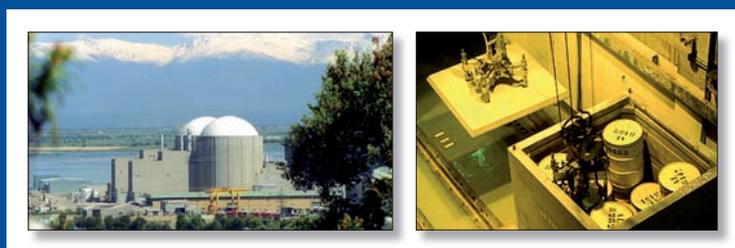


Risques et avantages de l'énergie nucléaire



Développement de l'énergie nucléaire

Risques et avantages de l'énergie nucléaire

© OCDE 2007
AEN n° 6243

AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE
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.

* * * * *

L'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 2007

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 99 30. Les demandes d'autorisation de photocopie partielle doivent être adressées au Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC), 20 rue des Grands-Augustins, 75006 Paris, France, fax (+33-1) 46 34 67 19, (contact@cfcopies.com) ou (pour les États-Unis exclusivement) au Copyright Clearance Center (CCC), 222 Rosewood Drive Danvers, MA 01923, USA, fax +1 978 646 8600, info@copyright.com.

Crédit photos : Almaraz NPP et ENRESA.

AVANT-PROPOS

Ce rapport a été préparé par le Secrétariat de l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN), avec l'assistance d'un consultant et sous l'égide du Comité de l'AEN pour les études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire et le cycle du combustible (NDC). Il est le résultat d'une vaste revue bibliographique incluant des études nationales et internationales sur les aspects économiques, environnementaux et sociaux des chaînes énergétiques pour la production d'électricité. Les données présentées ont été sélectionnées en raison de la solidité des études dont elles sont tirées et des qualités scientifiques et techniques de leurs auteurs. Elles ne sont pas exhaustives, mais abordent un large éventail de questions et illustrent le type d'informations dont peuvent disposer les décideurs.

L'accent est mis dans le rapport sur les approches méthodologiques et les résultats illustratifs dans le but de fournir aux décideurs des informations et des outils qu'ils peuvent utiliser pour aider à la prise de décision. Sachant que la prise de décision est basée non seulement sur des données fiables mais aussi sur l'établissement de priorités compte tenu des objectifs spécifiques des politiques nationales, le rapport n'évalue pas les différentes options mais donne un aperçu des données qui peuvent servir à leur évaluation.

Le rapport a bénéficié des suggestions et commentaires des membres du NDC et de leur revue d'ensemble de la publication. Néanmoins, son contenu reflète le point de vue du Secrétariat et pas nécessairement celui des gouvernements de tous les pays membres ni de leurs représentants dans le Comité.

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS	3
EXPOSÉ DE SYNTHÈSE	9
1. INTRODUCTION	13
1.1 Préambule	13
1.2 Objectif général	14
1.3 Méthode fondamentale et champ couvert	14
1.4 Structure et teneur du rapport	15
2. LES PERSPECTIVES DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE	17
2.1 État actuel et tendances	17
2.2 Scénarios de développement de l'énergie nucléaire	21
2.3 Répercussions pour la politique climatique, rôle des technologies sans carbone	28
2.4 L'avenir	29
Références	30
3. MÉTHODOLOGIE ET CADRE D'ÉVALUATION	31
3.1 Le concept de développement durable	31
3.2 Indicateurs	32
3.3 Cadre et indicateurs applicables au secteur de l'énergie et/ou de l'électricité	34
Références	37
4. EXEMPLES DE RÉSULTATS D'ÉVALUATIONS	39
4.1 Introduction	39
4.2 Indicateurs économiques	40
4.3 Indicateurs environnementaux	50
4.4 Indicateurs sociaux	61
Références	66
5. COÛTS EXTERNES ET ANALYSE DÉCISIONNELLE MULTICRITÈRE	69
5.1 Coûts externes	69
5.2 Internalisation des coûts externes	75
5.3 Analyse décisionnelle multicritère	77
Références	79
6. SYSTÈMES NUCLÉAIRES DE TYPE AVANCÉ	81
6.1 Introduction	81
6.2 Systèmes de génération III/III+	81

6.3	Systèmes de génération IV	82
6.4	Conclusions	85
	Références	85

7.	PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS	87
7.1	Rôle de l'énergie nucléaire	87
7.2	Cadre d'évaluation et indicateurs	87
7.3	Résultats des évaluations comparatives.....	88
7.4	Outils d'aide à la décision	88
7.5	Avancées de la technologie	89

TABLEAUX

Tableau ES.1	Ensemble représentatif d'indicateurs propres à la technologie	11
Tableau 2.1	Approvisionnements énergétiques et production d'électricité en 2030 dans le monde	24
Tableau 2.2	Évolution ventilée par région des termes de l'équation de Kaya et des émissions de carbone de 1980 à 1999	29
Tableau 3.1	Ensemble proposé d'indicateurs propres à la technologie.....	37
Tableau 4.1	Coûts de production de l'électricité aux États-Unis.....	41
Tableau 4.2	Coûts de production de l'électricité en Allemagne.....	41
Tableau 4.3	Coûts de production de l'électricité au Royaume-Uni.....	41
Tableau 4.4	Coûts de production de l'électricité en Finlande	42
Tableau 4.5	Fourchettes des coûts de production de l'électricité.....	42
Tableau 4.6	Incidence d'un doublement des prix des combustibles sur les coûts de production	43
Tableau 4.7	Répartition géographique des réserves prouvées et de la production de gaz.....	45
Tableau 4.8	Répartition géographique des réserves prouvées et de la production de pétrole ...	46
Tableau 4.9	Répartition géographique des réserves prouvées et de la production de charbon .	46
Tableau 4.10	Répartition géographique des ressources et de la production d'uranium	46
Tableau 4.11	Rapport réserves/production en 2005	47
Tableau 4.12	Durée de vie des ressources en uranium.....	48
Tableau 4.13	Synthèse des enregistrements de l'ENSAD concernant des accidents ayant causé au moins cinq décès	59
Tableau 5.1	Coûts des dommages et coûts externes des accidents graves pour les filières complètes	73
Tableau 6.1	Aperçu général des systèmes de génération IV	84

FIGURES

Figure ES.1	Évolutions projetées de la production d'électricité d'origine nucléaire	10
Figure 2.1	Offre mondiale d'énergie primaire et d'électricité en 2004	17
Figure 2.2	Puissance nucléaire installée nette (GWe) en exploitation dans le monde.....	18
Figure 2.3	Nombre de réacteurs en exploitation en fonction de leur âge	19
Figure 2.4	Corrélation entre la consommation d'électricité et l'IDH	22
Figure 2.5	Projections de la production mondiale d'électricité d'origine nucléaire jusqu'en 2030 d'après l'AIEA.....	23
Figure 2.6	Scénarios de l'AIE relatifs à la production d'électricité d'origine nucléaire dans le monde.....	25

Figure 2.7	Approvisionnement en énergie primaire par source (EJ) pour certains scénarios du GIEC	26
Figure 2.8	Part des sources d'énergie primaire dans l'approvisionnement total dans les scénarios du GIEC	27
Figure 2.9	Évolution projetée de la production d'électricité d'origine nucléaire	27
Figure 3.1	Représentation schématique des aspects au centre du développement durable, sur la base de la définition de la Commission Brundtland	32
Figure 4.1	Fourchette des coûts moyens pour les centrales au charbon, au gaz et nucléaires	43
Figure 4.2	Besoins en ressources fossiles de certaines filières énergétiques	49
Figure 4.3	Besoins en cuivre de certaines filières énergétiques	50
Figure 4.4	Émissions de gaz à effet de serre de certaines filières énergétiques.....	52
Figure 4.5	Émissions de SO ₂ de certaines filières énergétiques	53
Figure 4.6	Émissions de NO _x de certaines filières énergétiques	54
Figure 4.7	Rejets de PM ₁₀ de certaines filières énergétiques.....	55
Figure 4.8	Production de déchets non radioactifs de certaines filières énergétiques.....	56
Figure 4.9	Production de déchets radioactifs pour certaines filières énergétiques	57
Figure 4.10	Emprise au sol pour certaines filières énergétiques.....	58
Figure 4.11	Indicateurs d'accidents graves pour les pays membres et non membres de l'OCDE pour la période 1969-2000	59
Figure 4.12	Comparaison des courbes de fréquence-conséquence dans le cas des filières énergétiques complètes dans les pays de l'OCDE pendant la période 1969-2000....	61
Figure 4.13	Mortalité liée à l'exploitation normale des filières énergétiques allemandes en 2000	63
Figure 5.1	Coûts externes moyens de la production d'électricité en Allemagne.....	70
Figure 5.2	Coûts externes des systèmes de production d'électricité.....	71
Figure 5.3	Contributions des différentes charges aux coûts externes des systèmes de production d'électricité.....	72
Figure 5.4	Coûts totaux de la production d'électricité en Allemagne	76
Figure 5.5	Coûts totaux de la production d'électricité dans la Province chinoise de Shandong	76
Figure 5.6	Représentation graphique de l'évaluation par ADM dans le cas de l'Allemagne	78
Encadré 1	Objectifs assignés aux systèmes d'énergie nucléaire de génération IV	83
Annexe 1	Glossaire.....	91

EXPOSÉ DE SYNTHÈSE

Les ressorts du processus de décision ont évolué au cours des dernières décennies, passant de critères déterminés par l'économie à une série d'indicateurs englobant la société et l'environnement parallèlement à l'économie dans une plus vaste perspective de développement durable. En conséquence, une analyse exhaustive des avantages et des inconvénients des différentes options possibles devrait constituer la clé de voûte de l'élaboration de la politique. Dans le secteur énergétique, cette analyse devrait se fonder sur un grand nombre de facteurs couvrant les aspects économiques, sociaux et environnementaux.

