étendre davantage les superficies consacrées à la production d'énergie. Ces facteurs permettent également d'abaisser les coûts de production spécifiques dans les nouvelles tranches.

Énergie nucléaire

À l'heure actuelle, la politique énergétique de la République tchèque prévoit que l'énergie nucléaire jouera un rôle à l'avenir, mais n'envisage pas la mise en service d'une nouvelle tranche avant 2010.

Énergies renouvelables

La République tchèque a un potentiel hydraulique très limité en particulier dans les localités nécessitant d'une puissance installée supérieure à 10 MW. En plus de la remise en service d'anciens aménagements hydrauliques, de petites centrales hydrauliques pourraient être aménagées sur des rivières avec des hauteurs de chute plus faibles.

En République tchèque, la puissance éolienne installée est très faible. L'intérêt pour le développement des installations existantes (appelées fermes éoliennes) remonte à 2002. Toutefois, la part de l'électricité éolienne devrait augmenter sachant qu'elle risque de rester très limitée par rapport à la production totale, à cause des conditions particulières rencontrées dans le pays.

La technologie solaire photovoltaïque est indubitablement la solution la plus onéreuse pour la République tchèque. Dans un proche avenir, on ne prévoit pas, par conséquent, une progression significative des installations photovoltaïques.

Jusqu'à présent, l'utilisation de la biomasse pour produire de l'énergie concernait surtout dans le pays des sous-produits du traitement du bois et de la transformation des plantes/cultures alimentaires. On peut s'attendre à voir progressivement apparaître un marché pour une biomasse à fort contenu énergétique cultivée spécifiquement pour la production d'énergie.

Roumanie

Le secteur énergétique est une infrastructure stratégique de l'économie nationale sur laquelle repose le développement du pays tout entier. De même, la fourniture d'énergie est un service public qui a des répercussions sociales importantes.

Dans la politique énergétique roumaine, ce secteur important est conçu comme un service public qui a besoin de mécanismes plus commerciaux et d'un environnement concurrentiel où les prix puissent s'établir grâce à une concurrence libre entre une diversité de fournisseurs et de consommateurs à qui l'on accorde progressivement le choix de leur fournisseur, et grâce à des mécanismes de marché stables et transparents contrôlés par une autorité de régulation indépendante et par un gestionnaire de marché.

La stratégie adoptée en Roumanie pour le secteur énergétique et l'efficacité énergétique repose sur des objectifs à long terme qui traduisent les besoins de l'économie nationale, à savoir :

- la sécurité d'approvisionnement énergétique et la sûreté ;
- l'efficacité énergétique ;

- l'utilisation des énergies renouvelables ;
- la protection de l'environnement.

Pour respecter ces principes fondamentaux, conformément à « l'acquis communautaire », il a été décidé de faire évoluer le système et le marché énergétique vers une totale ouverture à la concurrence. En effet, un accès sûr et fiable aux réseaux et un fonctionnement efficace du secteur énergétique constituent les piliers de l'économie roumaine.

De ce fait, il est clair que les objectifs nationaux, à savoir une croissance durable et l'élimination de la pauvreté, reposent sur une stratégie cohérente et économiquement viable dans le secteur de l'énergie.

Au cours des dix dernières années, des réformes institutionnelles, réglementaires et structurelles radicales ont été entreprises dans le monde entier afin de déréglementer pour améliorer l'efficacité et la qualité des services.

Pour ce qui concerne les marchés de l'énergie, la Roumanie a choisi une ouverture progressive s'inscrivant dans le mouvement de libéralisation globale de l'économie nationale entrepris pour favoriser la libre circulation des biens et des services.

Il s'agit par là de créer des structures et des mécanismes de marché adaptés au marché énergétique européen de plus en plus intégré où les frontières entre marchés nationaux s'estompent peu à peu pour laisser place au seul marché européen.

Ces trois dernières années, plusieurs étapes importantes ont été franchies dans le secteur énergétique roumain grâce à la mise en place d'un processus de déréglementation destiné à renforcer le jeu du marché et la concurrence, mais aussi à une politique de privatisation soutenue.

À partir de 2000, le secteur de l'électricité roumain a été entièrement restructuré, et les principales activités de production, de transport, de distribution et de vente ont été dissociées. Des entreprises commerciales de production d'électricité ont été créées (*Termoelectrica, Hidroelectrica, SN Nuclearelectrica*). Il existe désormais plusieurs producteurs d'électricité indépendants représentés par des compagnies commerciales créées lors du transfert aux autorités locales de centrales de cogénération (jusqu'en 2002, ces centrales appartenaient à *Termoelectrica*). À côté de ces producteurs, on trouve quelques producteurs indépendants et auto-producteurs de chaleur et d'électricité destinées à de grandes installations industrielles. Le gestionnaire du réseau établit chaque jour le planning de marche des groupes en fonction de l'ordre de préséance économique établi par le gestionnaire du marché de l'électricité, OPCOM.

Le gestionnaire du réseau de transport (GRT) est *Transelectrica SA*, qui a pour mission d'assurer le transport pour les participants au marché de l'électricité (producteurs, distributeurs, fournisseurs indépendants et consommateurs éligibles) et de faire fonctionner le réseau grâce au dispatching national.

OPCOM est une entreprise commerciale indépendante, filiale de *Transelectrica SA*, à qui il incombe de gérer le marché de gros de l'électricité, d'enregistrer tous les contrats existants sur ce marché de gros et d'établir l'ordre de préséance en fonction des montants et des prix des enchères de production. OPCOM calcule également le coût marginal horaire et le coût marginal mensuel sur le réseau et se charge des règlements entre opérateurs. Le gestionnaire du réseau gère également les contrats passés pour les services auxiliaires et est responsable de l'ajustement de l'offre à la demande en temps réel.

L'autorité de régulation nationale (ANRE), qui a établi tous les textes d'application nécessaires au fonctionnement du marché de l'électricité, est responsable de la tarification des services de transport et de distribution ainsi que des contrats passés sur le marché dit réglementé.

En terme de structure, on distingue donc deux marchés, le marché réglementé et le marché concurrentiel.

Le marché réglementé correspond aux clients captifs et, conformément à la législation, il représente 60 % du marché total. Le marché concurrentiel représente 40 % de ce marché total et devrait passer à 55 % d'ici la fin de 2004 et à 80 % à la mi-2006. À compter de 2007, le marché sera entièrement ouvert pour les industriels, ce qui sera vrai pour la clientèle domestique à la fin de la même année.

Le marché concurrentiel de gros se divise également en deux : les contrats bilatéraux et le marché spot.

En plus des réserves de puissance, du réglage de la tension et de la fréquence qui s'opèrent sur le marché de l'électricité, on trouve sur le marché concurrentiel de gros des contrats pour des services auxiliaires.

À l'heure actuelle, on peut donc dire que le marché de gros de l'électricité en Roumanie est un marché concurrentiel, encore en évolution.

La Roumanie a besoin de consentir d'énormes investissements pour moderniser et reconstruire le système énergétique national et pour développer les installations existantes et en construire de nouvelles.

Malgré les efforts déjà consentis dans la production, c'est encore ce secteur qui est la cible des principaux travaux de modernisation, car le parc thermique contient des centrales très anciennes, équivalant à plus de 5 000 MW au total. Dans la production thermique, en effet, plus de 82 % du matériel a dépassé 20 ans. Dans le secteur hydraulique, 75 % des installations ont franchi ce cap des 20 ans. Par conséquent, il faudra fermer un grand nombre d'installations car il reviendrait trop cher de les remettre à niveau ou de les rénover et l'on n'a aucune garantie de résultats. Le programme de fermeture actuellement envisagé pour 2015 concerne une puissance thermique installée avoisinant 3 500 MW.

De même, on envisage de remettre à niveau d'anciennes centrales thermiques d'une puissance de 2 825 MW (le coût des travaux est estimé inférieur à 50 % du coût de la construction de nouvelles tranches) et de construire des centrales hydraulique et des centrales thermiques, représentant respectivement 529 MW et 1 945 MW.

Les installations à construire ont été choisies en fonction du programme de fermeture qui a lieu en parallèle. On trouvera récapitulé sur le tableau suivant le programme de fermeture et de construction (en MW) :

Secteur	2003-2005		2006-2010		2011-2015	
	Nouvelles installations	Installations mises hors service	Nouvelles installations	Installations mises hors service	Nouvelles installations	Installations mises hors service
Hydraulique :	129		200		200	
Nouvelles installations	99		200		200	
Rénovations	30					
Thermique :	555	1 280	3 505	2 185	710	
Nouvelles installations			1 445		500	
Rénovations	555		2 060		210	
Nucléaire			707		707	
Total	1 284	1 280	4 412	2 185	1 617	

Les projets électriques ont été sélectionnés en fonction de leur mérite, c'est-à-dire de calculs de coûts. Par ordre de rentabilité, il faudrait donc envisager les projets suivants :

- Production électronucléaire : tranche 2 (707 MW) et ultérieurement tranche 3 (707 MW) de la centrale de Cernavoda. L'énergie nucléaire est la principale énergie qui pourra répondre à l'augmentation future de la demande d'énergie ; elle constitue l'une des énergies les plus rentables et, de surcroît, contribue à réduire la dépendance du pays à l'égard des importations d'énergie. La Roumanie possède une bonne

infrastructure, à savoir une usine de fabrication du combustible nucléaire qui utilise du minerai d'uranium national, une usine d'eau lourde pour la mise en service et l'exploitation des tranches nucléaires, plusieurs usines capables de fabriquer du matériel destiné aux centrales nucléaires ainsi qu'un institut d'études et recherches nucléaires sérieux.

- La construction de centrales hydrauliques supplémentaires de 500 à 900 MW, si les conditions économiques le permettent.
- La rénovation de certaines centrales au lignite et au charbon si les coûts de cette rénovation sont inférieurs à la moitié du prix de la construction de nouvelles installations, et/ou la construction de nouvelles tranches sur les sites suivants : Turcenii, Rovinari, Isalnita, Deva-Mintia. Les projets de rénovation pourraient concerner 35 à 45 % de la puissance supplémentaire totale nécessaire.
- Des cycles combinés au gaz sachant que 15 % seulement de la production totale d'électricité seront assurés par le gaz naturel.

Sur la période 2003 à 2015, les investissements nécessaires pour ces travaux s'élèvent à 3 485 millions d'USD pour ce qui concerne les centrales thermiques, 1 610 millions d'USD pour les centrales hydrauliques et 1 886 millions d'USD dans le cas des centrales nucléaires. La modernisation des réseaux de transport et de distribution coûtera environ 3 500 millions d'USD.

Sur les coûts d'investissement, on estime à 10 % la part consacrée à la protection de l'environnement.

La réforme et les restructurations en cours ont pour principal objectif de rendre ce secteur énergétique attractif et convaincant pour les investisseurs privés. Étant donné les capacités de financement limitées du pays, on estime que la majeure partie du capital nécessaire viendra de l'étranger.

La stratégie adoptée par le gouvernement de Roumanie consiste à accélérer le processus de privatisation des activités de distribution d'électricité, de distribution du gaz et de production d'électricité en commençant par les privatisations les plus faciles. Privatiser permet essentiellement de garantir la disponibilité des capitaux nécessaires et de renforcer le secteur, et non d'optimiser les recettes. Ainsi la privatisation est censée produire des entreprises plus solides et plus concurrentielles dans les secteurs du gaz et de l'électricité et éviter des augmentations inutiles de tarif. Dans cette perspective, il est prévu d'affecter le produit de la privatisation du secteur au financement de projets énergétiques ayant un fort impact économique et social ainsi qu'au financement des coûts sociaux résultant de la privatisation, à des aides ciblées aux ménages démunis et à des investissements dans la protection de l'environnement.

La Roumanie devrait jouer un rôle important sur le marché de l'électricité de l'Europe du sud-est et, avec les systèmes des autres pays, contribuer à l'ajustement dans la seconde zone synchrone.

L'évolution des relations contractuelles devrait conduire à la création d'un marché régional de l'énergie dans le cadre de l'initiative lancée par les pays de la région (à savoir, l'Albanie, la Bosnie Herzégovine, la Grèce, l'ancienne République yougoslave de Macédoine, la Roumanie, la Serbie-Monténégro et la Turquie, qui vient d'adhérer).

Ce marché régional, où la Roumanie est appelée à jouer un rôle important, marquera une étape déterminante sur la voie de l'intégration avec le marché intérieur européen et devrait favoriser la libre circulation des biens et des services. À cet égard, il convient de mentionner l'initiative de la Roumanie en faveur de la création d'une bourse de l'électricité nationale/régionale et qui fait actuellement l'objet de négociations.

Le 30 juin 2004, ont été closes les négociations avec l'Union européenne concernant le chapitre 14 sur l'énergie, soit deux ans après leur ouverture. La clôture provisoire de ce chapitre important ne représente pas seulement un engagement politique mais une avancée significative sur la voie de la modernisation et de la restructuration du système énergétique, un pan considérable de l'économie roumaine.

Royaume-Uni

La note qui suit représente la contribution du Royaume-Uni au projet. Les chiffres présentés proviennent de diverses sources. Le gouvernement du Royaume-Uni n'a pas communiqué le questionnaire aux entreprises d'électricité. Pour certaines des technologies évoquées, cependant, les industries étaient représentées lors d'une réunion organisée au ministère du Commerce et de l'Industrie en 2002 où il a été question des hypothèses concernant les coûts de production futurs. Par conséquent, certaines estimations reflètent le point de vue des industries concernées et notamment s'agissant du coût en capital des nouvelles installations.

On trouvera ci-après des projections des coûts de production effectuées en utilisant différents taux d'actualisation y compris les taux employés en général au Royaume-Uni ainsi que les 5 % et 10 % réels. Nous proposerons également des projections des coûts en capital, des coûts des combustibles, des coûts d'exploitation et de maintenance et des facteurs de charge.

Nous n'avons pas été en mesure de fournir des projections pour certaines technologies et notamment :

- différentes technologies de production nucléaire, par exemple le PBMR ;
- les centrales au fioul ;
- les systèmes solaires ;
- la production électrique décentralisée.

Méthodologie

Les tableaux récapitulent, dans la mesure du possible, les données obtenues pour 13 techniques de production anciennes, nouvelles ou futures. Les coûts projetés ont été tirés d'une série d'exercices de modélisation réalisés à l'intention du ministère du Commerce et de l'Industrie au cours des deux dernières années en vue de la rédaction du Livre blanc sur l'énergie de 2003, mais aussi d'une étude des perspectives des énergies renouvelables également effectuée en 2003. Toutes les projections de coût ont été ajustées aux prix enregistrés au deuxième semestre de 2003 à l'aide du déflateur du PIB au Royaume-Uni.

Cette contribution envisage trois scénarios pour le calcul des coûts de production, qui reposent sur des hypothèses légèrement différentes concernant les taux d'actualisation et les facteurs de charge. Nous n'avons pas analysé l'éventail complet des durées de vie des installations car nous avons jugé trop longue une durée de vie de 60 ans. En général, nous avons adopté soit la durée de vie technique de l'installation dans le cas des éoliennes (20 ans) ou une période plus courte (15 années) qui équivaut à la période au cours de laquelle les investisseurs entendent percevoir les recettes de leur investissement.

Les facteurs qui se répercutent le plus sur les projections des coûts sont les hypothèses utilisées concernant les coûts en capital et, dans le cas des centrales au charbon et au gaz, les prix des combustibles fossiles. Quelles que soient les technologies, les projections sont sujettes à incertitude et c'est pourquoi nous avons présenté une fourchette de coûts. Cette dernière est plus importante dans le cas des technologies qui n'ont pas encore fait leurs preuves techniques (les centrales utilisant l'énergie des vagues et des courants marins ou la production à partir de gaz et de charbon avec captation et stockage du CO₂) ou qui reposent sur des nouvelles filières de technologies plus anciennes (nucléaire).

Résultats

Le tableau 1 représente les coûts de production projetés pour 2010 en utilisant les hypothèses générales employées au Royaume-Uni. Il convient de rappeler certains facteurs avant d'interpréter les projections figurant sur ce tableau. Tout d'abord, il n'est pas réaliste d'envisager la construction de centrales nucléaires

au Royaume-Uni d'ici 2010. Le Livre blanc de 2003 sur l'énergie concluait que, si l'énergie nucléaire est aujourd'hui une source importante d'électricité exempte de carbone, ses performances économiques n'en font pas une solution intéressante à l'heure actuelle, sans parler du problème important des déchets nucléaires qui n'est pas résolu.

Le Livre blanc ne prévoit donc pas la construction de centrales nucléaires. Toutefois, il n'écarte pas l'idée que le Royaume-Uni soit obligé d'en construire ultérieurement s'il doit respecter ses objectifs de réduction des émissions de carbone. De plus, avant de décider de construire des centrales nucléaires, il faudrait organiser une consultation approfondie du public et publier un Livre blanc exposant les propositions du gouvernement. Tous ces facteurs signifient que le calendrier nécessaire à la planification et à la mise en service de centrales interdit d'envisager de les mettre en exploitation d'ici 2010.

Deuxièmement, si les projections de coûts démontrent que les nouvelles centrales nucléaires sont moins chères que l'éolien en mer en 2010, elles ne tiennent pas compte des économies d'échelle et des effets d'apprentissage qui permettront de produire moins cher avec des énergies renouvelables. Notamment, les modélisations entreprises pour le ministère du Commerce et de l'Industrie tendent à montrer que les coûts de l'éolien en mer seront tombés à 3,0-4,6 p/kWh d'ici 2020 et ceux de l'éolien terrestre à 2,5-3,2 p/kWh à la même date. De même, les coûts de la production électrique à partir de biomasse cultivée devraient également avoir diminué de 15 % en 2020 par rapport à 2010. Par comparaison, on ne peut pas s'attendre à voir les coûts d'une technologie plus mûre, comme l'énergie nucléaire, baisser de la même manière.

Troisièmement, les chiffres figurant sur les tableaux 1 à 3 ne tiennent pas compte des coûts de la détention ou de l'acquisition des droits d'émission de carbone prévus dans le système d'échanges de quotas d'émission de l'Union européenne (ou tout autre programme similaire).

Tableaux 1-3 – Projections des coûts de production en 2010 (p/kWh)

<i>en fonction de :</i> Technologie	Tableau 1 : hypothèses générales concernant le taux d'actualisation		Tableau 2 : taux d'actualisation réel de 5 %		Tableau 3 : taux d'actualisation réel de 10 %	
	Basse	Haute	Basse	Haute	Basse	Haute
Charbon	3.6	4.0	3.0	3.4	3.6	4.0
Gaz	2.3	2.4	2.1	2.3	2.3	2.4
Nucléaire	2.8	4.3	2.4	3.6	2.8	4.3
Charbon (captation & stockage)	2.8	4.3	4.3	5.4	4.9	6.2
Gaz (captation & stockage)	3.4	3.8	3.0	3.5	3.4	3.8
Éolien terrestre	2.7	3.6	2.4	3.2	3.2	4.2
Éolien en mer	4.4	5.5	3.5	4.4	4.5	5.7
Biomasse cultivée	4.3	6.4	3.4	5.3	4.0	6.1
Petite hydraulique	1.3	1.5	1.2	1.4	1.6	1.9
Déchets	2.1	2.4	1.9	2.2	2.5	3.0
Énergie des vagues et des courants marins	4.1	5.4	3.1	4.0	3.8	5.0
Gaz de décharge	2.7	3.2	2.4	2.9	3.3	3.9
Boues d'épuration	2.1	2.5	1.9	2.3	2.5	3.0

Les taux d'actualisation utilisés pour chaque technologie en fonction des hypothèses générales sont une combinaison des taux employés lors de la modélisation réalisée pour la rédaction du Livre blanc sur l'énergie de 2003 et dans les travaux entrepris pour l'analyse sur l'innovation dans les énergies renouvelables. Dans le cas des énergies renouvelables, les technologies les plus établies telles que l'éolien, le gaz de décharge, les déchets et la petite hydraulique, se sont vues appliquer des taux d'actualisation inférieurs à ceux utilisés pour

des technologies jugées encore aujourd’hui présenter un plus grand risque technologique ou un plus grand risque de marché, à savoir l’éolien en mer et la biomasse cultivée.

Le tableau 2 récapitule les projections de coûts effectuées avec un taux d’actualisation réel de 5 %. Le Royaume-Uni considère ce taux d’actualisation comme peu réaliste sur un marché libéralisé de l’électricité. Il a pour effet principal d’abaisser de manière significative le coût du kWh produit à l’aide de technologies capitalistiques.

Le tableau 3 donne les projections des coûts obtenues avec un coût d’actualisation réel de 10 %. Sachant qu’il n’est pas nécessairement adapté d’appliquer un seul taux d’actualisation à toutes les technologies, ce taux de 10 % semble plus réaliste que le taux de 5 % utilisé ci-dessus pour les besoins de la comparaison.

Le tableau 4 représente les projections des coûts en capital pour chaque technologie qui ont été établies en fonction des chiffres fournis par les industries concernées et des modélisations décrites ci-dessus.

Tableau 4 – Projections des coûts en capital d’une installation à construire en 2010 (GBP/kW)

Technologie	Basse	Haute
Charbon	1 180	1 320
Gaz	285	420
Nucléaire	1 070	1 400
Charbon (captation & stockage)	1 450	1 600
Gaz (captation & stockage)	530	610
Éolienne terrestre	550	750
Éolienne en mer	860	1 120
Biomasse cultivée	1 350	1 620
Petite hydraulique	330	400
Déchets	500	600
Énergie des vagues et des courants marins	960	1 160
Gaz de décharge	1 220	1 460
Boues d’épuration	820	990

Le tableau 5 donne les projections des coûts des combustibles en 2010, 2020 et 2040. Dans le cas du charbon et du gaz, ces projections sont celles qui ont été utilisées pour les modélisations effectuées pour la rédaction du Livre blanc sur l’énergie, de sorte qu’elles ne concordent pas nécessairement avec celles employées aujourd’hui au ministère pour d’autres projections. Ces projections ont toutefois été approuvées par le ministère à l’époque. La projection fournie pour le charbon correspond à un prix du charbon livré de 33 USD/t, tandis que la projection relative au gaz correspond à un prix du gaz de 24,25 p/thermie en 2010, 25,5 p en 2020 et 33 p en 2040.

Tableau 5 – Projections des coûts du combustible sur la durée de vie de la centrale (p/kWh)

Technologie	2010	2020	2040
Charbon	0.466	0.466	0.466
Gaz	0.827	0.870	1.126
Biomasse cultivée	1.8 - 3.6	1.4 - 2.9	1.4 - 2.9

Le tableau 6 contient les projections des coûts d’exploitation et de maintenance en fonction de la technologie en 2010 et en 2020. En raison d’incohérences entre les sources de données pour ce qui est des estimations des coûts d’exploitation, les chiffres présentés concernent uniquement les technologies

renouvelables. Dans le cas des centrales à combustibles fossiles, ces coûts représentent une faible proportion des coûts de production totaux et ils ne devraient pas varier de manière significative par rapport aux niveaux actuels. S'agissant de la plupart des technologies renouvelables, les coûts d'exploitation et de maintenance ne devraient pas diminuer de manière significative après 2020.

Tableau 6 – Projections des coûts d'exploitation et de maintenance (GBP/kW/an)

Technologie	2010	2020
Charbon	na	na
Gaz	na	na
Nucléaire	na	na
Charbon (captation & stockage)	na	na
Gaz (captation & stockage)	na	na
Éolien terrestre	13 - 18	12 - 16
Éolien en mer	31 - 37	29 - 35
Biomasse cultivée	41 - 49	32 - 39
Petite hydraulique	10 - 12	10 - 12
Déchets	15 - 18	15 - 18
Énergie des vagues et des courants marins	39 - 46	35 - 42
Gaz de décharge	37 - 44	37 - 44
Boues d'épuration	25 - 30	25 - 30

Abréviation : **na** = non applicable.

Le tableau 7 récapitule les projections des facteurs de charge appliquées en fonction du type de centrale. Au même titre que les différents taux d'actualisation, ces facteurs de charge font partie des hypothèses générales utilisées pour calculer chacun des coûts figurant sur les tableaux 1 à 3.

Tableau 7 – Hypothèses concernant les facteurs de charge des centrales en 2010

Technologie	%
Charbon	85
Gaz	90
Nucléaire	85
Charbon (captation & stockage)	85
Gaz (captation & stockage)	90
Éolien terrestre	30
Éolien en mer	35
Biomasse cultivée	85
Petite hydraulique	35
Déchets	34
Énergie des vagues et des courants marins	30
Gaz de décharge	63
Boues d'épuration	55

Le tableau 8 représente les projections des rendements des centrales à combustibles fossiles ainsi que des centrales brûlant de la biomasse cultivée.

Tableau 8 – Rendements des centrales en 2010

Technologie	%
Charbon	46
Gaz	61
Charbon (captation & stockage)	40
Gaz (captation & stockage)	52
Biomasse cultivée	30

La taille de l'installation pour laquelle ont été calculés les résultats ci-dessus varie suivant la technologie. Le tableau 9 décrit les hypothèses adoptées pour les combustibles fossiles et la production nucléaire.

Tableau 9 – Taille de la centrale en fonction de la technologie avancée

Technologie	MW
GICC ^a	600 - 800
Charbon pulvérisé	1 000 - 2 000
Gaz	400 - 500
Nucléaire	1 000

- a. Pour réaliser des économies sur la manutention du charbon, les installations GICC devront éventuellement être équipées de trois tranches de cette taille.

Turquie

La Turquie connaît une hausse annuelle de la demande d'électricité de 7 à 8 % en moyenne depuis plusieurs dizaines d'années. Cette tendance devrait se poursuivre dans les années qui viennent notamment en raison de la croissance du PIB et du nouveau comportement des consommateurs avec la modernisation. Les prévisions de la demande donnent des taux de croissance de près de 6 % au cours de la décennie qui vient.

À la fin de 2003, le pays possédait une puissance installée avoisinant 36 GWe. À l'heure actuelle, le parc électrique est dominé par le gaz naturel, l'hydraulique et le charbon, qui représentent respectivement 44 %, 25 % et 23 % de la production. Le reste de la production est assuré essentiellement par des centrales à combustibles liquides.

Avec l'adoption de la nouvelle loi sur le marché de l'électricité en mars 2001, le marché concurrentiel de l'électricité se met en place. Ce nouveau marché repose sur des accords bilatéraux entre participants, complétés par un mécanisme d'ajustement et de règlement. Le découpage des entreprises électriques verticalement intégrées, y compris des entreprises de production, est achevé. Conformément à la loi sur le marché de l'électricité, c'est le secteur privé qui devrait pour l'essentiel investir dans la construction de moyens de production après avoir obtenu les autorisations nécessaires de l'autorité de régulation du marché de l'énergie. En dernier recours, si les mécanismes de marché ne permettent pas d'augmenter la puissance installée en temps utile, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles pourra construire des centrales par l'intermédiaire de l'entreprise publique, EUAS, compte tenu de la nécessité de garantir la sécurité d'approvisionnement.

Aujourd'hui, plus de la moitié de la production est assurée par des centrales appartenant au secteur privé, dont des autoproducteurs, par les centrales appartenant au privé qui ont été construites et exploitées dans les conditions du marché concurrentiel et par les groupes exploités aux termes de contrats *Built-Own-Operate* (BOO), BOT et *Transfer of Operating Rights* (TOOR). La production du secteur public représente aujourd'hui 45 % de la production totale. À mesure que le marché se développera, d'une part parce que le secteur privé construira des centrales mais aussi parce qu'une forte proportion des actifs publics sera privatisée dans les années qui viennent, l'État sera moins présent sur le marché de la production.

Depuis l'ouverture à la concurrence de la production, on a pu noter un intérêt du secteur privé pour ce segment du marché. L'autorité de régulation a déjà délivré des autorisations pour plusieurs centrales privées représentant une puissance totale avoisinant 3 500 MW. Les investissements dans de nouveaux moyens de production semblent se concentrer sur les centrales au gaz naturel, mais on note également un intérêt croissant pour l'énergie éolienne. Quoiqu'il en soit, les études de l'offre et de la demande d'électricité à court

et à moyen terme montrent que l'on aura besoin de mettre en service de nouvelles centrales à partir de 2008-2009 pour répondre à la demande croissante tout en conservant une puissance suffisante en réserve.

La vérité des prix, c'est-à-dire le fait que le prix reflète les coûts, est l'un des principes majeurs du fonctionnement d'un marché concurrentiel. Le prix de gros de l'électricité aura principalement pour effet d'encourager des investissements dans des moyens de production tandis que les consommateurs éligibles, qui représentent près de 29 % du marché aujourd'hui et ont toute liberté pour choisir directement leur fournisseur, sont ceux qui déterminent le choix des moyens de production les plus rentables. Le prix de l'électricité est aujourd'hui assez élevé (environ 5 à 5,5 centimes d'USD/kWh) du fait des coûts échoués lors de la réforme du marché, en l'occurrence des prix élevés souscrits dans les anciens contrats BOO et BOT qui étaient assortis de garanties à long terme de l'État. Ce prix devrait néanmoins décroître à mesure que l'effet de ces contrats d'achat de puissance s'estompera progressivement.

Les ressources nationales utilisées pour produire de l'électricité sont essentiellement l'eau et le lignite, bien que le pays possède un fort potentiel éolien. À l'heure actuelle, la Turquie utilise environ 35 % du potentiel hydraulique économiquement exploitable, c'est-à-dire 40 TWh par an. Le gouvernement compte exploiter ce potentiel hydraulique bon marché jusqu'en 2020. On estime à environ 70 TWh les perspectives de production d'électricité à partir du lignite national caractérisé par un faible pouvoir calorifique, des teneurs en cendres et soufre élevées et une forte humidité. On envisage d'exploiter ce potentiel à moyen et à long terme grâce aux technologies du charbon propre.

C'est la recherche de technologies plus rentables mais aussi la mise en place d'un marché concurrentiel qui devraient marquer l'évolution du parc de production, bien que le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles puisse orienter le marché par des mécanismes adaptés, dans un souci de diversification. Une législation a été récemment élaborée pour favoriser la production d'électricité à base d'énergies renouvelables sur un marché concurrentiel sans pour autant fausser les mécanismes du marché. Les dispositions prévues à cet effet dans la nouvelle loi devraient faciliter le développement des petites installations hydrauliques et éoliennes dans la mesure où elles n'empêchent pas le bon fonctionnement du réseau de transport en raison de leur intermittence. À moyen et à long terme, le souci d'assurer la sécurité d'approvisionnement de manière fiable tout en diversifiant les moyens de production devrait également susciter un regain d'intérêt pour l'énergie nucléaire.

Les autoproducteurs qui, pour la plupart, utilisent des centrales de cogénération, assurent plus de 15 % de la production totale aujourd'hui, bien qu'il n'existe pas encore de législation favorisant la cogénération.

Figure 1 – Évolution des sources d'énergie en Turquie

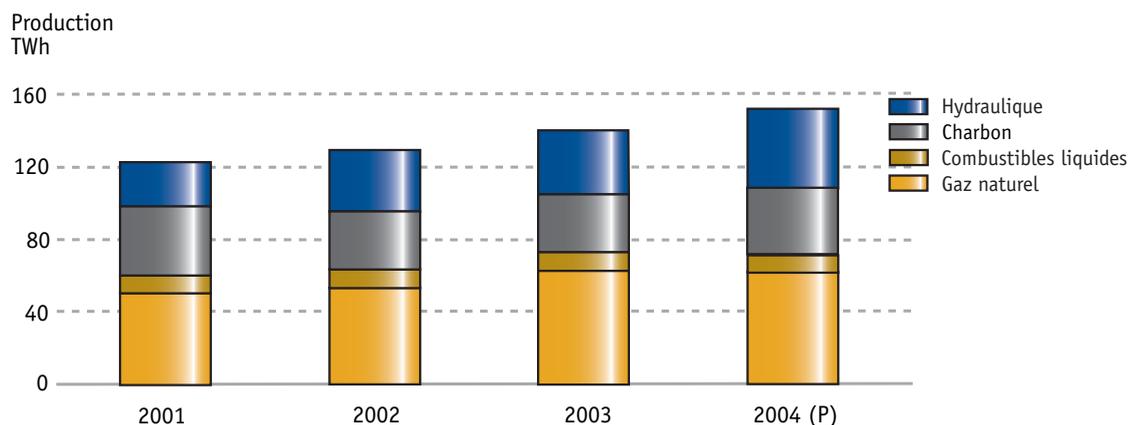
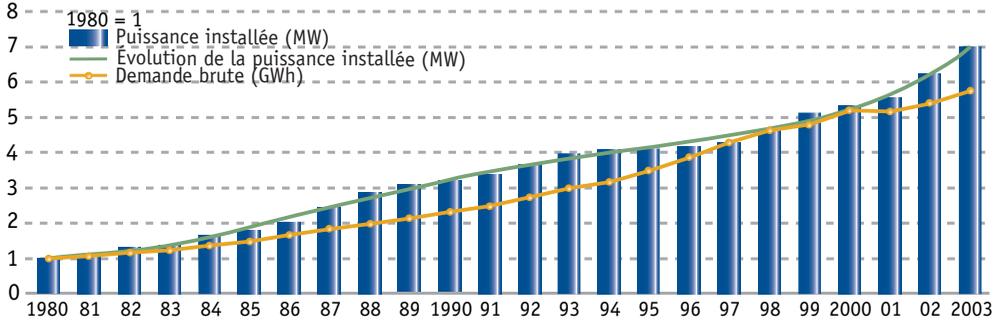


Figure 2 – Tendances de l'offre et de la demande en électricité



Techniques de production

Cette annexe décrit succinctement les technologies de production sur lesquelles se fondent les estimations de coûts présentées dans ce rapport. Ces technologies sont déjà disponibles aujourd'hui ou le seront probablement à l'horizon 2010-2015. Les techniques et options de production en base sont décrites pour les centrales au charbon, les centrales au gaz et les centrales nucléaires. D'autres types de centrales, qui ne font pas partie des choix techniques les plus courants, sont également décrits.

Le lecteur trouvera dans d'autres sources une description plus détaillée de ces technologies, notamment aux références suivantes : « General power plant design », Sorenson (1983) ; « Combined cycle gas turbines », Kelhofer (1991) ; « Steam boiler electric generation », Schultz (1992) ; « Nuclear plants », Glasstone (1994) ; « Coal-fired plants », Couch (1997) ; « Renewable energy power plants », AIE (2003a) et « Research and Development Concept for Zero-Emission Fossil-fuelled Power Plants Summary of COORETEC » (BMWA, 2003).

Centrales au charbon

La plupart des estimations de coûts présentées dans cette étude concernent des centrales au charbon brûlant du charbon pulvérisé (houille ou lignite) dans des chaudières sous-critiques classiques. Néanmoins, plusieurs centrales étudiées fonctionnent avec des chaudières supercritiques, et des lits fluidisés ou font appel à la gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné (GICC).

Centrales au charbon pulvérisé

En règle générale, dans un système de combustion de charbon pulvérisé, des particules finement broyées de charbon sont brûlées dans une chaudière dont les parois sont refroidies par de l'eau. La vapeur est produite dans ces parois et dans une série d'échangeurs de chaleur qui refroidissent les gaz de combustion. Dans le cas d'une centrale exclusivement destinée à la production d'électricité, la vapeur est envoyée dans une turbine à condensation qui actionne un alternateur. Dans une centrale de cogénération, on utilise une turbine à vapeur à contre-pression ou à soutirage. Dans ces deux types de centrales (production d'électricité uniquement et cogénération), il existe de nombreuses variantes du cycle vapeur. Par exemple, dans le cas d'un cycle à resurchauffe, la vapeur, après détente partielle dans la turbine, est réintroduite dans la chaudière où elle est de nouveau portée à la température maximale, ce qui permet d'améliorer le rendement global de la production d'électricité. Toutes les centrales électriques à cycle vapeur présentent cette configuration fondamentale avec production de vapeur suivie d'une phase de détente dans une turbine.

La pression et la température auxquelles est produite la vapeur sont des paramètres essentiels de la conception des centrales. Dans les pays de l'OCDE, la majorité des chaudières à charbon construites jusqu'à présent sont des modèles sous-critiques. Il s'agit de systèmes dans lesquels la pression de la vapeur reste inférieure à la pression critique de l'eau, soit approximativement 22 MPa (218 atmosphères). Dans les chaudières supercritiques, la pression de la vapeur est portée au-delà de ce seuil, ce qui permet d'accroître le rendement, mais augmente également le coût des chaudières, des turbines à vapeur et des soupapes de commande. Comme les matériaux utilisés pour la fabrication de ces éléments doivent résister à la pression

élevée de la vapeur, il faut recourir à des alliages plus onéreux. Dans chaque pays, le choix d'une conception sous-critique ou supercritique dépend du rapport entre les coûts des combustibles, qui diminuent lorsque le rendement augmente, et les coûts d'investissement, qui croissent avec le prix des matériaux.

Pendant la combustion, les impuretés contenues dans le charbon sont rejetées, et des oxydes d'azote (NO_x) se forment au cours de réactions avec l'azote contenu dans le charbon et l'air de combustion. Les fumées contiennent divers polluants : dioxyde de soufre, oxydes d'azote, halogènes, hydrocarbures imbrûlés et métaux. Le carbone imbrûlé et la partie non combustible du charbon produisent des cendres. On recueille en général la moitié de ces cendres au fond de la chaudière, et le reste est entraîné par les gaz de combustion sous forme de cendres volantes. La conception des centrales doit intégrer divers dispositifs antipollution destinés à limiter la formation de polluants (oxydes d'azote) ou à les éliminer des fumées.

Dispositifs antipollution

La nature des polluants éliminés et le niveau de dépollution assuré sont des éléments importants du coût des centrales au charbon. Plus les normes d'émission sont sévères, plus la construction et l'exploitation des dispositifs antipollution reviennent cher, et plus ces dispositifs consomment d'énergie. Toutes les centrales au charbon examinées dans cette étude sont conformes aux normes antipollution nationales, variables selon les pays. L'AIE (1997) a recensé les principales normes antipollution applicables aux centrales au charbon dans ses pays membres. Toutefois, dans toutes les centrales étudiées, on élimine pour ainsi dire les mêmes polluants et les mesures de protection de l'environnement spécifiques à la combustion de charbon sont très proches. Les principaux polluants concernés sont les particules, le dioxyde de soufre et les oxydes d'azote entraînés par les fumées.