Alors que la façon globale d'envisager l'évaluation comparative est générique et peut s'appliquer à tous les projets et dans tous les pays, les choix des nations ou des entreprises dépendent surtout des priorités des décideurs dans le cadre du contexte socio-économique local ou régional. En outre, dans la pratique, la mise en œuvre de processus de décision fondés sur des analyses multicritères n'est pas largement répandue.

L'étude des risques et des avantages de l'énergie nucléaire a été menée sous l'égide du Comité chargé des études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire et le cycle du combustible (NDC). Elle a été exécutée par le Secrétariat avec le concours d'un consultant¹, sur la base d'un examen approfondi de publications consacrées à ce sujet. Le rapport a tiré profit des résultats d'un séminaire tenu en juin 2006, au cours duquel le projet en a été présenté par le consultant et examiné par les membres du Comité.

Le présent rapport ne saurait être considéré comme une évaluation de l'énergie nucléaire et des autres options possibles, mais comme une source d'informations à l'appui du processus de décision. Il s'agit principalement de présenter une méthodologie et d'en illustrer l'application. Les exemples donnés, en particulier dans le chapitre 4, présentent des faits et des chiffres solides tirés d'études faisant autorité, qui peuvent être utilisés pour servir de base à l'élaboration de la politique conformément à des objectifs nationaux et à des critères spécifiques.

Le rapport a pour objectif général de fournir aux décideurs des informations dûment fondées sur les aspects qualitatifs et quantitatifs des risques et des avantages de l'énergie nucléaire couvrant les composantes économiques, sociales et environnementales. Le champ couvert par l'étude s'étend aux aspects principaux des filières d'énergie nucléaire et à des comparaisons représentatives du nucléaire et d'autres options pour la production d'électricité.

Les résultats présentés ont été choisis compte tenu de la robustesse des analyses dont ils sont l'aboutissement et en raison de leur valeur représentative en tant qu'exemples pertinents. Ils ne sont en aucun cas exhaustifs et ne sont pas considérés comme couvrant tout l'éventail des résultats des études nationales et internationales consacrées aux évaluations comparatives des différentes sources d'énergie possibles pour la production d'électricité.

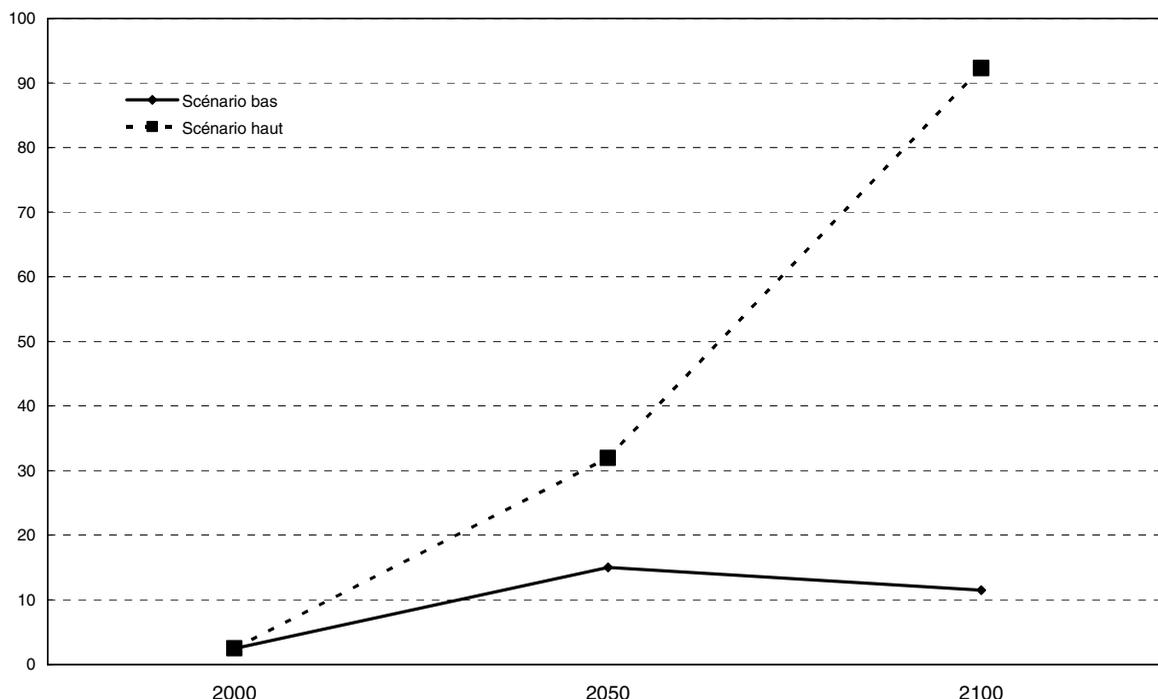
1. Le document qui a servi de base au présent rapport a été établi par Stephan Hirschberg de l'Institut Paul Scherrer en Suisse. Le Secrétariat souhaite rendre hommage à sa contribution déterminante. Toutes les erreurs et omissions entachant le document sont de la seule responsabilité du Secrétariat de l'AEN.

Le rapport comporte un aperçu général du rôle de l'énergie nucléaire dans l'approvisionnement total en énergie primaire, de son évolution passée et des tendances futures projetées selon divers scénarios. Il décrit un cadre permettant une évaluation comparative des différentes options possibles pour la production d'électricité et définit des indicateurs appropriés. Les résultats de plusieurs études relatives à l'énergie nucléaire et à d'autres options sont présentés afin d'illustrer le type de données disponibles concernant les indicateurs et les critères choisis. Des outils d'aide à la décision, tels que l'évaluation des coûts externes et l'analyse multicritère sont présentés. Les filières d'énergie nucléaire de la prochaine génération sont décrites afin de mettre en lumière les attentes visant les progrès de la technologie.

L'énergie nucléaire joue un rôle notable dans les approvisionnements totaux en énergie primaire au plan mondial, mais sa contribution est plus importante dans les pays industrialisés de l'OCDE et dans les pays en transition que dans les pays en développement. Presque tous les scénarios relatifs à la demande et à l'offre futures d'énergie font état d'une croissance notable de la production d'électricité d'origine nucléaire d'ici à la fin de ce siècle. Même dans le scénario correspondant à l'hypothèse basse représenté à la figure ES.1 (GIEC, 2000), bien que la production d'électricité d'origine nucléaire baisse après 2050, elle demeure supérieure en 2100 à ce qu'elle était en 2000.

Cependant, dans la plupart des scénarios, la part de l'énergie nucléaire dans l'approvisionnement total décroîtra au cours du 21^{ème} siècle pour se situer à des niveaux inférieurs à 5 %. Les tendances prévues devraient limiter considérablement le rôle de l'énergie nucléaire dans la prise en compte des préoccupations relatives à la sécurité des approvisionnements en énergie et au changement climatique mondial. À l'échelle mondiale, avec une contribution aux approvisionnements totaux en énergie primaire inférieure à 10 %, l'énergie nucléaire ne changerait pas notablement la situation en ce qui concerne les émissions de dioxyde de carbone, et ne réglerait la question de la sécurité des approvisionnements que dans quelques pays seulement.

Figure ES.1 Évolutions projetées de la production d'électricité d'origine nucléaire (10³ TWh/an)



Le concept de développement durable avec ses trois piliers – société, économie et environnement – offre un cadre permettant d'évaluer et de comparer les différentes options possibles. Dans les secteurs de l'énergie et de l'électricité, les chercheurs et les analystes ont établi de robustes méthodes, choisi des ensembles pertinents d'indicateurs (pour plus de détail, voir tableau ES.1 et chapitre 3) et les ont testés dans un grand nombre d'études de cas. Cependant, les méthodologies élaborées, qui exigent la collecte et l'analyse d'un grand nombre de données, n'ont pas jusqu'à présent été largement utilisées pour l'élaboration de politiques.

Tableau ES.1 Ensemble représentatif d'indicateurs propres à la technologie (Hirschberg et al., 2004)

Dimension	Domaine d'incidence	Indicateur	Unité
Économique	Besoins financiers	Coûts de production	<i>c/kWh</i>
		Sensibilité aux augmentations de prix du combustible	
	Ressources	Disponibilité (coefficient d'utilisation)	%
		Facteurs géopolitiques	<i>Échelle relative</i>
		Durabilité à long terme : durée de vie des ressources énergétiques	<i>Années</i>
		Durabilité à long terme : consommation de ressources non énergétiques	<i>kg/GWh</i>
		Réponse à la demande de pointe	<i>Échelle relative</i>
Environnementale	Réchauffement de la planète	Equivalent CO ₂	<i>tonnes/GWh</i>
	Incidence environnementale régionale	Changement dans une aire non protégée de l'écosystème	<i>km²/GWh</i>
	Effets non polluants	Emprise au sol	<i>m²/GWh</i>
	Accidents graves	Décès	<i>Décès/GWh</i>
	Déchets totaux	Poids	<i>tonnes/GWh</i>
Sociale	Emploi	Possibilités d'emplois propres à la technologie	<i>personnes-ans/GWh</i>
	Prolifération	Potentiel	<i>Échelle relative</i>
	Incidences sur la santé humaine (exploitation normale)	Mortalité (espérance de vie réduite)	<i>Années de vie perdues/GWh</i>
	Perturbations locales	Bruit, agrément esthétique	<i>Échelle relative</i>
	Confinement des déchets sensibles	Temps de confinement "requis"	<i>milliers d'années</i>
	Aversion pour le risque	Nombre maximal crédible de décès par accident	<i>Maximum de décès/accident</i>

La documentation consacrée aux risques et aux avantages de l'énergie nucléaire est très abondante, comportant de nombreuses études nationales et internationales. Elle offre un ensemble très complet de résultats relatifs aux divers indicateurs pertinents couvrant la plupart des aspects économiques et environnementaux. Comme pour de nombreux autres secteurs d'activité, les aspects

sociaux, qui sont plus difficiles à quantifier, ont été étudiés de façon moins approfondie. Des travaux complémentaires de recherche pourraient certes renforcer la robustesse des résultats, mais les études publiées existantes constituent une base solide permettant d'apprécier l'option nucléaire.

Des études faisant autorité montrent que les systèmes d'énergie nucléaire en exploitation aujourd'hui ont une excellente efficacité technique et économique et sont acceptables pour l'environnement. À l'instar d'autres technologies avancées, l'énergie nucléaire contribue au progrès social et économique et, en particulier, à l'accroissement des actifs en capital humain. Cependant, certains aspects de son utilisation, l'accumulation de déchets de haute activité et les risques de prolifération des armes nucléaires, par exemple, suscitent des craintes dans la société civile. Par suite de ces craintes, l'énergie nucléaire bénéficie d'un soutien variable de la part des décideurs et du public dans différents pays.

Les résultats des études et des analyses scientifiques fournissent une pléthore de données qui pourraient être utilisées par les décideurs. Cependant, les conclusions des études analytiques relatives aux risques et avantages de diverses sources d'énergie possibles sont généralement complexes à interpréter et propres à chaque cas. L'élaboration en cours d'outils d'aide à la décision facilement utilisables, qui pourraient favoriser la mise en place d'un cadre viable pour l'évaluation comparative dans le processus de décision, devrait encourager une démarche plus holistique à l'égard des choix relatifs aux parts relatives des différentes sources d'énergie à l'avenir.

Le progrès de la technologie est déterminant dans le secteur de l'énergie pour relever les défis du 21^{ème} siècle. Dans le domaine de l'énergie nucléaire, d'ambitieux programmes de R-D, faisant fond sur l'expérience industrielle et les connaissances scientifiques visent à concevoir des systèmes avancés répondant mieux aux objectifs du développement durable. Le passage progressif de l'actuelle génération de réacteurs à des systèmes de génération III+, voire de génération IV, devrait renforcer la contribution potentielle de l'énergie nucléaire à des approvisionnements durables à moyen et à long terme.

Les principaux enseignements tirés de l'étude, qui sont récapitulés dans le dernier chapitre, couvrent de nombreux aspects de l'évaluation de l'énergie nucléaire, notamment son rôle dans l'approvisionnement total en énergie et des examens d'indicateurs représentatifs. Ces enseignements permettent de mesurer les efforts requis pour renforcer la prise en considération de tous les indicateurs du développement durable dans la prise de décision.

Alors que les décisions peuvent, dans chaque cas, demeurer fondées sur les objectifs et les priorités spécifiques des décideurs, une meilleure connaissance des nouvelles méthodologies et approches de l'évaluation comparative des différentes options possibles pourrait améliorer la solidité des décisions et conduire à de meilleurs choix d'un point de vue global.

Références

Hirschberg, S., R. Dones, T. Heck, P. Burgherr, W. Schenler et C. Bauer, (2004), *Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation* (Durabilité des technologies d'approvisionnement en énergie dans la situation de l'Allemagne), PSI report n° 04-15. Institut Paul Scherrer, Villigen, Suisse.

GIEC (2000), *Special Report on Emissions Scenarios* (Rapport spécial sur les scénarios d'émission), Rapport spécial du Groupe de travail III du GIEC, Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni.

Chapitre 1

INTRODUCTION

1.1 Préambule

Le paysage socio-économique dans lequel se situe le processus de décision a évolué au cours des dernières décennies, passant d'un contexte induit par la croissance économique à un cadre plus large englobant les objectifs du développement durable. Dans ce contexte, les décideurs dans les secteurs de l'énergie et de l'électricité ont besoin de s'appuyer sur une évaluation approfondie des différentes options possibles qui en couvre les risques et les avantages du point de vue économique, environnemental et social.

Le rôle de l'analyste à cet égard est de fournir de solides informations et données – couvrant, dans la mesure où cela est réalisable, toutes les composantes et les facettes de chaque option envisagée – destinées à servir de base à la prise de décision. Des méthodes et des outils d'aide à la décision, tels que les techniques multicritères, peuvent aussi être proposés par les analystes aux décideurs afin de les accompagner dans l'évaluation comparative des différentes options possibles.

En fin de compte toutefois, les décideurs feront des choix fondés sur des arbitrages reflétant leurs préférences et l'importance relative des divers indicateurs de leur propre point de vue. À cet égard, il importe de souligner que le présent rapport ne vise pas à évaluer des solutions possibles, mais plutôt à fournir des faits et des chiffres ainsi que des aperçus relatifs aux démarches méthodologiques auxquels les décideurs peuvent avoir recours pour procéder à des évaluations comparatives.

Le présent rapport se fonde sur un examen d'ensemble, mais non exhaustif, de la documentation publiée. Un grand nombre d'études ont été menées par des organisations internationales et des instituts nationaux concernant les aspects économiques, environnementaux et sociaux des systèmes énergétiques. Les études publiées comprennent des enquêtes de vaste portée relatives aux coûts externes d'un large éventail d'options en matière d'approvisionnements énergétiques, de même que des analyses détaillées de spécificités des systèmes énergétiques telles que les risques d'accidents ou les répercussions économiques générales. Au niveau national, les évaluations des incidences sur l'environnement de projets nucléaires et autres dans le domaine énergétique offrent un cadre approprié et d'intéressants résultats propres au pays considéré.

Les enseignements tirés des études passées sont multiples, mais il est un petit nombre de conclusions fondamentales particulièrement pertinentes pour servir d'introduction au présent rapport :

- Les analyses couvrant les filières énergétiques dans leur totalité, en partant de l'extraction des ressources jusqu'à la prestation des services ultimes, nécessitent d'importantes recherches ; elles sont exigeantes en données ; elles appellent une vérification approfondie de la cohérence de celles-ci ; et leurs résultats et conclusions ne sont pleinement valables que si le contexte spécifique en est pris en compte.

- Il existe des méthodologies et des approches génériques qui peuvent être adoptées pour analyser différentes filières énergétiques et qui offrent un cadre robuste à l'analyse comparative.
- Cependant, bien que l'approche puisse être générique, les résultats sont propres à chaque cas. Les indicateurs dans le domaine des incidences environnementales et sociales sont très sensibles aux conditions locales, et tirer des conclusions génériques de résultats se rapportant à un cas spécifique induirait en erreur.

1.2 Objectif général

Le projet a pour objectif général de fournir aux décideurs des informations faisant autorité sur les aspects qualitatifs et, chaque fois que cela est réalisable, quantitatifs des risques et des avantages de l'énergie nucléaire prenant en compte les composantes économiques, environnementales et sociales. Le terme « risque » est en l'occurrence employé dans un sens large et se rapporte non seulement aux accidents potentiels, mais aussi aux nuisances et incidences résultant de l'exploitation normale.

L'étude a pour but spécifique de fournir un inventaire et une description des risques et des avantages de l'énergie nucléaire, notamment :

- des risques (par exemple, financiers) et des avantages (par exemple stabilité des coûts) au plan économique ;
- des risques (par exemple, accident grave) et des avantages (par exemple production d'électricité quasi sans carbone) au plan de l'environnement ;
- des risques (par exemple, charges à long terme) et des avantages (par exemple, large accès à de l'électricité raisonnablement bon marché) au plan social.

1.3 Méthode fondamentale et champ couvert

Les risques et les avantages de l'énergie nucléaire ne peuvent être compris et appréciés de façon équilibrée que dans une perspective comparative qui aborde l'énergie nucléaire parallèlement aux autres grandes options technologiques disponibles pour la production d'électricité. Au cours de la dernière décennie, on a mis au point et appliqué des méthodes détaillées, systématiques et structurées pour aborder de telles comparaisons.

Les études et les résultats publiés, tirés de travaux consacrés aux risques et avantages des sources d'énergie de substitution et d'autres activités industrielles, sont intégrés à la présente analyse, s'agissant de situer l'énergie nucléaire dans une large perspective. La documentation sur laquelle se fonde ce rapport, a été choisie selon des critères se rapportant à la cohérence des résultats, et en privilégiant les études les plus récentes. L'intention n'était pas d'être exhaustif, ni de refléter toutes les sources d'information sur les risques et les avantages de l'énergie nucléaire et des autres options publiées.

Le champ de l'étude couvre les aspects essentiels de l'énergie nucléaire, tenant aux composantes économiques, environnementales et sociales de la durabilité qui sont considérées comme pertinentes pour la prise de décision. L'étude est axée sur les informations qualitatives et quantitatives disponibles à partir des publications qui résultent de travaux de recherche passés et en cours consacrés à la production d'électricité d'origine nucléaire et non nucléaire, principalement dans les pays de l'OCDE.

L'accent est mis sur les données fondées sur l'expérience conjointement avec les résultats d'exercices de modélisation.

1.4 Structure et teneur du rapport

Le chapitre 2 précise le contexte de l'évaluation détaillée des risques et des avantages de l'énergie nucléaire. Il décrit le rôle actuel de l'énergie nucléaire sur la base des statistiques disponibles et illustre diverses tendances par quelques programmes nationaux. Des scénarios relatifs à l'évolution future de l'énergie nucléaire, élaborés et publiés par différentes organisations internationales et nationales, sont exposés afin d'offrir un éventail d'évolutions possibles et de faire ressortir les grandes incertitudes entachant les parts relatives des différentes formes d'énergie à long terme.