Dans tous les cas examinés dans ce rapport, sauf le Brésil et l'Inde, des dispositifs de désulfuration des fumées sont utilisés pour éliminer le dioxyde de soufre. Le système de désulfuration par voie humide le plus courant se compose d'un réacteur dans lequel une suspension de chaux ou d'un autre réactif absorbe le dioxyde de soufre contenu dans le flux gazeux. Ces systèmes permettent d'éliminer 95 % du soufre, voire plus. Ils devraient équiper la plupart des nouvelles centrales au charbon. D'autres configurations peuvent néanmoins être envisagées : désulfuration aval, injection amont de réactif sec et systèmes à régénération (Soud et Takeshita, 1994).

Un système de désulfuration par voie humide peut consommer jusqu'à 1 % de l'énergie produite par la centrale. En outre, il représente un surcoût d'investissement pouvant atteindre 100-250 USD/kWe (Takeshita, 1995) et grossit également les coûts d'exploitation et de maintenance. Pour une centrale, les coûts et la consommation énergétique dépendent donc très largement des niveaux autorisés des émissions de dioxyde de soufre.

Pour les oxydes d'azote, on peut soit empêcher la formation au niveau du système de combustion du charbon ou prévoir des systèmes d'élimination postcombustion (aval). L'injection d'air dans la zone de combustion (OFA = *Overfiring Air*) et le recours à des brûleurs bas NO_x sont les deux principales techniques employées dans la chaudière ; elles permettent une réduction immédiate des émissions de NO_x pouvant atteindre 60 %. Dans de nombreux pays, les brûleurs bas NO_x constituent une obligation minimale ou sont la norme. Leur coût d'investissement, généralement de 10-30 USD/kWe, ne représente pas une charge significative. Pour réduire les émissions de NO_x au-delà de ce que permettent ces modifications des systèmes de combustion, il est nécessaire d'installer des dispositifs spécifiques de dénitrification. D'ordinaire, on équipe les centrales au charbon de systèmes de réduction catalytique sélective (RCS), qui consistent à injecter de l'ammoniac ou de l'urée dans les fumées et à provoquer la formation d'azote et d'oxygène par réaction catalytique du réactif au contact des NO_x . La RCS est la plus efficace des techniques d'élimination des NO_x , mais elle coûte relativement cher. En effet, toutes les fumées doivent passer par le bloc catalytique, et le réacteur entraîne à la fois un surcoût d'investissement de l'ordre de 50-90 USD/kWe et une augmentation de la consommation d'énergie. En outre, ce catalyseur doit être régulièrement changé. La

moitié des centrales au charbon conventionnelles des pays de l'OCDE qui sont analysées dans cette étude sont équipées d'un système de RCS. Par contre, aucune des centrales des pays non membres n'est dotée de dispositif de réduction aval des NO_x . Soud et Fukusawa (1996) ont décrit les progrès des procédés de dénitrification

Les centrales au charbon produisent un troisième polluant atmosphérique important, les particules. En l'occurrence, il s'agit essentiellement des cendres entraînées par les gaz de combustion. L'élimination des particules a été adoptée dans la plupart des centrales au charbon des pays de l'OCDE depuis longtemps déjà. Toutes les centrales étudiées possèdent l'un des deux grands types de systèmes (précipitateurs électrostatiques, ou électrofiltres, et dépoussiéreurs à couches filtrantes). Les précipitateurs piègent les particules sur des électrodes collectrices placées sur le parcours des fumées, et les dépoussiéreurs séparent mécaniquement les particules rejetées dans l'atmosphère dans une multitude de filtres à manches disposés en parallèle. Le choix du système dépend de divers facteurs dont les niveaux d'émission autorisés, les caractéristiques des cendres volantes et le flux total de fumées.

Il existe des systèmes perfectionnés capables d'éliminer simultanément deux ou trois des principaux polluants. Par exemple, le procédé consistant à faire passer les fumées dans un faisceau d'électrons permet d'éliminer le dioxyde de soufre et les oxydes d'azote en une seule opération. D'autres procédés combinant la catalyse et l'action chimique sont également en cours de développement. Toutefois, l'utilisation commerciale de ces systèmes reste pour l'heure relativement limitée.

D'autres systèmes sont normalement imposés pour limiter les effluents solides ou liquides des centrales à charbon. Les eaux usées des centrales électriques et les eaux de ruissellement des parcs à charbon et à cendres, par exemple, sont généralement traitées avant rejet. Pour être réutilisées ou rejetées, les cendres de charbon doivent remplir certaines conditions, ce qui requiert, dans certains cas, de stabiliser les matières lixiviables qu'elles renferment par un traitement spécial.

Lits fluidisés

Les lits fluidisés circulants atmosphériques de grandes dimensions, qui permettent un gain de rendement par rapport aux centrales conventionnelles, peuvent être considérés comme une technique commercialement éprouvée. Le charbon est brûlé dans un « lit » (un nuage dense) de particules en suspension dans l'air. Le débit de l'air est tel qu'une partie de ces particules est entraînée à l'extérieur du foyer puis réintroduite par des cyclones. Comme dans les chaudières à charbon pulvérisé classiques, la chaleur produite par la combustion est récupérée par les parois refroidies par de l'eau, puis dans une série d'échangeurs de chaleur qui refroidissent les gaz de combustion. Dans certaines filières, les échangeurs de chaleur qui refroidissent les particules de cendres et de charbon remises en circulation servent également à produire de la vapeur. Cette dernière peut être supercritique ou sous-critique, même si les chaudières à lits fluidisés fonctionnent jusqu'à présent avec de la vapeur sous-critique.

Pour réduire les émissions de dioxyde de soufre, on peut introduire dans le lit de la chaux ou un autre sorbant. En effet, la chaux piège le SO_2 en phase solide, principalement sous forme de sulfate de calcium, ce qui évite d'avoir à recourir à une désulfuration des fumées post-combustion. Si la formation de NO_x est limitée en raison de la température assez basse des lits par rapport à une chaudière à charbon pulvérisé, il est parfois nécessaire cependant de prévoir des dispositifs de dénitrification aval. On peut alors employer des systèmes analogues à ceux des centrales à charbon classiques. De même, il faut en général éliminer les particules (électrofiltres ou filtres à manches).

Les lits fluidisés sous pression sont, par leur conception, proches des lits fluidisés atmosphériques, la différence tenant au fait que le foyer est sous pression. Cette caractéristique permet de les utiliser en combinaison avec des turbines à gaz qui compriment l'air de combustion et assurent la détente des gaz

chauds. Dans cette configuration, des systèmes d'épuration sont nécessaires pour protéger les aubages de la turbine des particules et des impuretés contenues dans les gaz de combustion chauds. Les lits fluidisés sous pression peuvent également servir à gazéifier le charbon pour produire de l'électricité. À ce jour, on n'a construit aucune centrale commerciale de l'un ou l'autre type, mais plusieurs installations de démonstration existent et fonctionnent. Au lieu de lits fluidisés circulants, ces installations utilisent des lits « denses » qui présentent une vitesse de fluidisation moindre. Aucune installation à lit fluidisé sous pression n'a été intégrée dans les estimations de coûts présentées dans cette étude.

Cycles vapeur avancés

Comme nous l'avons mentionné ci-dessus, il est possible d'utiliser la vapeur au-delà de sa pression critique pour améliorer le rendement des cycles vapeur, tant dans des chaudières à charbon pulvérisé que dans des chaudières à lits fluidisés. Le rendement sur PCI global d'une centrale (pouvoir calorifique inférieur) peut ainsi être porté de 38 % environ, si le cycle vapeur est sous-critique, à 42-45 % avec de la vapeur supercritique. De la vapeur à des conditions de pression et de température supérieures à 25 MPa (245 atmosphères) et 566°C (conditions « ultra-supercritiques ») permettrait d'augmenter encore le rendement de 2 à 3 %. Le recours aux cycles supercritiques impose d'utiliser des aciers spéciaux capables de résister à des températures et des pressions extrêmement élevées ainsi qu'à la corrosion. D'autres mesures, telles que la double resurchauffe, le passage direct (unique) de la vapeur, l'augmentation de la température finale du préchauffage de l'eau et la réduction des pertes de charge dans les tuyauteries, peuvent également améliorer le rendement des cycles, mais elles impliquent un surcoût en équipements et matériaux.

Le cycle vapeur supercritique représentait près de 90 % de la puissance des nouvelles tranches construites en Europe, au Japon et en Corée dans les années 90 (Couch, 1997, p.59). En revanche, le cycle vapeur sous-critique compte pour 85 % de la puissance des nouvelles centrales construites en Australie, au Canada et aux États-Unis à cette même période. Le choix d'une technique est dicté par le prix du combustible et le coût des équipements sur place. À l'avenir, des améliorations de la conception devraient autoriser une meilleure rentabilité des cycles supercritiques par rapport aux cycles sous-critiques.

Les systèmes antipollution des centrales au charbon sont identiques quelle que soit la pression de la vapeur. Par exemple, que le cycle vapeur soit sous-critique ou supercritique, il faut prévoir des brûleurs à bas NO_x, des systèmes de désulfuration et de dénitrification des fumées et de dépoussiérage. Les centrales utilisant un cycle vapeur à rendement plus élevé ont des systèmes antipollution légèrement moins onéreux puisqu'elles brûlent moins de charbon par unité d'électricité produite.

Gazéification intégrée à un cycle combiné (GICC)

Dans ces centrales, le charbon est transformé en gaz combustible, puis brûlé dans un cycle combiné au gaz. Les centrales à GICC comprennent donc deux éléments principaux : une unité de gazéification du charbon (gazogène), généralement dotée d'une installation de production d'oxygène et d'une installation d'épuration du gaz, et une centrale électrique à cycle combiné (voir description ci-après). Le gazogène assure une combustion partielle du charbon. Cette combustion libère suffisamment d'énergie pour évacuer les composés volatils et déclencher les réactions de formation d'hydrogène, de monoxyde de carbone et de méthane. Ce gaz combustible (appelé « gaz naturel de synthèse ») contient également des composés soufrés éliminés ensuite par des systèmes de traitement. Ces composés soufrés sont présents à des concentrations relativement plus élevées que dans les procédés classiques de combustion du charbon, mais ils peuvent être éliminés très efficacement (98 % et plus) sans coûts supplémentaires prohibitifs.

Du point de vue de la conception des gazogènes, le choix de la source d'oxygène (oxygène pur ou air) est une donnée essentielle. Jusqu'à présent, on a le plus souvent utilisé de l'oxygène pur. Les centrales à GICC examinées dans cette étude sont toutes construites sur ce modèle. Ce choix présente deux avantages. Premièrement, les principaux composants du procédé, notamment le gazogène, les échangeurs de chaleur et

les systèmes de traitement du gaz, sont plus petits, car l'on n'a pas besoin de traiter les importants volumes d'azote (80 %) présents dans l'air. Deuxièmement, le pouvoir calorifique du gaz produit est plus proche de celui du gaz naturel, nécessitant de moindres modifications de la turbine à gaz. Par contre, ce système a l'inconvénient d'exiger une installation spécifique de production cryogénique d'oxygène. D'importants travaux de développement ont été consacrés à la gazéification à l'air, mais les centrales anciennes ou en exploitation qui l'utilisent sont rares. Plusieurs types de gazogènes ont été développés : à lit entraîné, à lit fluidisé et à lit fixe. Jusqu'à présent, les gazogènes à lit entraîné, fonctionnant normalement avec de l'oxygène, sont les plus employés dans les centrales à GICC.

Le gaz combustible propre produit dans le gazogène est brûlé dans un cycle combiné de configuration généralement standard. Il existe une variété de solutions pour intégrer le cycle combiné et le gazogène en jouant sur les échanges entre les flux de vapeur et d'air ; le rendement thermique s'en trouve généralement amélioré, au prix toutefois d'une plus grande complexité des procédés et de l'exploitation. Les progrès accomplis dans le domaine des turbines à gaz devraient produire des améliorations parallèles du rendement et de la rentabilité des centrales à GICC.

Centrales électriques au gaz

Centrales à cycle combiné au gaz (CCG)

Toutes les centrales électriques au gaz présentées dans cette étude utilisent des cycles combinés. Les turbines à gaz, également appelées turbines à combustion, étaient, à l'origine, des moteurs d'avion mis au point au cours de la Deuxième guerre mondiale. Les gaz à l'échappement du moteur sont suffisamment chauds pour servir à produire de la vapeur qui est utilisée pour la production d'électricité dans une turbine à vapeur. On parle de cycle combiné au gaz (CCG) lorsque l'on associe une turbine à gaz à une turbine à vapeur. Au cours des années 80, la technologie des turbines à gaz a largement bénéficié des progrès des moteurs d'avions militaires ainsi que de la plus grande disponibilité du gaz et de la libéralisation des marchés du gaz dans de nombreux pays. Actuellement, les centrales à cycle combiné au gaz présentent des rendements thermiques de 50 à 60 %.

Par rapport aux autres systèmes de production d'électricité, le rendement des turbines à gaz dépend davantage de la température ambiante. Lorsque la température de l'air ambiant augmente, la production de la centrale diminue car le flux massique passant dans la turbine est lui-même réduit. Comme pour les autres types de centrales, les rendements maximaux sont généralement supérieurs au rendement annuel moyen. Cet écart résulte des variations des conditions ambiantes et du fonctionnement de l'installation dans des conditions différentes de l'allure nominale.

En règle générale, les chaudières de récupération utilisent deux niveaux de pression de vapeur, de façon à maximiser la récupération de la chaleur sur l'échappement de la turbine à gaz. Les chaudières équipées de turbines avancées peuvent tirer parti des températures plus élevées des gaz d'échappement en exploitant trois niveaux de pression de la vapeur.

Les turbines à gaz sont des dispositifs compacts fabriqués en série. Les chaudières qui servent à récupérer la chaleur en aval de la turbine et les turbines à vapeur sont aussi des systèmes relativement standard. Le recours à un équipement standard permet aux constructeurs de vendre des centrales électriques modulaires dont les coûts de conception et de construction restent limités.

Dispositifs antipollution

Normalement, le gaz naturel contient peu ou pas de soufre et de particules, ce qui rend inutile l'installation de systèmes de désulfuration des fumées. Toutefois, à l'instar des centrales au charbon, les installations au

gaz produisent des oxydes d'azote pendant la combustion. Les brûleurs à bas NO_x , qui permettent de limiter la production de NO_x dans la chambre de combustion de la turbine à gaz, équipent désormais pratiquement toutes les nouvelles turbines. L'injection de vapeur ou d'eau dans la chambre de combustion permet également d'abaisser la production de NO_x , au détriment néanmoins du rendement thermique, si bien que peu d'installations récentes y recourent. Dans les régions où les émissions de NO_x sont sévèrement réglementées, des mesures complémentaires s'imposent généralement, c'est-à-dire des dispositifs de dépollution aval, notamment des systèmes de réduction catalytique sélective.

Centrales à turbines à gaz avancées

Les turbines à gaz avancées aujourd'hui à l'étude (les modèles « G ») offriront des rendements proches de 60 %, grâce à des températures de combustion élevées, au refroidissement par vapeur des aubes et à des cycles vapeur plus complexes. Un certain nombre de cycles avancés de production d'électricité utilisant des turbines à gaz sont actuellement en phase de développement ou de démonstration. L'objectif est de maximiser le rendement du cycle vapeur ou de mieux intégrer les cycles gaz et vapeur. On peut citer les cycles HAT et CHAT (turbine à air humide et injection d'air humide en cascade) ; les cycles avec resurchauffe et refroidissement intermédiaire ; le cycle STIG (turbine à gaz avec injection de vapeur) ; le cycle Kalina (cycle eau/ammoniac) ; et la récupération thermo-chimique de la chaleur sur l'échappement.

Captation et stockage du CO_2

La capture et le stockage du CO_2 recouvrent trois procédés distincts : premièrement, la capture du CO_2 dans les flux gazeux qui se forment pendant la production d'électricité ; deuxièmement, le transport de ce CO_2 par des conduites ou dans des pétroliers ; et troisièmement son stockage dans des aquifères salins profonds, des gisements de pétrole ou de gaz naturel épuisés ou dans des veines de charbon inexploitable, trois techniques employées depuis des dizaines d'années, mais à d'autres fins que de stocker du CO_2 . Pour y parvenir, il faudra poursuivre les recherches, notamment sur les étapes de capture et de stockage.

Dans une centrale, on peut recourir à différentes techniques plus ou moins récentes pour piéger le CO_2 avant ou après la combustion. Dans les processus conventionnels, le CO_2 est extrait des fumées produites au cours de la combustion (capture post-combustion). Mais l'on peut aussi convertir l'hydrocarbure qui sert de combustible en CO_2 et en hydrogène, éliminer le CO_2 du gaz combustible et brûler de l'hydrogène pur (capture amont).

L'efficacité de la capture du CO_2 est supérieure dans des centrales puissantes présentant un haut rendement. Pour les centrales au charbon, on juge très prometteuse la technique de gazéification intégrée à un cycle combiné avec absorption physique du CO_2 en amont de la combustion. D'autres solutions pourraient consister à équiper de systèmes de capture post-combustion des cycles vapeur ultrasupercritiques dans des centrales au charbon ou à recourir à diverses variantes de la technique de l'oxycombustion (combustion d'oxygène pur, y compris en deux étapes). Dans les centrales au gaz naturel, l'oxycombustion (y compris en deux étapes), la décarbonisation pré-combustion et l'absorption physique alliée à l'utilisation de turbines à hydrogène, de même que l'absorption chimique post-combustion sont des options prometteuses.

Les perspectives de ces systèmes font l'objet de la publication AIE (2004).

Piles à combustible

Les piles à combustible transforment l'hydrogène, les hydrocarbures légers ou le monoxyde de carbone directement en électricité par une réaction thermo-chimique produite à l'intérieur d'une « cellule ». Les électrodes positive et négative de la pile sont séparées par un électrolyte (liquide ou solide) qui transporte les ions chargés positivement ou négativement entre les électrodes. Dans la pile, l'hydrogène réagit au contact

de l'oxygène de l'air pour produire de la vapeur d'eau et de l'électricité sous forme de courant continu. Dans certains types de piles, le gaz rejeté est suffisamment chaud pour alimenter un cycle vapeur ou tout autre système de récupération de chaleur. Un onduleur est nécessaire pour convertir le courant continu en courant alternatif utilisable dans les réseaux électriques classiques. Par rapport à une combustion normale, la réaction thermochimique du combustible produit très peu de NO_x .

Dans une pile à combustible, l'hydrogène est un vecteur énergétique qui doit être tiré d'une source d'énergie. Il peut être extrait d'hydrocarbures, par un procédé appelé reformage, ou de l'eau, par électrolyse, avec de l'électricité produite par des centrales à combustibles fossiles ou renouvelables. Si l'utilisation de ces combustibles fossiles s'accompagne de rejets de CO_2 dans l'atmosphère, les progrès attendus du rendement des piles à combustibles devraient permettre de libérer moins de CO_2 que les centrales conventionnelles au charbon ou au gaz. En outre, le CO_2 rejeté se trouve sous forme concentrée se prêtant plus aisément à sa captation et son stockage.

L'un des principaux avantages des piles à combustible tient à leur souplesse d'utilisation. Leur puissance peut varier considérablement de quelques watts, pour des applications particulières, à plusieurs mégawatts, dans le cas de la production d'électricité à grande échelle. Par contre, leur coût d'investissement élevé par rapport aux solutions classiques, leur nouveauté relative et leur commercialisation limitée, de même que le choix et le prix du combustible employé pour produire l'hydrogène sont aujourd'hui autant de freins à leur utilisation.

Il existe de nombreuses techniques de production d'électricité au moyen de piles à combustible dont les principales sont :

- **Les piles à acide phosphorique (PAFC)** : Ce sont les premières piles à combustible à avoir été commercialisées. Il en existe plus de 200 unités en fonctionnement dans le monde. L'électrolyte est de l'acide phosphorique liquide. Ces piles fonctionnent à des températures de 150 à 200°C. Le rendement électrique est assez faible, autour de 40 % voire moins. Lorsqu'elles sont utilisées en mode cogénération, leur rendement peut atteindre 80 %. L'hydrogène, normalement du gaz naturel, est produit ailleurs. Ces piles coûtent aujourd'hui environ 4 000 USD/kW. En raison de leur faible rendement, elles devraient être remplacées par des systèmes plus avancés, plus performants.
- **Les piles à combustible à carbonates fondus (MCFC)** : Ces piles utilisent un mélange de carbonates de lithium et de potassium porté à une température d'environ 650°C pour assurer le passage des ions entre les électrodes. En raison de cette température de fonctionnement élevée, les piles à carbonates fondus ont des rendements électriques nettement supérieurs, proches de 60 %. Le rendement total peut avoisiner 85 % lorsqu'on utilise ces piles pour produire de la chaleur et de l'électricité. Le reformage a lieu à l'intérieur de la pile. Ce type de pile coûte donc moins cher, car il n'est pas nécessaire de prévoir un système de reformage extérieur. Autre avantage, les électrodes peuvent être en nickel, un métal moins cher que le platine employé dans les systèmes à acide phosphorique. Le principal inconvénient de cette filière tient à la durée de vie du cœur de la pile, qui produit l'électricité. La durée de vie des piles à carbonates fondus qui sont disponibles sur le marché devrait être de 5 ans, contre 25 ans pour le reste de la centrale.
- **Les piles à électrolyte oxyde (SOFC)** : Ces piles utilisent des céramiques qui peuvent fonctionner à des températures très élevées, soit 1000°C. Elles peuvent atteindre un rendement de 50 % et, lorsqu'elles sont couplées à une turbine à gaz, le rendement peut s'élever jusqu'à 60 ou 70 %. La conversion du combustible en hydrogène se fait à l'intérieur de la pile. Le recours à des matériaux solides permet d'éviter les fuites d'électrolyte et offre une plus grande stabilité. En revanche, la température de fonctionnement élevée exige des céramiques qui coûtent très cher. Des recherches sont en cours pour produire des matériaux moins chers. Plusieurs projets ont atteint le stade de la démonstration.

- **Les piles à combustible à membrane polymère (PEMFC)** : Ces piles, qui utilisent comme électrolyte une membrane polymère, fonctionnent à des températures relativement basses et sont parfaitement adaptées à des utilisations dans les transports. C'est pourquoi l'on investit tant aujourd'hui dans des travaux destinés à améliorer les performances de cette technologie et à en abaisser les coûts. C'est également la technique privilégiée pour de petites applications stationnaires. Les premiers essais de production d'électricité réalisés sur le terrain donnent un rendement avoisinant 34 %.

Aujourd'hui, les piles à combustible sont employées principalement pour la production d'électricité en secours chez les consommateurs car elles sont fiables, font peu de bruit et produisent très peu d'émissions. Le principal problème que posent les piles à combustible vient de leur coût initial élevé par rapport à des technologies plus classiques. La mise au point de matériaux moins chers permettra des économies, de même que la conversion du combustible en hydrogène à l'intérieur de la pile. Par ailleurs, avec des températures de fonctionnement élevées, on peut utiliser la chaleur en sortie pour le chauffage des locaux, de l'eau ou pour produire davantage d'électricité.

Centrales nucléaires

Les centrales nucléaires pour lesquelles des estimations de coûts sont présentées dans cette étude sont équipées de réacteurs à eau, notamment de réacteur à eau sous pression (REP ou VVER), de réacteurs à eau bouillante (REB) ou de réacteurs à eau lourde sous pression (PHWR). Les estimations de coûts fournies par les États-Unis reposent sur des études théoriques portant sur une filière avancée de réacteur (ALWR).

À l'heure actuelle, les réacteurs à eau ordinaire cumulent plus de 85 % de la puissance nucléaire exploitée dans le monde (environ 66 % pour les REP et 22 % pour les REB) et près de 80 % de la puissance des tranches en construction. Les PHWR représentent environ 5 % de la puissance installée mondiale et près de 10 % de la puissance des centrales en chantier.

Centrales nucléaires à eau

On distingue les différents types de réacteur par le modérateur et par le fluide caloporteur employés qui, à leur tour, déterminent le type de combustible utilisé. Les réacteurs à eau sous pression (REP) et à eau bouillante (REB) utilisent de l'eau ordinaire comme modérateur et comme réfrigérant. Dans les REP, l'eau est maintenue à l'état liquide par une pression élevée, alors qu'elle bout dans le cœur des REB. Dans les deux cas, la chaleur récupérée au niveau du cœur sert à produire de la vapeur qui actionne alors un groupe turboalternateur classique.

Les réacteurs à eau ordinaire ont besoin d'uranium enrichi (contenant davantage d' U^{235} , l'isotope fissile, que d'uranium naturel) pour pouvoir entretenir une réaction en chaîne malgré l'absorption des neutrons par le modérateur. Les combustibles utilisés dans les réacteurs à eau ordinaire de la génération actuelle sont composés d'uranium enrichi à 3-5 % en U^{235} , alors que l'uranium naturel en contient 0,71 %. En outre, ces réacteurs peuvent également brûler des combustibles contenant des matières recyclées (plutonium et uranium), obtenues par retraitement du combustible irradié. Dans les PHWR, l'eau lourde (oxyde de deutérium) sert à la fois de réfrigérant et de modérateur. Cette solution permet d'utiliser l'uranium naturel comme combustible. L'emploi de tubes de force au lieu d'une seule grande cuve sous pression contenant le cœur facilite le rechargement du combustible pendant l'exploitation.

Concernant les réacteurs à eau ordinaire, les principales activités de la partie amont du cycle du combustible (avant le chargement du combustible dans le réacteur) sont les suivantes : extraction et traitement du minerai d'uranium ; conversion ; enrichissement et fabrication du combustible. Pour les PHWR, la phase d'enrichissement n'est pas nécessaire. Étant donné que celle-ci représente environ 30 % des coûts totaux du cycle du combustible (AEN, 2002), les coûts du cycle du combustible sont moindres pour les PHWR que pour les réacteurs à eau ordinaire. Pour la partie aval du cycle du combustible (après déchargement du

combustible irradié du réacteur), deux solutions peuvent être envisagées : le stockage direct du combustible irradié (cycle ouvert) ou le retraitement (cycle fermé). Dans le premier cas, le combustible irradié est conditionné, à l'issue d'une période de refroidissement, sous une forme adaptée à son stockage définitif dans un dépôt de déchets de haute activité. Dans le second, le combustible irradié est retraité de façon à séparer les matières pouvant être réutilisées des déchets (produits de fission). Ces derniers sont alors conditionnés, après une période d'entreposage où ils se refroidissent, puis stockés dans un dépôt de déchets de haute activité. Du point de vue du coût global, la différence entre le cycle ouvert et le recyclage est minime (AEN, 1994). Quels que soient le type de réacteur et le cycle du combustible retenus, les déchets radioactifs produits à chaque étape du cycle sont triés et conditionnés en fonction de leur niveau d'activité avant leur stockage.

La plupart des pays ont communiqué des estimations de coûts de production correspondant au cycle ouvert, c'est-à-dire avec stockage direct du combustible irradié. Trois pays ont fourni des estimations de coûts portant sur le cycle fermé, c'est-à-dire avec retraitement du combustible irradié et recyclage des matières fissiles.

Réacteurs avancés

Issues de l'expérience acquise lors de la mise en service et de l'exploitation des centrales actuelles, de nouvelles générations de centrales voient le jour. La conception de ces modèles de centrales avancées répond aux mêmes objectifs, à savoir améliorer la compétitivité économique, la sûreté, l'exploitation des ressources naturelles, mais aussi la sécurité et la résistance à la prolifération. Les filières avancées se classent en deux catégories, les conceptions évolutives et les conceptions innovantes (AIEA, 2004). Les filières évolutives, comme le *Korean standard nuclear power plant* (KSNP) et l'*European pressurised water reactor* (EPR), intègrent des avancées, grâce à des modifications relativement peu importantes, mais reposent pour l'essentiel sur une conception éprouvée, ce qui permet de limiter le plus possible le risque technologique. Les filières innovantes, par contre, se distinguent par des transformations conceptuelles radicales exigeant le lancement de vastes programmes de recherche et développement, y compris, le plus souvent, la construction et l'exploitation d'un prototype ou d'une centrale de démonstration destinée à apporter la preuve de la faisabilité industrielle du concept.

Plusieurs centrales nucléaires en service, en chantier, commandées ou prévues appartiennent à la catégorie des filières évolutives, notamment les tranches 6 et 7 en exploitation de Kashiwasaki Kariwa, au Japon, qui sont équipées de réacteurs ABWR, la tranche 3, équipée d'un EPR en construction à Olkiluoto en Finlande, les tranches 1 et 2 de la centrale de Sin-Kori en Corée dont le réacteur sera le nouveau modèle KSNP, et le projet d'EPR en France. La plupart des tranches pour lesquelles des estimations de coûts ont été communiquées appartiennent à cette catégorie de réacteurs avancés évolutifs.

Les réacteurs avancés à eau ordinaire actuellement en cours de développement couvrent une large gamme de puissance, de moins de 100 MWe à plus de 1 500 MWe. En dehors des réacteurs en exploitation ou en construction mentionnés ci-dessus, on retiendra parmi les modèles avancés de grande taille l'ABWR, le BWR 90+, le REB simplifié (ESBWR), l'AP-1000 et le VVER-1000/V-392. Du côté des réacteurs à eau ordinaire avancés de petite taille ou de taille moyenne qui sont aujourd'hui à l'étude, on trouve l'AP-600, le VVER-640/V-407, l'IRIS et le SMART (AIEA, 2004). Les réacteurs à eau lourde avancés sont essentiellement mis au point par le Canada, fort de son expérience de l'exploitation des réacteurs CANDU.

Toutefois, le développement de modèles avancés de réacteurs ne se limite pas aux réacteurs à eau. Les réacteurs à caloporteur gaz attirent de plus en plus l'attention, notamment dans la perspective d'une économie de l'hydrogène, en raison de leur capacité de produire de la chaleur à très haute température. Un important programme est consacré au réacteur modulaire à lit de boulets, PBMR, de petite taille et, pour le plus long terme, le Forum international Génération IV (GIF 2002) a sélectionné pour des travaux de R-D menés dans un contexte international deux concepts à haute température, le réacteur à neutrons rapides à caloporteur gaz et le réacteur à très haute température à caloporteur gaz. Il y a longtemps déjà que l'on étudie

les réacteurs refroidis par du métal liquide dans plusieurs pays. Le Japon en particulier, mais aussi des participants au GIF continuent d'y consacrer des travaux. Les autres conceptions innovantes étudiées aujourd'hui englobent le réacteur à eau supercritique, le réacteur à sel fondu et plusieurs systèmes hybrides permettant une meilleure gestion des actinides.

Le développement de tous les réacteurs avancés à l'étude aujourd'hui vise à renforcer la compétitivité des centrales nucléaires par rapport aux centrales à combustibles fossiles, notamment les centrales au gaz, tout en conservant des niveaux de sûreté élevés. Compte tenu de la structure des coûts de l'électricité nucléaire, les concepteurs s'efforcent surtout d'abaisser les coûts d'investissement. Plusieurs options permettent de diminuer sensiblement ces coûts : l'amélioration des méthodes de construction, la réduction des délais de construction, l'amélioration de la conception, la standardisation, les commandes en séries, la construction de plusieurs tranches sur un même site, et les progrès de la gestion des projets (AEN, 2000). La standardisation et les commandes en séries apportent, en outre, certains avantages économiques tels qu'une réduction des dépenses de formation du personnel et des coûts du stockage des pièces de rechange.

La réduction des délais de construction permet de diminuer les intérêts intercalaires qui représentent une part importante des coûts d'investissement des centrales nucléaires. Des progrès ont déjà été accomplis dans ce domaine. Les centrales récemment mises en service au Japon et en Corée, par exemple, ont été construites en quatre ou cinq ans. En outre, les réacteurs avancés sont conçus pour durer plus longtemps (de 50 à 60 ans), ce qui a pour effet d'abaisser les coûts actualisés de la production d'électricité.

La simplification est l'un des maîtres mots de la conception des réacteurs avancés, puisque l'utilisation d'éléments de chaudière moins complexes permet à la fois de réduire les coûts, de faciliter l'exploitation et la maintenance et d'améliorer la sûreté. On s'efforce de concevoir aujourd'hui des modèles de réacteurs plus compacts et de configuration plus simple, de réduire la taille des bâtiments et des structures, de limiter le nombre de vannes, de pompes et de tuyauteries importantes pour la sûreté et de simplifier les turbines à vapeur.

Mieux utiliser le combustible est un autre moyen de diminuer les coûts. Dans la conception des réacteurs avancés, on s'efforce de mieux exploiter l'énergie du combustible (augmentation du taux de combustion) et d'abaisser le coût total de sa fabrication mais aussi les autres éléments du coût qui sont liés au volume de combustible manipulé.

Moteurs à combustion interne

Les moteurs à combustion interne de taille variant de quelques kilowatts à plus de 60 MW sont utilisés largement pour la production électrique. Ils sont également appelés moteurs alternatifs parce qu'ils utilisent des pistons à mouvement de va-et-vient. La technologie des moteurs alternatifs s'est améliorée de façon spectaculaire au cours des trois dernières décennies à cause de l'importance grandissante des objectifs d'efficacité économique et de protection environnementale ; un accroissement de la puissance de sortie par unité de déplacement du moteur est requis pour réduire la consommation de combustible et les émissions.

Il y a deux types principaux de moteurs alternatifs – les moteurs à explosion et les moteurs à compression (diesel). Les moteurs à explosion utilisent de préférence du gaz naturel mais peuvent utiliser du propane, de l'essence ou du gaz de décharge. Les moteurs à compression souvent appelés diesels utilisent du gazole ou du fioul lourd, ou peuvent être conçu pour brûler principalement du gaz naturel contenant une petite quantité de gazole.

Les moteurs diesels étaient traditionnellement le concept le plus populaire de moteur alternatif pour les centrales électriques de petite ou grande taille. Cependant, dans les pays industrialisés les moteurs diesels sont de plus en plus réservés aux unités de secours d'urgence ou à d'autres usages de pointe en raison de leurs émissions atmosphériques. Donc, les moteurs alternatifs à gaz deviennent la technologie de choix pour la fourniture d'électricité sur 500 heures par an et plus.

Moteurs diesels

Les moteurs diesels sont parmi les options à cycle simple les plus efficaces pour la production d'électricité. Leur efficacité augmente avec la taille du moteur et varie de 30 % environ (PCS) pour de petits diesels à grande vitesse jusqu'à 42 ou même 48 % (PCS) pour des moteurs lents de grande taille. D'ici 2006, les efficacités augmenteront jusqu'à 52 % (PCS). Les diesels rapides (1 200 tours par minute) sont disponibles à des puissances allant jusqu'à 4 MW. Les diesels lents (60 à 275 tours par minute) sont disponibles à des puissances allant jusqu'à 65 MW.

Moteurs à explosion au gaz naturel

Les moteurs à explosion utilisent des bougies émettant une étincelle de haute intensité et de courte durée pour enflammer un mélange d'air et de combustible dans un cylindre. Le gaz naturel est le combustible le plus fréquemment utilisé dans les centrales électriques ou cogénératrices à moteur à explosion. D'autres combustibles liquides ou gazeux allant du gaz de décharge au propane et à l'essence peuvent être utilisés à condition d'adapter le système de réception du combustible, le taux de compression et le réglage.

L'efficacité des moteurs à explosion au gaz naturel est généralement plus faible que celle des moteurs diesels. Cependant, leur efficacité peut se rapprocher de celle des diesels pour les machines très performantes de grande taille.

Hydraulique

Dans les centrales hydrauliques, toute la gamme de puissance est représentée, de fractions de mégawatt, dans le cas de projet de micro-hydraulique, à des milliers de mégawatts. D'ailleurs, la plupart des centrales hydrauliques figurant dans ce rapport relèvent de la petite hydraulique (moins de 10 MW).

Les principaux critères appliqués pour l'aménagement d'une installation hydraulique sont la hauteur et la dénivellation. À partir d'un réservoir en hauteur, naturel ou artificiel, on peut détourner l'eau à travers un canal (ou une conduite) pour la faire passer à travers un alternateur qui convertit l'énergie cinétique de l'eau en électricité. L'eau est ensuite rejetée par un ouvrage de fuite, conduite ou canal, dans la rivière, à un niveau inférieur.

Les paramètres naturels qui déterminent le potentiel hydraulique sont le débit d'eau et la hauteur de chute. Le débit est globalement lié au niveau moyen des précipitations annuelles, tandis que la hauteur de chute dépend fondamentalement de la topographie des lieux. La capacité théorique de production d'électricité pour un débit donné (en mètres cubes par seconde) est le produit du débit par la hauteur de chute. Dans la réalité, il faut tenir compte, dans tout aménagement hydraulique, des imperfections de la conception de l'équipement et des canaux. Les frottements de l'eau transportés dans les conduites et canaux vers la turbine sont une source de perte d'énergie potentielle.

On peut en général subdiviser les centrales hydrauliques en trois catégories suivant la hauteur de chute et la nature de l'installation :

- Les centrales de haute chute sont les plus courantes et possèdent généralement un barrage permettant de stocker l'eau en un point élevé. Ce sont les systèmes les plus courants dans les régions montagneuses.
- Les centrales de basse chute exploitent généralement des dénivelés de quelques mètres ou sont tout simplement des centrales au fil de l'eau. Ces centrales sont généralement construites sur des rivières.
- Les systèmes hydrauliques polyvalents qui sont des installations où la production électrique est une fonction accessoire à d'autres activités comme l'irrigation, les procédés industriels, la distribution d'eau potable ou l'évacuation des eaux usées. La production électrique n'est donc pas la seule finalité, mais souvent un sous-produit utile.

La valeur de l'électricité produite est fortement dépendante de la puissance garantie productible, qui elle-même est fonction des possibilités de stockage de l'eau dans un réservoir à proximité de l'usine ou dans des réservoirs en amont.

Éoliennes

Les principaux composants d'une éolienne sont le rotor, la génératrice, le système d'orientation, le système de protection et la tour. Le vent fait tourner les pales du rotor, entraînant la génératrice. Parfois les éoliennes sont équipées de systèmes servant à accélérer la vitesse de rotation des pales pour produire de l'électricité (multiplicateur de vitesse). La génératrice transforme l'énergie mécanique des pales en électricité. Cette dernière est envoyée sur le réseau. Les conceptions de génératrices varient suivant le système et le régime des vents. Le système d'orientation place le rotor des éoliennes à axe horizontal dans le vent : dans les petites machines il s'agit d'une couronne, tandis que dans les grosses, un servomécanisme oriente les pales de façon à prendre le maximum de vent. Les éoliennes modernes sont en général équipées d'un système de protection (orientation variable des pales, freins mécaniques, mécanismes d'arrêt) pour éviter toute détérioration en présence de chargement excessifs. La tour permet d'élever l'éolienne à une hauteur suffisante pour profiter de vitesses du vent supérieures et éviter les turbulences au sol.

Il existe un rapport étroit entre l'évolution commerciale et technologique de ces systèmes et la taille de l'éolienne. De 10 mètres de diamètre (puissance installée de 22 kW à 35 kW) autour de 1975, on est passé à des éoliennes de 80 mètres et plus (puissance installée de plusieurs MW). Le progrès technologique a produit en outre le calage variable (par opposition au calage fixe), l'attaque directe (au lieu des engrenages classiques), les génératrices à vitesse variable, l'électronique de puissance, des matériaux mieux adaptés et un meilleur rapport entre le poids des matériaux et la puissance installée. La tendance la plus marquante est l'augmentation du diamètre du rotor pour les éoliennes ou fermes éoliennes en mer. On observe par ailleurs un élargissement des marchés pour les plus petites machines, par exemple dans les pays en voie de développement. L'apparition d'éoliennes de petite taille raccordées au réseau (10 kW) dans les zones construites et les exploitations agricoles est un phénomène relativement récent aux États-Unis.

Pour augmenter la puissance et abaisser les coûts, on peut soit introduire progressivement des modifications et adopter une conception modulaire ou construire une nouvelle éolienne possédant une puissance supérieure, un rotor de plus grand diamètre et des caractéristiques techniques innovantes. Rien de surprenant, par conséquent, à ce que les premières machines d'une nouvelle génération coûtent plus cher par kW nominal et que les suivantes soient plus compétitives, grâce à leur plus grande puissance, à l'expérience acquise et au plus grand nombre d'éoliennes fabriquées.

La recherche et le développement entrepris par les pouvoirs publics et l'industrie ont apporté des améliorations majeures de la conception et autorisé des performances technico-économiques supérieures. Le rendement global des éoliennes actuellement commercialisées est proche du niveau théoriquement réalisable. Ces progrès du rendement global du système sont le fruit de l'amélioration de l'aérodynamique des pales du rotor, de l'utilisation de génératrices de haute efficacité et d'un ajustement plus fin de la puissance de l'éolienne au régime des vents.

Dans les éoliennes les plus modernes, on peut s'attendre à des baisses de coûts en sortie d'usine de l'ordre de 15 à 20 % pour les raisons suivantes :

- une diminution des chargements subis par la machine grâce à l'utilisation de pales souples, de moyeux souples et de génératrices à vitesse variable : la machine pèse moins lourd et les coûts sont inférieurs ;
- une diminution du nombre de composants ;
- l'emploi de matériaux nouveaux ayant un meilleur rapport résistance/poids et un meilleur amortissement interne.

Des études et des recherches, ainsi que des améliorations de conception sont nécessaires pour les applications en mer (offshore) afin de résoudre certains problèmes et de réduire les coûts pour permettre une utilisation à grande échelle. On peut diminuer le nombre de composants en utilisant des génératrices à attaque directe, un calage passif des pales en combinaison avec des commandes à vitesse variable et un dispositif d'orientation passive combiné à un rotor situé côté sous-le vent. Les génératrices à attaque directe et l'électronique de puissance permettent de se passer du multiplicateur, composant lourd et coûteux, réduisent le niveau sonore et améliorent la qualité du raccordement au réseau. Des éoliennes dédiées doivent donc être mises au point en fonction des conditions locales, par exemple les îles, les zones peu ventées, les zones où le vent atteint des vitesses élevées, les zones de forte turbulence, les climats froids (composants chauffés, protégés contre la glace) et la pleine mer.

Systèmes solaires photovoltaïques

La technologie photovoltaïque consiste à transformer l'énergie des photons en courant électrique continu grâce à des semi-conducteurs. L'unité de base est une **cellule photovoltaïque** ou solaire. Les photons, en pénétrant dans la cellule, libèrent des électrons du matériau semi-conducteur, produisant ainsi un courant continu. Il existe différents modèles de cellules solaires, fabriquées avec divers matériaux. Les matériaux semi-conducteurs les plus utilisés pour la fabrication de ces cellules sont le silicium monocristallin, le silicium amorphe, le silicium polycristallin, le tellure de cadmium, le séléniure de cuivre et d'indium et l'arséniure de gallium. Les technologies les plus importantes pour la fabrication des cellules font appel au silicium cristallin et à la filière des couches minces et au silicium amorphe.

Ces cellules photovoltaïques sont assemblées puis collées à l'aide d'un polymère pour former un **module ou panneau photovoltaïque**. Il existe des modules de taille standard d'une puissance s'échelonnant de moins d'un watt à 100 watts. Si l'on a besoin de produire davantage d'électricité, on peut réunir plusieurs modules en un **champ de modules**.

Les composants nécessaires pour transformer la production d'un module photovoltaïque en électricité utile comprennent un **onduleur**, qui convertit le courant continu produit en courant alternatif, des batteries et le régulateur de charge des batteries, un appareillage de connexion en courant continu et les structures rigides pour poser les modules, suivant les utilisations. Le module, ou le champ de modules, et le matériel électrique constituent un **système photovoltaïque**.

Une cellule photovoltaïque ne convertit en énergie électrique qu'une partie de la lumière solaire qu'elle reçoit. Cette proportion définit le rendement de la cellule. Les laboratoires ont récemment atteint des rendements de 32 %. Dans la réalité, le rendement est inférieur.

Le solaire photovoltaïque a de multiples applications, dont certaines directement liées à la production d'électricité que nous décrirons ci-dessous.

Systèmes autonomes : Il s'agit des systèmes photovoltaïques qui produisent de l'électricité indépendamment du réseau. Ce type de système peut revenir moins cher que de prolonger des lignes électriques et se révéler plus rentable que d'autres techniques de production indépendante. La plupart des applications rentables actuellement concernent les systèmes de télécommunications en site isolé, dont les qualités principales doivent être une excellente fiabilité et un entretien réduit. Les systèmes photovoltaïques sont largement exploités dans les pays en développement, car ils permettent de desservir des populations rurales qui n'auraient sinon pas accès aux services énergétiques de base. Ils ont de multiples applications dans les maisons, pour l'éclairage public, les petites entreprises, l'agriculture, le secteur de la santé et l'adduction d'eau.

Photovoltaïque raccordé au réseau : S'il existe un réseau accessible, il est possible d'y raccorder un système photovoltaïque. Lorsque les besoins en électricité dépassent la production du système

photovoltaïque, le réseau fournit automatiquement l'électricité nécessaire. Inversement, le producteur possédant un système raccordé au réseau peut vendre l'électricité excédentaire qu'il produit. Les règles de comptage peuvent favoriser ce mode de fonctionnement.

Production centralisée : Des centrales photovoltaïques de grande taille comportant de nombreux champs de modules photovoltaïques sont capables de produire de l'électricité en grande quantité. Les entreprises d'électricité peuvent en construire plus vite que des centrales classiques et les agrandir à mesure que la demande croît.

La technologie solaire photovoltaïque et ses applications se caractérisent par leur modularité. Les installations photovoltaïques vont de quelques dizaines de watts à plusieurs mégawatts. La durée de vie prévue de ces systèmes est de 20 à 30 ans. Il s'agit par excellence d'un mode de production répartie, fournissant directement l'électricité au consommateur final et permettant ainsi d'économiser sur les coûts de transport sur le réseau.

L'évolution des coûts projetés varie considérablement pour les cellules individuelles ou les modules, bien qu'on observe des constantes : les études et recherches et l'augmentation des volumes de production devraient permettre d'importantes économies directes sur les matières premières et les procédés de fabrication, mais aussi indirectes par l'amélioration du rendement des appareils et des cellules.

Bien que les modules représentent près de 60 % du coût des systèmes raccordés au réseau, il importe également d'abaisser les coûts des autres composants pour améliorer la rentabilité globale de l'installation. Par exemple, le rendement des onduleurs courants de 1,5 à 3,3 kW était de 85 % à 90 % vers 1988-1990. Il dépasse aujourd'hui 90 %, même dans les plus petites unités (100-200 W) et avoisine souvent 95 %, dans le cas des modèles les plus courants. Le progrès technologique devrait donc améliorer leur rendement et prolonger leur durée de vie jusqu'à 15-20 ans. Le coût des onduleurs notamment pourrait diminuer si l'on en produisait davantage.

Solaire thermodynamique

À l'heure actuelle, la technologie solaire thermodynamique peut être exploitée par trois systèmes : le capteur cylindro-parabolique, le capteur parabolique et la tour. Toutes ces techniques font appel à quatre éléments de base : le concentrateur, le récepteur, des systèmes de transport et de stockage et des systèmes de conversion de l'électricité. Le concentrateur concentre le rayonnement solaire direct sur un récepteur qui absorbe le rayonnement concentré et transfère la chaleur à un système de conversion d'électricité. Dans certaines de ces centrales, on stocke une partie de l'énergie thermique pour l'utiliser ultérieurement. La filière cylindro-parabolique, utilise des miroirs paraboliques à foyers linéaires pour capter la lumière solaire. La filière parabolique recueille la lumière solaire sur des collecteurs paraboliques ronds. Enfin dans la centrale à tour, un champ d'héliostats (grands miroirs réfléchissants orientables) concentre le rayonnement solaire sur une chaudière montée au sommet d'une tour.

Bien que la filière parabolique soit actuellement la plus avancée, les possibilités de progrès restent considérables. Les centrales à tour, potentiellement peu chères et permettant de stocker la chaleur de manière plus efficace, pourraient, en mode solaire seul, être appelées par le réseau et atteindre un facteur de charge élevé, à moyen terme.

La filière parabolique est adaptée à des applications à petite échelle coûtant cher. En théorie, les centrales à tour et la filière parabolique peuvent atteindre des rendements de conversion solaire-électricité plus élevés à des coûts inférieurs, comparées à la filière cylindro-parabolique. De toutes les technologies solaires, c'est la filière parabolique qui obtient le meilleur rendement de conversion solaire-électricité, à savoir 25 % aujourd'hui. Le système à moteur Stirling 4-95 (*4-95 Stirling Poxer Conversion Unit*) détient aujourd'hui le

record mondial de la conversion d'énergie solaire en électricité utilisable par le réseau, avec un rendement de près de 30 %, soit 1 000 watt/m².

Comme elles reposent sur des systèmes thermiques, ces installations solaires à concentration peuvent être associées à des combustibles fossiles classiques. Ces installations hybrides présenteraient un intérêt nettement supérieur : leur production pourrait être appelée par le réseau, le matériel de production électrique serait utilisé plus efficacement et l'emploi d'un combustible classique lorsque nécessaire atténuerait le risque technologique.

Les efforts d'hybridation concernent actuellement surtout les capteurs cylindro-paraboliques, mais les enseignements tirés de ces études peuvent être transférés à d'autres types de systèmes. Ces centrales solaires à cycle combiné présentent plusieurs avantages par rapport à la centrale solaire mais aussi au cycle combiné. Dans le cas des centrales à tour, l'hybridation peut s'effectuer avec des cycles combinés au gaz naturel, des centrales à cycle Rankine au charbon ou au fioul. Les premières centrales à tour de taille commerciale devraient être associées à des centrales thermiques à flamme classiques. La filière parabolique, qui utilise des moteurs thermiques est adaptée de par sa conception à un fonctionnement avec des combustibles fossiles. Toutefois cette hybridation représente encore aujourd'hui un défi technologique.

Combustibles renouvelables

Sous cette dénomination, on fait référence à la combustion de matières organiques pour produire de la chaleur et/ou de l'électricité. Les combustibles renouvelables servent principalement à produire de la chaleur, mais ils peuvent être utilisés également dans des centrales de cogénération et employés et stockés sous différentes formes (solide, liquide, gazeuse). La conversion de l'énergie de la biomasse présente autant d'avantages que d'inconvénients pour l'environnement. La combustion de matières organiques et fossiles émet des gaz dangereux, tandis que le fait d'éliminer ainsi des déchets agricoles ou d'autres déchets organiques permet de valoriser des matières qui n'auraient pas d'autre utilité et produit une énergie neutre du point de vue des émissions de CO₂. La biomasse se différencie des autres formes d'énergies renouvelables en ce qu'elle établit un lien entre l'agriculture et la foresterie, qui fournissent la matière première, et la production d'électricité qui exploite les combustibles ainsi transformés. Si l'on compte parmi les fournisseurs de matières premières les résidus urbains solides, la situation se complique encore, dans la mesure où cette utilisation des déchets solides se substitue à d'autres techniques d'élimination des déchets. En revanche, on pourra extraire du biogaz précieux d'usines de traitement des déchets pour produire de l'électricité.

La chaîne logistique et les performances économiques de systèmes brûlant de la biomasse dépendent entièrement de la situation géographique (climat, sol, culture) et de la technique de conversion. Les performances économiques sont fortement liées au site. La biomasse se trouve pour l'essentiel dans les zones rurales, sauf lorsqu'il s'agit de déchets industriels ou municipaux.

Technique de conversion

La combustion est la technique la plus courante pour convertir en énergie de la biomasse. La combustion de la biomasse produit de la chaleur et/ou de la vapeur qui peuvent être utilisées pour des applications immédiates (cuisson des aliments, chauffage des locaux, procédés industriels) ou, grâce à une turbine à vapeur, pour produire de l'électricité. La plupart des centrales à biomasse en service aujourd'hui sont des systèmes à combustion directe, dont le rendement global augmente avec la température et la pression de la vapeur. Si la technologie de production de vapeur est très fiable, son rendement est limité, car l'on emploie couramment des chaudières à biomasse de 20-50 MW, contre 100-1 500 MW pour les centrales au charbon. Ces centrales peu puissantes ont en général des rendements plus faibles, car l'on doit renoncer à investir dans le matériel qui permettrait d'améliorer le rendement faute de pouvoir le rembourser. Même s'il existe des

techniques pour relever au-delà de 40 % le rendement de la production de vapeur dans une centrale à biomasse, les rendements se situent plutôt aujourd'hui autour de 20 %.

La co-combustion consiste à brûler de la biomasse en même temps d'un combustible fossile dans une centrale existante. Souvent, la biomasse est constituée de copeaux de bois qui sont ajoutés au charbon (à raison de 5-15 % de bois) et brûlés pour produire de la vapeur. La co-combustion est très développée aux États-Unis bien qu'elle fasse encore l'objet de recherches. Les entreprises d'électricité étudient les effets de l'ajout de biomasse au charbon sur les résultats spécifiques de la centrale et les problèmes que cela pourrait poser. Comme il est possible d'utiliser une bonne partie de l'équipement de la centrale sans faire de changement majeur, la co-combustion revient beaucoup moins cher que de construire une centrale. Par rapport au charbon auquel elle se substitue, la biomasse ne produit pas de CO₂, libère dans l'atmosphère moins de dioxyde de soufre (SO₂), d'oxyde d'azote (NO_x) et d'autres substances. Après les réglages de la chaudière nécessaires pour optimiser le fonctionnement, la combustion de la biomasse ne nuit pas, ou peu, au rendement. L'énergie contenue dans cette biomasse peut donc être convertie en électricité avec le même rendement qu'une centrale au charbon moderne.

La pyrolyse est un processus de décomposition à température élevée (300-700°C) en l'absence d'oxygène. Les produits de la pyrolyse peuvent être solides (charbon), liquides (huiles de pyrolyse) ou un mélange de gaz combustibles. La pyrolyse est un procédé employé depuis des siècles pour la production de charbon de bois par carbonisation. Comme le pétrole brut, les huiles de pyrolyse peuvent être facilement transportées et raffinées pour en tirer divers produits. Depuis peu, la production d'huile de pyrolyse suscite un grand intérêt car ce produit a une plus forte densité énergétique que la biomasse solide et qu'il est de manipulation plus aisée. Par des processus de pyrolyse rapide ou éclair à des températures moyennes on obtient 80 % en poids d'huile par rapport à la biomasse, tandis qu'une pyrolyse lente produit plus de charbon de bois que d'huile (35 à 40 %). La pyrolyse rapide présente l'avantage principal (en termes de densité énergétique, de transport et d'émissions, etc.) que la production de combustible est indépendante de la production d'électricité.

La gazéification est une forme de pyrolyse réalisée en présence d'une plus grande quantité d'air et à des températures plus élevées de façon à optimiser la production de gaz. Le gaz ainsi obtenu est plus polyvalent que la biomasse solide d'origine. Il peut être brûlé pour fournir de la chaleur ou de la vapeur de procédé ou employé dans des moteurs à combustion interne ou des turbines à gaz pour produire de l'électricité. Il peut même servir de carburant. La gazéification de la biomasse est le procédé de conversion énergétique de la biomasse le plus récent et elle présente des avantages par rapport à la combustion directe. D'un point de vue technico-économique, le gaz peut être utilisé pour produire de l'électricité dans des cycles combinés, associant une turbine à gaz et une turbine à vapeur, qui présentent un meilleur rendement. Le processus de conversion de la chaleur en électricité se déroule à des températures supérieures à celles d'un cycle à vapeur, de sorte que les processus avancés sont plus efficaces d'un point de vue thermodynamique. Pour ce qui est des effets environnementaux, on peut éliminer les composants chimiques indésirables par purification et filtration du biogaz.

La digestion anaérobie est un processus biologique par lequel les déchets organiques sont convertis en biogaz (en général un mélange de 40 à 75 % de méthane et de dioxyde de carbone). Ce processus repose sur la décomposition des macromolécules organiques de la biomasse par des bactéries. Cette bioconversion intervient en l'absence d'air, d'où son qualificatif d'anaérobie, dans des digesteurs, c'est-à-dire des conteneurs fermés offrant des conditions propices à fermentation (digestion par les bactéries) des matières organiques pour produire du biogaz. Elle produit du biogaz, un résidu non digéré (boue) et diverses substances solubles dans l'eau. Cette digestion anaérobie est largement employée pour le traitement des déchets. Le biogaz peut servir à produire de la chaleur et de l'électricité dans des moteurs à gaz, à gazole ou « dual fuel », avec des puissances pouvant atteindre 10 MW. Environ 80 % de la production industrielle mondiale de biogaz s'effectue dans des décharges exploitées commercialement. Le méthane produit dans ces

décharges (**gaz de décharge**) peut être extrait par des tuyauteries perforées introduites dans la décharge et à travers lesquelles le gaz se déplace à la pression normale. Si l'on ne le capte pas, ce méthane est rejeté dans l'atmosphère, venant grossir les volumes de gaz à effet de serre. Le fumier constitue un autre moyen courant de produire du biogaz par digestion anaérobie. Le fumier est mélangé à de l'eau puis le mélange est chauffé dans un **digesteur** étanche. Il existe différentes tailles de digesteurs s'échelonnant de 1 m³, dans le cas d'un petit digesteur familial, à 2 000 m³ pour une grande installation industrielle.

Géothermie

La technologie géothermique employée dépend du type et de l'emplacement géographique du gisement. Comme il est difficile de transporter de la vapeur à haute température sur de longues distances par des conduites sans trop de pertes de chaleur, la plupart des usines géothermiques sont installées à proximité de la source chaude. Un système géothermique comporte trois éléments principaux : la source chaude, un réservoir et un fluide, pour transporter la chaleur de la source à la centrale. La source chaude peut être soit une intrusion de magma à très haute température (> 600°C) qui est parvenue à des profondeurs relativement faibles (5 à 10 km) ou, dans certains systèmes à basse température, la température normale du sous-sol, qui augmente avec la profondeur. La source de chaleur est naturelle, mais le fluide et le réservoir sont artificiellement introduits dans le milieu souterrain.

La puissance des centrales géothermiques se situe dans la fourchette de 20 à 60 MW, sachant qu'un seul puits représente normalement de 4 à 10 MW. Pour éviter les interférences, on prévoit un espacement minimum de 200 à 300 m entre deux puits. Trois techniques sont utilisées pour convertir les fluides géothermiques en électricité. Le type de conversion employé dépend de l'état du fluide (vapeur ou eau) et de sa température.

- **Les centrales à vapeur sèche** utilisent le fluide hydrothermal principalement sous forme de vapeur. La vapeur est directement envoyée dans une turbine qui actionne l'alternateur qui produira l'électricité. Il s'agit du plus ancien modèle de centrale géothermique, employé pour la première fois à Larderello en 1904. Cette technologie est encore très efficace. C'est celle qui est utilisée à Geysers, au nord de la Californie, qui est le plus grand gisement géothermal au monde.
- **Les cycles à vaporisation** utilisent des fluides hydrothermaux à des températures supérieures à 175°C. Le fluide est envoyé dans un séparateur maintenu à une pression nettement inférieure à celle du fluide, provoquant la vaporisation rapide d'une partie de ce fluide. Cette vapeur entraîne ensuite une turbine.
- **Les centrales à cycles binaires** utilisent un fluide géothermal chaud (température inférieure à 175°C) et un fluide secondaire ayant un point d'ébullition nettement inférieur à celui de l'eau. Ces deux fluides sont envoyés dans un échangeur de chaleur où la chaleur du fluide géothermal provoque la vaporisation du fluide secondaire, qui peut alors alimenter une turbine. Il s'agit d'un système en circuit fermé qui ne produit pour ainsi dire aucune émission. Comme ces cycles binaires permettent d'utiliser des fluides géothermaux à des températures moyennes pour produire de l'électricité, de nombreuses centrales exploitant ce cycle devraient être construites.

Le rendement thermique total est de 97 % pour la production combinée de chaleur et d'électricité, mais seulement de 7 à 10 % pour la production d'électricité. Parce que les centrales géothermiques fonctionnent à des températures assez basses par rapport aux autres centrales, elles rejettent dans l'environnement près de 90 % de la chaleur extraite du sol. La température minimale pour la production d'électricité est de 90°C. La centrale géothermique qui fonctionne à la température la plus basse aux États-Unis utilise un fluide géothermal à 104°C. En dessous de ce seuil critique, le projet ne serait pas rentable à cause de la taille prohibitive de l'échangeur de chaleur. Le rendement de la conversion de chaleur en électricité tombe à 2 % lorsque le fluide est à 85°C.

Malgré leur rendement assez faible pour la production d'électricité, les centrales géothermiques ont quelques qualités. Elles peuvent fonctionner 24 heures sur 24 et ainsi assurer une production en base. La production d'électricité n'est pas intermittente. On enregistre tout juste des différences saisonnières dans le rendement du cycle parce que, en hiver, la chaleur est rejetée dans une source plus froide, augmentant d'autant le rendement de la centrale. Ce phénomène est d'autant plus marqué dans les installations où l'air sert de réfrigérant.

Le concept des roches chaudes sèches (*Hot Dry Rock* (HDR), appelé aussi *Hot Wet Rock* (HWR), *Hot Fractured Rock* (HFR) ou *Enhanced Geothermal Systems* (EGS), est relativement nouveau. Il consiste principalement à augmenter la perméabilité de roches fracturées du socle cristallin, à y installer un système de puits et à faire circuler de l'eau à travers le réseau de fractures (« réservoir »), à l'aide d'équipements de pompage et d'extraction perfectionnés, pour finalement utiliser la chaleur afin de produire de l'électricité. Ce concept des roches chaudes sèches devrait contribuer au développement de l'énergie géothermique dans les décennies qui viennent.

Production décentralisée

La production décentralisée est une expression qui recouvre la production d'électricité sur le lieu de consommation ou au poste de transformation d'une entreprise locale de distribution, ainsi que la fourniture de l'électricité directement aux consommateurs sur place ou à d'autres consommateurs par un réseau de distribution. Les techniques de production décentralisée font appel à des moteurs, à des petites turbines, des piles à combustible, des systèmes photovoltaïques ainsi qu'à d'autres techniques de production renouvelables à petite échelle comme la petite hydraulique ou les petits systèmes éoliens. La publication de l'AIE (2003c) décrit les caractéristiques économiques de cette production.

Références

- AEN (2002), *Le cycle du combustible nucléaire : Aspects économiques, environnementaux et sociaux*, OCDE, Paris, France.
- AEN (2000), *Réduction des coûts en capital des centrales nucléaires*, OCDE, Paris, France.
- AEN (1994), *Les aspects économiques du cycle du combustible nucléaire*, OCDE, Paris, France.
- AIEA (2004), *Status of advanced light water reactor designs, IAEA-TECDOC-1391*, Agence internationale de l'énergie atomique, Vienne, Autriche.
- AIE (2004), *Prospects for CO₂ Capture and Storage*, Agence internationale de l'énergie, Paris, France.
- AIE (2003a), *Renewables for Power Generation – Status & Prospects*, Agence internationale de l'énergie, Paris, France.
- AIE (2003b), *World Energy Investment Outlook*, Agence internationale de l'énergie, Paris, France.
- AIE (2002), *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*, Agence internationale de l'énergie, Paris, France.
- AIE (1997), *Coal Information 1996*, Agence internationale de l'énergie, Paris, France.
- BMWA (Federal Ministry of Economics and Labour), *Research and Development Concept for Zero-Emission Fossil-Fuelled Power Plants Summary of COORETEC*, Documentation No. 527 (2003), Berlin, Allemagne.
- Couch, G. (1997), *OECD Coal-Fired Power Generation – Trends in the 1990s*, Report IEAPER/33, IEA Coal Research, Londres, Royaume-Uni.
- EPA (2002), *Technology Characterization: Reciprocating Engines*, Environmental Protection Agency (EPA) – Climate Protection Partnership Division, Washington, DC, États-Unis.
- GIF (2002), *A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems, GIF-002-00*, GIF/DOE, Washington, DC, États-Unis.
- Glasstone, S. et A. Sesonske (1994), *Nuclear Reactor Engineering*, 4th ed. Chapman and Hall, New York, États-Unis.
- Hirschenhofer, J.H. et R.H. McClelland (1995), *The Coming of Age of Fuel Cells, Mechanical Engineering*, October 1995, American Society of Mechanical Engineers, New York, États-Unis, pp. 84-88.
- Juhn, P.-E., Kupitz, J., et Cleveland, J. (1997), *Les centrales nucléaires avancées : points saillants du développement*, AIEA Bulletin, vol. 39, no. 2. Agence internationale de l'énergie atomique, Vienne, Autriche.
- Kehlhofer, R. (1991), *Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants*, Fairmont Press, Lilburn, Georgia, États-Unis.
- Schultz, T. (1992), *Steam – Its Generation and Use*, Babcock & Wilcox, Barberton, Ohio, États-Unis.
- Sorenson, H.A. (1983), *Energy Conversion Systems*, John Wiley and Sons, New York, États-Unis.
- Soud, H.N., et Fukasawa, K. (1996), *Developments in NO_x Abatement and Control*, IEACR/89, IEA Coal Research, Londres, Royaume-Uni.
- Soud, H.N., et Takeshita, M. (1994), *FGD Handbook*, 2nd Edition, IEACR/65, IEA Coal Research, Londres, Royaume-Uni.
- Takeshita, M. (1995), *Air Pollution Control Costs for Coal-Fired Power Stations*, IEAPER/17, IEA Coal Research, Londres, Royaume-Uni.

Méthodologie d'estimation des coûts

L'adoption d'une méthode normalisée de calcul des coûts est un préalable à une comparaison équitable des différentes filières de production d'électricité. Cette annexe décrit la méthode adoptée pour calculer les coûts de production dans le présent rapport ainsi que dans les études antérieures de cette même série sur les coûts prévus de production d'électricité, réalisées à intervalles réguliers par l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) et l'Agence internationale de l'énergie (AIE), en coopération avec l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA).

La présente annexe explicite les raisons du choix de la méthode, présente les équations utilisées pour calculer les coûts actualisés et met en relief les principaux paramètres nécessaires aux calculs. Mais la notion de taux d'actualisation ou les valeurs de ce taux qui peuvent avoir été retenues dans différentes applications n'y sont pas analysées en détail. Le lecteur trouvera de plus amples renseignements sur la méthode et son application dans les références documentaires indiquées dans la bibliographie. Il est possible de recourir à d'autres démarches d'évaluation économique dans divers contextes pour tenir compte des critères et des priorités des différents acteurs économiques concernés. L'annexe 6 traite des questions méthodologiques soulevées par l'intégration du risque d'investissement dans les coûts de production à l'occasion de la libéralisation du marché.

La méthode adoptée permet de calculer les coûts de production de l'électricité sur la base de l'électricité nette fournie aux bornes des centrales, point d'entrée de l'électricité dans le réseau. Cette méthode, qui se prête à la comparaison de différentes tranches, ne rend peut-être pas compte cependant de toutes les répercussions économiques du raccordement d'une nouvelle centrale au réseau d'un système électrique existant. Elle ne remplace donc pas l'analyse des coûts complets du système qui compare les différentes filières à intégrer dans un réseau. Cette démarche systémique doit s'appuyer sur un modèle décrivant le système existant, les différentes centrales qui le composent et les hypothèses retenues – éventuellement déduites d'un autre modèle – concernant le profil de la demande d'électricité (les monotones de charge) et la croissance prévue. Il est intéressant, du point de vue du producteur, d'estimer le coût d'une adjonction au système, mais cette analyse des coûts n'a pas été retenue dans les études de cette série car elle donne des résultats essentiellement propres à chaque système, qui ne peuvent pas être interprétés directement à des fins de comparaison internationale.

La méthode des coûts actualisés ramène les séries chronologiques de dépenses et de recettes à leurs valeurs actuelles dans une année de référence donnée en appliquant un taux d'actualisation. Le taux d'actualisation jugé approprié pour le secteur électrique peut différer d'un pays à l'autre et, dans le même pays, d'une entreprise d'électricité à l'autre. L'application d'un taux d'actualisation rend compte de la valeur-temps de l'argent, c'est-à-dire du fait qu'un montant gagné ou dépensé dans le passé ou dans l'avenir n'a pas la même valeur qu'un montant identique (en termes réels) gagné ou dépensé aujourd'hui. Le taux d'actualisation peut être lié aux taux de rendement éventuels d'investissements représentatifs ; il peut s'agir d'un taux fixé par le régulateur intégrant des provisions pour risques financiers et/ou découlant d'une analyse macroéconomique nationale ; il peut enfin être subordonné à d'autres considérations se rapportant au partage des coûts et des avantages entre les générations présente et futures. Dans la présente étude, les coûts de

production présentés ont été actualisés en appliquant des taux d'actualisation de 5 et de 10 % par an. Cette fourchette est représentative des valeurs indiquées dans la plupart des réponses nationales au questionnaire, d'où sont tirés les coûts figurant dans le présent rapport.

L'application de cette méthode permet d'apprécier les avantages économiques des divers types de centrales en comparant leurs coûts moyens actualisés pendant leur durée de vie. Les hypothèses techniques et économiques dont découlent les résultats sont transparentes et la méthode se prête à une analyse de sensibilité qui révèle l'incidence des variations des divers paramètres sur la compétitivité relative des différentes technologies envisagées.

La formule utilisée pour calculer, pour chaque centrale, le coût actualisé de la production d'électricité (CPE) est la suivante :

$$\text{CPE} = \Sigma [(I_t + M_t + F_t) (1+r)^{-t}] / \Sigma [E_t (1+r)^{-t}]$$

où :

- CPE = Coût de production moyen actualisé pendant la durée de vie de l'installation
- I_t = Dépenses d'investissement pendant l'année t
- M_t = Dépenses d'exploitation et de maintenance pendant l'année t
- F_t = Dépenses de combustible pendant l'année t
- E_t = Production d'électricité pendant l'année t
- r = Taux d'actualisation.

Le traitement des dépenses d'investissement, d'E&M et de combustible est explicité dans le corps du rapport. Les études de cette série prennent en compte tous les éléments de coûts à la charge de l'entreprise d'électricité, c'est-à-dire qui interviendront dans le choix de la solution retenue pour la production. Par exemple, les charges fixes propres à la centrale, les primes d'assurance et les dépenses de R-D prises en charge par les producteurs sont comptabilisées, de même que les coûts associés aux mesures et aux normes de protection de l'environnement, notamment la mise en œuvre de technologies antipollution et de permis d'émission. En revanche, l'impôt sur les bénéfices de l'entreprise d'électricité et tous les autres coûts indirects qui n'ont pas d'influence sur le choix de la technologie ne sont pas pris en compte. Les coûts externes non pris en charge par l'entreprise d'électricité, tels les coûts liés aux effets sur la santé et sur l'environnement des émissions résiduelles, ne sont pas pris en considération non plus.

Les dépenses d'investissement de chaque année, y compris les dépenses de construction, de rénovation et de démantèlement, s'il y a lieu, figurent dans un échéancier des dépenses couvrant toute la période pendant laquelle elles devraient intervenir. Les coûts d'E&M par tranche de puissance installée nette et par an sont indiqués pour toute la durée de vie économique de la centrale. Les coûts du combustible rendu à la centrale sont précisés pour l'année de mise en service et un taux de révision des prix est indiqué, s'il y a lieu, pour chaque année de la vie économique de la centrale. Comme le décaissement de la plupart des dépenses n'intervient pas en une seule fois mais s'échelonne sur l'année, on a tablé sur l'hypothèse d'un décaissement en milieu d'année aux fins de l'actualisation. Quant à la production des centrales, celle de l'année t a été calculée en tenant compte de la puissance nette de la tranche et du facteur de charge pris pour hypothèse.

Le coût du kWh d'électricité produite, actualisé sur toute la durée de vie, est égal au rapport des dépenses totales sur la production totale prévue pendant toute la durée de vie, exprimées en valeur actuelle. Ce coût équivaut au prix moyen que les consommateurs devraient acquitter pour rembourser à l'investisseur/exploitant le montant exact des dépenses d'investissement, d'exploitation, de maintenance et de combustible, en appliquant un taux de rendement égal au taux d'actualisation.

La date de référence retenue aux fins de l'actualisation n'a pas d'incidence sur la comparaison des coûts actualisés entre centrales différentes. Les valeurs absolues des coûts actualisés différeront toutefois selon l'année de référence dans les périodes d'inflation ou de désinflation. Dans la présente étude, l'année de référence pour l'actualisation est celle de la mise en service, soit le plus souvent 2010.

En général, les estimations des coûts actualisés se font en monnaie constante, c'est-à-dire en valeur réelle, et l'inflation n'est pas prise en considération dans les éléments de coûts. Il est cependant tenu compte de la hausse ou de la baisse prévue des prix dans le prix réel des biens ou des services, par exemple les combustibles fossiles ou les salaires (à la rubrique des coûts d'exploitation et de maintenance), le cas échéant.

Pour faciliter la présentation des résultats dans ce rapport, les coûts actualisés de tous les pays sont exprimés dans la même unité monétaire, généralement le dollar des États-Unis (USD). Les données sur les coûts destinées aux études de cette série sont communiquées par les experts participants en unités monétaires nationales (UMN), en principe à la date de référence, à savoir le 1^{er} juillet 2003 dans la présente étude. Les coûts de production actualisés sont calculés en UMN, pour chaque pays, puis convertis en USD, en appliquant les taux de change officiels en vigueur à la date de référence, publiés par l'OCDE et le FMI.

Bibliographie

AEN (1983), *Les coûts de la production d'énergie électrique dans les centrales nucléaires et dans les centrales au charbon*, OCDE, Paris, France.

AEN (1985), *Les aspects économiques du cycle du combustible nucléaire*, OCDE Paris, France.

AIEA (1984), *Expansion Planning for Electrical Generating Systems: A Guidebook – Section 6.2 Power Plant Lifetime Levelized Cost of Generation*, pp. 151-174, TRS No. 241, AIEA, Vienne, Autriche.

Electric Power Research Institute (1997), *Technical Assessment Guide – Vol. 3 Fundamentals and Methods*, EPRI TR-100281-V3-R7.

Méthodes d'intégration du risque dans les estimations des coûts de production de l'électricité

Introduction

Avant l'ouverture des marchés de l'énergie, les entreprises du secteur énergétique pouvaient être des monopoles intégrés, ce qui leur permettait de répercuter tous leurs coûts d'investissement sur les consommateurs. Dans le secteur électrique, par exemple, les compagnies d'électricité pouvaient espérer récupérer par le biais de tarifs payés par les consommateurs les coûts des investissements raisonnables dans la production avec un rendement satisfaisant. De nombreuses entreprises étaient publiques et étaient en mesure d'obtenir des prêts garantis implicitement ou explicitement par l'État. Sachant que leur taux de rendement serait assuré, il leur était possible de financer très peu leur investissement par fonds propres et d'emprunter à des taux d'intérêt proches du taux des obligations d'état. Il n'y avait pas de risque de marché. Le principal risque était lié à des décisions réglementaires et à des dépassements de coûts au cas où le projet serait mal géré. Le surinvestissement signifiait simplement que l'on possédait une réserve de capacité excessive mais la surcapacité ne faisait pas baisser les prix de l'électricité.

Dans ces conditions, la plupart des risques liés à ces investissements n'étaient pas au centre des préoccupations des entreprises énergétiques. Toute hausse de coûts, s'il était démontré qu'elle résultait de décisions prudentes, pouvait être répercutée sur les prix. Lorsque l'entreprise était en mesure d'emprunter avec la garantie de l'état, cela signifiait que le contribuable devait absorber les pertes au cas où l'entreprise ne parviendrait pas à réunir suffisamment de fonds en relevant les prix de l'électricité. En d'autres termes, les risques existaient bel et bien, mais ils étaient transférés aux consommateurs ou aux contribuables. Dans cette situation, les entreprises n'étaient pas incitées à tenir compte des risques au moment d'investir.

Avec la libéralisation des marchés de l'énergie, cette protection contre le risque disparaît. Les investisseurs doivent prendre en compte et gérer des risques supplémentaires. Ils ne bénéficient plus, notamment, de l'assurance qu'ils pourront répercuter tous leurs coûts sur les consommateurs d'électricité. Ils ne connaissent pas non plus le prix futur de l'électricité.

Aujourd'hui, les investisseurs doivent internaliser ces risques dans leurs décisions. Il s'agit alors de savoir quelle est l'influence de cette internalisation sur le montant des bénéfices exigés et sur les choix des modes de production. Cette annexe examine comment les risques varient suivant les technologies et les nouvelles techniques de quantification des risques.

Risques liés à l'investissement dans la production d'électricité sur un marché libéralisé

Investir dans la production d'électricité comporte des risques importants et divers. Les risques commerciaux recouvrent :

- des facteurs économiques généraux qui influent sur la demande d'électricité et la disponibilité du travail et du capital ;

- des facteurs dont les décideurs ont la maîtrise, comme les risques réglementaires (économiques ou autres) et les risques politiques, avec leurs répercussions éventuelles sur les coûts, les conditions de financement et les recettes ;
- des facteurs que contrôle l'entreprise, comme l'importance et la diversité de son programme d'investissement, la sélection et la diversité des techniques de production et la maîtrise de ses coûts pendant la construction et l'exploitation ;
- les risques liés aux prix et aux volumes échangés sur les marchés de l'électricité ;
- les prix des combustibles et, dans une moindre mesure, les risques liés à la disponibilité de ces combustibles ;
- le financement des investissements comporte des risques financiers que l'entreprise peut en partie atténuer par la structure de son capital¹.