Le chapitre 3 décrit la méthodologie et les cadres d'évaluation qui s'appliquent à l'évaluation comparative de l'énergie nucléaire et des autres options en matière d'approvisionnement en électricité. Il propose un ensemble d'indicateurs suggérés dans des études antérieures pour le secteur énergétique. Ce chapitre est complété par une liste importante, mais non exhaustive, de référence fournissant au lecteur une profusion d'informations sur les travaux antérieurs dans ce domaine.

Le chapitre 4 présente des résultats représentatifs des études examinées, notamment des valeurs de nombreux indicateurs se rapportant aux composantes économiques, environnementales et sociales du développement durable dans le cas de différentes filières énergétiques. Les sources des données présentées sont données dans la liste de références figurant à la fin du chapitre.

Le chapitre 5 présente des outils d'aide à la décision tels que l'évaluation des coûts externes et l'analyse décisionnelle multicritère (ADM) et fournit des résultats représentatifs obtenus à l'aide de ces méthodologies.

Le chapitre 6 donne un aperçu général de filières nucléaires de type avancé en cours de mise au point, mettant en lumière les objectifs poursuivis par les concepteurs, et les programmes de R-D et D en cours qui devraient conduire à l'introduction de ces filières d'ici le milieu de ce siècle voire plus tôt.

Le chapitre 7 récapitule les principales conclusions de l'étude dans chaque domaine considéré et fournit certaines indications sur l'avenir.

Chapitre 2

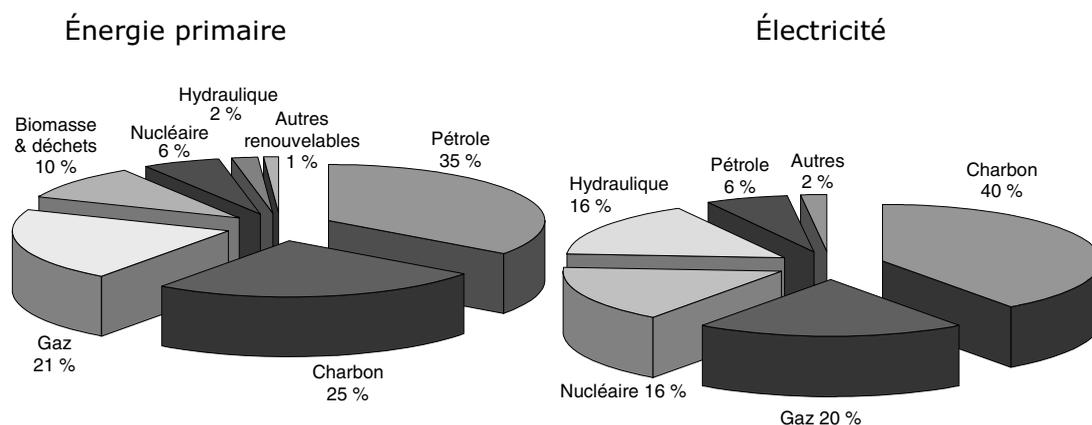
LES PERSPECTIVES DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

2.1 État actuel et tendances

Au début de 2007, on comptait 435 tranches nucléaires, soit une puissance installée totale de près de 370 GWe, en exploitation dans une trentaine de pays et 30 nouvelles tranches étaient en construction dans 13 pays, représentant une puissance d'environ 24 GWe. Au cours de 2006, deux tranches nouvelles d'une puissance totale de 1,5 GWe ont été couplées au réseau, l'une en Inde et l'autre en Chine, et la construction de sept nouvelles tranches a été lancée en Chine, dans la République de Corée et en Russie. Durant cette même année, huit tranches ont été définitivement fermées, deux en Bulgarie, une en Espagne, quatre au Royaume-Uni et une en Slovaquie, réduisant de 2,25 GWe la puissance installée en service. Il s'ensuit que la puissance nucléaire installée en exploitation dans le monde s'est trouvée réduite de quelque 0,75 GWe.

L'énergie nucléaire produit près du quart de l'électricité consommée dans les pays de l'OCDE et sa part dans l'approvisionnement mondial en électricité est d'environ 16 %. Les contributions du nucléaire et d'autres sources d'énergie à l'offre mondiale d'énergie primaire et d'électricité en 2004 sont indiquées à la figure 2.1, tirée de données statistiques de l'Agence internationale de l'énergie (AIE, 2006).

Figure 2.1 Offre mondiale d'énergie primaire et d'électricité en 2004 (AIE, 2006)



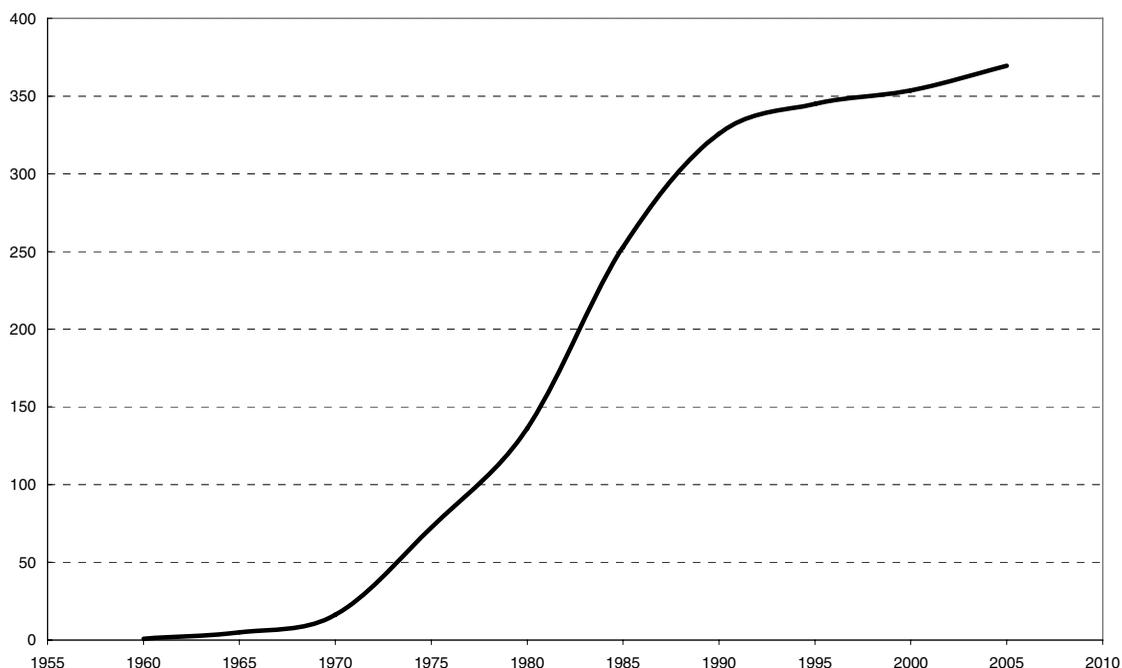
L'énergie nucléaire est une technologie parvenue à maturité qui apporte une contribution notable à la production d'électricité dans le monde entier. Sa mise en valeur a toutefois été plus importante dans les pays industrialisés de l'OCDE et dans les pays en transition que dans les pays en développement. L'expérience en matière d'exploitation des centrales nucléaires à l'échelon de la planète dépasse au total 12 000 réacteurs-ans, dont près de 90 % se situent dans des pays de l'OCDE.

Un indicateur de la maturité de cette technologie est la disponibilité des centrales nucléaires, qui a été suivie par plusieurs organisations internationales pendant des décennies. Le taux de disponibilité en énergie moyen mondial¹ pour tous les réacteurs en exploitation a été très proche de 80 %, voire supérieur, au cours de la dernière décennie, atteignant 84 % en 2004 et 2005 (AIEA, 2007).

D'un point de vue mondial, l'historique de l'exploitation commerciale de l'énergie nucléaire comporte deux phases contrastées : deux décennies de développement rapide avec une croissance exponentielle de la puissance nucléaire installée, et par la suite une décennie et demie de croissance lente avec un nombre décroissant de mises en service de nouvelles centrales chaque année et quelques fermetures définitives entraînant une stagnation du nombre total de tranches en exploitation.

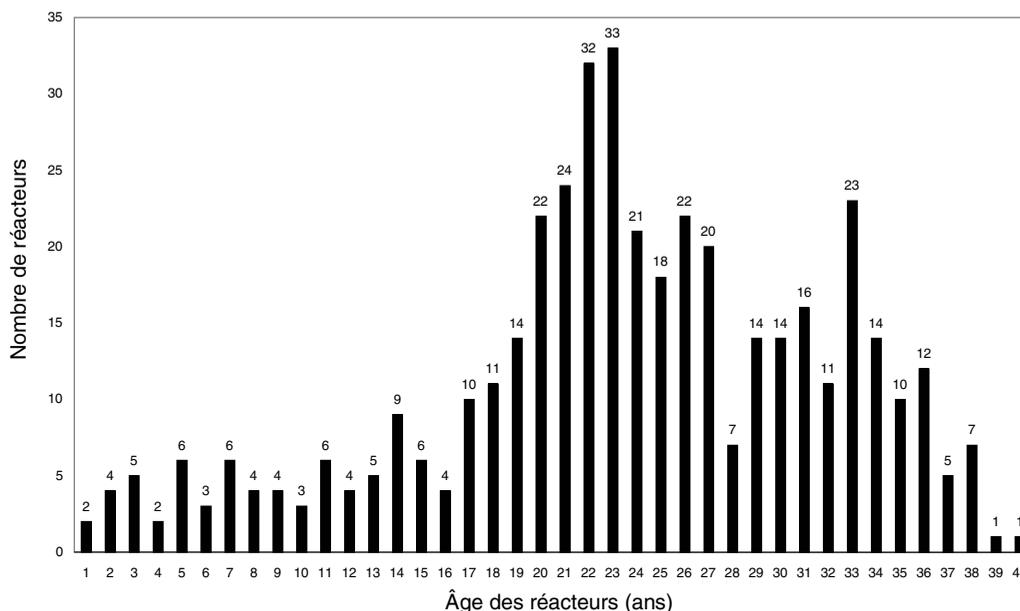
La figure 2.2, qui présente l'évolution de la puissance nucléaire installée en service dans le monde, met nettement en lumière cette tendance. La figure 2.3 montre comment ce profil de développement se reflète dans l'âge du parc actuel de réacteurs en exploitation.

Figure 2.2 Puissance nucléaire installée nette (GWe) en exploitation dans le monde (AIEA, 2007)



1. Le taux de disponibilité en énergie est défini comme le rapport de l'énergie électrique effectivement produite, durant un intervalle de temps déterminé, à l'énergie électrique qui aurait été produite si la tranche avait été exploitée à 100 % de sa puissance nominale au cours de cet intervalle de temps, exprimé en pourcentage. Ces productions d'électricité sont déterminées dans les deux cas par rapport à des conditions ambiantes de référence.

Figure 2.3 Nombre de réacteurs en exploitation en fonction de leur âge (AIEA, 2007)



Bien que la puissance nucléaire installée ne soit devenue notable qu’au cours des années 70, la période de croissance exponentielle de cette puissance a débuté au début des années 60 avec le couplage au réseau des premiers réacteurs de type commercial et a pris fin au début des années 90. L’année 1985 a marqué un tournant avec le chiffre record (33) de couplages au réseau et après 1990 le nombre annuel de couplages au réseau est demeuré inférieur à 10. Les programmes électronucléaires ont connu un ralentissement imputable à divers facteurs. L’accident de Three Mile Island en 1979 et celui de Tchernobyl en 1986 ont eu une forte influence négative sur la percée de l’énergie nucléaire, bien que le dernier ait visé un type de réacteur en exploitation uniquement dans l’ex-Union Soviétique. Parmi les autres mobiles de la baisse de l’intérêt porté à l’énergie nucléaire figurent la faiblesse des prix des combustibles fossiles et la sécurité relative des approvisionnements, lorsque les craintes suscitées par la première crise pétrolière ne se sont pas concrétisées. En conséquence, l’accroissement annuel moyen de la puissance nucléaire installée dans le monde au cours de la dernière décennie a été de quelque 2,5 GWe, soit environ 3 nouveaux réacteurs par an.

Le récent regain d’intérêt porté à l’énergie nucléaire est induit par plusieurs facteurs, notamment par les excellents résultats des tranches nucléaires en exploitation, la compétitivité du parc nucléaire existant, y compris sur des marchés déréglementés, et les préoccupations des décideurs et de la société civile visant la sécurité des approvisionnements énergétiques et le changement du climat mondial. Cependant, alors qu’il existe une prise de conscience croissante du fait que l’énergie nucléaire offre des possibilités de satisfaire une demande d’électricité en augmentation rapide, de contribuer à la sécurité des approvisionnements et de réduire le risque imputable au changement du climat mondial, les opinions relatives aux avantages et aux inconvénients de l’option nucléaire continuent de varier largement. C’est pourquoi les politiques visant l’énergie nucléaire diffèrent dans les divers pays membres et non-membres de l’OCDE.

Dans la zone Pacifique de l’OCDE, la République de Corée et le Japon poursuivent une expansion régulière de leurs parcs nucléaires. L’Australie, après une longue période d’opposition à l’énergie nucléaire, est en train de reconsidérer cette option (Commonwealth d’Australie, 2006).

Plusieurs pays non-membres de l'OCDE dans la région portent un vif intérêt à l'énergie nucléaire, notamment la Chine qui, en vue de satisfaire sa soif d'énergie induite par une croissance économique rapide, projette de construire plus de 30 réacteurs au cours des quinze prochaines années.

En Amérique du Nord, l'intérêt porté à l'énergie nucléaire demeure vif au Canada et le changement d'attitude du gouvernement des États-Unis revêt une grande importance. En ce qui concerne ce dernier, la première étape importante a été la modification majeure de la procédure d'autorisation visant à éliminer les obstacles et à créer des conditions permettant à l'énergie nucléaire de lutter à armes égales. Le nouveau projet de Loi sur l'énergie, approuvé au cours de l'été 2005, confirme l'appui du Gouvernement et du Congrès à l'énergie nucléaire. Elle étend à de nouvelles installations le champ couvert par la Loi Price-Anderson, qui limite à 9 milliards de dollars par accident la responsabilité des accidents touchant les actuelles centrales nucléaires. L'assurance contre le risque réglementaire permettra de faire en sorte que les six premières installations à être soumises aux procédures d'autorisation au plan fédéral et à celui des États, puissent récupérer jusqu'à 500 millions de dollars en cas de retards imputables à des impasses réglementaires ou à de très longues contestations judiciaires pendant la construction. Elle prévoit aussi des crédits d'impôt à la production pour les six premières centrales leur permettant de bénéficier des mêmes mesures d'incitation que l'électricité produite par les aérogénérateurs, et elle prévoit 1,2 milliard de dollars de déductions fiscales afin de compenser les coûts des fonds nécessaires pour faire en sorte que les centrales puissent être déclassées en toute sécurité.

Bien que l'adhésion du public demeure problématique pour l'électronucléaire, parallèlement aux bonnes performances démontrées des centrales existantes du point de vue technique et économique ainsi que sur le plan de la sûreté, certains faits laissent penser que l'opinion publique aux États-Unis est en train de devenir plus favorable à cette technologie. Sur la base d'un sondage d'opinion exécuté en août 2005 (Bisconti Research Inc., 2005), 83 % des américains vivant à proximité de centrales nucléaires sont partisans de l'énergie nucléaire ; 76 % acceptent de voir construire un nouveau réacteur près de chez eux ; 89 % considèrent que le nucléaire est important pour couvrir la demande d'électricité aux États-Unis. Ce sondage démontre que l'effet « NIMBY » – soit « pas de ça chez moi ! » – ne s'applique pas dans le cas de la plupart des sites existants de centrales nucléaires aux États-Unis.

En Europe, le tableau est contrasté. Les pays de l'Union européenne (UE) sont partagés sur la question du nucléaire. Cinq des 13 membres de l'UE dotés de parcs nucléaires, notamment l'Allemagne, la Belgique et la Suède où la contribution du nucléaire à la production nationale d'électricité est importante, ont décidé d'abandonner progressivement l'option nucléaire, alors que d'autres pays poursuivent leurs efforts en vue de développer encore le recours à l'énergie nucléaire. Dans quelques pays dont la politique officielle a pour objectif une sortie progressive du nucléaire, tels que l'Espagne, la prolongation de la durée de vie des centrales existantes est activement poursuivie. En Suisse, un moratoire visant la construction de nouvelles centrales nucléaires est venu à expiration et le public a rejeté à une forte majorité la proposition de fermeture progressive des centrales en exploitation.

Les récentes commandes de deux nouveaux réacteurs, l'une en Finlande et l'autre en France, témoigne d'un certain regain d'intérêt pour l'option nucléaire dans la zone européenne. En Finlande, le projet proposé par l'industrie et approuvé par le Gouvernement et le Parlement de construire un nouveau réacteur est le résultat d'un processus participatif approfondi en consultation avec la société civile. Parallèlement, des progrès concernant la construction et l'entrée en service d'un dépôt de déchets de haute activité constitue une étape majeure dans le processus de développement du parc nucléaire avec le soutien de la population locale. La Finlande et la France ont opté pour une

technologie avancée évolutive, l'EPR (réacteur à eau sous pression européen) qui est un système évolutif fondé sur des modèles allemands et français testés à fond.

En ce qui concerne l'opinion publique en Europe, les résultats d'un sondage exécuté par l'intermédiaire d'interviews de quelques 25 000 citoyens des 25 pays de l'UE, donnent un aperçu de la situation actuelle (CE, 2007). Les opinions des citoyens interviewés visant le recours à l'énergie nucléaire dans leurs pays respectifs varient largement allant de 6 % d'opinions favorables en Autriche à 41 % d'opinions favorables en Suède, en dépit du moratoire. En Allemagne, où une sortie progressive du nucléaire a été légalement adoptée, et en France, où le gouvernement actuel est partisan de l'énergie nucléaire, on relève des proportions analogues – respectivement 20 et 21 % – de citoyens favorables au recours à cette forme d'énergie. D'une façon générale, l'opinion est plus favorable au recours à l'énergie nucléaire dans les pays où il y a des centrales nucléaires en exploitation que dans les pays où il n'existe pas de parc nucléaire en place. En moyenne, dans l'ensemble de l'UE à 25, le pourcentage de citoyens partisans du recours à l'énergie nucléaire est de 20 % et celui des opposants est de 37 %, alors que 36 % ont des « avis équilibrés » et 6 % pas d'opinion du tout.