Le niveau de risque prévu par une entreprise investissant dans une centrale électrique ressort des projections de la rentabilité de cet investissement. Plus grands seront les risques commerciaux et financiers et plus forte sera la rentabilité qu'exigera l'entreprise pour son investissement.

L'incertitude intrinsèque des prix de l'électricité sur les marchés libéralisés est le changement fondamental qui a le plus d'impact sur la valeur d'un investissement. Le fait que les prix futurs de l'électricité soient incertains constitue un risque pour l'entreprise qui investit dans un moyen de production. Or s'il est vrai que ce risque concerne toutes les techniques de production, les mécanismes ne sont pas les mêmes². Les techniques de production caractérisées par un fort coût d'investissement spécifique, quand bien même les combustibles seraient bon marché, peuvent être plus sensibles à ce risque en raison de son importance relative dans le coût total. Par conséquent, si ces techniques sont concurrentielles à court terme et sont donc effectivement utilisées pour produire de l'électricité, elles sont également davantage exposées au risque de ne pas récupérer le capital investi.

Les techniques dont les combustibles coûtent cher subiront d'autres effets. Un fort coût des combustibles équivaut à une moindre marge de profit pour l'installation. Si les prix de l'électricité baissent, cela signifie que proportionnellement les profits générés par l'installation seront plus volatils que ceux d'une installation dont le combustible coûte moins cher. Cependant, comme les coûts en capital sont relativement faibles, cette volatilité a moins d'effet sur les coûts totaux. En outre, les installations qui fonctionnent avec des combustibles chers peuvent réduire leur production lorsque le prix de l'électricité est inférieur au coût marginal de court terme³.

L'incertitude qui pèse sur les prix de l'électricité expose aussi à des risques supplémentaires les projets de longue haleine. Les économies d'échelle favorisent les grands projets par rapport aux petits car le coût en capital par kW semble généralement diminuer pour une technologie donnée à mesure qu'augmente la taille de l'installation. Cependant, dans le cas des grands projets, qui allient délais prolongés, croissance incertaine de la demande et des prix de l'électricité et incertitude sur le coût total de la construction, le risque est accru. En outre, les très grands projets d'un seul bloc (un très grand barrage par exemple) sont plus exposés à ce type de risque que ceux dont la mise en place peut être fractionnée en plusieurs petites centrales pour s'adapter aux conditions du marché.

Si l'incertitude sur les prix accentue les risques pour les investissements capitalistiques, les risques associés aux prix des combustibles sont bien entendu nettement plus importants dans le cas des installations dont les coûts du combustible représentent une forte proportion du coût total de production. Les centrales au

1. AIE, 1994.

2. Si les énergies renouvelables, par exemple, sont avantagées par des contrats à long terme à prix fixes, le risque est nettement moindre que pour les techniques produisant de l'électricité dont le prix sur le marché est incertain.

3. Ce point est approfondi ultérieurement à la section intitulée « Incertitudes sur les recettes ».

gaz naturel, par exemple, sont très sensibles aux prix du combustible et à leur volatilité car le gaz représente le gros des coûts de production.

Avec l'ouverture du marché du gaz l'incertitude sur les prix du gaz naturel augmente. Les contrats à long terme d'achat gaz naturel pour produire de l'électricité se font plus rares. La forte volatilité des prix du gaz naturel tend également à accentuer les risques à court terme liés au gaz naturel. Par conséquent, si la hausse des prix du gaz naturel intervient en période de baisse des prix de l'électricité et que le producteur n'a pas tenu compte de ce risque dans son financement, ce dernier risque de subir de sévères pertes.

L'évolution future de la disponibilité et de coûts des ressources vient encore compliquer la situation des investisseurs. Certes il existe aujourd'hui des réserves de gaz naturel et d'autres combustibles suffisantes pour produire de l'électricité⁴, mais il faudra, pour pouvoir extraire et transporter ces combustibles jusqu'aux centrales, effectuer les investissements nécessaires dans les infrastructures. De fait, l'AIE estime que tout investissement dans une centrale au gaz naturel doit s'accompagner d'un investissement en amont de même importance dans la production et le transport du gaz⁵. Il faut aussi tenir compte de l'origine des futurs approvisionnements en gaz. Au cours des 30 prochaines années, on devrait assister à une profonde modification de la répartition géographique des sources d'approvisionnement à l'issue de laquelle les pays de l'OCDE importeront quatre fois plus de gaz des pays non membres dont ils seront par conséquent plus dépendants⁶. Or, si les rentes tirées de l'exploitation de réserves de gaz naturel nationales ou des importations de gaz de pays membres de l'AIE étaient relativement prévisibles, on ne peut pas en dire autant des rentes que rechercheront les pays producteurs de gaz qui ne sont pas membres de l'AIE.

La principale question que se posera une entreprise investissant dans la production thermique classique sur un marché ouvert sera quelle est la différence entre le prix de l'électricité et le coût du combustible utilisé pour la produire, et comment évoluera-t-elle (ce que l'on appelle le « *spark spread* ») ? L'importance de cette différence dépendra du type de centrale et de la façon dont elle sera exploitée. Dans le cas des centrales fonctionnant en base, la différence doit être importante pour que la centrale puisse être exploitée en permanence de manière à rembourser ses coûts en capital spécifiques sur un grand nombre d'heures. Pour les moyens de pointe dont les coûts du combustible sont plus élevés, les coûts en capital doivent être récupérés sur un nombre d'heures de fonctionnement inférieur. Par conséquent, le fonctionnement en pointe sera adapté à des centrales souples capables de prendre l'avantage dès que la différence entre le prix de l'électricité et le coût du combustible est intéressante. Cela exige non seulement de la souplesse technique pour s'adapter aux variations de prix, mais, dans le cas du gaz naturel, la capacité de démarrer et d'arrêter les prélèvements de gaz au gré du différentiel gaz-électricité.

Les règles du marché elles-mêmes peuvent être une source de risque et se répercuter de diverses manières sur les différentes techniques de production. Ainsi, les changements des règles du marché qui ont eu pour effet d'affecter un coût d'opportunité au manque de fiabilité de la production se sont répercutés sur les coûts de l'éolien au Royaume-Uni. De même, les signaux de prix en faveur d'une utilisation plus efficace du réseau électrique bénéficieront aux technologies en mesure de se positionner pour profiter de ces avantages.

Les coûts de nouvelles limitations des émissions, qui étaient auparavant directement répercutés sur les consommateurs, doivent aujourd'hui être considérés comme un risque pour la rentabilité des investissements dans le secteur électrique. Les systèmes de dépollution des centrales au charbon éliminent les particules et le dioxyde de soufre. Les systèmes de dénitrification concernent tant les centrales au charbon que les centrales au gaz naturel. Cependant, de nouvelles réglementations qui abaisseraient encore les niveaux d'émission autorisés ou introduiraient des limites aux rejets d'autres substances comme le mercure, constituent un risque pour les investisseurs. Les centrales nucléaires doivent respecter des niveaux de rejet de radionucléides et la réglementation sur la sûreté peut être renforcée.

4. AIE, 2001.

5. AIE, 2003.

6. AIE, 2002b.

La plus grande incertitude pour les investisseurs intéressés par la production d'électricité vient probablement des seuils qui seront appliqués aux émissions de dioxyde de carbone. L'Union européenne a adopté en 2003 la directive 2003/87/CE. Le Canada, de son côté, a fait savoir qu'il mettrait en place des échanges de droits d'émission afin de réduire les émissions des grandes sources fixes de dioxyde de carbone (CO₂). Le fait que l'on ignore la valeur des permis d'émission de carbone et les mécanismes choisis pour l'attribution des permis seront une source très importante, voire cruciale, d'incertitude pour qui veut investir dans la production d'électricité. Cette incertitude est vouée à augmenter, d'autant que l'on ignore quels seront les niveaux des émissions de dioxyde de carbone qui seront autorisés au-delà de la première période d'engagement du Protocole de Kyoto. Dans le cas des centrales à combustibles fossiles, le prix des permis influera directement sur la rentabilité des installations. Ce prix devrait également peser lourdement sur le prix de l'électricité et renforcer encore l'incertitude concernant ces prix.

Les risques associés à l'obtention des permis de construire des centrales varient aussi suivant la technique de production. Le risque est moindre et le délai d'obtention généralement plus court dans le cas des centrales au gaz et des petites centrales hydrauliques. Ce risque existait déjà sur les marchés réglementés, mais il n'est plus aujourd'hui évident que l'on pourra répercuter sur le consommateur ce coût administratif.

Dans le cas de la production électrique, la nature des risques ou le « profil de risque » varie selon la technique de production et les combustibles utilisés (tableau A6.1). Par conséquent, même si les coûts actualisés sont équivalents et si les techniques de production ont fait leurs preuves, les profils de risque des différentes technologies pourront influencer sur le choix du parc de production, sur l'éventail des techniques utilisables et sur les stratégies adoptées pour les développer et les exploiter.

Tableau A6.1 – Comparaison qualitative des caractéristiques générales des techniques de production

Technologie	Taille de la tranche	Durée de construction	Coûts en capital/kW	Coûts d'exploitation	Prix des combustibles	Émissions de CO ₂	Risque réglementaire
CCG	Moyenne	Courte	Faibles	Faibles	Élevés	Moyennes	Faible
Charbon	Grande	Longue	Élevés	Moyens	Moyens	Importantes	Élevé
Nucléaire	Très grande	Longue	Élevés	Moyens	Faibles	Nulles	Élevé
Hydraulique	Grande	Longue	Très élevés	Nuls	Nuls	Nulles	Élevé
Éolien	Petite	Courte	Élevés	Nuls	Nuls	Nulles	Moyen
Moteur alternatif	Petite	Très courte	Faibles	Faibles	Élevés	Moyennes	Moyen
Piles à combustible	Petite	Très courte	Très élevés	Moyens	Élevés	Moyennes	Faible
Photovoltaïque	Très petite	Très courte	Très élevés	Nuls	Nuls	Nulles	Faible

Note : On ne compte dans les émissions de CO₂ que celles produites par l'installation de production d'électricité.

Les centrales au gaz possèdent des propriétés intéressantes dans ces conditions. Leur coût en capital assez faible, leur construction rapide, la standardisation de la conception et, pour certaines d'entre elles, leur souplesse de fonctionnement, leurs confèrent d'importants avantages pour les investisseurs. Le revers de la médaille, l'incertitude sur les prix du gaz naturel, demeure un grand risque pour tout investisseur.

Les centrales nucléaires, au contraire, se caractérisent par des coûts du combustible et des coûts d'exploitation assez faibles, mais par de forts coûts en capital. De plus, les économies d'échelle ont favorisé la construction de très grosses centrales (1 000 MWe et au-delà). Pour l'investisseur cela signifie qu'il doit engager des capitaux considérables dans un projet de construction unique et donc qu'il court un grand risque. Les filières les plus récentes sont de fonctionnement plus souple, ce qui pourrait éventuellement modifier la perception que l'on aura de la taille optimale de l'installation. Certains concepteurs de centrales nucléaires étudient d'ailleurs les avantages économiques de la construction de centrales nucléaires modulaires plus petites.

Les centrales au charbon sont elles aussi devenues des investissements plus capitalistiques lorsque l'on a cherché à tirer parti des économies d'échelle, à respecter des normes écologiques plus sévères dans de meilleures conditions de rentabilité et à améliorer l'efficacité d'utilisation du combustible. Comme pour les centrales nucléaires, il faut prévoir d'importants délais de construction.

Les projets hydroélectriques peuvent varier considérablement par leur taille. Les plus grands aménagements sont très longs à construire et comportent des risques considérables dans la phase de construction car le projet peut prendre du retard. Le coût de l'emprunt peut également changer et majorer le coût du projet. En général, il n'est pas possible d'emprunter sur la durée d'amortissement d'un projet hydraulique. Il faut savoir en outre, que les perspectives d'aménagement de grands projets hydrauliques dans les pays développés sont très limitées pour des raisons économiques et environnementales. Certains pays en développement n'ont pas totalement exploité le fort potentiel économique de l'hydraulique à cause de la prime de risque très importante que représente un risque souverain élevé. Ce type de centrale en revanche peut fonctionner de manière très souple pour tirer avantage des conditions sur le marché. Les modifications à long terme de la pluviométrie, sous l'effet du changement climatique notamment, restent un facteur de risque.

Parmi les autres énergies renouvelables, le solaire et l'éolien sont également des techniques capitalistiques. Sous certains aspects, ces centrales présentent peu de risque et sont donc très intéressantes : temps de construction très courts, coûts inexistant des combustibles, pas d'émissions polluantes et faibles coûts d'exploitation (et donc l'effet minime des augmentations éventuelles de ces postes budgétaires). Cependant, la variabilité de la production éolienne dévalorise l'énergie produite. Au contraire, le fait que l'électricité photovoltaïque soit produite à l'endroit où elle est consommée et, de plus, pendant la journée, lorsque les prix sont généralement plus élevés, valorise cette forme d'électricité.

Les moteurs alternatifs et les piles à combustible sont deux techniques de production décentralisée qui consomment des combustibles fossiles. Comme les installations photovoltaïques, ces unités sont très vite construites et peuvent être implantées sur le lieu même de la consommation. Leur souplesse signifie qu'elles peuvent être exploitées aux moments où les prix de l'électricité sont intéressants.

La compétitivité des moteurs alternatifs dépend donc du coût de l'électricité livrée à laquelle va se substituer la production de ce groupe décentralisé. Quand les prix des combustibles sont bas et les prix de l'électricité élevés, les propriétaires de ces groupes peuvent produire l'électricité dont ils ont besoin et ainsi acheter moins sur le marché. Les consommateurs d'électricité qui possèdent ces groupes bénéficient par conséquent d'une forme de protection physique sur le marché qui leur permet de ne pas payer plus qu'un certain prix. Les moteurs alternatifs peuvent de surcroît être vendus et déplacés.

Enfin, facteur non négligeable, les investisseurs doivent tenir compte des effets de la fiscalité sur la rentabilité de leurs investissements (voir encadré page 192). À l'évidence, l'impôt doit être pris en compte dans l'estimation des bénéfices à retirer d'un projet pour qu'il soit rentable. Les techniques relativement capitalistiques sont alors plus fortement pénalisées.

Quantification des risques liés aux investissements dans la production d'électricité

S'il est aisé de répertorier les risques liés à l'investissement dans la production d'électricité, les futurs investisseurs eux chercheront chaque fois que possible à quantifier l'importance relative des différents risques. Pour les risques les plus importants, la prudence dicte d'adopter des stratégies de gestion du risque qui permettent de limiter sans trop de frais l'exposition.

La méthodologie des coûts actualisés utilisée dans cette étude a constitué un précieux outil pour les investisseurs, mais aussi pour l'analyse économique globale, car elle a permis d'évaluer les coûts et la production d'énergie et de les actualiser pour tenir compte de l'évolution de la valeur de l'argent avec le

Effet de l'impôt sur les bénéfices sur le financement de l'investissement

Aux États-Unis, les entreprises ont le droit de passer en charges les frais financiers (intérêts versés aux détenteurs d'obligations) lorsqu'elles calculent leur impôt sur le bénéfice. Pourtant, elles ne sont pas autorisées à considérer comme une charge la rémunération des actionnaires. On peut montrer que dans un monde idéal où les détenteurs d'obligations et les actionnaires seraient traités de la même manière dans la fiscalité de l'entreprise, le taux d'actualisation, ou la moyenne pondérée du coût de l'endettement et du coût des fonds propres, reste inchangé si l'endettement augmente. En effet, l'économie consécutive à une augmentation d'un endettement à faible coût sera juste compensée par la hausse provoquée par la progression des coûts des fonds propres⁷. Cependant, aux États-Unis, les avantages fiscaux ne sont pas identiques selon que l'on se finance par endettement ou par fonds propres, de sorte que, jusqu'à un certain point, le taux d'actualisation corrigé du risque (et de l'impôt) diminuera de manière inversement proportionnelle à l'importance du financement par endettement.

En résumé, les effets du financement par endettement sur les taux d'actualisation corrigés du risque dépendent de la législation fiscale du pays en question. Aux États-Unis du moins, le taux d'actualisation global diminuera jusqu'à un certain point, avec l'augmentation relative du financement par endettement. Cette progression du financement par endettement accentuera le risque, ce qui, à son tour, pèsera sur le coût des fonds propres. Cependant, cette hausse sera plus que compensée par les réductions découlant du traitement fiscal plus avantageux de l'endettement.

temps. Elle offrait donc une base objective à partir de laquelle il était possible de comparer différentes techniques de production d'électricité en base, par exemple. Cette démarche correspondait à une réalité caractérisée par des financements à long terme, des coûts que l'on pouvait répercuter sur les clients (captifs), des paradigmes technologiques connus, la possibilité de prévoir le rang de l'installation dans la monotonie de charge, une forte hausse de la consommation et un court délai pour vendre la production d'une nouvelle centrale.

Cette approche générale reste utile pour comparer des techniques de production d'électricité. Les compagnies d'électricité appliqueront cette méthodologie en se fixant une rentabilité minimale des fonds propres pour décider d'investir ou non et choisir entre plusieurs projets. Pour évaluer les différents risques, il leur faudra quantifier plusieurs scénarios et faire des calculs de sensibilité, ce qui donne souvent une évaluation satisfaisante des risques.

Toutefois, ce qui compte pour un investisseur sur un marché de l'électricité c'est la rentabilité de son investissement compte tenu du risque pour le capital qu'il a investi. Si le marché fonctionne correctement, il optera pour une technologie comportant certes des risques mais qui est aussi le choix le plus rentable. Malheureusement, la méthode des coûts actualisés ne permet pas de rendre compte du risque de manière efficace. C'est pourquoi, il convient de la compléter par des méthodes qui intègrent les risques dans les futurs coûts et recettes.

Il existe aujourd'hui de nouvelles techniques financières qui permettent de quantifier l'impact de ces risques sur les différentes solutions et de prendre de meilleures décisions. Pour des investissements comportant de faibles risques, le taux de rendement minimal de l'investissement devrait également être moindre.

7. Voir Propositions I et II de Modigliani et Miller.

Choix du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation corrigé du risque peut être considéré comme la moyenne pondérée du coût des fonds versés par les actionnaires (coûts des fonds propres) et du coût de l'argent emprunté aux détenteurs d'obligations (coût d'endettement), les proportions relatives des fonds propres et de l'endettement constituant leur poids respectif. Étant donné que les détenteurs d'obligations sont des créanciers de premier rang si l'entreprise fait faillite et que leur rémunération est fixe, le coût du financement par endettement sera toujours inférieur à celui du financement par fonds propres⁸. De cette manière, si tous les autres paramètres restent constants, une hausse du pourcentage du financement par endettement fera tomber le taux d'actualisation. (En d'autres termes, si le poids de la source de capital la moins chère augmente, la moyenne diminuera). Cependant, à cause de l'effet de levier que nous venons de décrire, un financement plus important par endettement accentuera la variabilité des flux de trésorerie et par, voie de conséquence, relèvera le coût des fonds propres.

En résumé, le fait d'accroître le financement par endettement aura deux effets contraires sur le taux d'actualisation corrigé du risque. Il équivaut à augmenter la masse de capital relativement moins cher, provoquant une baisse du taux d'actualisation (coût moyen pondéré de l'endettement et des fonds propres). En même temps, le coût de la composante « capitaux propres » augmentera également, ce qui en soi, entraîne à la hausse le taux d'actualisation. Par conséquent, l'effet global d'une augmentation du financement par endettement sur le taux d'actualisation dépendra de l'importance relative de ces deux effets.

En général, on part de l'hypothèse que le projet sera financé entièrement sur fonds propres, et que l'on calculera le taux d'actualisation dans cette hypothèse. Ensuite, il sera possible de modifier le taux d'actualisation pour tenir compte du mode de financement du projet.

Pour calculer le taux d'actualisation applicable au projet dans l'hypothèse d'un financement effectué entièrement sur fonds propres, la pratique la plus courante consiste à ajouter une prime de risque spécifique au taux de rendement de l'investissement hors risque⁹. Étant donné que les états manquent rarement de rembourser leurs obligations, le taux de rendement hors risque est en général supposé égal au rendement à long terme des obligations d'état. Aux États-Unis, le rendement moyen des obligations à long terme de l'état fédéral avoisine 3 % en termes réels. Le calcul de la prime de risque est si complexe qu'il n'y a pas lieu d'en faire dans cette annexe ne serait-ce qu'une description succincte. On retiendra que si le risque associé au projet en question s'apparente à celui d'autres projets entrepris par la même société, si les actions ordinaires de l'entreprise sont cotées en bourse, et si le passé de l'entreprise est jugé donner une image fidèle de ce que sera l'avenir, alors la majoration imputable au risque peut être estimée d'après l'historique du cours des actions. Que l'une de ces conditions ne soit pas remplie, et le calcul devient encore plus difficile.

Dans le cas des États-Unis, l'analyse de la situation historique peut suggérer une méthode pour aborder les effets de la libéralisation des investissements sur le taux de rendement nécessaire. En particulier, l'analyse financière du cours des actions des entreprises d'électricité américaines effectuée sur des statistiques concernant les années 70 et 80, à une période où de nombreuses compagnies construisaient des centrales nucléaires et des centrales au charbon, révèle que la prime de risque moyenne associée aux investissements de ces entreprises avoisinait 4 %. La moitié environ de cette prime était imputable au fort ratio d'endettement et les

8. Le coût du capital propre est le taux de rendement que l'on aurait pu obtenir si ces fonds propres avaient été investis dans un autre projet présentant le même risque sur le marché. L'estimation de ce taux est évoquée brièvement.

9. Le modèle le plus couramment utilisé dans ce secteur est le Modèle d'évaluation des actifs financiers (CPAM) qui fait l'hypothèse de l'existence d'une relation linéaire entre le risque présenté par un projet et son rendement, le niveau de risque étant calculé à l'aide d'un paramètre appelé bêta. Un bêta égal à 1 correspond à un risque moyen et à un rendement égal au rendement moyen sur le marché des capitaux.

2 % restants aux risques liés à la construction et à l'exploitation des centrales. Par conséquent, sur la période 1970-1984, indépendamment du mode de financement, le taux d'actualisation applicable à un projet d'investissement typique d'une entreprise d'électricité aurait avoisiné 5 % (répartis en 3 % pour le taux réel hors risque et 2 % pour le risque). Ce taux était en fait inférieur au taux d'actualisation des investissements américains typiques, et démontrait que les coûts pouvaient en général être répercutés sur les consommateurs et qu'une forte proportion des investissements concernaient des projets présentant relativement peu de risques, c'est-à-dire des investissements dans le transport et la distribution.

Sur un marché de l'électricité plus ouvert, par contre, il n'est pas sûr que l'on pourra récupérer ses coûts. L'*US Energy Information Administration* (EIA) utilise de ce fait un autre taux d'actualisation qui repose sur le cours des actions de deux industries jugées, de par leur structure et leur taille, constituer un bon indicateur de ce que sont et seront les industries de service. Il s'agit en l'occurrence de compagnies aériennes et d'entreprises de télécommunications. L'EIA a ainsi calculé que si le projet devait être entièrement financé sur fonds propres, la majoration moyenne à appliquer pour tenir compte du risque serait d'environ 7 %. Par conséquent, indépendamment du mode de financement, le taux d'actualisation dont se sert l'EIA pour calculer les investissements des entreprises de service s'élève à 10 % en termes réels (3 % hors risque plus 7 % pour le risque). Ce qui revient à dire que, en l'absence de coûts garantis et de recettes assurées, construire et exploiter une centrale, quelle qu'elle soit, présente un risque.

Comme le démontre le corps de ce rapport, les résultats sont très sensibles aux taux d'actualisation, de 5 et de 10 %, qui ont été utilisés pour l'analyse. Rappelons que le taux d'actualisation dépend de la perception du risque associé au projet et, dans certaines circonstances, de la façon dont ce projet est financé. Sachant que l'analyse présentée dans ce rapport fait abstraction des questions de financement, le taux d'actualisation de 5 % correspond en gros au taux que l'on utiliserait pour calculer des investissements sans grand risque de compagnies de service aux États-Unis dans un environnement réglementé. Le taux de 10 % suppose qu'il est nettement plus risqué de construire et d'exploiter une centrale. D'ailleurs, il correspond au taux qui serait appliqué à des investissements assez risqués de compagnies aériennes ou d'entreprises de télécommunications aux États-Unis. On notera que l'EIA part de l'hypothèse que le risque lié à l'investissement dans des centrales sur des marchés déréglementés est comparable aux investissements dans ces deux industries. Et de fait, plusieurs entreprises américaines qui avaient construit des centrales au gaz naturel ont connu des déboires financiers, démontrant combien il est risqué de construire des centrales sur un marché déréglementé. Cette remarque vaut pour des compagnies aériennes et entreprises de télécommunications américaines.

Taux d'actualisation appliqué en fonction de la technique employée

Les coûts en capital que l'on trouvera dans des études économiques portant sur le même jeu de techniques de production sont susceptibles de varier, et cela pour deux raisons fondamentales. L'une à trait au financement du projet et l'autre aux différences dans la perception du risque associé au projet, soit deux aspects différents. C'est pourquoi, lorsque l'on compare les taux d'actualisation, il convient de distinguer ce qui revient aux écarts entre les hypothèses faites sur le risque inhérent au projet de ce qui résulte d'hypothèses différentes concernant les financements.

L'une des possibilités consiste à adopter différentes hypothèses de financement suivant les techniques de production pour traiter la variabilité des risques. Pour les technologies jugées présenter un risque financier on pourra exiger un taux de rendement de l'investissement plus important.

Deux analyses économiques de l'énergie nucléaire effectuées l'une par le *Massachusetts Institute of Technology*¹⁰ (étude du MIT) et l'autre pour le ministère de l'Énergie des États-Unis¹¹ (*Near Term Deployment Group ou NTDG*) tentent d'intégrer le risque supplémentaire associé à un investissement dans

10. MIT, 2003.

11. DOE, 2001.

le nucléaire aux États-Unis. Ces deux études partent de l'hypothèse que, par rapport à une installation au gaz naturel, les entreprises qui investissent dans des centrales nucléaires dans ce pays exigent à la fois d'obtenir une meilleure rentabilité des fonds propres et de détenir une fraction plus importante de fonds propres, pourtant relativement plus coûteux.

L'analyse montre que la prise en compte de l'impôt sur les bénéfices pèse davantage sur les technologies capitalistiques, ce qui a des implications sur les comparaisons du coût moyen pondéré du capital utilisé dans les diverses analyses des coûts de la production d'électricité par différentes techniques.

Ces analyses ont pour effet de majorer le coût moyen pondéré du capital pour l'énergie nucléaire par rapport au gaz naturel. Nous avons reporté sur le tableau A6.2 les résultats de ces deux analyses qui montrent l'impact du mode de financement et de la fiscalité sur le coût pondéré du capital des deux technologies. Bien que les hypothèses précises ne soient pas identiques, les effets du mode de financement suffisent à relever de 2 % environ le coût pondéré du capital dans le cas de l'énergie nucléaire par rapport au gaz. La prise en compte de l'impôt sur les bénéfices majore le taux d'actualisation dans les deux cas, mais elle creuse encore de 0,6 % l'écart entre le taux d'actualisation pour le nucléaire par rapport au gaz.

Tableau A6.2 – Comparaison des hypothèses financières et de leurs effets sur le coût moyen pondéré du capital pour une centrale au gaz naturel et une centrale nucléaire dans deux études américaines (en %)

	NTDG du DOE taux d'actualisation de 2%		MIT taux d'actualisation de 3%	
	Nucléaire	Gaz	Nucléaire	Gaz
Structure du financement				
Pourcentage de capitaux propres	40	30	50	40
Pourcentage d'endettement	60	70	50	60
Rentabilité des fonds propres	15	13	15	12
Intérêts sur emprunt	10	9	8	8
Coût moyen pondéré du capital (avant impôt)				
Nominal	12	10,2	11,5	9,6
Réel	9,8	8	8,25	6,4
Taux de l'impôt sur les bénéfices	35	35	38	38
Coût moyen pondéré sur les bénéfices				
Nominal	15,2	12,3	16,1	12,5
Réel	12,9	10,1	12,7	9,3

Source : DOE 2001, MIT 2003, calculs d'un groupe d'experts.

Les chiffres exacts, de même que le différentiel entre le nucléaire et le gaz, varieront suivant les pays en fonction de la perception du risque lié à l'investissement dans différentes options et du coût du financement, entre autres. Ainsi, dans les pays où le risque associé aux centrales nucléaires est plus faible, l'écart entre les coûts pondérés du capital caractérisant les deux technologies pourra se resserrer.

Il est possible par ailleurs qu'une entreprise particulière affiche des coûts du capital très différents. Une entreprise publique, qui offre à ses créanciers une garantie souveraine, pourra répercuter ses coûts sur les consommateurs et est exempté de l'impôt sur les bénéfices obtiendra, bien entendu un coût en capital très différent d'une entreprise privé empruntant sur le marché des capitaux. Néanmoins, il convient de souligner que l'accès à des capitaux bon marché ne réduit pas les risques ; il ne fait que les transférer à d'autres (l'état ou les consommateurs d'électricité). Il est clair qu'en négligeant de tenir compte de ces risques on parviendra à des choix d'investissement différents de ceux que suggèrera le marché.

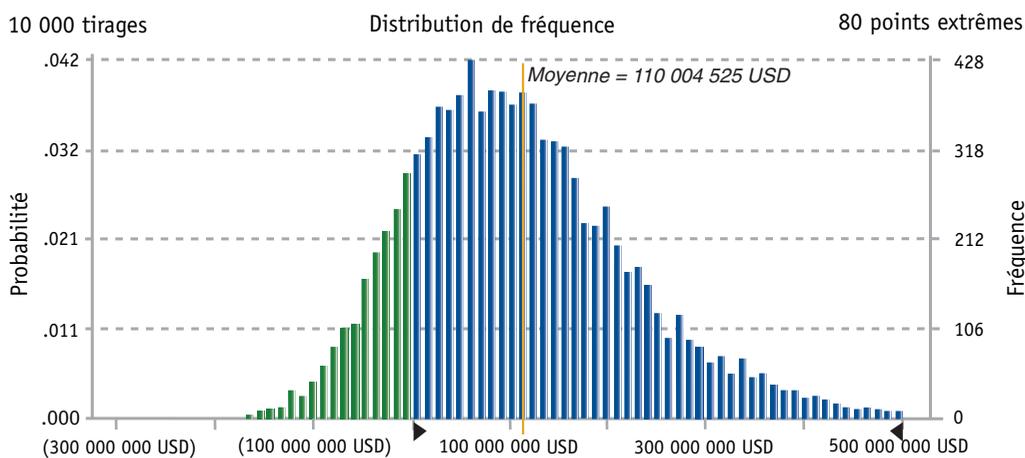
Incertitude sur les prix des combustibles

La technique présentée ci-dessus illustre les effets des risques sur le financement de divers modes de production d'électricité. Qu'en est-il de l'incertitude sur les prix de l'électricité et les coûts des combustibles ? Ces derniers sont un élément primordial à prendre en compte lorsque l'on envisage d'investir dans des centrales au gaz naturel, mais ce n'est pas le cas des centrales nucléaires dont les coûts des combustibles représentent une part bien moindre des coûts totaux.

Il est également très difficile d'intégrer l'incertitude sur les coûts des combustibles et les prix de l'électricité. La méthode courante consiste à utiliser différents scénarios de prix (élevés, moyens et bas) de façon à couvrir l'éventail de prix prévisible. Mais cette approche tend à négliger l'effet de la volatilité des prix des combustibles (et de l'électricité) sur la rentabilité d'un investissement. Même si l'on connaît les prix moyens, la volatilité des prix du gaz et de l'électricité peut avoir un fort impact sur le nombre d'heures pendant lequel il est rentable d'exploiter une centrale au gaz au cours d'une année.

Dans ce cas, on a effectué une simulation de Monte Carlo pour étudier un large éventail d'incertitudes sur les principaux risques, à savoir les coûts du gaz naturel et les prix de l'électricité. La distribution des résultats que l'on obtient donne tant l'espérance mathématique que l'intervalle de probabilités de la rentabilité de l'investissement. D'une analyse prenant pour hypothèse des prix certains des combustibles et de l'électricité, on tire une valeur actuelle nette positive. Au contraire, l'analyse probabiliste indique que l'investissement aura 83 % de chances d'être rentable sur une période de 20 ans étant donné les prévisions des prix de l'électricité et du gaz naturel et leur incertitude (figure A6.1).

Figure A6.1 – Distribution de fréquence de la valeur actuelle nette d'un investissement dans une centrale au gaz à cycle combiné



La probabilité est de 82,97 % pour des valeurs en USD variant de 0 à +infini.

La structure de la volatilité des prix du gaz naturel vient encore compliquer les choses, à savoir le fait que les prix du gaz soient particulièrement volatils à court terme (où la volatilité indique le rythme de changement de l'incertitude). Si l'on fait l'hypothèse que plus la volatilité à court terme est importante, plus les prix du gaz à long terme sont incertains, suivant en cela une « marche aléatoire », le prix incertain du combustible peut avoir un impact considérable sur les coûts. Et de fait, il s'ensuit que les coûts futurs du combustible sont nettement moins actualisés que dans une analyse classique (où le taux d'actualisation courant est appliqué). Certaines analyses où les prix futurs sont supposés suivre une marche aléatoire fondée sur leur volatilité à court terme, mettent en évidence un très fort impact de la volatilité des prix des combustibles sur les coûts de production actualisés, pour les centrales au gaz naturel et au charbon et même pour les centrales nucléaires.

À court terme, les prix des combustibles sont sensibles à l'équilibre entre l'offre et la demande et l'on a pu constater qu'ils étaient très volatils, un facteur qui démontre, entre autres, le peu d'élasticité à court terme de la demande de ces produits. À long terme, cependant les évolutions des prix sont fonction des fondamentaux de l'offre et de la demande. Autrement dit, lorsque les prix sont suffisamment élevés, l'offre augmente pour ramener les prix vers les coûts marginaux de long terme¹². Ce phénomène de retour à la moyenne signifie que les prix de l'électricité, et les coûts des principaux éléments de ces prix, comme les coûts des combustibles, sont moins incertains à long terme que ne le laisserait penser leur volatilité à court terme.

Dans l'analyse des risques financiers associés aux technologies de production, il ne faut pas oublier non plus les différents risques de volume. À cause des variations naturelles des précipitations et de la vitesse du vent, la production hydraulique comme l'éolien comportent un risque de volume. En outre, en fonction de la part de marché qu'occupent certaines techniques de production, il arrive qu'il y ait une corrélation négative entre ce risque et le risque de prix.

Incertitudes sur les recettes

La décision d'investir comporte aussi une incertitude sur les recettes. Les prix de l'électricité sur les marchés peuvent se révéler très volatils, même si l'on on peut s'attendre à un retour vers la moyenne à long terme, comme c'est le cas des prix des combustibles. En outre, toutes les centrales connaissent des arrêts non programmés, quand elles ne sont pas mises hors service pour d'importants travaux de réparation ou des remises à niveau. La production, par conséquent, est elle-même incertaine. Pour l'évaluation des risques liés à l'incertitude sur les prix ou la production et donc sur les recettes, il importe de connaître la structure des coûts d'exploitation, c'est-à-dire de savoir s'ils sont dominés par des coûts fixes ou des coûts variables.

Considérons pour commencer le risque lié à la production. Les centrales nucléaires et la plupart des centrales exploitant des énergies renouvelables sont assez capitalistiques, d'autres installations, au contraire, auront des coûts des combustibles élevés. Comme la majorité des coûts dans une installation capitalistique sont fixes, au sens où ils sont payés quel que soit le niveau de la production, les bénéficiaires doivent être plus sensibles aux variations de la production qu'ils ne le sont dans le cas d'une technologie à structure de coûts dominée par le combustible. Et cela parce que ces dernières technologies peuvent produire moins pour limiter leurs coûts. Par conséquent, toutes choses étant égales par ailleurs, le risque de production sera supérieur dans le cas d'une technologie capitalistique que pour une technologie dominée par le coût du combustible, ce qui laisserait penser qu'il faut utiliser différents taux d'actualisation.

De cette conclusion, on trouve une illustration dans deux simulations de Monte Carlo portant sur l'intérêt économique de construire et d'exploiter une centrale hypothétique sachant que les revenus sont incertains parce que la production varie de manière aléatoire¹³. Dans le premier cas, l'entreprise peut jouer sur ses coûts variables totaux lorsque la production (et/ou la demande) subit des variations imprévues. Dans la deuxième simulation, tous les coûts d'exploitation sont supposés fixes et donc seront payés quel que soit le niveau de production de la centrale. La figure A6.2 présente les résultats de la première simulation avec coûts variables. Plus précisément, il s'agit de la courbe de la distribution de la fréquence relative de la valeur actuelle nette des flux de trésorerie. En ordonnée, on a porté la fréquence relative (proportion du nombre total d'observations) et en abscisse les valeurs actuelles¹⁴. De même, on a reporté sur la figure A6.3 la distribution de la fréquence relative lorsque les coûts d'exploitation sont fixes. Dans les deux cas, la valeur actuelle nette des flux de trésorerie avoisine 258 MUSD. Malgré tout, les variations de la valeur actuelle des flux de trésorerie sont plus prononcées lorsque tous les coûts sont fixes que si certains coûts sont variables. Et de

12. Voir Frayer J. et N. Uludere, 2001.

13. Dans le cas présent, on a utilisé une distribution triangulaire pour modéliser les variations aléatoires de la production de la centrale. Par hypothèse, les bornes supérieure et inférieure des facteurs de charge ont été fixées à 0,95 et 0,65 respectivement, la valeur la plus probable étant de 0,85.

14. Nombre total d'observations : 10 000.

Figure A6.2 – Distribution des valeurs actuelles nettes pour une production incertaine et tous les coûts d’exploitation variables

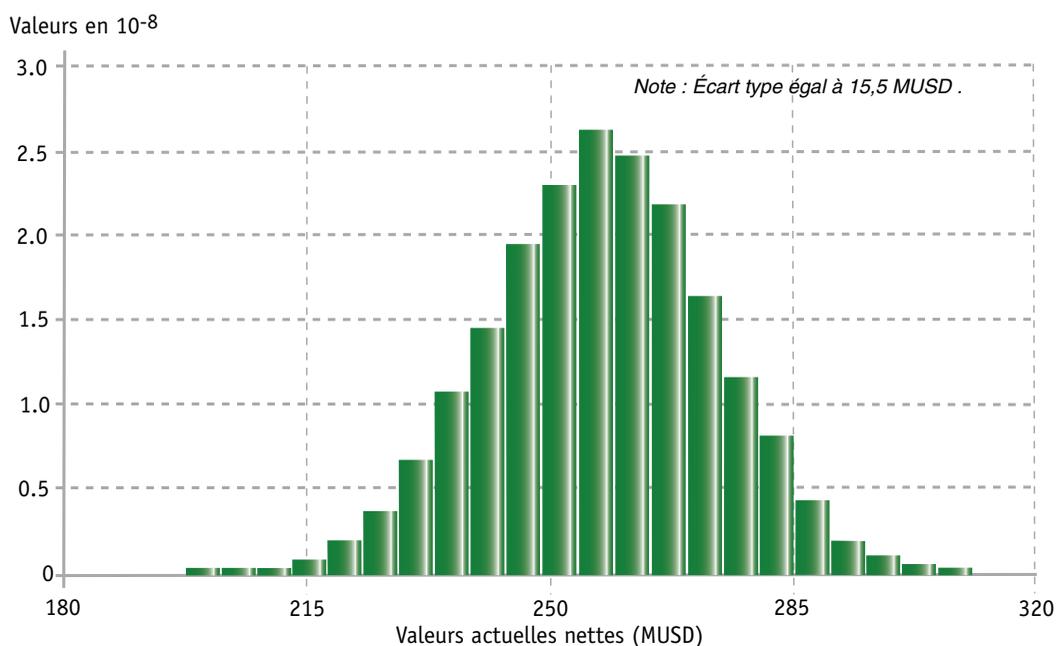
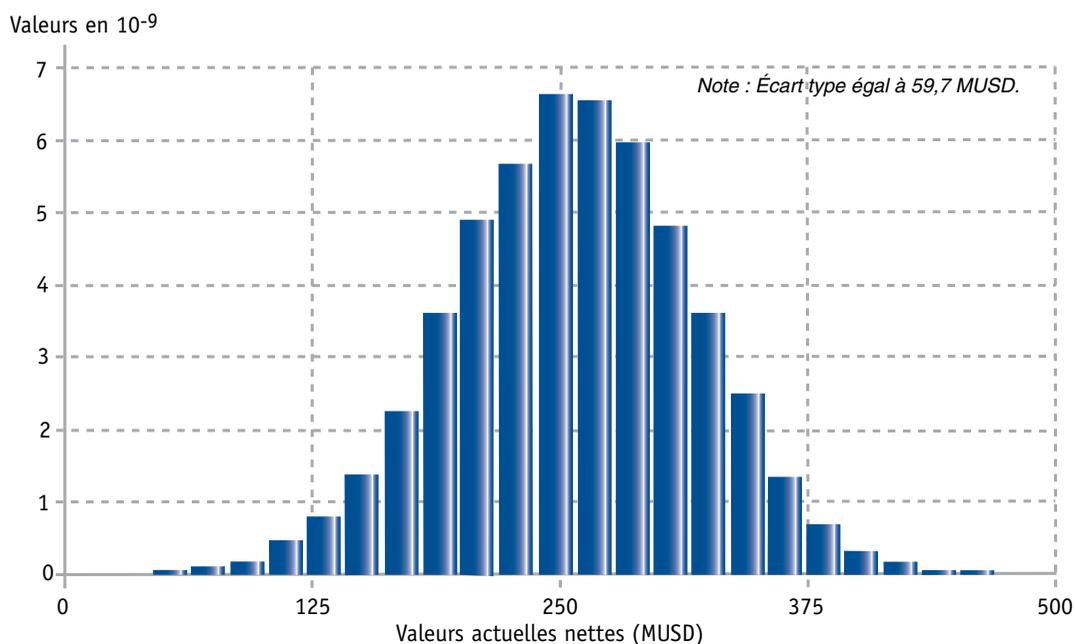


Figure A6.3 – Distribution des valeurs actuelles nettes pour une production incertaine et tous les coûts d’exploitation fixes



fait, l'écart type dans l'hypothèse de coûts fixes est à peu près quatre fois supérieur à celui obtenu lorsque les coûts sont variables (59,7 millions d'USD contre 15,5 millions d'USD).

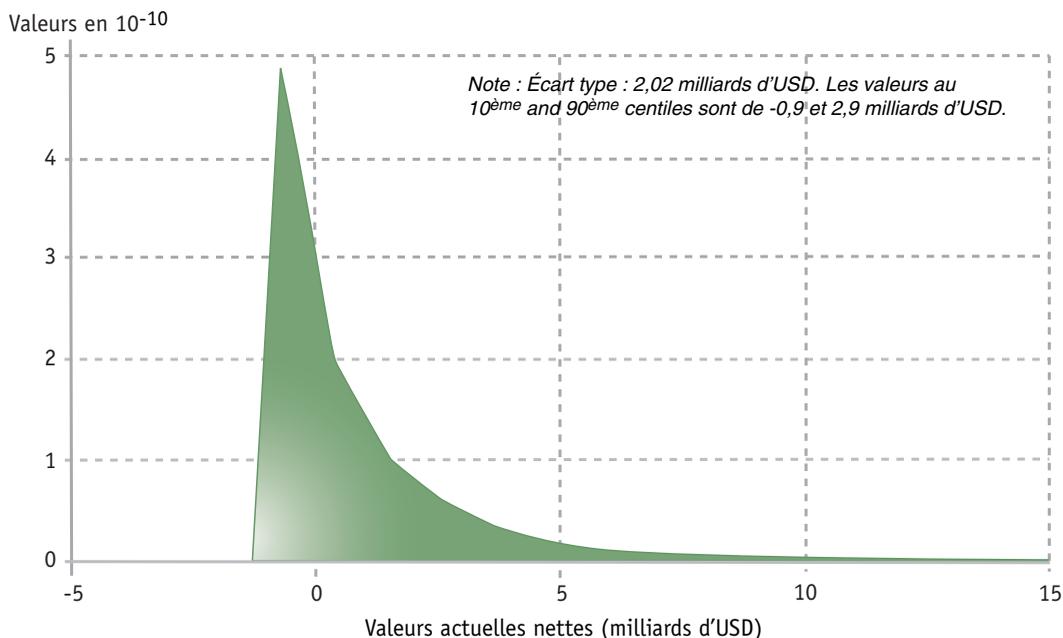
En d'autres termes, en jouant sur les coûts dans un monde où la productivité est incertaine, on parvient à limiter les pertes lorsque la production diminue et à modérer les bénéfices lorsque la production augmente par rapport à une situation où tous les coûts sont fixes. Financièrement parlant, il s'agit d'un levier d'exploitation (le levier d'exploitation augmente avec la proportion de coûts fixes). On s'aperçoit ici que le levier

d'exploitation a accentué les variations des bénéfices ou des pertes – en d'autres termes, renforcé le risque – dues à une variation donnée de la production.

Les effets du risque de prix sur des techniques de production ayant des structures de coûts différentes (centrale capitalistique contre centrale à forts coûts des combustibles) sont plus complexes. Prenons deux technologies dont l'une est caractérisée par d'importants coûts fixes et des coûts variables très faibles et la deuxième en revanche par des coûts fixes faibles et de forts coûts variables. Pour la deuxième technologie, on supposera également que les coûts marginaux de court terme augmentent avec la production. Avec la première technologie, il serait donc rentable de faire fonctionner la tranche à sa puissance maximale à moins que les prix de la production ne tombent à des niveaux très bas. Cela signifie que, lorsque les prix sont élevés, la première technologie obtiendrait également d'importants bénéfices. Or, on observerait justement l'effet inverse avec cette même technologie en période de bas prix. Par contre, dans des conditions normales il serait rentable de produire moins avec la deuxième technologie qui a des coûts variables plus importants. De plus, comme les coûts marginaux augmentent avec la production, il serait également rentable de produire plus lorsque les prix sont relativement élevés et, au contraire, de produire moins lorsque les prix baissent.

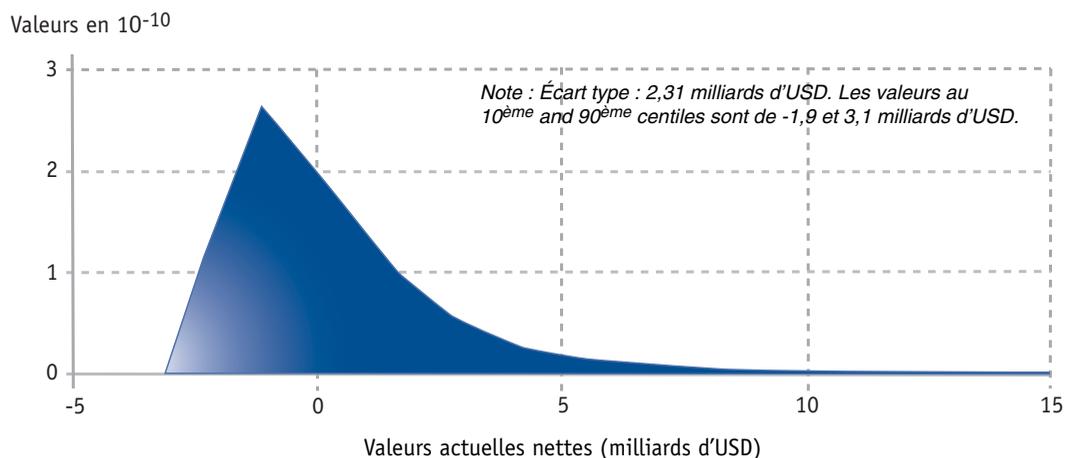
Pour calculer la différence de risque de prix entre ces deux technologies, deux simulations de Monte Carlo ont été effectuées. Dans le premier cas, on a supposé que, dans les conditions normales, lorsque les prix sont égaux à leur valeur moyenne, la centrale fonctionne à un facteur de charge de 75 %. Cependant, dans ce cas de figure, il serait rentable d'augmenter la production lorsque les prix augmentent jusqu'à un facteur de charge de 95 % et de la diminuer avec la baisse des prix jusqu'à 5 %¹⁵. La figure A6.4 présente la distribution résultante de la fréquence relative. Dans le second cas, on a supposé que tous les coûts étaient fixes et que l'installation fonctionnerait à un facteur de charge de 95 % quels que soient les prix de la production (figure A6.5). Comme ces deux figures le montrent, l'écart type des valeurs actuelles nettes de la centrale fonctionnant à la puissance maximale en permanence est d'environ 15 % supérieur à celui d'une centrale

Figure A6.4 – Distribution des valeurs actuelles nettes pour des prix d'électricité incertains, une production et des coûts d'exploitation variables



15. Une autre solution a été étudiée : une baisse maximale du facteur de charge à 55 % seulement avec mise sous cocon de l'installation si les prix tombaient trop bas. Les résultats qualitatifs de l'analyse dans ce cas sont analogues à ceux présentés ici. De plus, les prix de la production sont supposés aléatoires et suivre une distribution normale avec un écart type de 5 millièmes d'USD par kWh.

Figure A6.5 – Distribution des valeurs actuelles nettes pour des prix d'électricité incertains, une production et des coûts d'exploitation fixes



dont la production est ajustée aux variations des prix. Le résultat dépendra donc de la variation et de la valeur moyenne des prix réels sur le marché concerné¹⁶.

On notera que les valeurs au 10^{ème} centile des flux de trésorerie sont également bien plus négatives lorsque les coûts d'exploitation sont fixes que lorsqu'ils sont variables (-1,9 milliard d'USD contre -0,9 milliard d'USD respectivement). Lorsque les prix de l'électricité sont très faibles, il est rentable d'exploiter une centrale dont tous les coûts d'exploitation sont fixes (inévitables) et donc de subir de très importantes pertes d'exploitation. Cependant, si ces coûts d'exploitation sont en partie variables, on pourra éviter certains coûts en produisant moins. Cela semble démontrer que les performances économiques d'un mode de production caractérisé par des coûts d'exploitation variables très faibles peuvent être plus sensibles aux variations de prix, c'est-à-dire, toutes choses étant égales par ailleurs, que les risques associés à ce mode de production sont supérieurs. Et de fait, c'est ce que soulignait British Energy dans prospectus d'émission établi en vue de sa privatisation en 1996, et ce phénomène a d'ailleurs été à l'origine des problèmes financiers que cette société a rencontrés en 2002.

Toutefois, comme c'est le cas pour le risque associé aux prix des combustibles, il n'existe pas encore de méthode permettant d'intégrer totalement le risque lié au prix de la puissance dans les analyses d'investissement.

Options réelles

L'impossibilité de stocker l'électricité et l'inélasticité de la demande d'électricité par rapport au prix font de la souplesse une qualité très particulièrement appréciée dans un système de production d'électricité. À son tour, l'utilisation de sources présentant cette souplesse valorise le groupe de production en question. Outre cette souplesse d'exploitation, la facilité avec laquelle on peut, avec une technique de production particulière, ajouter de la puissance installée constitue un avantage supplémentaire. Une centrale qui peut être construite rapidement de façon à produire au moment de la hausse prévue de la demande présente moins de risque.

Les analyses classiques des investissements accordent peu de place au moment où intervient l'investissement en fonction des conditions du marché. On étudie plutôt l'intérêt de construire une

16. On notera que ce risque technique est donné par la variance (carré de l'écart type) des flux de trésorerie. Les écarts types sont présentés en unités (milliards d'USD) qui sont plus compréhensibles.

importante centrale et non une série de petites centrales, même si la stratégie consistant à construire successivement des petites centrales peut présenter un avantage, par exemple si la croissance de la demande se révèle inférieure aux prévisions. En l'absence de méthode pour valoriser cette souplesse, les économies d'échelle que l'on obtient dans des centrales de grande puissance (en coût installé par kW) éclipsent la prise en compte des risques associés à la construction de grandes installations pour augmenter la puissance installée.

La méthode des options réelles enrichit l'évaluation traditionnelle des investissements car elle permet de calculer des options supplémentaires. Parmi les options les plus courantes que l'analyse traditionnelle ne parvient pas à intégrer, on retiendra l'option de report, l'option d'extension et l'option d'abandon.

L'option de report se rencontre dans des projets sur lesquels l'investisseur a des droits exclusifs. L'option de report peut s'exercer par exemple jusqu'à ce que certaines conditions sur le marché ou réglementaires soient satisfaites. Et d'ailleurs l'une des premières applications de la théorie des options réelles a consisté à valoriser le développement par étapes de gisements de pétrole par rapport à une stratégie qui aurait consisté à les développer tous en même temps¹⁷. L'option d'extension existe lorsque l'investisseur se lance dans un projet uniquement parce que ce projet lui permet d'en lancer un autre plus intéressant ou simplement d'entrer sur un nouveau marché. Sur les marchés de l'énergie, parce que les prix sont incertains, les investisseurs sont conscients de l'intérêt d'avancer pas à pas dans la construction d'installations. C'est pourquoi ils sont à l'affût de méthodes qui leur permettent d'évaluer l'intérêt de reporter une décision d'investissement tant que les conditions sur le marché ne sont pas assez claires. Enfin, l'option d'abandon est estimée pour des projets lorsque les flux de trésorerie ne sont pas à la hauteur des attentes.

La méthode des options réelles permet de valoriser les options ci-dessus et donc apporte une souplesse considérable à la méthode classique d'évaluation des investissements. Il est également possible d'évaluer d'autres options, en dehors de celles mentionnées ci-dessus, mais elles sortent du cadre de la présente étude et relèvent de l'analyse spécialisée des investissements.

On vient tout juste d'entreprendre des recherches pour pouvoir évaluer, par ces techniques, la souplesse de différentes stratégies de développement de la production électrique. Les auteurs d'une étude ont utilisé cette technique pour valoriser, compte tenu de la souplesse intrinsèque des petites centrales, l'intérêt de développer des projets éoliens par étapes plutôt qu'en une seule fois¹⁸. Une autre étude portait sur la rentabilité de la mise en place progressive d'une centrale à GICC, fonctionnant initialement avec du gaz naturel, puis de reporter la décision de la conversion de la centrale pour qu'elle fonctionne avec du charbon gazéifié¹⁹.

Malgré ces résultats universitaires intéressants, la technique des options réelles n'a pas encore été véritablement utilisée par les investisseurs dans le secteur de l'électricité. On s'est aperçu qu'il était moins fiable de calculer la valeur des options réelles pour une centrale que la valeur des options financières à la bourse, et cela pour diverses raisons. Contrairement aux marchés financiers, les marchés à terme de l'électricité et du gaz naturel ne sont pas encore suffisamment liquides. Comme leur mise en place est en cours dans plusieurs pays et régions, la situation pourrait bien évoluer à l'avenir. Pour l'heure, les modèles doivent néanmoins s'appuyer sur des prévisions des prix de l'électricité et des combustibles, prévisions qui, de même que la corrélation entre les prix de l'électricité et du gaz naturel, sont très incertaines étant donné la volatilité de ces prix.

17. McCormack et Sick, 2001.

18. Venetsanos *et al.*, 2002.

19. Smeers *et al.*, 2001.

Résumé

La réforme des marchés de l'électricité a provoqué une évolution de la façon dont les décisions d'investissement sont prises dans le secteur de l'électricité, d'autant que les marchés du gaz ont été restructurés simultanément. L'ouverture à la concurrence de ce secteur a conduit à une internalisation des risques dans les décisions d'investissement.

Cette internalisation a eu pour premier effet de relever globalement le taux d'actualisation employé pour l'évaluation des investissements dans des moyens de production. À cet égard, on notera avec intérêt qu'une analyse américaine suggère que le choix de taux d'actualisation de 5 et de 10 % correspondrait en fait aux risques rencontrés sur un marché réglementé aux États-Unis dans le premier cas et sur un marché ouvert dans le deuxième.

Cependant, on observe diverses tentatives pour quantifier les différents risques liés à l'investissement dans différentes techniques de production de l'électricité. Jusqu'à présent la quantification reposait largement sur des évaluations subjectives. Deux analyses américaines laissent penser que les risques liés à la production nucléaire aux États-Unis, compte tenu des effets de l'impôt, pourraient être supérieurs de 2,5 % à ceux des installations au gaz naturel. Cependant, ce résultat est propre à la situation des États-Unis. Sur d'autres marchés, où la perception du risque associé à l'énergie nucléaire est moindre (à cause, notamment, des bons résultats d'exploitation sur de longues périodes), les risques relatifs des centrales nucléaires et des centrales au gaz peuvent parfaitement changer.

Les spécialistes s'efforcent de mettre au point des méthodes plus raffinées pour évaluer la rentabilité des centrales compte tenu des incertitudes sur les prix des combustibles. Les méthodes fondées sur des simulations de Monte Carlo ont des chances de donner aux décideurs une vision plus exacte des risques liés à leur investissement et de la probabilité de la rentabilité de cet investissement. Le seul fait que le prix des combustibles soit incertain et volatil implique également que ces coûts pourraient être actualisés moins que les autres facteurs de coût. Il est toujours difficile d'évaluer l'incertitude à long terme sur les prix des combustibles.

Par ailleurs, l'incertitude concernant les prix de l'électricité a tendance à favoriser des centrales moins gourmandes en capitaux. Cependant, les analystes qui s'intéressent aux investissements dans la production d'électricité sont désormais mis au défi de quantifier les répercussions de ces prix de l'électricité incertains.

Références

AIE (2003), *World Energy Investment Outlook*, Agence internationale de l'énergie, Paris, France.

AIE (2002b), *World Energy Outlook 2002*, Agence internationale de l'énergie, Paris, France.

AIE (2001), *World Energy Outlook 2001 Insights – Assessing Today's Supplies to Fuel Tomorrow's Growth*, Agence internationale de l'énergie, Paris, France.

AIE (1994), *Electricity Supply Industry: Structure, Ownership and Regulation in OECD Countries*, Agence internationale de l'énergie, Paris, France.

DOE (2001), *A Roadmap to Deploy New Nuclear Power Plants in the United States by 2010*, Volume 2, Chapter 4, Analyse économique établie pour le ministère de l'Énergie des États-Unis, 31 octobre.

Fraye J. et N. Uludere (2001), "What is it Worth ? Application of Real Options Theory to the Valuation of Generation Assets", *The Electricity Journal*, octobre, pp.40-51.

McCormack J. et G. Sick (2001), "Valuing PUD Reserves: A Practical Application of Real Option Techniques", *Journal of Applied Corporate Finance*, Winter, pp.8-13.

MIT (2003), *The Future of Nuclear Power – An Interdisciplinary MIT Study*, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts, États-Unis.

Smeers, Y., L. Bolle et O. Squilbin (2001), "Coal Options: Evaluation of Coal-based Power Generation in an Uncertain Context", Belgian Federal Office for Scientific, Technical and Cultural Affairs, Report D/2001/1191/66.

Venetsanos, K., P. Angelopolou et T. Tsoutos (2002), "Renewable Energy Project Appraisal Under Uncertainty: the case of wind energy exploitation within a changing energy market environment", *Energy Policy* (30 - Issue 4), pp. 293-307.

Ventilation des coûts et des émissions des centrales de cogénération entre l'électricité et la chaleur produites

Cette annexe présente une méthode théorique de la répartition des coûts de production de la chaleur et de l'électricité d'une centrale de cogénération. Cette méthode n'a pas servi à l'évaluation des coûts de production d'électricité produite par les centrales cogénératrices prises en compte dans cette étude (chapitre 5) mais pourrait être utile aux futures études consacrées à des installations à double usage.

La thermodynamique des cycles endoréversibles permet de mieux comprendre la façon dont évolue le rendement lors de la conversion de chaleur en travail. On établit une nouvelle équation qui relie le rendement d'un système endoréversible à celui d'une machine réelle. Le comportement de cette relation a été comparé à l'évolution d'autres fonctions comme les formules du rendement de Curzon-Ahlborn et du rendement de Carnot. En outre, l'évolution du rendement des machines réelles est modélisée par une fonction des températures maximale et minimale. Ces formules sont utilisées pour répartir les coûts et les émissions de centrales de cogénération entre l'électricité et la chaleur produite.

La thermodynamique repose sur deux principes, à savoir :

1. Le principe de conservation de l'énergie, qui s'énonce :

$$\sum Q_i + W = 0$$

où Q_i représente le flux de chaleur par unité de temps à la température T_i et W le flux de travail par unité de temps sur un cycle complet de la machine.

2. Le principe de l'augmentation de l'entropie, qui s'énonce comme suit :

$$\nabla S \geq 0 \quad \text{où} \quad S_i = Q_i / T_i$$

Machine de Carnot

À l'aide de ces deux principes, on peut définir une machine de Carnot (figure A7.1) qui se caractérise de la manière suivante :

1. Il possède une source de chaleur à haute température (T_1) et une source à basse température (T_4).
2. Un cycle de travail complet comportant deux chemins adiabatiques et deux chemins isothermes en cycle fermé qui s'effectue de manière réversible, ce qui signifie que :

$$\nabla S = 0 \quad \text{ou} \quad Q_1 / T_1 - Q_4 / T_4 = 0 \quad (1)$$

où Q_1 est le flux de chaleur à partir de la source à haute température vers la machine et Q_4 le flux de chaleur de la machine jusqu'à la source à basse température.

Figure A7.1
La machine de Carnot

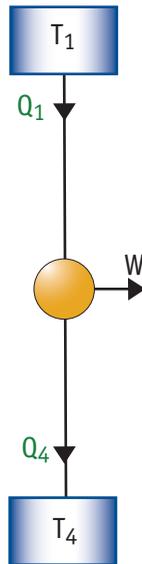
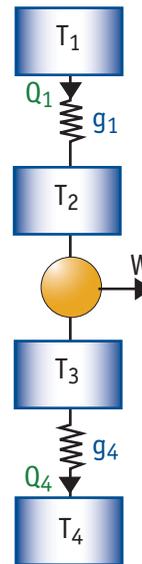


Figure A7.2
La machine de Curzon-Ahlborn



La machine de Carnot se caractérise par un couple d'équations, à savoir :

$$Q_1 / T_1 = Q_4 / T_4 \quad (2)$$

$$\eta_c = 1 - T_4 / T_1 \quad (3)$$

$$W = Q_1 - Q_4 = \eta_c Q_1 \quad (4)$$

où η_c est le rendement de Carnot avec, dans ce cas, un travail W infiniment petit. Le rendement de Carnot η_c est la valeur maximale (en fait la valeur limite) que peuvent atteindre en théorie des machines thermiques, c'est-à-dire fondés sur une différence de température.

La machine de Curzon-Ahlborn

On part de l'hypothèse que l'on a placé des résistances thermiques entre la machine de Carnot et les deux réservoirs de chaleur de chaque côté. Ces résistances, qui sont en fait des conductances g_1 et g_4 sont représentées sur la figure A7.2.

Dans ce cas, le rendement global de la machine (endoréversible) est égal à η . Le rendement du cœur du procédé lui-même est un rendement de Carnot. Le centre (réversible) travaille entre les températures T_2 et T_3 (et non entre T_1 et T_4). De sorte que le rendement global η est égal à :

$$\eta = 1 - T_3 / T_2 \quad (5)$$

Notons que tant que $T_4 < T_3 < T_2 < T_1$, le rendement η est inférieur au rendement de Carnot η_c donné par l'équation (3). L'équation de l'entropie de la machine de Carnot s'énonce alors :

$$\Delta S = 0 \quad \text{or} \quad Q_1 / T_2 - Q_4 / T_3 = 0 \quad (6)$$

Par ailleurs, d'après la loi de Fourier qui donne les transferts de chaleur, on a :

$$Q = \lambda \nabla T \quad (7)$$

où $Q_1 = g_1 (T_1 - T_2)$ (8)

et $Q_4 = g_4 (T_3 - T_4)$ (9)

Si l'on introduit les équations (8) et (9) dans (6), on a :

$$g_1 = (T_1 - T_2) / T_2 = g_4 (T_3 - T_4) / T_3 \quad (10)$$

On peut alors tirer T_2 des équations (5) et (10), ce qui donne :

$$T_2 = g_1 T_1 / (g_1 + g_4) + g_4 T_4 / \{ (g_1 + g_4) (1 - \eta) \} \quad (11)$$

On remplace alors l'équation (11) dans l'équation (8), et l'on obtient :

$$Q_1 = g (T_1 - T_4 - \eta T_1) / (1 - \eta) \quad (12)$$

où :

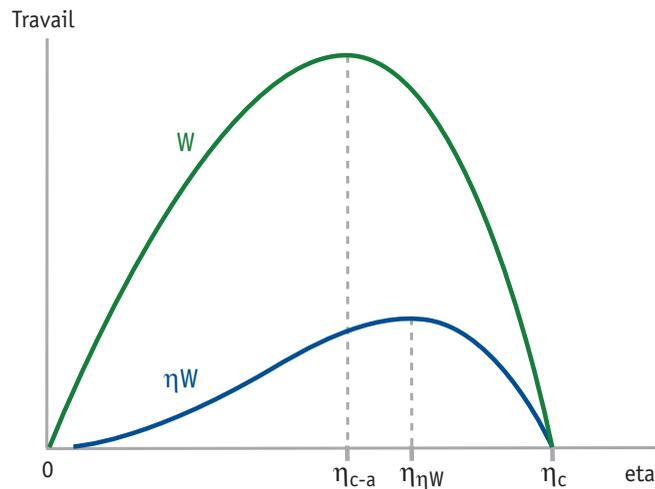
$$g = g_1 g_4 / (g_1 + g_4) \quad (13)$$

La multiplication de l'équation (12) par le rendement η donne une équation du travail fourni, à savoir :

$$W = g \eta (T_1 - T_4 - \eta T_1) / (1 - \eta) \quad (14)$$

Sur la figure A7.3, nous avons représenté la courbe du travail W en fonction de η .

Figure A7.3 – W et (ηW) en fonction du rendement η



On notera que W est égal à 0 si $\eta = 0$ ou $\eta = (1 - T_4 / T_1)$ et qu'il atteint sa valeur maximale entre ces points. On obtient la valeur maximale du travail W en posant $dW / d\eta = 0$, ce qui donne une fonction quadratique en η , à savoir :

$$T_1 \eta^2 - 2 T_1 \eta + T_1 - T_4 = 0 \quad (15)$$

On peut alors résoudre cette équation. On obtient alors une équation importante établie pour la première fois par Curzon et Ahlborn (Curzon, 1975) en 1975, à savoir :

$$\eta_{c-a} = 1 - \sqrt{(T_4 / T_1)} \quad (16)$$

La machine de Curzon-Ahlborn est un exemple de machine endoréversible telle que l'a définie Rubin (1979). Les machines endoréversibles mettent en œuvre des cycles de durée finie au cours desquels le fluide de travail évolue réversiblement. Les seules irréversibilités prises en compte proviennent des couplages entre la machine et l'extérieur. Si le seul processus irréversible est la conduction thermique et si le travail est maximum, on parle de machine de Curzon-Ahlborn.

Machines thermiques réelles

Dans la réalité, les pertes de chaleur ne se font pas uniquement par conduction. Les courants de Foucault et les frottements internes dans les fluides de travail, les frottements entre les fluides de travail et les parois du réacteur, les fuites de chaleur à haute température dans l'environnement et les frottements dans les paliers sont autant d'exemples de pertes. Or la loi de Fourier ne parvient pas à modéliser correctement ces pertes. En outre, il arrive que le système ne comporte pas de source à haute température mais un moteur à combustion interne et qu'il y ait des déphasages entre les puissances thermiques ou mécaniques dissipées ou transférées. Par conséquent, on observe dans la réalité un écart par rapport au rendement de Curzon-Ahlborn η_{c-a} . Dans la réalité, en effet, le rendement mesuré d'une machine thermique est égal à η_{eng} , si bien que l'on définit un coefficient d'utilité comme suit (Rubin, 1979) :

$$\varepsilon\eta = \eta_{eng} / \eta_c \quad (0 < \varepsilon\eta < 1) \quad (17)$$

Nous avons déjà vu que le rendement de Carnot η_c est la borne supérieure du rendement d'une machine thermique, qui ne peut être atteinte qu'en théorie. On peut déduire de l'exemple d'une centrale nucléaire ci-après, que le rendement de Curzon-Ahlborn η_{c-a} tend vers des valeurs qui sont trop faibles pour les machines modernes.

Le rendement de Curzon-Ahlborn η_{c-a} s'applique en effet au travail maximum W . Dans la réalité, ce sont les paramètres économiques d'une machine qui déterminent son rendement réel η_{eng} , qui peut être supérieur à η_{c-a} . Par conséquent, il convient de chercher à optimiser tant le travail W que le rendement η . Au lieu de déterminer le rendement à la valeur maximale du travail W , il faut rechercher la valeur maximale de la fonction qui est le produit du travail W et du rendement η . Cette valeur de η peut être facilement calculée à partir de l'équation (14) en multipliant les deux côtés de l'équation par η et en posant $d(\eta W) / d\eta = 0$. On en tirera ensuite une autre équation de second ordre qui peut être résolue et donne :

$$\eta_{\eta_w} = 1 - 0.25 [T_4 / T_1 + \sqrt{ \{ (T_4 / T_1)^2 + 8 (T_4 / T_1) \} }] \quad (18)$$

La figure A7.3 représente la courbe de (ηW) en fonction de η . La figure A7.4 représente les courbes de η_c , η_{c-a} et η_{η_w} en fonction de T_4/T_1 .

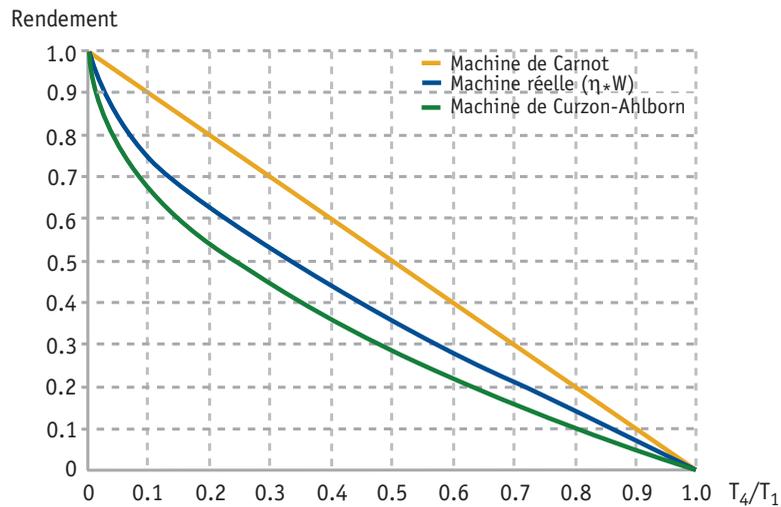
Les résultats qui ont été obtenus à ce jour peuvent être appliqués à une centrale nucléaire réelle, par exemple à la tranche 4 de Doel (REP, 1 049 MWe), c'est-à-dire une tranche belge. En voici les caractéristiques (De Vos, 1992) :

$$Q_1 = 3\,000 \text{ MW} ; W = 1\,049 \text{ MW} ; T_1 = 566 \text{ K} ; T_4 = 283 \text{ K}$$

On obtient ainsi les rendements suivants :

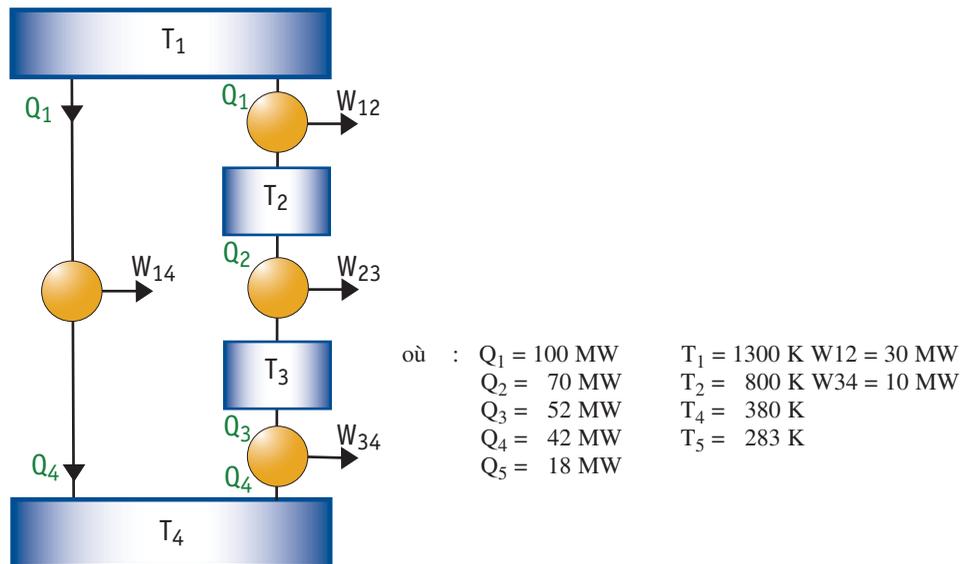
$$\begin{aligned} \eta_{eng} &= 1\,049 / 3\,000 = 0.350 & \eta_{\eta_w} &= 0.360 \\ \eta_{c-a} &= 0.293 & \eta_c &= 0.500 \end{aligned}$$

Figure A7.4 – Variations du rendement de conversion de l'énergie η en fonction du rapport de température T_4/T_1



Cet exemple montre que l'équation (18) peut servir à calculer un rendement optimal d'une machine réelle avec un résultat assez satisfaisant. Malheureusement, elle n'est pas conforme aux principes de la thermodynamique. Par conséquent, elle ne peut être utilisée que pour calculer des valeurs optimales, ce qui ressort tout particulièrement si l'on subdivise la machine en trois machines identiques. Nous avons représenté sur la figure A7.5 quatre machines identiques, sachant que $T_4 < T_3 < T_2 < T_1$.

Figure A7.5 – Machines thermiques réelles identiques



Pour éviter tout mouvement perpétuel, il faut que soit remplie la condition suivante :

$$W_{14} = W_{12} + W_{23} + W_{34} \quad (19)$$

À supposer que :

$$f(T_i / T_j) = Q_j / Q_i \quad (20)$$

Le rendement de la machine à gauche sur la figure A7.5 est donné par la formule :

$$\eta_{14} = (Q_1 - Q_4) / Q_1 = 1 - f(T_1, T_4) \quad (21)$$

Si l'on applique l'équation (19) en même temps que le premier principe de thermodynamique, à savoir le principe de conservation de l'énergie, on a :

$$Q_1 - Q_4 = (Q_1 - Q_2) + (Q_2 - Q_3) + (Q_3 - Q_4) \quad (22)$$

En divisant les deux côtés de l'équation (22) par Q_1 , on a :

$$\eta_{14} = \eta_{12} + (Q_2 / Q_1) \eta_{13} + (Q_2 / Q_1) (Q_3 / Q_2) \eta_{34} \quad (23)$$

Par substitution des équations (20) et (21) dans l'équation (23), on obtient :

$$f(T_1, T_4) = f(T_1, T_2) \cdot f(T_2, T_3) \cdot f(T_3, T_4) \quad (24)$$

Au lieu de trois machines identiques à droite sur la figure A7.5, on peut prendre un nombre quelconque de machines, tout en conservant un résultat similaire à l'équation (24). Par conséquent, il est clair que la seule solution est :

$$f(T_i, T_j) = Q_j / Q_i = (T_j / T_i)^\varphi \quad 0 < \varphi < 1 \quad (25)$$

Et, par conséquent :

$$\eta_{\text{eng}} = 1 - (T_4 / T_1)^\varphi \quad (26)$$

Le fait d'obtenir ce résultat pour η_{eng} revient à dire que la solution de η_{η_w} donnée par l'équation (18) ne concorde pas avec le point de départ représenté sur la figure A7.3 et donné par l'équation (19). Il convient de remarquer que l'équation du rendement (26) ressemble aux équations du rendement de Carnot ($\varphi = 1$) ainsi que du rendement de Curzon-Ahlborn ($\varphi = 0.5$). On trouve, par ailleurs, dans la littérature (De Mey, 1994) un exemple de machine dotée de deux machines de Carnot réversibles échangeant de l'énergie entre elles et avec l'extérieur. Dans ce cas, on a trouvé, pour les machines internes, un exposant $\varphi = 1/3$. D'après les valeurs de Q_1 , Q_4 , T_1 et T_4 , il est facile de calculer la valeur de l'exposant φ de la manière suivante :

$$\varphi = (\ln Q_1 - \ln Q_4) / (\ln T_1 - \ln T_4) \quad (27)$$

Ventilation des coûts et des émissions entre la chaleur et la puissance produites

L'application des équations (26) et (27) aux centrales de cogénération permet de répartir les coûts de la composante chaleur et de la composante puissance. Leur application à la tranche 4 de la centrale de Doel illustre facilement ce calcul. D'après les valeurs présentées ci-dessus pour l'exploitation normale, ainsi que les équations (4) et (27), on peut calculer que :

$$\varphi = 0,621$$

À supposer que cette centrale puisse être exploitée comme une grande centrale de cogénération et qu'elle produise de la chaleur à une température de 370 K pour des applications industrielles ($T_3 = 370$ K). Dans ce cas, la production électrique diminue de même que son rendement, dont la valeur devient :

$$\eta_{\text{new}} = 1 - (T_3 / T_1)^\varphi = 1 - (370 / 566)^{0,621} = 0,232$$

La production électrique correspondante est :

$$P(\text{el}) \approx W = \eta_{\text{new}} Q_1 = 0,232 \times 3\,000 = 696 \text{ MWe}$$

Par conséquent, la puissance thermique livrée à l'installation industrielle est de 2 304 MWth. Il est raisonnable de penser que les coûts de la chaleur produite compensent les coûts de l'électricité perdue, ce qui signifie que 66,3 % (696/1 049) des coûts totaux (investissements, exploitation et maintenance et combustible) ont été affectés à la production d'électricité et 33,7 % à la production de chaleur. Supposons

que les coûts de production d'un kWh de la centrale avant modification sont égaux à α . Les coûts de production β de la chaleur, une fois la centrale modifiée, sont donnés par la formule :

$$696 \alpha + 2\,304 \beta = 1\,049 \alpha.$$

Ce qui donne :

$$\beta = 0,153 \alpha.$$

Si α égale 0,03 €/kWh, alors β égale 1,28 €/GJ, soit $(1\,049 - 696) \times 0,03 / 2\,304 / 0,0036$.