2.2 Scénarios de développement de l'énergie nucléaire

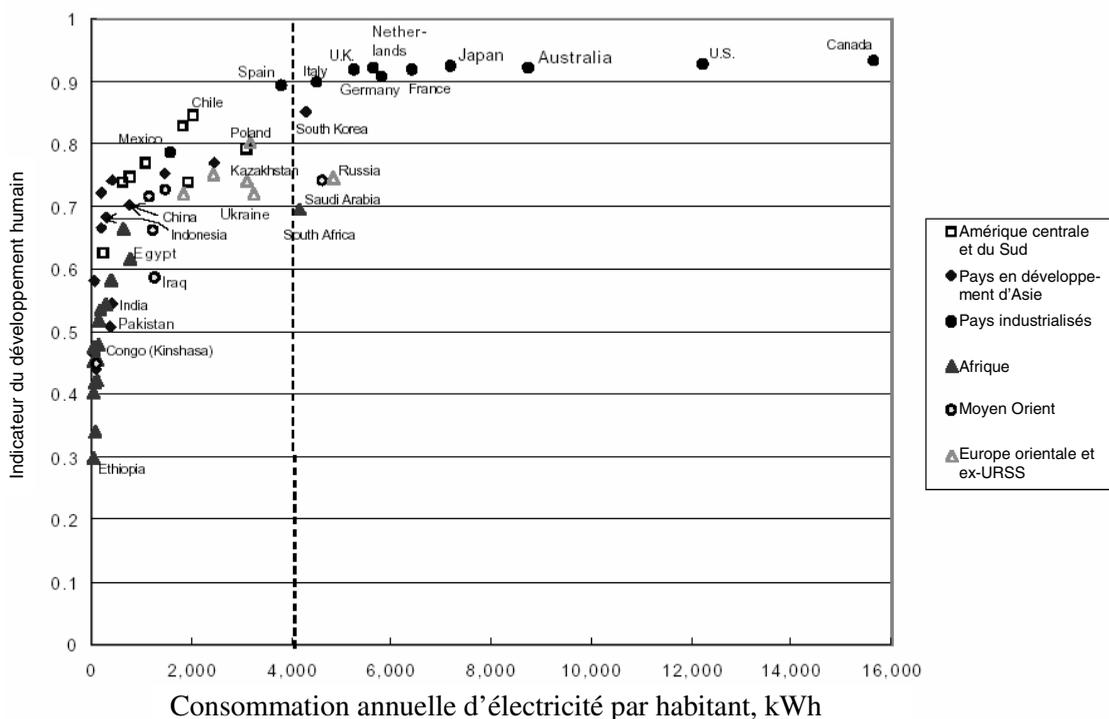
L'énergie nucléaire est une composante de l'offre mondiale d'énergie et d'électricité et son évolution future ne peut être examinée que dans le cadre d'analyses de l'offre et de la demande mondiales d'énergie. Dans ce contexte, les principaux éléments moteurs du développement de l'énergie nucléaire sont le besoin d'énergie et d'électricité et les avantages relatifs de l'option nucléaire par rapport aux autres solutions possibles.

La plupart des analystes de l'énergie considèrent la croissance de la demande d'énergie primaire comme inévitable à cause de l'accroissement prévu de la population et du développement économique. Malgré les améliorations spectaculaires de l'efficacité énergétique prévues par les analystes, les facteurs économiques et sociaux entraîneront probablement des taux de croissance impressionnants de la consommation d'énergie. Les scénarios du GIEC (GIEC, 2000), qui couvrent un large éventail de futurs possibles, prévoient au moins un doublement de la consommation mondiale d'énergie primaire d'ici à 2100 et des accroissements atteignant un facteur 6 voire davantage, en l'absence de mesures gouvernementales visant à réduire la consommation.

La corrélation entre la consommation d'énergie ou d'électricité et le bien-être a été démontrée dans de nombreuses études. La figure 2.4, tirée d'un rapport sur l'avenir énergétique et le développement humain (Pasternak, 2000), illustre ce point, démontrant l'étroite corrélation entre la consommation annuelle d'électricité par habitant et l'Indicateur du développement humain (IDH)², défini et suivi par les Nations Unies, pour un grand nombre de pays appartenant à des zones géopolitiques différentes.

2. L'Indicateur du développement humain des Nations Unies (PNUD, 2000) associe des mesures de la mortalité infantile, de l'espérance de vie, des disponibilités alimentaires, du taux de l'alphabétisation et de la liberté politique.

Figure 2.4 Corrélation entre la consommation d'électricité et l'IDH (Pasternak, 2000)

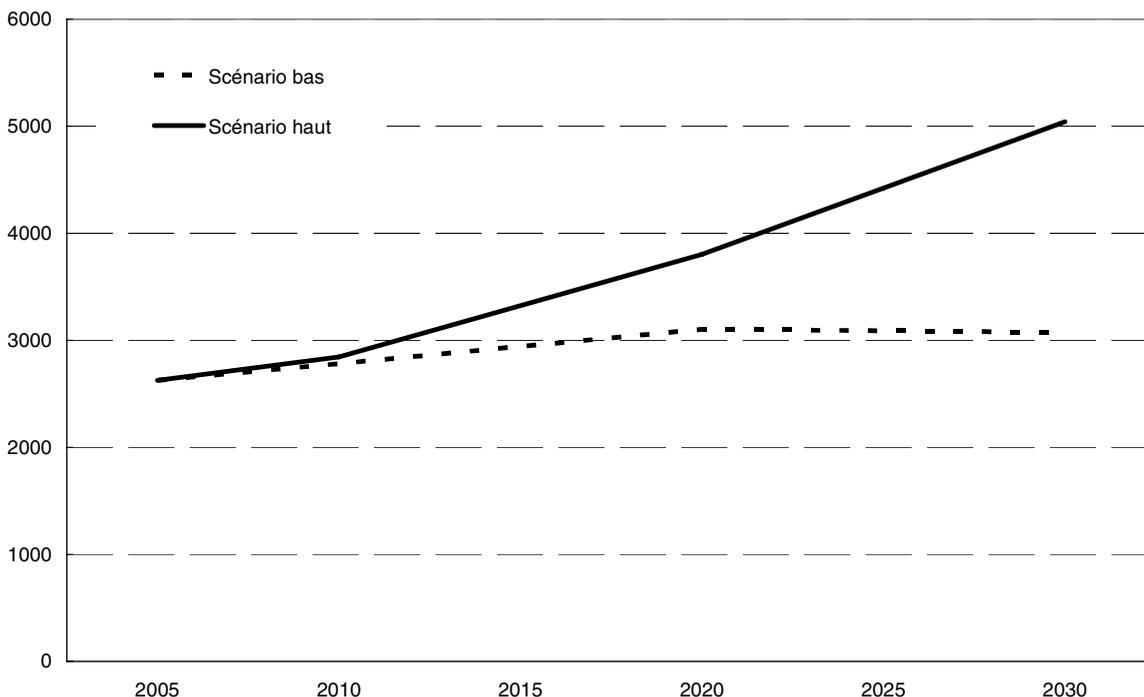


Les scénarios relatifs au développement de l'énergie nucléaire au cours du 21^{ème} siècle, qui ont été publiés par de nombreux instituts et organisations au fil des ans, mettent en évidence les importantes incertitudes entachant la demande future d'énergie et le rôle que l'énergie nucléaire peut jouer dans l'offre mondiale. Alors que les projections à court et à moyen terme de la puissance nucléaire installée et/ou de la production d'électricité d'origine nucléaire se fondent principalement sur des extrapolations des tendances actuelles, les scénarios à long terme découlent en général de la modélisation économique. On trouvera ci-après trois séries de scénarios de développement de l'énergie nucléaire destinées à illustrer les futurs possibles. Elles ne sont pas destinées à couvrir toutes les possibilités, encore que la série de scénarios élaborée et analysée dans le cadre du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) soit assez exhaustive.

2.2.1 Projections de l'AIEA

L'AIEA publie chaque année une brochure donnant des projections de la production d'électricité d'origine nucléaire dans le monde, par région, sur la base des programmes électronucléaires de ses États Membres et d'appréciations d'experts. Les projections pour les hypothèses basses et hautes envisagées par l'AIEA correspondent respectivement à une extrapolation des tendances récentes et à une reprise modérée en raison de la demande croissante d'électricité, et des préoccupations visant la sécurité de l'approvisionnement et les émissions de gaz à effet de serre. La dernière édition (AIEA, 2006) présente des projections jusqu'en 2030 (voir figure 2.5) ; elle indique une très faible progression de la production d'électricité d'origine nucléaire entre 2005 et 2030 dans le cas de la projection relative à l'hypothèse basse alors que dans celui de la projection relative à l'hypothèse haute, cette production doublerait en 25 ans.

Figure 2.5 Projections de la production mondiale d'électricité d'origine nucléaire jusqu'en 2030 d'après l'AIEA (TWh/an)



Il convient de noter que dans ces deux projections, la part de l'énergie nucléaire dans l'offre totale d'électricité baisserait d'ici à 2030 pour s'établir à 12 % de la consommation totale atteignant 25×10^3 TWh dans le cas de la projection basse, et à 13 % d'un total de quelque 38×10^3 TWh dans celui de la projection haute.

2.2.2 Scénarios de l'AIE

Dans la publication intitulée *World Energy Outlook 2006* (Perspectives mondiales de l'énergie 2006) (AIE, 2006), deux scénarios relatifs à la demande et à l'offre d'énergie et d'électricité d'ici à 2030 sont envisagés. Le scénario de référence se fonde sur les politiques actuelles des pouvoirs publics et présente un maintien du statu quo, alors que l'autre scénario postule que les gouvernements mettraient en œuvre les politiques actuellement à l'étude pour faire face à la menace pesant sur la sécurité des approvisionnements et aux risques du changement climatique mondial.

Dans les deux scénarios, la croissance démographique – 1 % par an en moyenne de 2004 à 2030 – et le développement économique – accroissement de 3,4 % par an du PIB dans le monde – sont les facteurs qui tirent la demande d'énergie et d'électricité. Dans le scénario de référence, la demande d'énergie augmente de plus de 50 % et la production d'électricité est presque multipliée par deux entre 2004 et 2030. Les approvisionnements totaux en énergie primaire et la production d'électricité par source en 2030 pour les deux scénarios sont récapitulés dans le tableau 2.1.