Si C_y les coûts totaux annuels de la centrale, C_{el} les coûts attribués à la production d'électricité et C_h ceux affectés à la production de chaleur. En outre, $F_{el,x}$ est un facteur reliant C_{el} à C_y et $F_{h,x}$ un facteur identique mais pour la chaleur. L'indice x dénote que ces facteurs sont liés à une analyse exergetique. Par conséquent, les relations suivantes s'appliquent :

$$F_{el,x} + F_{h,x} = 1 \tag{28}$$

$$C_{el} = F_{el,x} C_y \tag{29}$$

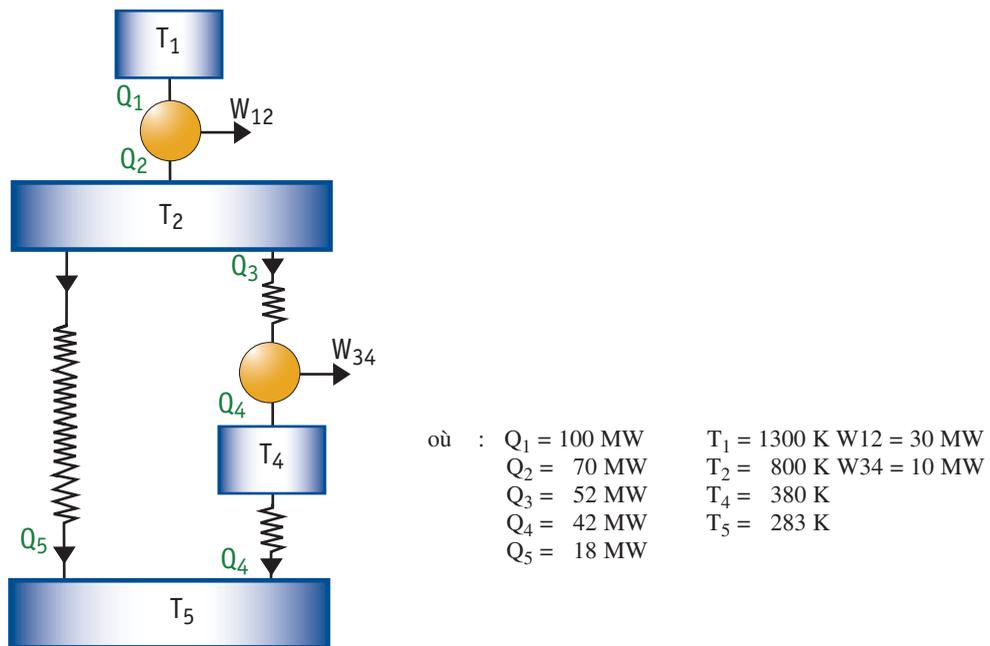
$$C_h = F_{h,x} C_y \tag{30}$$

$$F_{el,x} = (T_1^\varphi - T_3^\varphi) / (T_1^\varphi - T_4^\varphi) \tag{31}$$

Conformément aux résultats obtenus pour la centrale nucléaire produisant de la chaleur décrite ci-dessus,

$$F_{el,x} = 0,663 \text{ and } F_{h,x} = 0,337.$$

Figure A7.6 – Maquette d'une centrale de cogénération ACCG



Pour la production combinée de chaleur et d'électricité (ou cogénération), on utilise souvent un cycle combiné au gaz. Ce cycle comporte en général deux machines : une turbine à gaz et une turbine à vapeur. La figure A7.6 représente un modèle simplifié de cycle combiné au gaz comportant une turbine à vapeur à contre-pression (Yantovskii, 1994), ainsi que plusieurs paramètres de fonctionnement à savoir les flux de chaleur, les températures et la puissance produite (travail). W_{12} et W_{34} représentent le travail produit respectivement par la turbine à gaz et par la turbine à vapeur. Q_4 et Q_5 représentent la chaleur destinée à l'application industrielle et la perte de chaleur à la cheminée après la chaudière de récupération.

Le rendement global est de 0,40. D'après les figures, $\eta_{12} = 0,3$ et $\eta_{34} = 0,192$, tandis que $\phi_{12} = 0,735$ et $\phi_{34} = 0,287$. En appliquant les équations ci-dessus, on peut calculer le travail théorique maximum dans le cas d'une machine qui produirait uniquement de l'électricité (en affectant à T_4 la valeur de la température ambiante T_5). Dans ce cas, il ressort que :

$$W_{34,max} = \{ 1 - (T_5 / T_2) \Phi^{34} \} Q_3 = \{ 1 - (283 / 800)^{0,287} \} 52 = 13,4 \text{ MW}$$

Par conséquent, en l'absence de production de chaleur, la puissance maximale que peut produire la centrale est égale à 43,4 MWe. Ceci revient à dire que 92,2 % (40/43,4) des coûts totaux (investissements, E&M et combustible) doivent être attribués à la production d'électricité et 7,8 % à la production de chaleur. En d'autres termes, $F_{el,x} = 0,922$ et $F_{h,x} = 0,078$. En raison de la méthodologie employée, les coûts de production de l'électricité dans la centrale modifiée sont égaux à ceux de la centrale initiale. À supposer que le calcul ait donné un coût de 0,05 €/kWh, la production de chaleur de la centrale non modifiée coûte 1,12 €/GJ, c'est-à-dire $0,078 \times 43,4 \times 0,05 / 42 / 0,0036$.

L'équipement nécessaire pour produire la vapeur est un matériel de grande taille qui coûte cher, ce qui explique probablement pourquoi dans l'exemple donné, la valeur de η_{34} , et par conséquent de ϕ_{34} , est si faible. D'un point de vue économique, il peut être intéressant d'avoir un matériel de production de vapeur qui ne soit pas optimal. Supposons que $\phi_{34} = 0,5$, ce qui correspond à la valeur de Curzon-Ahlborn. En l'absence de production de chaleur, la quantité maximale d'électricité que peut produire la centrale est de 51,1 MWe. En revanche, si la centrale produit aussi de la chaleur, ce chiffre tombe à 46,2 MWe, car, dans ce cas W_{34} est égal à 16,2 MWe. On a alors respectivement $F_{el,x}$ et $F_{h,x}$ égaux à 0,904 et 0,096. Q_4 , c'est-à-dire la quantité de chaleur livrable à l'industrie, s'élève à 35,8 MW. On suppose, là encore, que l'on obtient par le calcul des coûts de production d'électricité dans la centrale modifiée de 0,05 €/kWh. Cela signifie que l'on affecte la totalité des coûts du matériel de production de vapeur au revenu supplémentaire tiré de la production d'électricité. Cependant, dans ce cas, les coûts de production de chaleur dans la centrale initiale passeraient à 1,90 €/GJ, c'est-à-dire $0,096 \times 51,1 \times 0,05 / 35,8 / 0,0036$. L'augmentation du prix de la chaleur est due au fait que, malgré la stabilité des coûts de production de l'électricité, les coûts totaux augmentent avec la diminution de la production de chaleur car le rendement de la production d'électricité est meilleur. Par conséquent, le premier cas est le plus rentable

Pour un système équipé de deux machines, on peut obtenir une équation du même type que l'équation (31) qui correspond à un système à une seule machine. Soit χ une variable fictive :

$$\chi = (W_{34} + Q_4) / (W_{12} + W_{34} + Q_4) \quad (32)$$

$$F_{el,x} = (T_2 \Phi^{34} - \chi T_4 \Phi^{34}) / (T_2 \Phi^{34} - \chi T_5 \Phi^{34}) \quad (33)$$

On peut calculer la valeur de $F_{h,x}$ à l'aide de l'équation (28). En d'autres termes, à partir des équations (28), (32) et (33), il est possible de ventiler les coûts totaux annuels entre l'électricité et la production de chaleur de la centrale. Cette ventilation s'effectue entièrement sur la base d'analyses exergetiques, et bien qu'elle soit défendable en théorie, il ressort des exemples ci-dessus que l'avantage économique est entièrement du côté de la composante chaleur.

Au lieu de procéder à une répartition fondée sur des analyses exergetiques, nous utiliserons des analyses énergétiques également. C'est ainsi que l'on procède normalement pour les émissions ainsi que pour les coûts des combustibles car les combustibles dominent dans les coûts de production de l'électricité aussi bien que dans les coûts de production de la chaleur. Soit, C_f les coûts annuels totaux des combustibles pour une centrale à CCG, $C_{el,f}$ les coûts du combustible affectés à la production d'électricité et C_{eh} ceux attribués à la production de chaleur. En outre, le facteur $F_{el,en}$ relie $C_{el,f}$ à C_f et l'on fait l'hypothèse d'un facteur analogue $F_{h,en}$ pour la chaleur ($F_{el,x} Q_1$) est la quantité d'énergie nécessaire pour produire de l'électricité et Q_4 la quantité de chaleur pour l'application industrielle. À l'aide de l'équation (33), on peut obtenir les relations suivantes :

$$F_{el,en} = F_{h,en} = 1 \quad (34)$$

$$C_{el,f} = F_{el,en} C_f \quad (35)$$

$$C_{h,f} = F_{h,en} C_f \quad (36)$$

$$F_{el,en} = F_{el,x} Q_1 / (F_{el,x} Q_1 + Q_4) \quad (37)$$

Soulignons que, suivant le nombre de machines utilisées, on se servira alternativement l'équation (31) ou (33) en combinaison avec les équations (34) et (37) pour ventiler les émissions entre la production d'électricité et la production de chaleur d'une centrale de cogénération.

Enfin, on peut faire les deux hypothèses qui suivent, à savoir :

1. La répartition des coûts d'investissement annuels, mais aussi des coûts d'exploitation et de maintenance de la centrale entre la composante électricité et la composante chaleur se fonde sur une analyse énergétique. Cette hypothèse se justifie par le fait que le matériel utilisé pour produire de l'électricité coûte cher et que les chaudières qui servent à la production de chaleur sont au contraire bon marché. Par ailleurs, ce type de ventilation concorde avec les résultats obtenus dans les exemples ci-dessus, à savoir que la majeure partie des coûts est imputable à la composante électrique.
2. La ventilation des coûts des combustibles s'effectue à partir d'une analyse énergétique.

Soit C_i la composante annuelle des coûts d'investissement et C_{om} les coûts annuels d'exploitation et de maintenance d'une centrale à CCG. Les relations qui suivent donnent une ventilation satisfaisante des coûts entre la production d'électricité et la production de chaleur :

$$C_{el} = F_{el,x} (C_i + C_{om}) + F_{el,en} C_f \quad (38)$$

$$C_h = F_{h,x} (C_i + C_{om}) + F_{h,en} C_f \quad (39)$$

Il existe différents types de centrales de cogénération, dont certaines possèdent un cycle avec turbine à vapeur et d'autres non. La turbine à gaz avec récupération de la chaleur résiduelle en est un exemple. La chaleur résiduelle peut être utilisée par exemple pour les procédés industriels. Pour calculer la valeur de la chaleur par rapport à celle de l'électricité, il faut faire une hypothèse concernant la quantité d'électricité qui pourrait être produite à l'aide de cette vapeur ainsi que les coûts en capital du matériel supplémentaire nécessaire. Cela suppose donc de définir une valeur raisonnable du rendement, par exemple en se fondant sur la relation de Curzon-Ahlborn, c'est-à-dire l'équation (16). Une autre possibilité consiste à prendre l'équation (18).

Références

- D.L. Curzon et B. Ahlborn (1975), "Efficiency of a Carnot engine at maximum power output", *American Journal of Physics*, Vol. 43, pp. 22-24.
- A. De Vos (1992), *Endoreversible thermodynamics of solar energy conversion*, Oxford University Press, Royaume-Uni.
- G. De Mey et A. De Vos (1994), "On the optimum efficiency of endoreversible thermodynamic processes", *Journal of Physics D: Applied Physics*, Vol. 27, pp. 736-739.
- M.H. Rubin (1979), "Optimal configuration of a class of irreversible heat engines. I", *Physical Review A*, Vol. 19, Issue 3, pp. 1 272-1 276.
- E.I. Yantovskii (1995), *Energy and Exergy Currents: An Introduction to Exergonomics*, Nova Science Publishers, États-Unis.

Tendances d'évolution et hypothèses de prix des combustibles

Combustibles fossiles

Les prévisions de coûts de production d'électricité à partir de combustibles fossiles qui sont présentées dans cette étude dépendent grandement du prix de ces combustibles. Dans la précédente étude de la même série et dans l'étude actuelle, la plupart des participants ont anticipé une hausse du prix des combustibles fossiles. La présente annexe présente les tendances d'évolution historiques, les hypothèses utilisées dans l'édition 2004 de la publication de l'AIE *World Energy Outlook* (WEO 2004) et explicite les hypothèses ret

Les prévisions de prix du pétrole utilisées dans WEO 2004 sont résumées sur le tableau A8.1.

Tableau A8.1 – Prévisions de prix des combustibles fossiles (en USD de 2000)

	Unité	2003	2010	2020	2030
Importations AIE de brut	USD/baril	27	22	26	29
Gaz naturel					
	USD/MBtu				
Importations US		5.3	3.8	4.2	4.7
Importations européennes		3.4	3.3	3.8	4.3
Importations japonaises de GNL		4.6	3.9	4.4	4.8
Importations OCDE de charbon vapeur	USD/tonne	38	40	42	44

Source : Édition 2004 de *World Energy Outlook* (IEA, 2004).

Note : Les prix de 2003 représentent des données historiques. Les prix du gaz sont exprimés en pouvoir calorifique supérieur.

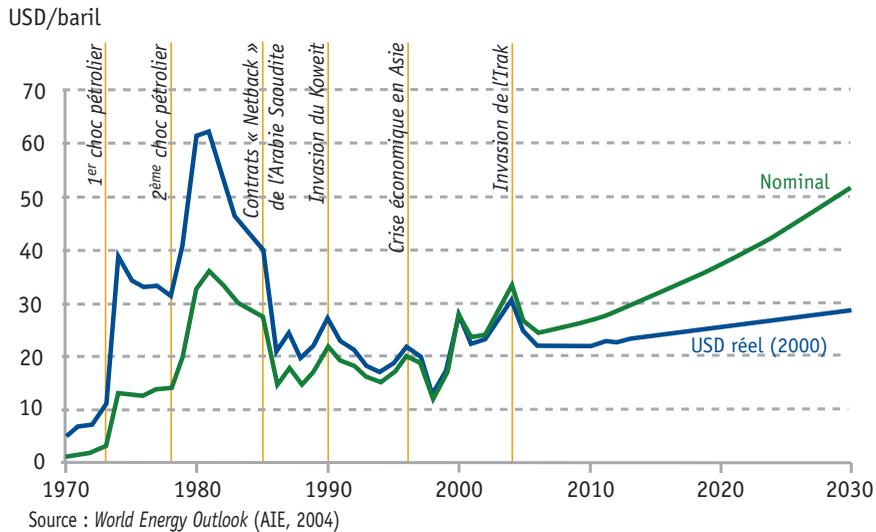
Les prévisions de prix des combustibles fossiles reflètent le jugement de l'AIE sur les niveaux de prix nécessaires pour susciter des investissements suffisants dans l'offre pour répondre à la demande prévue dans la période 2003-2030. Bien que les trajectoires de prix suivent des tendances douces, il ne faut pas y voir une prévision de stabilité des marchés de l'énergie. La volatilité des prix pourrait s'accroître au contraire.

Les prix du gaz en 2004 étaient de 5,2 pour les importations des États-Unis, 3,8 pour les importations européennes et 4,7 pour les importations japonaises de GNL, exprimés en USD de 2000 par MBtu. En USD de 2003, les prix sont respectivement 5,5; 4,5 et 5,0.

Prix du pétrole

Les variations des moyennes annuelles de prix du pétrole (figure A.8.1) illustrent bien la difficulté de prévoir ces prix et donc ceux des combustibles qui y sont liés.

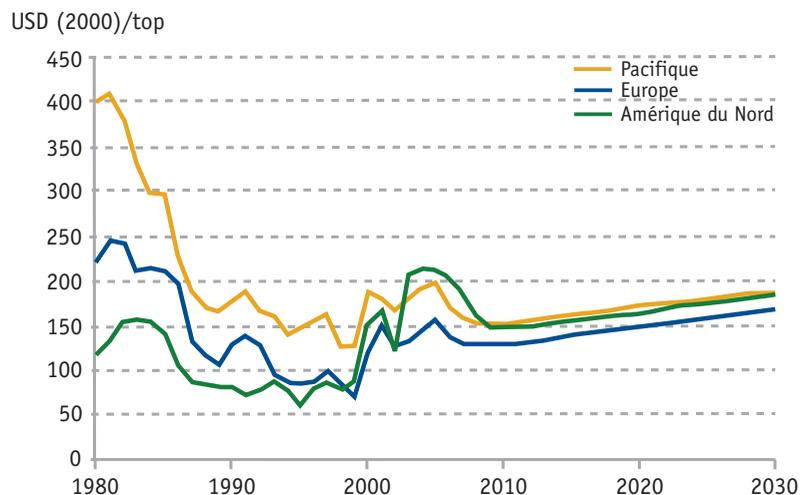
Figure A8.1 – Prix historiques du pétrole et prévisions



Prix du gaz naturel

Les marchés du gaz naturel sont des marchés essentiellement régionaux parce qu'il est coûteux de transporter le gaz naturel sur de longues distances. Les prix présentent souvent des écarts substantiels d'une région à l'autre et même à l'intérieur d'une même région. Néanmoins, les prix régionaux du gaz naturel suivent souvent des évolutions relativement parallèles en raison de leur lien avec le cours international du brut, ce qui reflète la concurrence existant entre le gaz et les produits pétroliers.

Figure A8.2 – Prévisions d'évolution des prix du gaz naturel selon les régions



En Amérique du Nord, les prix du gaz naturel ont bondi ces dernières années à cause des fortes contraintes pesant sur les capacités de production et d'importation. La publication WEO 2004 prévoit que les prix retomberont en 2006 avant de remonter régulièrement à partir de 2010 dans le sillage des prix du pétrole. La hausse des coûts de fourniture contribuera aussi à l'augmentation des prix du gaz à partir de la fin de la décennie actuelle en Amérique du Nord et en Europe. L'accroissement du négoce à court terme sur le marché du gaz naturel liquéfié (GNL) accentuera la convergence des marchés régionaux.

Prix du charbon

Les prix internationaux du charbon vapeur ont augmenté régulièrement ces dernières années, passant de 33,50 USD en 2000 à 38,50 USD en 2003 (valeur en dollars de 2000). La croissance de la production industrielle, en particulier en Asie, et l'augmentation des prix du gaz ont conduit quelques centrales électriques et quelques utilisateurs finals industriels à passer au charbon, ce qui a contribué à accroître la demande de charbon et à faire grimper les prix.

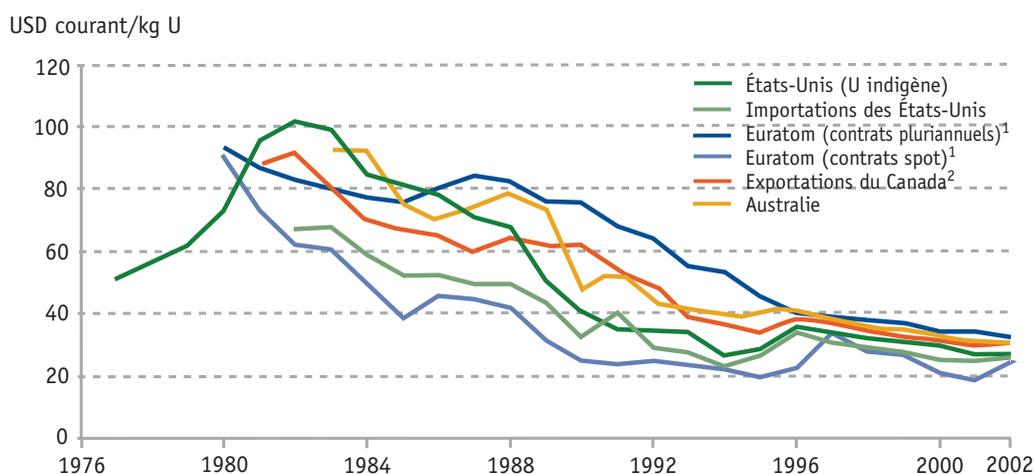
La publication WEO 2004 prévoit que les fondamentaux du marché devraient tirer les prix du charbon à la baisse vers 2006. Après 2010, ils devraient augmenter à nouveau lentement. Les prix du charbon augmentent plus lentement que ceux du pétrole et du gaz. Certes, la hausse des prix du pétrole renchérit le coût du transport du charbon mais elle accroît en même temps la compétitivité du charbon par rapport au gaz naturel dont les prix sont étroitement liés à ceux du pétrole. Il existe donc un lien entre les prix du pétrole et du charbon mais pas aussi direct qu'avec le gaz naturel.

Les prix internationaux du charbon serviront de référence pour les producteurs qui utilisent du charbon si l'on tient correctement compte des coûts de transport.

Prix de l'uranium et des services du cycle du combustible nucléaire

Cette section se réfère à des études antérieures de l'AEN portant sur l'uranium (AIEA et AEN, 2004) et sur les tendances du cycle du combustible (AEN, 2002). La figure A8.3 illustre l'évolution des prix de l'uranium au cours des dernières décennies et le tableau A8.2 indique les prévisions d'évolution des prix de l'uranium et des services du cycle du combustible qui reposent sur des publications et sur l'avis de spécialistes du domaine.

Figure A8.3 – Évolution des prix de l'uranium



Notes :

1. Les prix Euratom concernent les livraisons dans l'année de référence dans le cadre de contrats pluriannuels.
2. Au début de 2002, Ressources Naturelles Canada a suspendu la publication des prix de l'uranium à l'exportation pour une période de 3 à 5 ans en raison de l'examen prévu de sa politique dans ce domaine.

Sources : Australie, Canada, Euratom, États-Unis.

Tableau A8.2 – Prévisions des limites supérieures et inférieures des coûts unitaires des activités spécifiques du cycle du combustible^a

Paramètre	Unité	Limite inférieure	Limite supérieure	Description
Coût _J	USD/kg U ₃ O ₈	20	80	Coût unitaire de l'uranium naturel
Coût _{Uconv}	USD/kg U	3	8	Coût unitaire de la conversion
Coût _{Uenr}	USD/SWU	80	120	Coût unitaire de l'enrichissement
Coût _{UOXfab}	USD/kg UOX	200	300	Coût unitaire de la fabrication du combustible UOX
Coût _{MOXfab}	USD/kg MOX	1 000	1 500	Coût unitaire de la fabrication du combustible MOX
Coût _{UOXretr}	USD/kg HM	500	900	Coût unitaire du retraitement de l'UOX (tant que le pourcentage de MOX est inférieur à 20-30 %)
Coût _{MOXretr}	USD/kg MOX	500	900	Coût unitaire du retraitement du MOX
Coût _{UOXst-temp}	USD/kg UOX	100	300	Coût unitaire du stockage temporaire de l'UOX (2 ans)
Coût _{UOXgéo}	USD/kg UOX	300	600	Coût unitaire du stockage définitif de l'UOX dans des formations géologiques
Coût _{DHAgéo}	USD/kg UOX	80	200	Coût unitaire du stockage définitif des DHA dans des formations géologiques
Coût _{FR-MOXfab}	USD/kg MOX	1 200	2 000	Coût unitaire de la fabrication du combustible FR-MOX (contenant des couches fertiles)
Coût _{FR-MOXretr}	USD/kg MOX	1 000	2 000	Coût unitaire du retraitement du FR-MOX (+200 à 300 USD/kg FR-MOX pour les couches fertiles)

a. À noter que quelques valeurs ont été converties d'euros en USD, sur la base de la parité 1 € = 1 USD.

Pour l'étude actuelle, les pays qui ont répondu au questionnaire ont donné les coûts du cycle du combustible nucléaire directement en NCU par kWh pour des taux d'actualisation de 5 et de 10 %.

Références

- AEN (2002), *Le cycle du combustible nucléaire : aspects économiques, environnementaux et sociaux*, OCDE, Paris, France.
AIE (2004), *World Energy Outlook 2004*, OCDE/AIE, Paris, France.
AIEA et AEN (2004), *Uranium 2003 : Ressources, production et demande*, OCDE, Paris, France.

Incidences économiques de l'intégration de la production éolienne dans les réseaux d'électricité

Introduction

Dans le domaine des énergies renouvelables, plusieurs pays mènent des politiques privilégiant la filière éolienne ou poursuivant des objectifs pouvant être atteints à l'aide de cette filière. La part croissante de l'éolien a conduit à s'interroger sur quelques points importants relatifs à l'incidence économique de l'insertion de la production éolienne dans les systèmes électriques.

- Au fur et à mesure que la pénétration de l'éolien augmente, le caractère intermittent de cette source d'énergie accroît le besoin de flexibilité pour maintenir l'équilibre du réseau.
- Si l'électricité d'origine éolienne représente une part notable de la production, il faut changer les méthodes de programmation, de développement et d'exploitation des réseaux. Les petites éoliennes terrestres isolées sont généralement raccordées au réseau à basse tension. Les grands parcs éoliens en mer nécessitent de prolonger les réseaux de transport dans de nouveaux espaces. L'intermittence soumet la gestion du réseau à de nouveaux défis.
- L'éolien peut tirer grandement parti des échanges internationaux. Les sites les plus ventés sont concentrés le long des côtes et dans quelques régions montagneuses. Les centres de consommation sont souvent éloignés de ces sites et les avantages environnementaux de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables plutôt que de combustibles fossiles émetteurs de gaz à effet de serre, sont régionaux ou globaux.

La présente annexe va examiner l'incidence économique de l'intégration technique et opérationnelle de la composante éolienne dans les réseaux électriques. Une évaluation du coût de la production éolienne doit aussi tenir compte de l'incidence économique des effets externes de la production d'électricité dans un contexte international. Il faut évaluer à la fois les avantages et les inconvénients.

Le « traitement » et le transport de l'électricité depuis sa sortie d'une éolienne jusqu'au consommateur final engendrent un certain nombre de coûts dont les plus importants sont les suivants :

- coûts d'exploitation liés à la gestion de l'intermittence du vent ;
- coûts de maintien d'une capacité de réserve supplémentaire ;
- coûts de renforcement du réseau et de maintien de la maîtrise du système électrique.

L'évaluation de ces coûts vise à permettre des décisions plus équilibrées et plus efficaces en matière d'investissement et d'action publique, ce qui sera le cas uniquement si les coûts d'intégration de la production éolienne sont comparés avec ceux de l'intégration des autres types de production. Il faut que les règles du jeu soient les mêmes pour toutes les sources d'énergie. On y parviendra en estimant et en imputant les coûts sur un marché où toutes les filières sont placées sur un pied d'égalité. L'analyse des coûts peut être effectuée en comparant les coûts totaux des systèmes avec et sans apport de production éolienne.

L'AEN et l'AIE ont organisé un atelier commun d'une demi-journée le 25 mai 2004 pour examiner les questions soulevées par l'intégration de la production éolienne dans les réseaux d'électricité. Les exposés des intervenants et les discussions animées nourrissent cette annexe¹.

Fiabilité des systèmes électriques

La fiabilité de la production, du transport et de la distribution d'électricité pour répondre aux fluctuations de la demande est un problème auquel la programmation et l'exploitation des systèmes électriques sont confrontées en permanence. Compte tenu de la séparation des différentes fonctions du système électrique et du développement des marchés, il est nécessaire de s'intéresser davantage à la fiabilité de chaque filière et même de chaque élément de la chaîne de valeur depuis la production jusqu'à la consommation. Il n'existe pas de technologie, de moyen de production ou de transport fiable à 100 %. Tous les éléments de la chaîne de valeur peuvent connaître une défaillance et la plupart doivent être révisés à intervalles réguliers. L'intermittence de la production éolienne appelle à s'interroger sur la fiabilité mais elle ne fait qu'amplifier un processus amorcé avec la libéralisation des marchés. L'introduction de la concurrence et des marchés a généralement pour objectif d'améliorer l'efficacité économique du secteur. On y parvient en modifiant la façon dont les systèmes électriques sont programmés, développés et exploités. Il est parfois difficile de dire si les besoins de changement tiennent aux caractéristiques de l'énergie éolienne ou résultent de la décentralisation du processus décisionnel.

Avec cette considération présente à l'esprit, il est important de noter que les coûts des changements sont des surcoûts liés à l'accroissement de la part de l'éolien dans la mesure où le système électrique fonctionnait de façon efficiente avant ces changements. Les risques économiques et les économies d'échelle tendent à être perçus différemment dans un environnement concurrentiel avec un processus décisionnel décentralisé et les décisions peuvent être différentes de ce qu'elles auraient été avant la libéralisation des marchés. Les changements apportés au système électrique pour mieux intégrer la production éolienne peuvent aussi profiter aux autres filières, aux producteurs et aux consommateurs.

Gestion de l'intermittence de la production éolienne

Une éolienne ne produit de l'électricité que lorsqu'il y a du vent. Le système électrique doit donc prévoir des réserves de capacité pour tenir compte du caractère aléatoire de la production éolienne. Tout accroissement de la part de l'éolien augmente le besoin de réserves de capacité flexibles.

Valeur et coût de la flexibilité

Production et consommation d'électricité doivent s'équilibrer à tout moment. La flexibilité a une valeur. En général, elle a aussi un coût. Si un producteur ou un groupement de producteurs disposent d'un certain temps pour programmer leur exploitation, ils trouveront la répartition optimale pour satisfaire à leurs obligations de vente. En général, tout écart par rapport au programme prévu se traduira par un surcoût. Ainsi, dans le thermique, un écart par rapport à l'exploitation optimale peut entraîner une baisse du rendement de la centrale. De même, les changements fréquents de régime d'exploitation peuvent accélérer le vieillissement des installations.

Dans l'hydraulique, les coûts des baisses de rendement et du vieillissement dus aux changements de régime d'exploitation sont négligeables. Le seul coût est le coût d'opportunité résultant de l'écart par rapport à l'optimisation du stockage de l'eau. Il est généralement faible par rapport au coût d'ajustement du système à partir de centrales thermiques. C'est la raison pour laquelle l'hydraulique est une ressource très flexible qui convient très bien pour compenser l'aléa éolien.

1. Les exposés présentés lors de cet atelier sont disponibles sur les pages d'accueil des sites de l'AEN et de l'AIE (www.nea.fr et www.iea.org).

Un prix supérieur ou peut-être simplement plus transparent de la flexibilité imposée par l'augmentation de la part de l'éolien attirera l'attention. Il incitera à introduire de nouvelles technologies ou de nouveaux développements de technologies connues aptes à procurer la flexibilité requise à un coût inférieur à celui des centrales thermiques conventionnelles. Au nombre des développements déjà observés, on peut citer la mobilisation de capacités de secours comme réserves de flexibilité pour l'ensemble du système et la participation des consommateurs qui acceptent de déplacer leur consommation à bref délai et à un coût relativement limité. Plusieurs projets de stockage d'énergie sont aussi en cours de développement. Les parcs éoliens modernes en mer seront probablement eux aussi en mesure de participer à l'équilibrage du réseau en temps réel en diminuant leur production lorsque cette option est économique.

Degré de flexibilité

La capacité de programmation de la production éolienne dépend de la prévisibilité des épisodes venteux. D'importants efforts ont été faits pour essayer de prévoir la production éolienne. Depuis quelques années, le vent est devenu un important élément clé sur les marchés de l'électricité en Allemagne et au Danemark, par exemple. Les efforts de prévision de la production éolienne sont importants non seulement pour le propriétaire des installations et pour l'exploitation du système mais aussi pour la connaissance, par les acteurs du marché, de la formation des prix sur ces marchés régionaux.

Il y a deux aspects essentiels dans la prévision de l'éolien. Le premier concerne les prévisions météorologiques. Jusqu'à présent, elles s'intéressaient davantage à d'autres paramètres comme les précipitations et la température, et les prévisions éoliennes n'étaient pas assez précises. Elles s'efforcent désormais d'améliorer ces prévisions. Les nouveaux éléments communs qui semblent davantage utilisés sont les mesures en ligne et les corrections statistiques. Le deuxième aspect essentiel est l'évaluation de la production éolienne à partir des prévisions de vent. Les exploitants de toutes les régions dans lesquelles la production éolienne joue un rôle important disposent d'outils prévisionnels. Plusieurs instituts de recherche travaillent dans ce domaine depuis de nombreuses années.

La connaissance de la production éolienne, de la demande d'électricité et de la disponibilité de la production conventionnelle augmentent au fur et à mesure que le moment de la livraison approche. Le besoin de ressources flexibles diminue au fur et à mesure que la connaissance de ces paramètres augmente. On peut réduire le besoin de flexibilité en augmentant le nombre de cycles de programmation pour diminuer le temps qui s'écoule entre la programmation et la livraison. Un cycle de programmation a cependant un coût. Les acteurs du marché doivent donc faire un effort à chaque cycle de programmation. Chaque cycle engendre des coûts de transaction additionnels. Le nombre judicieux de cycles de programmation correspondra à la recherche d'un équilibre entre la qualité des prévisions et les coûts de transaction.

Coûts estimés et constatés de l'intermittence de la production éolienne

Une étude réalisée pour le compte du ministère du commerce et de l'industrie du Royaume-Uni² évalue les coûts de la gestion de l'intermittence de la production éolienne en comparant les coûts modélisés du système électrique actuel avec les coûts d'un système caractérisé par différentes quantités et dispersions de production éolienne. Les coûts d'équilibrage (ou d'ajustement) obtenus ressortent à 3-4 €/kWh éolien pour des taux de pénétration de 20-30 %³. Ces coûts incluent les coûts de maintien de réserves opérationnelles.

Eltra, opérateur du réseau de transport d'électricité de la partie occidentale du Danemark (Ouest Danemark), indique que les coûts d'équilibrage totaux des 3 368 GWh éoliens qu'il a traités en 2003 se sont élevés à

2. ILEX, 2002.

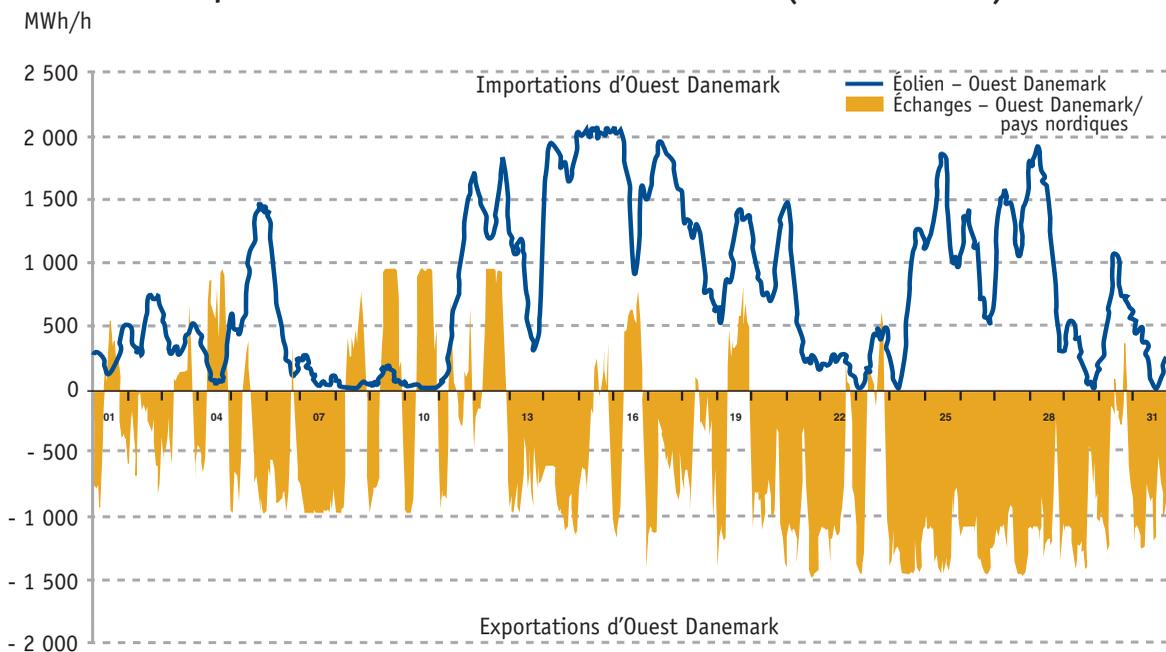
3. L'étude ILEX donne les surcoûts totaux sur la base d'un scénario postulant que toute l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables provient d'éoliennes. Les 3-4 €/MWh éolien représentent la part des coûts totaux d'intégration provenant des coûts d'équilibrage, soit environ 25 %.