Tableau 2.1 Approvisionnements énergétiques et production d'électricité en 2030 dans le monde (AIE, 2006)

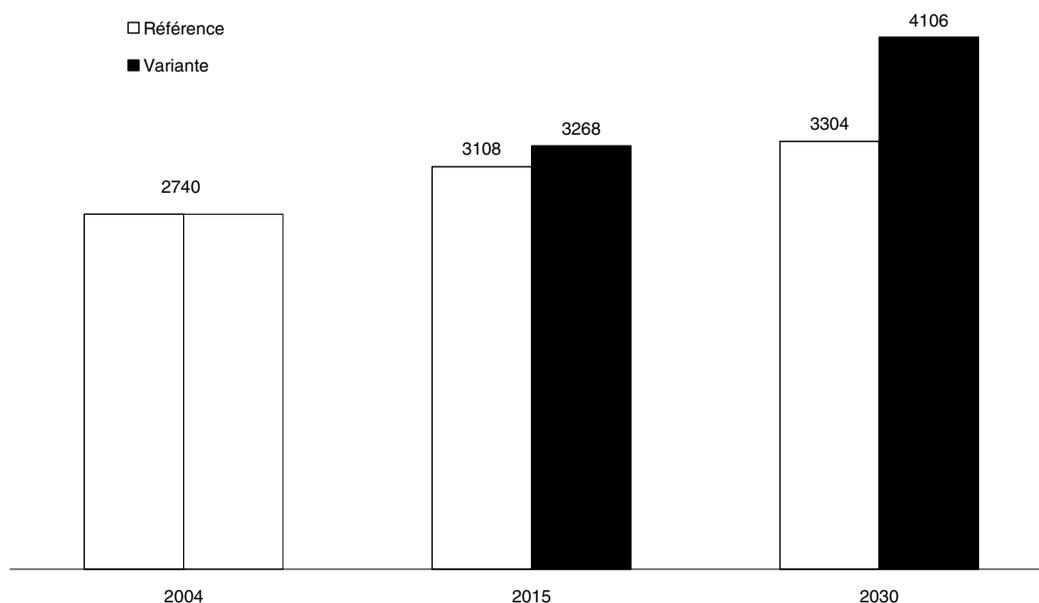
	Scénario de référence				Variante			
	Énergie		Électricité		Énergie		Électricité	
	Mtep	%	TWh	%	Mtep	%	TWh	%
Charbon	4 441	26	14 703	44	3 512	23	10 914	37
Pétrole	5 575	33	940	3	4 955	32	869	3
Gaz	3 869	23	7 790	23	3 370	22	6 170	21
Énergie nucléaire	861	5	3 304	10	1 070	7	4 106	14
Hydroélectricité	408	2	4 749	14	422	3	4 903	16
Biomasse & déchets	1 645	10	805	2	1 703	11	983	3
Autres renouvelables	296	2	1 459	4	373	2	1 890	6
Total	17 095	100	33 750	100	15 405	100	29 682	100

Bien que les mesures gouvernementales présumées mises en œuvre dans la variante soient susceptibles de réduire la demande totale d'énergie de près de 10 % en 2030 par rapport au scénario de référence, elles ne réussiraient pas à stabiliser la consommation de combustibles fossiles et donc ne seraient pas suffisantes pour réduire les émissions de gaz à effet de serre imputables à la consommation d'énergie.

La dépendance du monde à l'égard des hydrocarbures, d'après les scénarios de l'AIE, ne serait guère modifiée d'ici à 2030 et demeurerait supérieure à 50 % alors que les sources d'énergie renouvelables et l'énergie nucléaire assureraient ensemble une contribution de quelque 20 % aux approvisionnements totaux en énergie primaire dans le monde. Par conséquent, les émissions de dioxyde de carbone imputables à la production et à la consommation d'énergie doubleraient en 2030 par rapport à leur niveau de 1990 dans le scénario de référence et augmenteraient de plus de 65 % dans la variante.

L'évolution de la production d'électricité d'origine nucléaire dans les deux scénarios est présentée à la figure 2.6. Selon l'AIE, dans le scénario de référence, la puissance nucléaire installée dans le monde augmenterait de moins de 15 % entre 2004 et 2030, et dans la variante elle progresserait plus notablement mais ne dépasserait pas quelque 43 %. La part du nucléaire dans la production totale d'électricité baisserait passant du chiffre actuel de 16 % environ à respectivement 10 % et 13 % dans les scénarios de référence et la variante d'ici à 2030. Cela veut dire que, s'agissant de prendre en compte soit la sécurité des approvisionnements soit les préoccupations visant le changement climatique mondial, la contribution de l'énergie nucléaire demeurerait modeste même dans la variante.

Figure 2.6 Scénarios de l'AIE relatifs à la production d'électricité d'origine nucléaire dans le monde (TWh/an)



2.2.3 Scénarios du GIEC

Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a procédé à une évaluation très complète des scénarios les plus récents concernant l'énergie et les émissions de gaz à effet de serre jusqu'en 2100 (GIEC, 2000). Ces efforts avaient pour objectif de fournir une série d'images possibles des évolutions futures et d'analyser l'influence relative exercée par les divers paramètres directeurs sur la demande d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre. Il est souligné dans ce rapport qu'il est fort peu probable que la réalité corresponde à un seul des scénarios pris en compte dans l'évaluation.

Les trois scénarios présentés ci-après ont été choisis pour mettre en lumière des futurs contrastés. Ils ne fournissent pas les extrêmes de l'éventail pris en considération dans l'évaluation du GIEC en ce qui concerne la demande d'énergie, mais couvrent tout l'éventail des émissions de gaz à effet de serre correspondant à tous les scénarios.

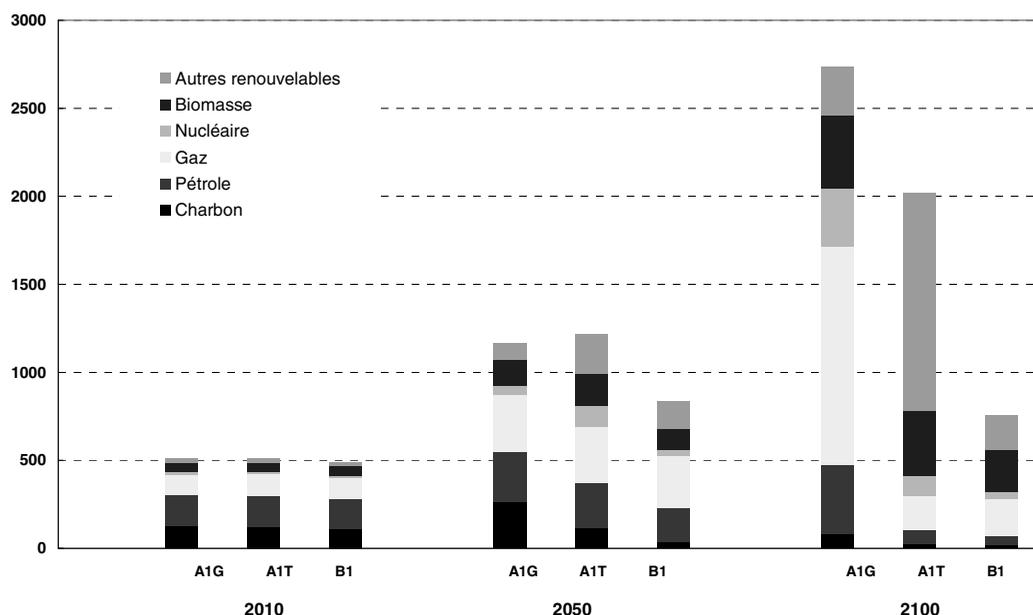
Les scénarios A1G et A1T se caractérisent par une croissance économique rapide avec une réduction sensible des différences régionales de revenu par habitant, la population mondiale atteignant un niveau record au milieu du siècle, puis déclinant par la suite, et par l'introduction rapide de technologies nouvelles et plus efficaces. La principale différence entre les deux scénarios A se situe au niveau de la dépendance à l'égard des combustibles fossiles, le scénario A1T se caractérisant par l'hypothèse d'une large adoption de politiques visant à mettre en œuvre des assortiments de sources d'énergie durables et/ou d'énergies non fossiles, alors que le scénario A1G admet que des politiques volontaristes ne sont pas appliquées ou ne sont pas efficaces et que les hydrocarbures, à savoir le pétrole et le gaz, demeurent prédominants dans la palette des approvisionnements.

Le scénario B1 se caractérise par une croissance économique sensiblement plus faible que dans les scénarios A, mais pratiquement les mêmes caractéristiques démographiques, des modifications rapides des structures économiques vers une économie axée sur les services et l'information, avec une moindre importance des activités productrices de matières et par l'adoption vigoureuse de technologies propres permettant une exploitation efficace des ressources.

La figure 2.7 illustre l'évolution de la demande et des palettes d'offre totales d'énergie primaire dans le monde pour les trois scénarios retenus. En plus d'un haut degré d'incertitude, la large fourchette de la demande totale d'ici à 2100 dénote l'influence radicale de la croissance économique, de l'évolution de la structure industrielle, des mesures gouvernementales et des progrès de la technologie sur les modes de consommation de l'énergie.