65 millions DKK, soit 8,7 millions €⁴, ce qui correspond à 2,6 €/MWh. En général, Eltra fait des prévisions de production éolienne à un horizon de 13-37 heures avec un taux d'erreur moyen de 30-35 %. Ce délai est l'horizon typique sur le marché nordique actuel. Il signifie que pour chaque tranche de production éolienne de 100 MWh, il faut prévoir un besoin d'ajustement d'environ 30-35 MWh au moyen d'autres sources d'énergie. La qualité des prévisions éoliennes s'améliore fortement au cours de cette période de 36 heures. Elle dépend aussi beaucoup des conditions climatiques, ce qui signifie que la qualité de prévision attendue peut être différente selon les régions. De nouveaux progrès dans les prévisions du vent sont espérés et attendus.

L'étude ILEX modélise les coûts d'équilibrage en utilisant un cycle combiné au gaz comme technologie de référence. Dans le réseau d'Ouest Danemark, l'ajustement s'effectue avec les centrales thermiques locales lorsque les lignes d'interconnexion avec la Norvège et la Suède sont saturées. S'il existe une capacité de réserve sur les réseaux d'interconnexion, l'hydroélectricité provenant de Norvège et de Suède est en général l'option d'ajustement la plus économique.

L'interaction entre la production éolienne d'Ouest Danemark et le réseau nordique reposant sur l'hydraulique est un exemple intéressant qui montre le rôle que peuvent jouer les marchés et l'importance de l'accès à des ressources flexibles. La figure A9.1 indique la production éolienne d'Ouest Danemark et les flux d'énergie sur les lignes de transport vers la Suède et la Norvège en décembre 2003. Il apparaît qu'une grande quantité d'électricité éolienne est exportée en Norvège et en Suède à de nombreuses heures. Le marché

Figure A9.1 – Échanges entre la partie occidentale du Danemark et la Norvège/la Suède et production éolienne de l'ouest du Danemark (décembre 2003)



Note : Le marché autorise une utilisation très flexible de la capacité de transport, ce qui facilite l'intégration de l'éolien sur une base horaire. Beaucoup d'autres facteurs influent sur les flux d'échange, en particulier la part importante de la production locale de cogénération.

4. Eltra est chargée de la gestion de la production d'électricité d'une grande partie des éoliennes implantées dans l'ouest du Danemark. L'entrée en vigueur de la loi sur l'électricité récemment modifiée changera la donne. Cette production peut être vendue sur le marché spot de Nord Pool. Les échanges ont lieu à midi la veille du jour de livraison. Ils doivent donc reposer sur des prévisions de production à 12-36 heures. Tout écart par rapport aux prévisions doit être négocié sur le marché d'équilibrage en temps réel où les prix sont moins intéressants que sur le marché spot. Il y a donc un coût d'écart entre la production prévue et la production effective. Ce coût dépend du prix de l'électricité sur le marché d'équilibrage et de l'importance de l'écart.

nordique de l'électricité permet une optimisation horaire dans l'ensemble de la région nordique où Nord Pool, la bourse d'électricité scandinave, joue un rôle central dans la gestion des phénomènes de congestion. Un marché ouvert est un outil important pour maximiser la valeur de la production éolienne.

Réserves opérationnelles pour compenser l'aléa éolien

Les coûts d'exploitation des réserves flexibles pour équilibrer le système électrique en temps réel ne comprennent probablement pas tous les coûts de fourniture de ce service. Le besoin de flexibilité peut se manifester à bref délai à cause de la défaillance de centrales thermiques ou de lignes de transport ou à cause des variations de la demande ou de la production éolienne. Il faut alors disposer de réserves supplémentaires qui exigeront probablement une rente de rareté. La plupart des opérateurs de réseau ont des responsabilités qui les obligent à disposer d'un volume approprié de réserves flexibles afin de compenser les déséquilibres de l'offre et la demande en temps réel avec une probabilité satisfaisante. L'option d'appel de réserves flexibles à relativement bref délai a une valeur pour l'opérateur de réseau. Cette option a donc un coût. Beaucoup de centrales thermiques ont besoin d'un délai de mise en route pour pouvoir être disponibles au moment requis. Si un producteur a la possibilité de vendre sa production sur le marché à un prix supérieur à ses coûts, il perd une opportunité de vente s'il n'exploite pas sa capacité. Cette situation engendre donc un coût d'opportunité. Si le prix de l'électricité sur le marché est inférieur à ses coûts de production, le maintien d'une installation en fonctionnement a un coût. L'opérateur de réseau peut se procurer des réserves opérationnelles et il faudra probablement qu'il en paye le prix.

Le niveau des réserves opérationnelles nécessaire pour compenser l'intermittence de la production éolienne sera fonction de la part de l'éolien dans le système électrique. En dessous d'un certain seuil de pénétration de l'éolien, les réserves opérationnelles nécessaires pour compenser d'autres défaillances ou d'importants déséquilibres soudains serviront aussi à compenser l'intermittence de la production éolienne. Les besoins de réserves opérationnelles dépendront des caractéristiques du système électrique et, notamment, de la capacité de coopération interrégionale.

Ces besoins dépendront aussi de la méthode d'acquisition des réserves. Si les réserves nécessaires sont évaluées et acquises sur une base journalière, elles pourront être ajustées aux prévisions de la production éolienne. Si elles sont acquises par le biais de contrats à plus long terme, l'opérateur de réseau ne pourra pas tirer parti de l'amélioration des prévisions éoliennes au fur et à mesure que la date de livraison approchera. Il devra probablement se procurer des réserves supérieures pour se prémunir contre davantage d'aléas. Si un de ces aléas est que la disponibilité de toute la puissance éolienne installée est programmée et que les prévisions de vent se révèlent totalement fausses, l'opérateur de réseau risque d'être obligé de se procurer des réserves opérationnelles lui permettant de remplacer toute la capacité éolienne. Un système électrique dans lequel l'éolien occupe une part importante requiert donc des stratégies flexibles d'acquisition de réserves opérationnelles. En Allemagne, les opérateurs de réseau achètent une partie des réserves opérationnelles sur une base journalière le matin du jour précédant la livraison mais ils peuvent aussi s'en remettre complètement au marché, auquel cas la rente de rareté sera perçue par le biais de pics de prix lorsque le système est proche de la pénurie.

On pourrait envisager d'affecter les coûts des réserves opérationnelles aux sources d'énergie qui en sont responsables. Si un système de ce type était mis en place pour offrir de bonnes mesures d'incitation aux investisseurs, toutes les filières devraient être placées sur un pied d'égalité. Les projets éoliens ne devraient pas être les seuls à supporter les coûts des réserves opérationnelles.

Coût de capacité de l'éolien

Pendant les périodes sans vent, il faut que d'autres énergies se substituent à l'éolien pour assurer la production d'électricité. Ce besoin de réserves de capacité pour pallier l'indisponibilité de la production

éolienne peut être défini comme le coût de capacité de l'éolien. Il peut aussi être défini comme la capacité que l'éolien permet de remplacer, c'est-à-dire la valeur de capacité de l'éolien. La distinction entre les coûts des réserves opérationnelles et le coût de capacité éolien dépendra probablement de l'organisation du système électrique concerné et du marché de l'électricité. Dans une étude de coûts, il faudra opérer la distinction avec prudence pour éviter un double comptage.

Il n'existe pas de technologie fiable à 100 %. L'évaluation du coût de capacité éolien doit donc être apprécié en fonction de la fiabilité des réserves de capacité. Le coût ou la valeur de capacité d'une technologie donnée dépend non seulement de sa fiabilité mais aussi de la corrélation entre la disponibilité et la demande. La disponibilité d'une centrale thermique n'est généralement pas corrélée ou est inversement corrélée à la demande en pointe. La corrélation entre la production éolienne et la demande dépend de la météorologie et du système électrique en un lieu donné mais elle est probablement assez faible d'une manière générale. À cet égard, le photovoltaïque présente un avantage manifeste. Là où la disponibilité du photovoltaïque est élevée parce que le climat est chaud et ensoleillé, il est probable que les pointes de demande correspondront aux jours les plus chauds et seront donc en corrélation parfaite avec la disponibilité de cette filière.

Dans l'étude ILEX⁵ et dans une autre étude d'envergure réalisée dans le cadre de GreenNet, projet de recherche financé par la Commission européenne⁶, la méthode d'évaluation du coût ou de la valeur de capacité a consisté à analyser le niveau minimum de la production éolienne que l'on peut espérer pendant les périodes de pointe. Si le système électrique est dimensionné pour répondre à la demande, la production éolienne minimale escomptée aux périodes de pointe correspondra à la capacité de production alternative auquel l'éolien se substitue. La fiabilité de la production alternative est prise dûment en considération. L'étude GreenNet (2004) indique des crédits de capacité pour l'éolien de 7-65 % des centrales conventionnelles en fonction du taux de pénétration, de la période de l'année et de la répartition des parcs terrestres et marins, ce qui montre clairement que le coût de capacité dépendra étroitement des caractéristiques du système électrique.

Il n'y aura d'évaluation spécifique et de tarification de la valeur de capacité que sur les marchés disposant d'une mesure de capacité spécifique. Dans le réseau d'interconnexion PJM⁷, il est obligatoire de fournir de la capacité. Le crédit de capacité des ressources intermittentes comme l'éolien y est calculé sur la base des statistiques de production des éoliennes aux heures de pointe.

Sur les marchés qui ne disposent pas d'une mesure de capacité spécifique, le coût ou la valeur de capacité de l'éolien se reflète dans les prix du marché. On le constate clairement en Allemagne et au Danemark. Jusqu'à présent, il y a un excédent de capacité de production dans cette région si bien que les coûts se sont reflétés dans des prix spot très bas pendant quelques périodes très ventées, comme le montre la figure A9.2 pour l'Ouest Danemark. Le 14 décembre 2003, les éoliennes fonctionnaient quasiment à pleine capacité et le prix de l'électricité est resté proche de zéro pendant plusieurs heures⁸. Le prix ne descend pas en dessous de zéro en raison des limites techniques inhérentes au règlement du marché de Nord Pool. La Bourse scandinave a annoncé des développements qui autoriseront des prix négatifs.

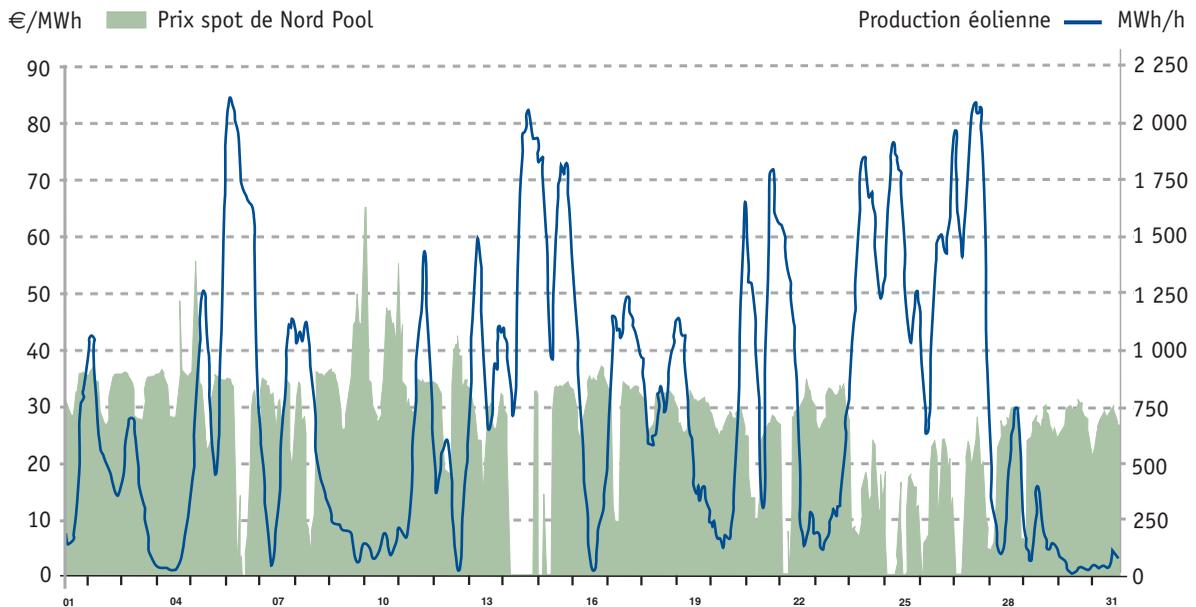
5. ILEX, 2002.

6. Hans Auer *et al.*, 2004.

7. PJM Interconnection est une organisation régionale de transport d'électricité qui exerce son activité dans l'ensemble ou dans une partie du territoire des États du Delaware, de l'Illinois, du Maryland, du New Jersey, de l'Ohio, de Pennsylvanie, de Virginie, de Virginie occidentale et du district de Columbia. Elle gère le marché de gros dans cette zone et y coordonne les flux d'énergie.

8. Le Danemark se caractérise aussi par la part élevée de la production combinée (cogénération). Les centrales de cogénération produisent de l'électricité lorsqu'il y a une demande de chaleur. Les centrales de cogénération danoises disposeront d'une plus grande liberté d'exploitation avec la nouvelle législation qui entre en vigueur.

**Figure A9.2 – Prix spot et production éolienne de l’ouest du Danemark
(valeurs horaires, décembre 2003)**



Note : Le prix de l'électricité est tombé à zéro à plusieurs moments correspondant aux pics de la production éolienne.

Ainsi, une partie du coût de capacité est payé par les autres producteurs dont les moyens de production sont à l'arrêt. Lorsque le secteur aura été ajusté pour tenir compte de la pénétration accrue de l'éolien, les coûts se refléteront probablement dans une plus large mesure dans des prix spot élevés pendant les périodes de vent faible.

Les cas allemand et danois sont aussi de bons exemples pour illustrer la complexité d'une évaluation correcte du crédit de capacité éolien et la difficulté qu'il y a à trouver des solutions efficaces par la programmation classique lorsque la part de l'éolien est élevée. Si l'évaluation de la valeur de capacité repose sur l'aptitude de l'éolien à fournir de l'énergie pendant les périodes de forte demande, il faut spécifier la demande en pointe. Dans une région caractérisée par des marchés ouverts, des échanges transfrontières et des flux de transit importants, la zone de demande en pointe n'est probablement pas bien spécifiée si on la limite aux frontières. Dès lors, il devient très difficile d'évaluer la valeur de capacité de l'éolien si l'on tient compte des échanges internationaux. Ces exemples montrent aussi que des marchés bien conçus qui facilitent aussi les flux transfrontières, contribuent à améliorer la flexibilité et, par conséquent, à maximiser la valeur de la production éolienne.

L'importance d'un système d'échange ouvert entre les régions joue également pour l'évaluation des coûts d'ajustement. L'étude ILEX postule que les turbines à gaz à cycle ouvert ne seront pas utilisées comme capacité d'ajustement. En revanche, les caractéristiques de l'hydraulique à réservoir en font une ressource idéale pour se substituer à la production éolienne. Les marchés ouverts peuvent permettre une bonne interaction entre l'hydraulique et l'éolien, même si ces deux filières sont situées dans des régions différentes, ce qui réduirait le coût d'ajustement.

Les études ILEX et GreenNet évaluent les coûts de capacité de l'éolien. Dans l'hypothèse où la production éolienne représente 20 % de la consommation d'électricité, l'étude ILEX évalue les coûts de capacité en Grande-Bretagne à 6,7 €/MWh éolien. De son côté, l'étude GreenNet évalue les coûts de capacité de l'éolien dans plusieurs États Membres de l'Union européenne à 3-4 €/MWh éolien sur la base de la même hypothèse.

Renforcement du réseau lié à la filière éolienne

Les éoliennes isolées et les petits parcs éoliens installés à terre sont généralement raccordés au réseau local à basse tension. Les grands parcs éoliens, qui sont souvent situés dans des zones isolées éloignées des centres de consommation, sont raccordés au réseau à un niveau de tension supérieur. Les parcs éoliens en mer obligent à développer le système électrique dans de nouveaux espaces où il n'y a pas de demande et leur puissance sera bientôt comparable à celle des centrales thermiques classiques. Bien souvent, il faudra renforcer le réseau comme c'est le cas lors de la mise en service de la plupart des nouvelles centrales, en particulier celles de grande puissance. Si l'on tient compte également de l'intermittence de la production éolienne, l'insertion des éoliennes dans le réseau représente de nouveaux défis en matière de maîtrise, d'exploitation et de développement du système électrique.

L'expérience d'exploitation de systèmes électriques comprenant une part élevée d'éolien, de même que l'analyse et les évaluations de coûts, ont permis d'identifier toute une série d'effets liés à l'intégration de la production éolienne dans les réseaux d'électricité. Les effets les plus importants sont les suivants :

- Le raccordement de la capacité de production à des niveaux de tension inférieurs et à des distances plus proches des centres de consommation que les centrales classiques réduira les pertes en ligne.
- À partir d'une certaine pénétration de l'éolien et avec de grands parcs éoliens éloignés des centres de consommation, il faudra transporter l'électricité sur de plus longues distances et, par conséquent, renforcer les réseaux de transport et de distribution.
- Traditionnellement, la production était concentrée sur un petit nombre d'unités puissantes raccordées au réseau via des lignes de transport selon une structure hiérarchique. Les systèmes de suivi et de contrôle du réseau ont été développés à cet effet. Avec une part importante d'éolien dans la partie inférieure de cette structure à proximité de la demande, il faut modifier les systèmes de contrôle en conséquence.

Une grande partie des coûts qu'il faudra engager pour effectuer ces changements ne sont pas forcément dus à l'augmentation de la part de l'éolien mais plutôt au fait que le réseau a été conçu pour répondre à une série de besoins qui sont en train de changer. Le coût le plus évident directement lié à l'accroissement de la part de l'éolien est le besoin de transport de l'électricité éolienne de son lieu de production aux centres de consommation.

L'effet de l'éolien sur les réseaux de transport et de distribution tient tout particulièrement au système électrique. L'étude ILEX évalue à 5,2 €/MWh éolien supplémentaire les coûts pour le réseau d'une augmentation de la part de l'éolien de 10 à 30 % au Royaume-Uni. Le coût correspondant est de 4 € pour passer de 10 à 20 % d'éolien. Ces évaluations reposent sur un scénario qui suppose que l'essentiel de la capacité éolienne se concentrera dans les bons gisements éoliens du nord.

L'étude GreenNet évalue à 2,5-3 €/MWh éolien les coûts de renforcement des réseaux de transport et de distribution dans l'hypothèse d'une part de l'éolien égale à environ 20 % de la consommation d'électricité.

Évaluation générale des coûts d'intégration de la production éolienne dans le système électrique

Les études qui portent sur l'évaluation des coûts d'intégration de la production éolienne sont nombreuses. Deux d'entre elles ont été choisies pour l'atelier conjoint AEN/AIE et il y est fait référence dans cette annexe. Beaucoup d'autres coûts sont également possibles mais cette annexe a pour unique ambition d'essayer d'indiquer une fourchette.

Les expériences dont il a été fait état et les études examinées tendent à montrer que les coûts de l'intégration de la production éolienne dépendent des éléments suivants :

- **La part de l'éolien dans le système électrique.** Les coûts par MWh éolien ont tendance à augmenter avec la part de l'éolien, en particulier les coûts de capacité et les coûts de transport et de distribution.
- **Les caractéristiques du système électrique.** En général, les coûts varient selon que les réserves flexibles nécessaires sont déjà disponibles ou qu'elles doivent être ajoutées au système soit directement, soit à l'aide de nouvelles interconnexions avec d'autres régions. Les coûts ont tendance à être plus élevés dans les petits réseaux isolés que dans les grands réseaux ou dans les réseaux très interconnectés.
- **Les procédures d'exploitation et la configuration du marché.** Une part élevée d'éolien ajoute de nouvelles dimensions au système électrique. Si les procédures d'exploitation et la configuration du marché ne sont pas ajustées pour tenir compte de la complexité de la production éolienne, les coûts risquent d'être plus élevés que nécessaire.

Il faut garder ces éléments à l'esprit lorsqu'on évalue les coûts d'intégration de la production éolienne. Le tableau ci-après résume les expériences et les études auxquelles il a été fait référence lors de l'atelier conjoint AEN/AIE du 25 mai 2004. Ils recensent les facteurs de coût identifiés mais ces expériences et ces études ne permettent pas toujours d'opérer une distinction claire.

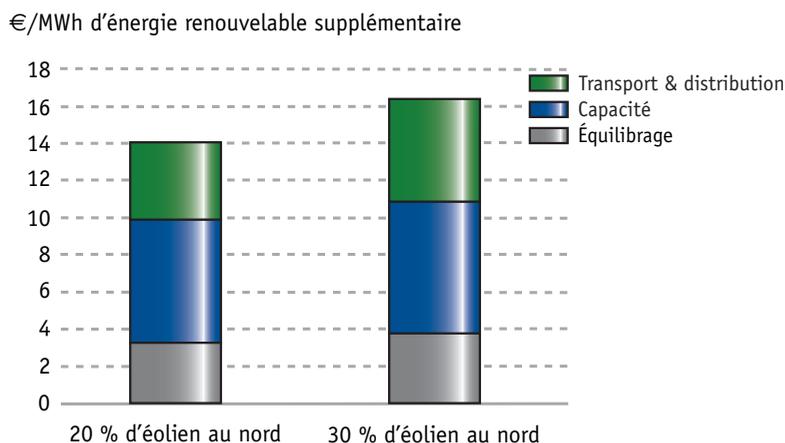
**Coûts constatés et modélisés d'intégration de la production éolienne
(en €/MWh éolien)^a**

	Réseau E.ON ^b	Eltra	Étude ^c ILEX ^c	Étude GreenNet ^c
Équilibrage	7	2.6	3.3	1.5-2
Réserve opérationnelle				
Coûts de capacité			6.7	3-4
Transport et distribution			4	2.5-3

- a. Aux fins de comparaison avec d'autres filières, il faut tenir compte que toutes les filières engendrent des coûts d'intégration.
b. Réseau E.ON (2004) : environ 6 000 MW de puissance éolienne installée en 2003 et coûts supérieurs à 100 MEUR. Il est difficile de savoir ce que ces coûts comprennent. Sur la base d'un facteur de charge de 25 %, 100 MEUR correspondent à environ 7 €/MWh éolien.
c. Avec une part d'éolien égale à 20 % de la consommation d'électricité.

Le tableau situe les coûts d'ajustement effectifs dans la fourchette de 2-3 €/MWh éolien. Les chiffres les plus bas s'expliquent probablement par l'accès à des ressources d'ajustement bon marché comme l'hydraulique et les chiffres les plus hauts s'obtiennent probablement lorsque l'ajustement doit s'effectuer avec des centrales thermiques. Abstraction faite de ces coûts, il reste très difficile de tirer des conclusions solides sur les coûts totaux. La figure A9.3 illustre également le lien étroit qui existe entre les coûts d'intégration de la production éolienne et les caractéristiques du système électrique.

Figure A9.3 – Évaluation des coûts pour plusieurs scénarios (étude ILEX)



Le rôle de la régulation et des prix pour réduire au minimum les coûts d'intégration de la production éolienne

Une fourchette de coûts totaux allant de 5 à 15 €/MWh éolien montre surtout qu'il est difficile d'évaluer les coûts en termes généraux. Elle suggère aussi qu'il y a d'importants gains potentiels à réaliser en essayant d'amener les coûts vers le bas de la fourchette. On peut réaliser des gains substantiels en implantant les éoliennes sur des sites optimaux qui tiennent compte à la fois des gisements de vent, de la proximité des centres de consommation et de l'accès à des réserves d'ajustement flexibles et bon marché.

La plupart des pays de l'OCDE sont en train de réformer leur secteur électrique et d'introduire la concurrence sur des marchés ouverts. Les marchés obéissent à des incitations économiques privées et à des décisions décentralisées, ce qui limite les possibilités de recherche de solutions optimales pour la filière éolienne. Certaines mesures d'intégration de la production éolienne peuvent engendrer d'importantes distorsions sur des marchés de l'électricité ouverts. D'un autre côté, les prix du marché peuvent servir d'instrument pour une intégration efficiente de la production éolienne. Un marché qui fonctionne bien génèrera des signaux de prix clairs et transparents pour les services liés à ce marché. Il y aura un prix de l'électricité pour chaque emplacement et pour chaque période. Il y aura aussi un prix pour l'offre de flexibilité et pour son utilisation. Il pourra y avoir un prix pour les réserves d'ajustement. Des signaux de prix clairs et transparents constituent des incitations pour les investisseurs et ils permettent de prendre des décisions efficaces lorsque tous les aspects de l'intégration de la production éolienne sont correctement pris en compte.

Utilisation des marchés pour valoriser la production éolienne

Équilibrage. C'est le consommateur d'électricité qui utilise l'énergie éolienne *in fine*. Pour celui-ci, le moment et le lieu précis de la consommation déterminent la valeur de l'électricité. Il faut donc établir un prix de l'électricité aussi proche de la livraison que pratiquement possible et pour chaque site. Cette approche se concilie bien avec le défi de la programmation de la production éolienne puisque les prévisions de production s'améliorent sensiblement dans les dernières 36 heures précédant la livraison, en particulier si le site spécifique est important. D'un autre côté, plus on change les prix en approchant du moment de la livraison, plus on accroît les exigences à l'égard des réserves qu'il faut préparer pour ajuster leur exploitation, ce qui engendre un surcoût en général. Plus on donne du temps aux ressources classiques pour programmer leur exploitation, mieux elles seront à même de parvenir à une exploitation optimale et, par conséquent, de réduire leurs coûts. Compte tenu de ces équilibres, il convient de définir un calendrier et une organisation appropriés pour les possibilités de transactions et le règlement du marché.

Réserves opérationnelles. Pour l'exploitation du réseau, s'assurer qu'il y a suffisamment de réserves flexibles disponibles dans le système et atténuer les écarts entre les prévisions de production éolienne et la production éolienne effective constitue un défi. Le gestionnaire de réseau parvient à le relever en faisant en sorte de disposer d'une capacité de réserve suffisante. Les réserves nécessaires diminueront au fur et à mesure que la qualité des prévisions s'améliorera. Ainsi, plus le moment de la décision de constitution de réserves opérationnelles peut être rapprochée du moment de leur utilisation, plus les réserves nécessaires devraient diminuer. La limite est le délai nécessaire pour amener les réserves en état de production et pour planifier le cycle de programmation. Il faut se procurer les réserves opérationnelles avant que le cycle de programmation ne démarre.

Crédit/valeur/coût de capacité. Le crédit ou la valeur de capacité d'une filière donnée est un paramètre décisionnel nécessaire dans les systèmes dans lesquels l'utilisation de la capacité de production obéit à des décisions centralisées. Sur les marchés dépourvus de mesures de capacité spécifiques, l'allocation des ressources et des investissements est laissée à l'appréciation du marché. Un marché « purement énergétique » est censé générer des incitations de prix pour un « mix » technologique approprié sans rémunération supplémentaire de capacité. Le panachage technologique en résultant se reflètera alors dans les prix du marché.

Utilisation de la réglementation pour intégrer la production éolienne dans le réseau

Une intégration efficace de la production éolienne dans le réseau d'électricité suppose que les investisseurs éoliens, les gestionnaires des réseaux de transport et les gestionnaires des réseaux de distribution prennent des décisions efficaces. Le transport et la distribution étant généralement considérés comme des monopoles, il faudra des mesures réglementaires créant des incitations appropriées pour que les gestionnaires de réseaux prennent des décisions efficaces.

L'emplacement efficace de la production éolienne est un compromis entre l'accès aux gisements de vent et la proximité des centres de consommation. Il existe des équilibres similaires pour la plupart des filières. Pour qu'une solution soit efficace, il faut que ces équilibres se reflètent dans les incitations qui s'offrent aux acteurs qui investissent dans les moyens de production et aux gestionnaires de réseau. Une filière qui échappe à ce type de limitations spatiales devrait être récompensée pour sa flexibilité.

Un marché de l'électricité bien conçu traite ce facteur spatial par des signaux de prix. Les contraintes sur le réseau se reflètent alors dans le prix de l'électricité. On peut y parvenir en fixant un prix pour chaque nœud ou groupe de nœuds (une zone) du réseau électrique. Le prix applicable à un emplacement spécifique reflètera l'offre, la demande et les contraintes des réseaux électriques.

Il peut se révéler peu pratique d'incorporer dans un mécanisme de marché fonctionnant avec des prix par zone quelques-uns des aspects de l'intégration de la production éolienne dans le réseau électrique. Par exemple, l'intégration de la production éolienne dans les réseaux a des effets locaux sur les niveaux de basse tension qui peuvent conduire à multiplier le nombre de nœuds. Si ces effets locaux ne se reflètent pas dans la structure du marché, ils peuvent se refléter dans les coûts de raccordement au réseau et d'utilisation du réseau.

Ces coûts peuvent être utilisés pour refléter plusieurs niveaux d'effets de localisation. Le premier niveau consiste à refléter le coût de la ligne de raccordement de l'éolienne au réseau (coûts partiels). En fait, une grande partie des coûts de raccordement des éoliennes au réseau résulte du besoin de renforcer le réseau (coûts complets). Il peut se révéler nécessaire de renforcer le réseau à plusieurs niveaux de tension différents et dans d'autres zones géographiques que celle où est implantée l'installation éolienne responsable du besoin de renforcement. Le raccordement de l'installation éolienne en un point déterminé influe aussi sur les pertes en ligne.

Les coûts partiels sont faciles à identifier et à affecter à un investisseur éolien spécifique. D'un autre côté, ils ne reflètent souvent qu'une petite partie des effets de localisation. Les coûts complets peuvent très bien refléter tous les aspects de localisation de l'intégration de la production éolienne dans le réseau. Cependant, il peut être très difficile d'affecter ces coûts à des installations spécifiques.

Les décisions d'investissement dans la production d'électricité ou dans les réseaux ne seront efficaces que si toutes les filières sont traitées sur un pied d'égalité. Les investissements dans l'éolien ne seront pas efficaces (ni justes) si cette filière est la seule à subir des frais reflétant les effets de localisation. Il semble que l'on s'oriente vers la réduction des frais de réseau pour les producteurs au fur et à mesure que les marchés d'électricité s'ouvrent. L'argument qui sous-tend cette évolution est que les producteurs en concurrence doivent être traités sur un pied d'égalité dans les différents pays. C'est un défi supplémentaire pour définir des tarifs adéquats pour la filière éolienne.

Les conséquences de la construction de parcs éoliens en mer pour le réseau sont de bons exemples qui montrent combien il est important de créer les bonnes incitations. Pour atteindre les parcs éoliens en mer, le réseau de transport doit s'étendre dans de nouveaux espaces où il n'y a pas de demande d'électricité. Pour que les investissements soient efficaces, il faut bien tenir compte de l'équilibre à trouver entre de bons gisements de vent et l'augmentation des coûts de transport. Si les coûts de raccordement de la production

éolienne en mer au réseau et les coûts de la gestion de ce réseau ne se reflètent pas correctement dans les incitations d'investissement, il pourrait y avoir une distorsion en faveur de la production éolienne en mer et au détriment des autres énergies renouvelables.

Références

Auer, Hans, Michael Stadler, Gustav Resch, Claus Huber, Thomas Schuster, Hans Taus, Lars Henrik Nielsen, John Tidwell et Derk Jan Swider (février 2004), « Cost and Technical Constraints of RES-E Grid Integration », rapport faisant partie de l'étude GreenNet, Vienne, Autriche, www.greennet.at/downloads/WP2%/20Report%20GreenNet.pdf.

ILEX Energy Consulting et Goran Strbac (octobre 2002), « Quantifying the System Costs of Additional Renewables in 2020 », rapport n° 080 remis au ministère du Commerce et de l'Industrie du Royaume-Uni, Manchester Centre for Electrical Engineering, UMIST, www.dti.gov.uk/energy/develop/080scar_report_v2_0.pdf.

Bach, Paul-Fredrik, Eltra (2004), « Costs of Windpower integration into Electricity Grids », exposé présenté à l'atelier AEN/AIE sur l'intégration de la production éolienne dans les réseaux d'électricité : www.iea.org/Textbase/work/workshopdetail.asp?id=186.

Winter, Wilhelm, E.ON Netz (2004), « Windpower Integration into the Transmission System – Present Situation and Outlook », exposé présenté à l'atelier AEN/AIE sur l'intégration de la production éolienne dans les réseaux d'électricité : www.iea.org/Textbase/work/workshopdetail.asp?id=186.

Impact des échanges de droits d'émission de carbone sur les coûts de production d'électricité¹

Dans le cadre d'un engagement politique visant à réduire les émissions de carbone, on entend attribuer un prix à l'émission de carbone pour tenir compte de ses externalités préjudiciables à l'environnement. Les pays de l'OCDE sont de plus en plus nombreux à prendre des engagements de cette nature. Le coût de l'émission de carbone est susceptible d'avoir des effets, aujourd'hui et peut-être à l'avenir, sur l'exploitation des centrales électriques et sur l'investissement dans de nouvelles capacités de production d'électricité, par exemple eu égard au choix de la technologie. L'annexe qui suit examine la question en analysant les relations entre différents prix des émissions de carbone et différents prix des combustibles fossiles, compte tenu d'une série d'hypothèses sur les coûts des diverses technologies. La description de ces relations permet de mettre en lumière comment les différents facteurs de coûts sont reliés les uns aux autres, sans prétendre indiquer des coûts ou des prix précis. En outre, les relations entre les facteurs et les coûts sont probablement plus dynamiques dans la réalité que dans cette description, ce qui fait ressortir encore plus la nécessité de traiter avec prudence les données de coûts issues de la modélisation.

Selon le scénario de référence utilisé dans l'édition 2004 de la publication *World Energy Outlook* (WEO 2004), qui prend en considération les politiques et mesures gouvernementales concernant le changement climatique et la sécurité énergétique adoptées avant la mi-2004, les émissions mondiales de CO₂ augmenteront de 1,7 % par an entre 2002 et 2030. Ces émissions, qui représentaient 12 446 Mt d'équivalent CO₂ en 2002, atteindront 15 833 Mt en 2030 dans les pays de l'OCDE – soit une hausse moyenne de 1,1 % par an. Le secteur de la production d'électricité sera responsable de près de la moitié de l'augmentation des émissions mondiales entre 2002 et 2030, et il restera le principal secteur émetteur de CO₂ en 2030. Dans les pays de l'OCDE, les émissions de CO₂ du secteur passeront, en volume, de 4 793 Mt en 2002 à 6 191 Mt en 2030, mais elles resteront constantes en pourcentage du total.

La production d'électricité rejette aujourd'hui 65 % des émissions industrielles de dioxyde de carbone (CO₂) dans les pays de l'OCDE et elle deviendra sans doute un élément important dans les stratégies nationales visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. L'Union européenne a décidé de mettre en place un système d'échange de quotas d'émission de CO₂ dont la première phase s'étendra de 2005 à 2007 et la deuxième de 2008 à 2012, pour coïncider avec la première période d'engagement du Protocole de Kyoto. Seront concernées par ce système les émissions de CO₂ liées aux activités énergétiques (installations de combustion d'une puissance thermique nominale supérieure à 20 MW, raffineries de pétrole et cokeries), à la production et à la transformation de métaux ferreux, à l'industrie minérale et à certaines autres activités (pâte à papier, papier et carton).

L'instauration de quotas d'émission modifiera les coûts d'exploitation dans le secteur de la production électrique et elle devrait influencer l'exploitation du parc existant ainsi que la structure de l'investissement à l'avenir.

1. L'annexe est établie à partir du rapport d'information de l'AIE intitulé « International Emissions Trading From Concept to Reality » (Reinaud, 2003).

Les « quotas d'émission » de carbone pèseront sur les coûts variables des centrales brûlant des combustibles fossiles parce qu'il faudra un quota d'émission pour chaque unité de CO₂ produite. Les effets se feront davantage sentir dans la filière charbon que dans la filière gaz, le charbon produisant plus d'émissions de carbone que le gaz par unité de production (le double environ).

Le Protocole de Kyoto et le système européen d'échange de quotas d'émission

Aux termes de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), plus de 180 pays ont reconnu la nécessité de stabiliser la concentration des gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère. Pour stabiliser le climat, il faudra produire et consommer l'énergie de façon radicalement différente. Les responsables politiques font actuellement porter l'essentiel de leurs efforts sur la réduction des coûts économiques et sociaux liés à la transformation des modes de production et de consommation. Les échanges de droits d'émission au niveau international étaient prévus à cet effet dans le Protocole de Kyoto². En 1997, ce Protocole a défini des objectifs de réduction des GES juridiquement contraignants pour un certain nombre de pays industriels à partir de son entrée en vigueur. La mise en œuvre du Protocole de Kyoto nécessite encore des efforts des administrations nationales et de la communauté internationale, mais plusieurs pays et régions ont d'ores et déjà décidé d'appliquer des systèmes d'échange de droits d'émission. Tel est le cas pour l'Union européenne (UE), qui démarrera l'application d'un système d'échange de quotas d'émission en 2005 dans l'industrie et adoptera une règle de plafonnement et échanges pour la première période d'engagement du Protocole de Kyoto (2008-2012).

Le Parlement russe ayant ratifié le Protocole de Kyoto en octobre 2004, celui-ci entrera en vigueur au début de 2005. Cette ratification relancera sans doute les initiatives politiques visant à mettre en œuvre de nouvelles politiques et mesures de lutte contre les émissions de GES, étant donné que les émissions actuellement observées dans la plupart des pays de l'AIE ne suivent pas des tendances propices au respect de leurs engagements. Quel que soit le sort du Protocole de Kyoto, de nombreux gouvernements commenceront peut-être à envisager des objectifs pour l'après 2012 afin de donner des signaux clairs à ceux qui investissent dans des projets d'équipement à long terme ayant des répercussions sur les émissions de GES.

Le 13 octobre 2003, Le Parlement européen a approuvé le système communautaire d'échange de quotas d'émission de dioxyde de carbone. En octobre 2004, 24 États Membres de l'UE avaient présenté à la Commission leurs plans nationaux d'allocation des quotas. Le système d'échange de quotas d'émission (ETS) de la Commission européenne porte sur deux périodes d'échange (2005-2007 et 2008-2012), cette dernière étant également la première période d'engagement du Protocole de Kyoto. Des quotas seront alloués aux exploitants d'installations de tous les États Membres de l'UE, notamment les raffineries, les centrales électriques, les usines à papier, les usines métallurgiques et les installations de l'industrie minière.

L'exploitant de chaque installation se voit allouer par l'administration nationale de son pays des quotas d'émissions négociables, un quota correspondant à une tonne métrique de dioxyde de carbone émis. Le 30 avril de chaque année au plus tard, tout exploitant devra restituer un nombre de quotas représentant un volume égal ou supérieur au volume de ses émissions, ou bien s'acquitter d'une amende de 40 € par tonne d'émissions excédentaires de CO₂ en 2005-2007, et de 100 € par tonne à partir de 2008. Les exploitants d'installations qui rejeteront moins d'émissions que leur objectif pourront vendre des quotas, tandis que ceux qui resteront en deçà de leur objectif devront en acheter pour se mettre en conformité. Pour la période 2005-2007, les quotas d'émission seront attribués gratuitement aux propriétaires des installations. Certains États membres escomptent en allouer à certains secteurs un nombre inférieur aux émissions prévues.

2. AIE (2001) : *International Emissions Trading From Concept to Reality*, AIE/OCDE, Paris, France.

Répercussions des coûts des émissions de carbone sur les prix du marché et les coûts de production³

Le coût marginal à court terme (CMCT)⁴ représente le prix minimum de l'électricité sur des marchés libéralisés. Selon leurs prévisions de la veille au lendemain et d'une semaine à l'autre, les entreprises ne produiront pas d'électricité si le prix du marché ne couvre pas leurs coûts de production variables. Le « quota d'émission » de carbone devrait être comptabilisé dans les coûts variables des entreprises et, partant, dans ses coûts marginaux à court terme (au même titre que les coûts d'exploitation et de maintenance, du combustible, etc.) étant donné qu'un quota d'émission sera nécessaire pour chaque unité de CO₂ produite. Les quotas seront initialement délivrés gratuitement, mais quand leur prix sera fixé, il correspondra au coût d'opportunité. Pour évaluer le rapport entre ce coût du carbone et les autres facteurs de coûts, un modèle est présenté sur la base d'hypothèses de coûts des technologies. Ces hypothèses ne sont pas là pour suggérer des conclusions sur ces structures de coûts : il s'agit purement et simplement d'un instrument nécessaire pour décrire la relation entre les différents facteurs de coûts. L'approche du modèle est statique et, selon les prévisions, le résultat final de la mise en œuvre d'un système d'échange de quotas d'émission de CO₂ dépendra aussi des nombreux liens d'interdépendance entre les différents facteurs en jeu. Plusieurs autres analyses ont été menées concernant les effets de l'ETS, notamment un rapport de la société ILEX Energy Consulting, ILEX (2003).

Incidence des permis d'émission de carbone sur les coûts de production

Le coût marginal à court terme est déterminant dans les enchères d'électricité fondées sur les coûts parce qu'il intervient dans l'établissement du prix de concurrence sur le marché. De nombreux marchés de l'électricité opèrent sur la base d'enchères pour livraison le lendemain (« *day-ahead* ») dans lesquelles les producteurs soumettent des offres de quantité et de prix que le gestionnaire du réseau utilise pour déterminer le prix du marché en fonction de la demande. Pour obtenir la courbe de l'offre du marché, on additionne les courbes de l'offre des différentes installations. L'ordre d'appel idéal des groupes de production a été défini, à l'aide des données de l'AIE, en les classant en fonction de leurs coûts variables moyens.

Sur les marchés de l'électricité en surcapacité, les producteurs se disputent une demande trop faible. Les prix spot de l'électricité sont déterminés par le producteur marginal qui répond à la demande. Sur ces marchés, c'est l'ordre d'appel qui fixe le prix du marché au jour le jour. Par conséquent, si le coût marginal à court terme des installations augmente, les prix spot du marché s'alignent sur cette tendance. L'importance de l'augmentation répercutée sur le prix du marché dépend de plusieurs facteurs, dont la structure du marché et la pression concurrentielle exercée par la surcapacité de production.

Les figures A10.1 A et A10.1 B schématisent l'ordre d'appel des groupes de production d'électricité sur un marché. L'intégration d'un surcoût, tel celui de l'émission de carbone, ne fait pas seulement augmenter le prix du marché, mais modifie aussi le classement des installations selon leur compétitivité. Dans la

3. Dans cette section sur les répercussions à court terme, les technologies des énergies renouvelables autres que l'éolien ne sont pas prises en compte.

4. Le coût marginal à court terme est la variation du coût total découlant d'une augmentation (ou d'une diminution) unitaire de la production d'une installation existante. La qualification « à court terme » signifie que l'on ne tient pas compte des ajustements du stock de capital (le parc de centrales). Les ajustements de la production des installations existantes sont en revanche pris en considération. Dans le coût marginal à court terme, seuls les coûts variables sont pris en compte (par exemple les coûts du combustible, les coûts variables d'exploitation et de maintenance, etc.). La qualification « à long terme » signifie que les ajustements du stock de capital sont non seulement pris en compte, mais aussi supposés avoir été réalisés en totalité. Le coût marginal à long terme comprend les coûts fixes, les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation. Le coût marginal, selon la définition du Dictionary of Modern Economics (1992) du MIT, est le coût de production d'une unité supplémentaire.

figure A10.1 B, l'installation 2 fait une meilleure offre que l'installation 1, alors que l'installation 1 est plus concurrentielle dans la figure A10.1 A, où le surcoût n'existe pas.

Figure A10.1 A – Ordre d'appel

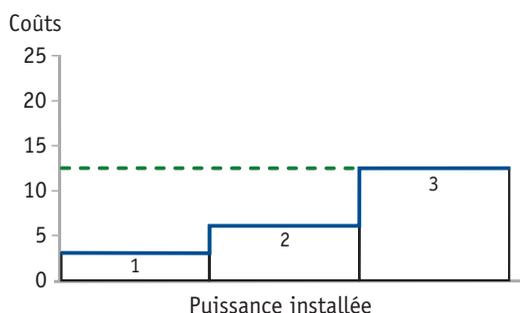
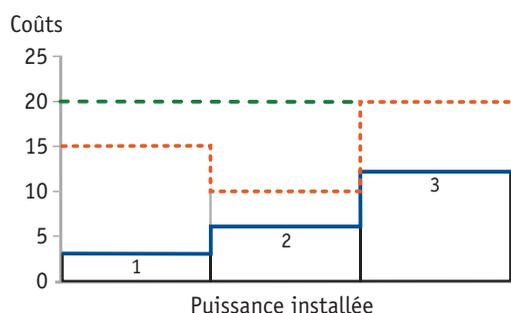


Figure A10.1 B – Ordre d'appel compte tenu du coût de l'émission de carbone



Sur une base journalière, lorsque l'installation marginale majore ses offres du coût de ses émissions, la hausse de prix qui en résulte dépasse le surcoût que la plupart des centrales inframarginales doivent supporter. La hausse prévue des prix du marché profitera à l'hydraulique et au nucléaire parce qu'ils ne produisent pas d'émissions de CO₂ et ne sont donc soumis à aucune contrainte liée aux émissions de carbone. Les installations qui rejettent moins de carbone seront avantagées, indépendamment des décisions de dispatching. En conséquence, les marges d'exploitation des centrales existantes pourraient augmenter rapidement dans des proportions spectaculaires. L'ampleur de la variation de la valeur des actifs des installations qui émettent beaucoup de carbone dépendra bien sûr du pourcentage de quotas qui seront mis aux enchères.

Les coûts marginaux à court terme ont été calculés à partir de données de l'AIE en additionnant, pour chaque type d'installation, le prix du combustible et les coûts variables d'exploitation et de maintenance.

Pour établir notre ordre d'appel, nous avons pris pour exemple l'UE, en tenant compte de la puissance installée totale des pays de l'UE à 15. L'objectif étant d'évaluer l'ampleur que pourraient avoir les effets des quotas d'émission de carbone, nous avons fait abstraction des détails du fonctionnement du marché⁵. Aux fins de l'analyse de ces effets sur l'ordre d'appel, le prix du permis d'émission d'une tonne de CO₂ pris pour hypothèse est de 20 €. Même ainsi, il est très difficile d'établir des prévisions de prix, et encore plus d'anticiper l'évolution des prix au fil du temps.

La figure A10.2 représente l'ordre d'appel hypothétique compte tenu de la puissance installée totale au niveau européen et des coûts d'exploitation des installations. Il s'agit de savoir si l'ordre d'appel reste le même ou non après avoir pris en compte le coût des quotas d'émission de carbone, ou si certaines technologies de production d'électricité deviennent plus concurrentielles que d'autres.

Les hypothèses retenues sont décrites au tableau A10.1 Pour de plus amples renseignements, se reporter à Reinaud, 2003.

5. Les préoccupations au sujet des coûts et des contraintes liés à l'interconnexion et au transport ont été laissées de côté pour pouvoir considérer le marché de l'électricité de l'UE comme un marché unique concurrentiel.

Figure A10.2 – Ordre d’appel au niveau européen et incidence d’un prix du carbone de 20 €/t CO₂

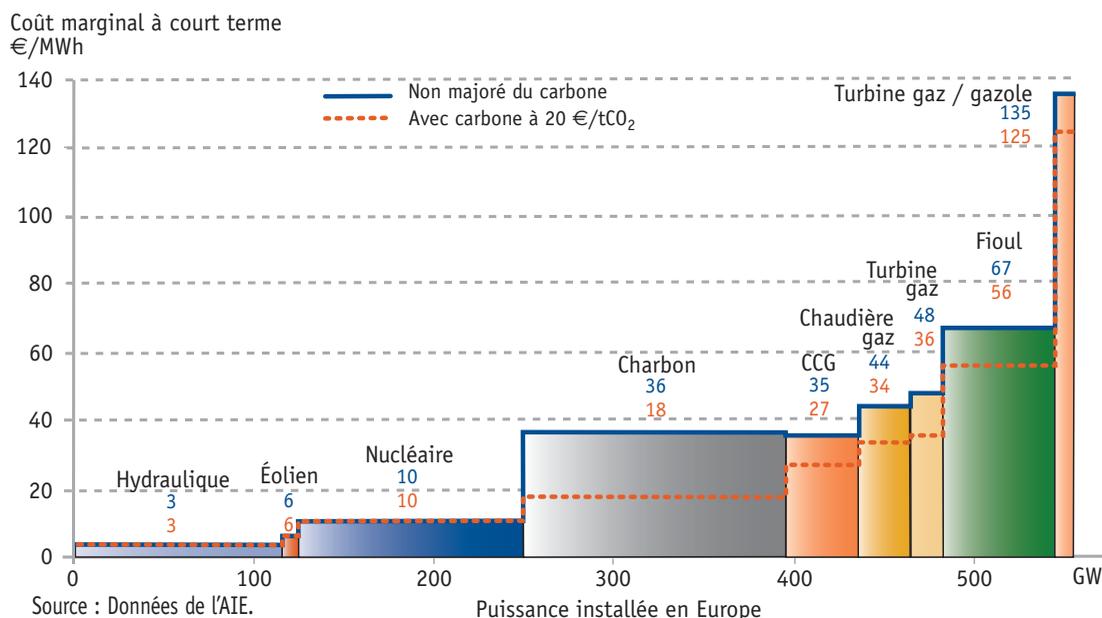


Tableau A10.1 – Hypothèses de coûts pour les cycles combinés au gaz et les centrales au charbon

	Unité	CCG	Charbon
Prix du combustible rendu centrale	€/GJ	3.5	1.5
Rendement thermique	%	49	37
Coût du combustible	€/MWh	25.7	14.5
Coûts d'E&M variables	€/MWh	1.5	3.3
Coût marginal à court terme	€/MWh	27.2	17.9
Coût du CO ₂	€/t	20	20
CO ₂	t/MWh	0.412	0.918
Coût du CO ₂	€/MWh	8.2	18.4

D’après les hypothèses concernant les centrales électriques décrites en détail dans Reinaud, 2003, les centrales hydrauliques classiques, éoliennes et nucléaires sont les plus compétitives sur le marché sous l’angle du coût marginal à court terme. Les centrales au charbon, si le prix du charbon est de 1,5 €/GJ, et les cycles combinés au gaz (CCG), si le prix du gaz est de 3,5 €/GJ, sont les installations suivantes dans l’ordre d’appel. Leur compétitivité relative est sensible au prix du combustible. Le prix du gaz doit tomber à environ 2,23 €/GJ pour que les deux types d’installations affichent le même coût marginal à court terme. Si le gaz est moins cher, la technologie du CCG est plus concurrentielle.

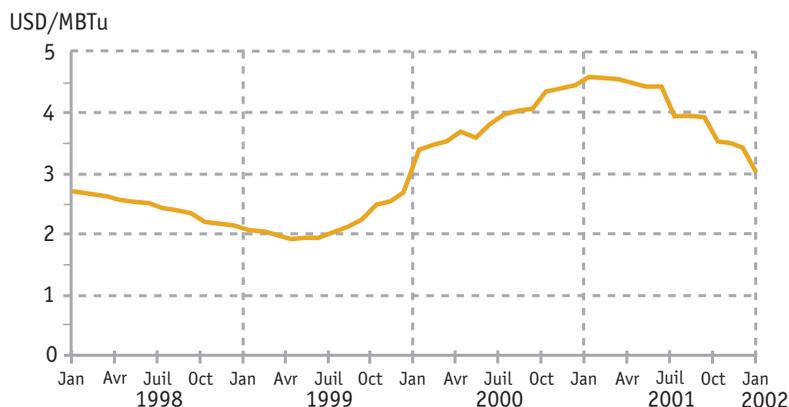
Les variations du prix de l’émission de carbone ont un effet sur la compétitivité des centrales analogue à celui des variations de prix des combustibles. L’ordre d’appel des moyens de production peut changer si le prix de l’émission de carbone entre en ligne de compte en tant que coût variable supplémentaire car le gaz entraîne moins d’émissions de CO₂ par unité d’énergie produite que le charbon. Si le prix du CO₂ est de 20 €/t, l’ordre de compétitivité des centrales au charbon et à CCG s’inverse.

Ce prix d'équilibre entre les centrales existantes au charbon et au gaz est à l'évidence sensible à plusieurs hypothèses :

- **Prix du gaz.** Les prix du gaz sont instables. Selon l'édition 2002 de *World Energy Outlook*, le prix moyen du gaz importé en Europe devrait diminuer pour se situer, en 2010, à 2,8 USD/MBtu (soit 3,1 €/GJ). Il devrait toutefois remonter par la suite et atteindre, en 2020, 3,3 USD/MBtu. Par conséquent, étant donné qu'une centrale à CCG serait en service pendant environ 25 ans, le coût du combustible devrait accuser des variations considérables qui seraient susceptibles à leur tour d'agir sur la compétitivité des centrales.
- **Rendement.** D'après certaines analyses, les CCG mis en service vers 2010 pourraient atteindre un rendement moyen de 57 %, ce qui abaisserait les coûts d'exploitation des centrales équipées de cette technologie ainsi que le coût de leurs émissions de dioxyde de carbone. Parallèlement, une centrale au charbon mise en exploitation en 2010 pourrait afficher un rendement de 46 %.
- **Autres coûts induits par d'autres politiques d'environnement.** Dans l'UE, la directive relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion pourrait également avoir des incidences sur les coûts d'exploitation des centrales. Par ailleurs, les décisions d'investissement visant à appliquer la désulfuration des fumées en lit fluidisé dans les centrales au charbon pourraient avoir des effets sur les émissions des centrales.
- **Coûts d'exploitation et de maintenance.**

Les scénarios sur la fourchette de prix du gaz se réfèrent au prix moyen d'importation de ce combustible en Europe entre janvier 1998 et janvier 2002 (cf. figure A10.3).

Figure A10.3 – Prix moyen d'importation du gaz en Europe 1998-2002



Source : Données de l'AIE.

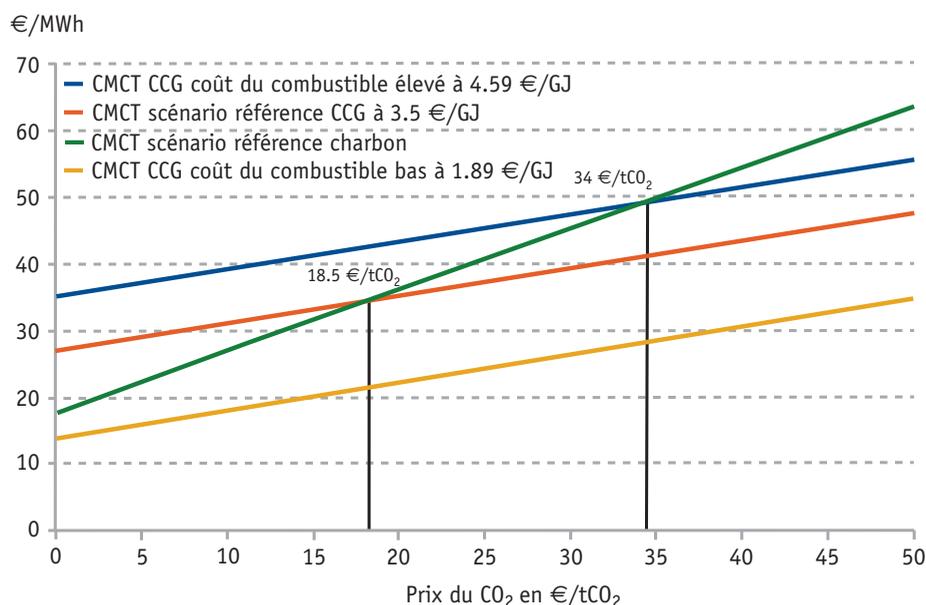
La figure A10.4 schématise une analyse simplifiée de sensibilité aux variations de prix du combustible. Cette analyse a été effectuée pour déceler les répercussions des fluctuations du prix du gaz (instabilité à court terme et tendances à long terme) sur le coût marginal à court terme et sur le prix de l'émission de carbone qui égalise la compétitivité des centrales au charbon et au gaz.

La figure A10.4 fait ressortir également les variations des coûts d'exploitation des centrales à CCG par rapport aux fluctuations du prix du gaz⁶. Il s'agit en l'occurrence de savoir si le prix du combustible rend les

6. Une analyse de sensibilité équivalente pourrait être réalisée pour les variations du prix du charbon.

centrales au charbon ou à CCG plus ou moins concurrentielles, et à quel prix du CO₂ ces technologies sont à égalité du point de vue des appels d'offres. Le prix d'équilibre du CO₂ est égal à 18,5 €/t CO₂ dans l'hypothèse où le prix du gaz serait de 3,5 €/GJ et le prix estimatif du charbon de 1,5 €/GJ.

Figure A10.4 – Sensibilité du coût marginal à court terme aux variations du prix du gaz



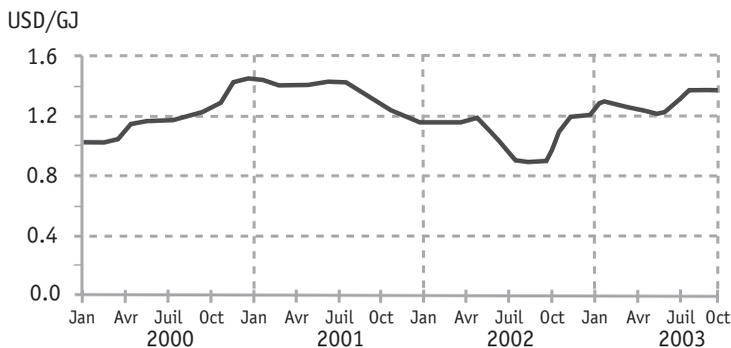
Ce prix d'équilibre du CO₂ est très sensible au prix du combustible. Si celui du gaz atteint 4,59 €/GJ, soit le maximum du prix d'importation du gaz observé en Europe dans la période 1998-2001 (cf. figure A10.3), le prix du carbone devrait augmenter jusqu'à 34 €/t CO₂ pour égaliser la compétitivité du charbon et du gaz. Une variation de 40 % du prix du gaz entraîne une variation de 84 % du prix d'équilibre. La compétitivité relative du gaz et du charbon est deux fois plus sensible aux variations de prix du gaz qu'à celles du prix du CO₂. Étant donné la sensibilité du prix d'équilibre aux hypothèses concernant le gaz, la compétitivité des deux technologies pourrait s'inverser dans une fourchette⁷ de prix du CO₂ en fonction des particularités des centrales (lieu d'implantation, prix du combustible, rendement, etc.).

Si toutefois le prix du gaz tombe à moins de 2,23 €/GJ, les centrales à CCG seront toujours plus compétitives que les centrales au charbon lorsque le prix de ce dernier représente 1,50 €/GJ, quel que soit le prix de l'émission de carbone. Dans ce cas de figure, le prix du charbon utilisé comme combustible dans la production d'électricité diminuera naturellement pour améliorer sa compétitivité. Il est probable que les producteurs de charbon réagiront alors de façon à préserver leurs parts de marché.

7. La fourchette des prix d'équilibre du CO₂ pourrait aller de zéro (si le prix du gaz fait que la centrale à CCG est plus compétitive que la centrale au charbon) à une limite supérieure (34 €/t CO₂).

Quant à la fourchette des prix du charbon, les scénarios sont fondés sur les variations du prix ARA entre janvier 2000 et août 2003. Au cours de cette période, le prix du charbon a fluctué entre 0,95 €/GJ et 1,54 €/GJ (cf. figure A10.5).

Figure A10.5 – Variations du prix du charbon vapeur entre janvier 2000 et août 2003 (prix ARA)



Source : Datastream.

Ce prix d'équilibre du CO₂ est également sensible aux variations du prix du charbon, mais cette sensibilité est moindre que par rapport au prix du gaz. Si le prix du charbon passe à 1,66 €/GJ, prix maximum prévu à l'horizon 2010, le prix d'équilibre du CO₂ diminue pour s'établir à 17,7 €/t CO₂. En revanche, si le prix du charbon tombe à 0,95 €/GJ, le prix du carbone doit s'élever à 29 €/t CO₂ pour égaliser la compétitivité du charbon et du gaz (cf. figure A10.6). Une réduction de 28 % du prix du charbon relève de 57 % le seuil d'équilibre. Dans ce cas, la compétitivité relative du charbon et du gaz est moins de deux fois plus sensible aux variations de prix du charbon qu'à celles du prix du CO₂.

De même, une analyse de sensibilité au rendement des centrales à CCG met en lumière son effet sur le prix du CO₂ qui rend égaux les coûts de l'électricité produite par des centrales au charbon et au gaz. Ce rendement est de 49 % dans le scénario de référence pour les cycles combinés au gaz.

Figure A10.6 – Sensibilité du coût marginal à court terme aux variations de prix du charbon vapeur

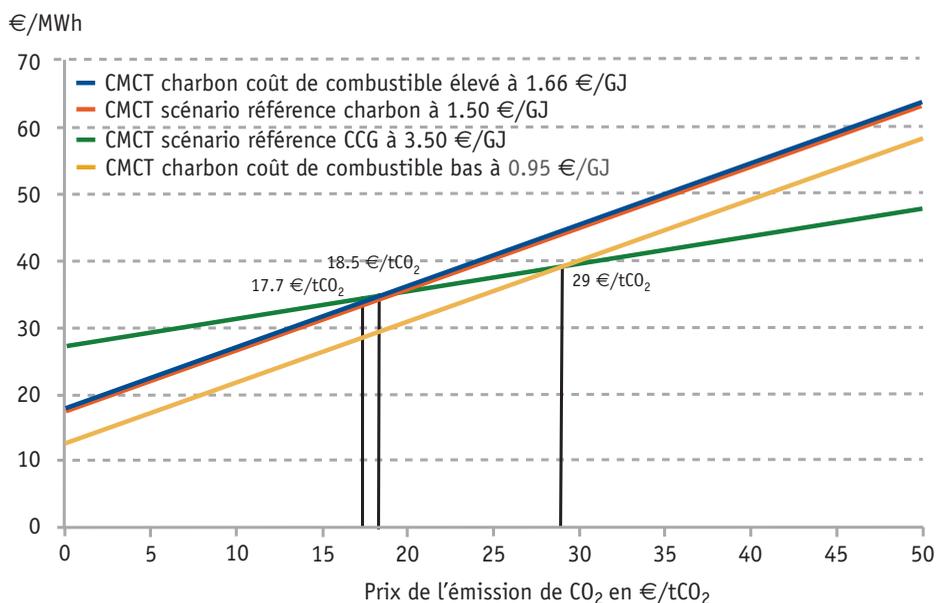
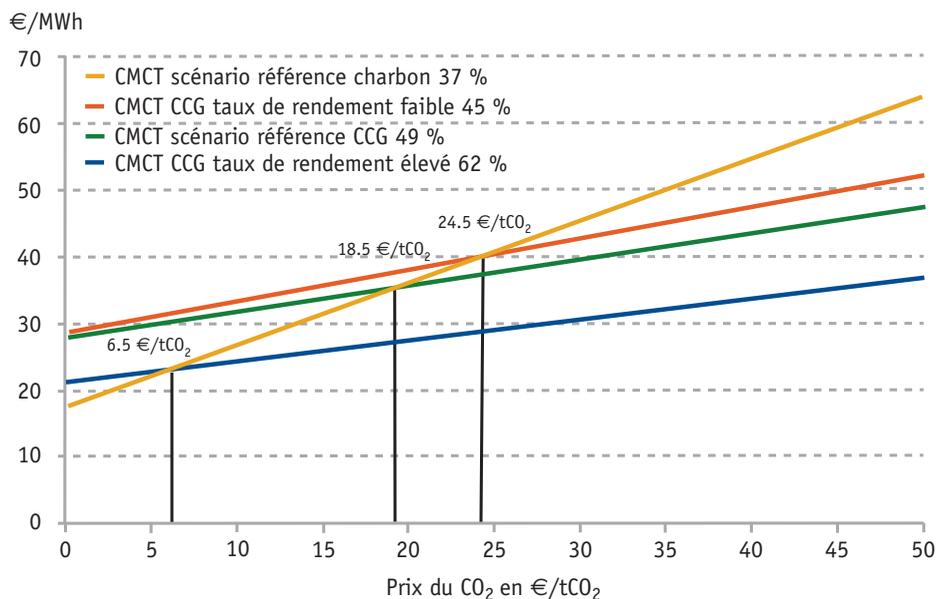


Figure A10.7 – Sensibilité du coût marginal à court terme au taux de rendement



Comme le montre la figure A10.7, lorsque les centrales existantes affichent un faible rendement de 45 %, le coût du combustible augmente de 9 % dans celles à CCG et le coût marginal à court terme (CMCT) s'accroît de 8 %. Dès lors, le prix du CO₂ qui égalise la compétitivité des centrales au charbon et à CCG augmente de 32 % pour atteindre 24,5 €/t CO₂. Si le taux de rendement d'une centrale à CCG s'élève à 62 %, soit le maximum prévu pour les centrales construites en 2030, le coût du combustible diminue de 22 % et le CMCT de 20 %. Le prix d'équilibre du CO₂ baisse de 65 % pour représenter 6,5 €/t CO₂.

Dans l'ensemble, la sensibilité du prix de l'émission de CO₂ aux éléments pris en compte dans les coûts variables des centrales électriques est très grande. Les variations du prix du gaz et les améliorations du rendement des CCG aboutiront à une situation où les centrales au gaz et au charbon inverseront parfois leur position dans l'ordre d'appel des moyens de production en raison de majorations du prix du carbone à l'intérieur de la fourchette prévue :

- Le prix de l'émission de CO₂ qui égalise les coûts marginaux à court terme des centrales à CCG et au charbon (prix d'équilibre) est estimé à environ 19 €/t CO₂. Si ce prix est inférieur, les centrales au charbon semblent plus concurrentielles. S'il est supérieur, ce sont les centrales à CCG qui seraient, semble-t-il, plus compétitives⁸.
- En partant d'un prix de quelque 19 €/t CO₂, l'ordre d'appel des moyens de production sur le marché de l'électricité se modifie très nettement parce que, sur la base du coût marginal à court terme, la compétitivité des centrales au charbon et à cycle combiné au gaz s'inverse.
- La sensibilité de ce prix d'équilibre⁹ aux modifications des hypothèses sous-jacentes est importante. Par exemple, une augmentation de 53 % par rapport au prix du gaz de référence retenu dans le modèle entraîne une hausse de 120 % du prix d'équilibre du CO₂ (qui passe de 19 € à 34 €/t CO₂). Quant à la sensibilité du prix d'équilibre aux hypothèses concernant les rendements des centrales, elle est plus forte encore. Si le rendement d'une centrale à CCG est porté de 49 % à 62 %, taux prévu pour les centrales construites en 2030, le prix d'équilibre baisse de 71 %.

8. Il importe de noter que ce résultat est obtenu en partant d'hypothèses sur les centrales électriques au niveau agrégé, sans prendre en considération leurs particularités. Par conséquent, en réalité, ce seuil d'équilibre doit être considéré comme une valeur approximative.

9. Le prix d'équilibre en question est le prix du CO₂ qui met sur un pied d'égalité les centrales à CCG et au charbon en termes de coût marginal à court terme.

Impact à long terme des décisions d'investissement

Pour encourager l'augmentation de la puissance installée, les prix de gros prévus doivent couvrir le coût marginal à long terme (CMLT) de la production d'électricité, lequel comprend les coûts d'exploitation et d'investissement à engager dans les nouvelles installations. Les investisseurs ne décideront de construire de nouvelles centrales qu'à la condition de s'attendre à des prix du marché suffisants à l'avenir pour couvrir le coût marginal à long terme des installations. Sur des marchés libéralisés, des prix de l'électricité restant supérieurs à ce niveau déclencheront la construction de nouvelles centrales qui tireront ensuite les prix à la baisse. Le coût marginal à long terme de la production d'électricité dépend de la technologie appliquée.

Évolution de la composition du parc électrique : orientations et tendances de l'investissement

Le tableau A10.2 présente une synthèse des paramètres techniques, économiques et financiers pris pour hypothèses dans de nouvelles centrales à CCG ou au charbon. Les calculs effectués à l'aide de ce modèle ne rendent pas compte de tous les détails d'un projet concret de centrale électrique¹⁰. Les hypothèses sont explicitées et étayées dans Reinaud, 2003.

Tableau A10.2 – Hypothèses sur les coûts marginaux à long terme des nouvelles centrales à CCG et au charbon

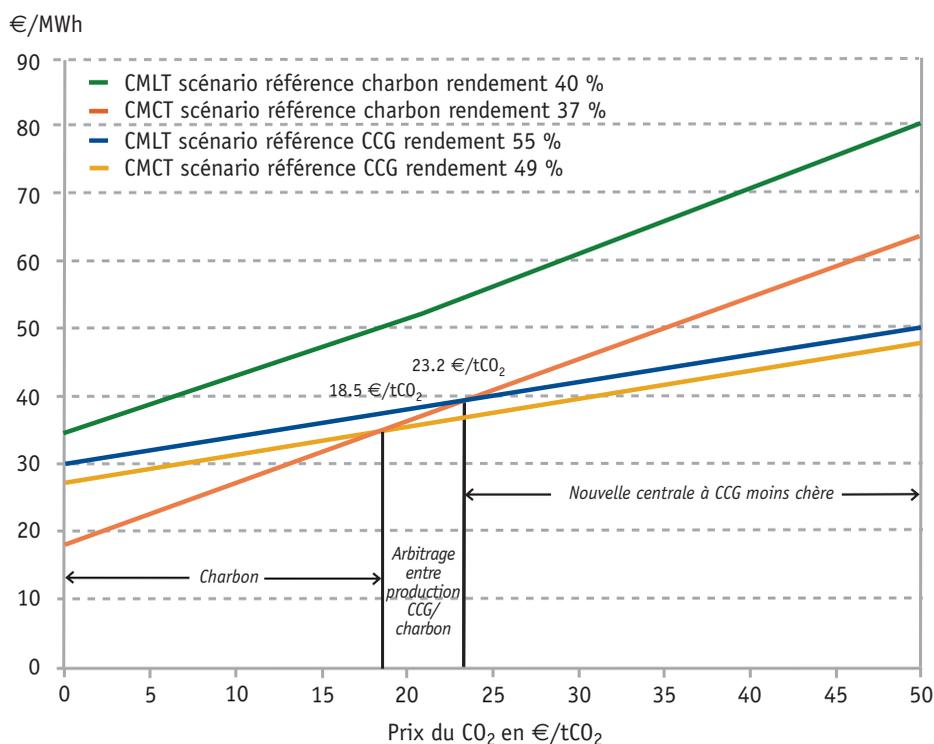
	Unité	CCG	Charbon
Puissance	MW	600	750
Coût d'investissement	millions €	300	825
Durée de vie économique de la centrale	années	25	30
Facteur de charge	%	80	80
Prix du combustible	€/GJ ^a	3.00	1.66
Coût du combustible	€/MWh	19.6	14.93
Coût du capital	€/MWh	5.75	12.65
Coûts d'E&M variables	€/MWh	1.50	3.33
Coûts d'E&M fixes	€/MWh	2.33	3.50
Rendement thermique	%	55	40
Rentabilité avant impôts	%	8.06	8.06
Amortissement	€/MWh	2.85	5.23
Coût marginal à long terme	€/MWh	29.18	34.41
Coût du CO ₂	€/t	20	20
Carbone émis	t/MWh	0.367	0.85
Coût du CO ₂	€/MWh	7.344	17.028
CMLT compte tenu du carbone	€/MWh	36.95	51.43

a. Taux de conversion pris pour hypothèse : 1 USD = 1 €.

10. Pour un complément d'information sur les investissements nécessaires dans tout le secteur de l'énergie, se reporter à *World Energy Investment Outlook*, AIE, 2003.

La comparaison des coûts marginaux à court terme et à long terme révèle à quel coût il est plus rentable de continuer à exploiter une centrale au charbon existante que d'en construire une nouvelle au gaz. La figure A10.8 montre quelle est la technologie la plus concurrentielle si le prix de l'émission de carbone varie, en utilisant un prix de 1,50 €/GJ pour le charbon et de 3,5 €/GJ pour le gaz.

Figure A10.8 – Comparaison de la compétitivité des centrales au charbon et à CCG



Source : Données AIE.

Abstraction faite du prix de l'émission de carbone et dans des conditions normales, les coûts d'exploitation d'une centrale au charbon existante sont inférieurs aux coûts complets (ou coût marginal à long terme) d'une nouvelle centrale à CCG. Cependant, si un prix des émissions de carbone est introduit, son niveau sera un facteur décisif dans les décisions de poursuivre l'exploitation d'une centrale existante ou d'en construire une nouvelle.

Références

AIE (2001), *International Emissions Trading From Concept to Reality*, AIE/OCDE, Paris, France.

AIE (2002), *World Energy Outlook*, AIE/OCDE, Paris, France.

AIE (2003), *World Energy Investment Outlook*, AIE/OCDE, Paris, France.

Boston Consulting Group (2003), *Keeping the Lights On: Navigating Choices in European Power Generation*, BCG Report.

ILEX (2003), *Implications of the EU ETS for the Power Sector*, rapport d'ILEX Energy Consulting pour le DTI, le DEFRA et l'OFGEM, Royaume-Uni.

Reinaud, Julia (2003), *Emissions Trading and its Possible Impacts on Investment Decisions in the Power Sector*, IEA Information Paper, AIE/OCDE, Paris, France.

Liste des abréviations et acronymes principaux

ABWR	Réacteur à eau bouillante de type avancé
ALWR	Réacteur à eau ordinaire de type avancé
ARA	Amsterdam-Rotterdam-Anvers (principaux ports d'importation du charbon en Europe ; le prix ARA est utilisé comme prix de référence)
BBN	Brûleur à bas NO _x
BTU	British Thermal Unit
CB	Charbon brun (lignite de faible valeur calorifique)
CCF	Cycle du combustible fermé (avec retraitement)
CCG	Cycle combiné au gaz
CCO	Cycle du combustible ouvert (sans retraitement)
CE	Commission européenne
Ch	Chaudière
CI	Chaleur industrielle
CMCT	Coût marginal à court terme
CMLT	Coût marginal à long terme
CN	Centrale nucléaire
CO	Cycle du combustible ouvert (sans retraitement)
COG	Production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération) – CHP en anglais
CP	Charbon pulvérisé
CU	Chauffage urbain
de NO_x	Système de dénitrification non spécifié
de SO_x	Système d'élimination des oxydes de soufre non spécifié
DF	Désulfuration des fumées
DOE	Ministère de l'Énergie (États-Unis)
E&M	Exploitation et maintenance
EF	Électrofiltre
EIA	Energy Information Administration (Bureau d'information sur l'énergie du ministère de l'Énergie des États-Unis)
ERC	Énergies renouvelables combustibles
É-SER	Électricité-Source d'énergie renouvelable
ETS	Emissions Trading Scheme (système communautaire d'échange de quotas d'émission)
EUR	Euro (€)
FM	Filtre à manche

GD	Gaz de décharge
GES	Gaz à effet de serre
GICC	Gazéification intégrée à un cycle combiné
GNL	Gaz naturel liquéfié
GWe	Gigawatt électrique
ID	Incinération des déchets
kWh	Kilowatt-heure
LF	Combustion en lit fluidisé
MIT	Massachusetts Institute of Technology (Institut de technologie du Massachusetts)
MEUR	Million d'euros
MUMN	Million d'unités monétaires nationales
MUSD	Million de dollars des États-Unis
NEPIS	Nuclear Economic Performance Information System (système d'information sur les performances économiques de la filière nucléaire)
PBMR	Réacteur modulaire à lit de boulets
PC/G	Pile à combustible/gaz
PF	Produit de fission
PHWR	Réacteur à eau lourde sous pression
Pous	Système de dépoussiérage non spécifié
PT	Pompage-turbinage
PV	Photovoltaïque
RCS	Réduction catalytique sélective (dénitrification)
REB	Réacteur à eau bouillante
R-D	Recherche et développement
REL	Réacteur à eau légère (ou à eau ordinaire)
REP	Réacteur à eau sous pression
RNR	Réacteur surgénérateur à neutrons rapides
RRG	Réacteur refroidi au gaz
RU	Résidus urbains
SC	Cycle à vapeur supercritique
SLT	Groupe permanent sur la coopération à long terme
SP	Station de pompage
TAC	Turbine à combustion
TG	Turbine à gaz
TP	Solaire thermique parabolique
TV	Turbine à vapeur
TVC	Turbine à vapeur à condensation
UMN	Unité monétaire nationale
USD	Dollar des États-Unis (ancien \$)
VVER	Réacteur à eau sous pression (REP) de type russe

LES ÉDITIONS DE L'OCDE, 2 rue André-Pascal, 75775 Paris Cedex 16
IMPRIMÉ EN FRANCE
N° OCDE 53954 2005
(66 2005 01 2 P) – ISBN 92-64-00828-4