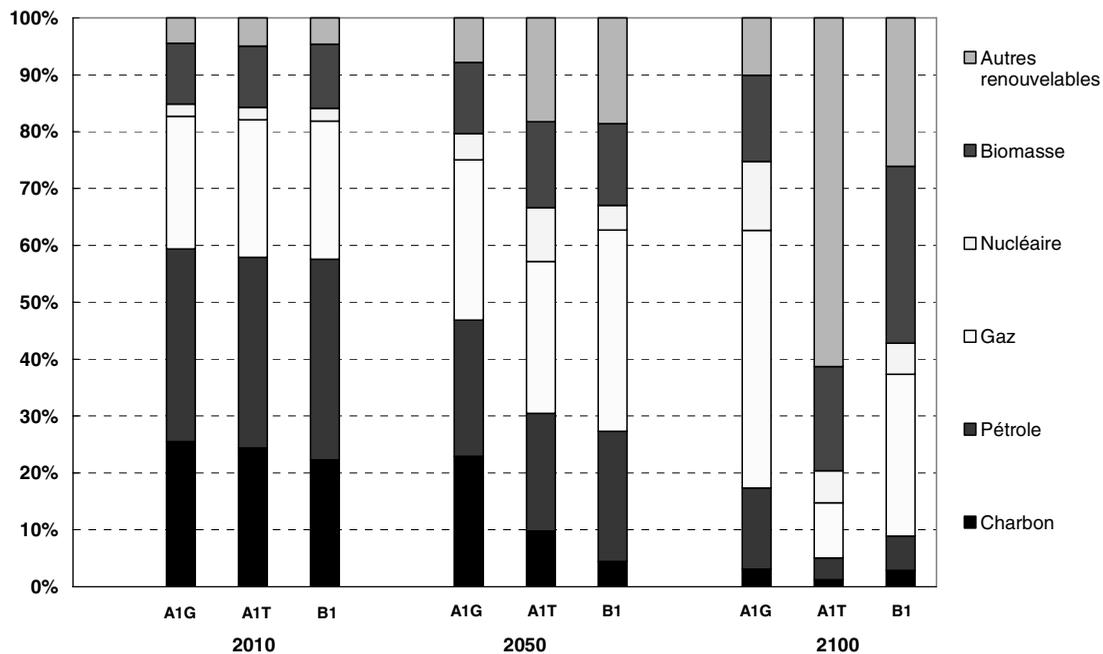
Les différences observées dans la demande d'énergie primaire entraînent des différences encore plus importantes dans les émissions de CO₂ étant donné le passage à des sources à faible teneur en carbone dans les scénarios A1T et B1. Parmi tous les scénarios du GIEC, c'est pour le scénario A1G que les émissions cumulatives de CO₂ sont les plus fortes au cours de la période 1990-2100 (2 169 GtC), alors que c'est pour le scénario B1 qu'elles sont les plus faibles (837 GtC), suivies de près par le scénario A1T (1 063 GtC). Il faut souligner que même le scénario A1G à forte intensité de combustibles fossiles, ne représente pas, tant s'en faut, le cas le plus grave, car il y est notablement tenu compte de la généralisation des technologies propres et efficaces pour les combustibles fossiles.

Figure 2.7 Approvisionnement en énergie primaire par source (EJ) pour certains scénarios du GIEC



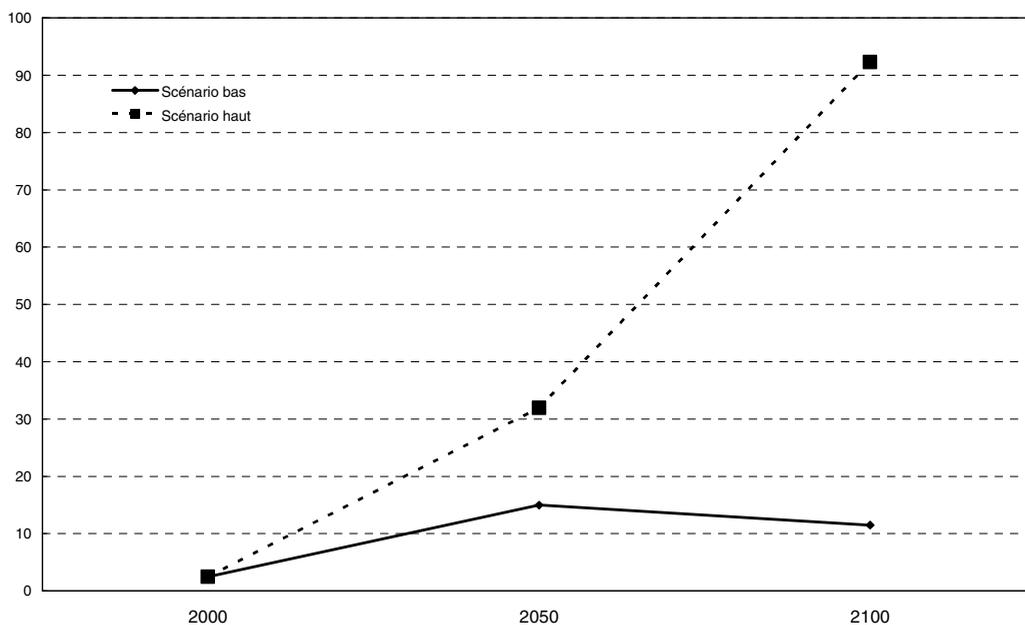
Quant au rôle de l'énergie nucléaire, certains scénarios du GIEC donnent des tableaux assez contrastés en 2050 et 2100, comme le montre la figure 2.8. Cependant, dans tous les scénarios, la contribution de l'énergie nucléaire à l'approvisionnement total s'accroît entre 2010 et 2100. En valeur absolue, compte tenu de la croissance de la demande totale, le scénario B1 revient à multiplier par 4 la production d'énergie nucléaire entre 2010 et 2100 alors qu'elle serait multipliée par 10 dans le scénario A1T et par 30 dans le scénario A1G.

Figure 2.8 Part des sources d'énergie primaire dans l'approvisionnement total dans les scénarios du GIEC



La figure 2.9 montre l'évolution projetée de la production d'électricité d'origine nucléaire jusqu'en 2100 d'après les scénarios B1 et A1G du GIEC.

Figure 2.9 Évolution projetée de la production d'électricité d'origine nucléaire (10³ TWh/an)



2.3 Répercussions pour la politique climatique, rôle des technologies sans carbone

L'Union européenne a récemment proposé comme objectif de fixer une limite au réchauffement de la planète à plus deux degrés Celsius par rapport aux conditions préindustrielles. Un tel accroissement, qui est considéré comme acceptable du point de vue du changement climatique, exigerait de réduire les émissions de CO₂ de 50 à 80 % par rapport au niveau de 2020. De telles réductions devraient être mises en œuvre d'ici 2050.

L'équation de Kaya établit une relation simple entre les émissions de CO₂, la population (N), la production par habitant (PIB/N), l'intensité énergétique de l'économie (E/PIB) et le contenu en carbone de l'énergie (C/E) :

$$\text{Émissions de CO}_2 = N \times (\text{PIB}/N) \times (E/\text{PIB}) \times (C/E)$$

En admettant qu'une réduction de 50 % des émissions de CO₂ serait appropriée et en examinant chacun des termes de l'équation de Kaya³, on peut mettre en lumière les observations suivantes.

- Selon les projections, la population devrait s'accroître d'un facteur de 1,5 (GIEC, 2000). Cela signifie que, pour atteindre l'objectif, le produit des trois termes restants devra être réduit d'un facteur de trois.
- On peut présumer que le PIB mondial par habitant s'accroîtra de 1 % par an (il s'agit d'une croissance extrêmement modeste, si l'on songe à l'évolution passée et, en particulier, aux tendances observées dans les pays les plus peuplés, à savoir la Chine et l'Inde). Par suite d'une telle croissance, le produit des deux termes restants devrait alors être réduit d'un facteur de cinq pour atteindre l'objectif visé.
- On peut postuler, de façon assez optimiste, une baisse de l'intensité énergétique de 1,8 % par an. Cela correspond à une réduction globale de ce terme d'un facteur de 2,5. Ainsi, il faudra réduire le terme restant d'un facteur de deux.
- Réduire l'intensité de carbone du complexe énergétique mondial d'un facteur de deux au cours des 40 à 50 prochaines années représente une entreprise extrêmement ambitieuse étant donné que les tendances passées et présentes pointent dans la direction opposée comme le montre le tableau 2.2. Si l'on part d'hypothèses moins optimistes, la réduction du contenu en carbone devra être encore plus draconienne. En tout état de cause, si l'on veut progresser dans la voie de l'objectif que l'on s'est assigné, il faudra développer les technologies quasiment sans carbone, autrement dit les sources renouvelables et le nucléaire, bien au-delà de ce que prévoit l'un quelconque des scénarios présentés dans ce rapport. Ce n'est probablement pas réaliste, mais cela donne un aperçu des défis technologiques (et financiers) à relever face au problème du changement climatique.

3. Le raisonnement adopté en l'occurrence suit Jancovici (2003), encore que certains des paramètres aient été modifiés.

Tableau 2.2 Évolution ventilée par région des termes de l'équation de Kaya et des émissions de carbone de 1980 à 1999

Région	Taux annuel moyen d'évolution de 1980 à 1999 (%)				
	Population	Niveau de vie	Intensité énergétique	Intensité de carbone	Émissions de carbone
Afrique	2,54	-0,58	0,82	-0,01	2,77
Asie de l'Est	1,78	5,00	0,92	-0,70	7,10
Australie	1,36	1,98	-0,37	0,00	2,98
Brésil	1,61	0,76	1,83	-0,80	3,43
Chine	1,37	8,54	-5,22	-0,26	4,00
États-Unis	0,96	2,15	-1,64	-0,21	1,23
Europe orientale	0,44	-1,91	-0,14	-0,61	-2,21
Inde	2,04	3,54	0,27	0,03	5,97
Japon	0,41	2,62	-0,57	-0,96	1,47
Moyen-Orient	2,98	0,04	2,45	-1,14	4,34
OCDE	0,68	1,73	-0,88	-0,58	0,94
OCDE Europe	0,53	1,74	-1,00	-1,06	0,18
Monde	1,60	1,28	-1,12	-0,45	1,30

2.4 L'avenir

Comme cela est démontré dans ce chapitre, les travaux publiés montrent qu'en admettant que des politiques visant à réduire les risques du réchauffement de la planète et à favoriser le développement durable dans le secteur énergétique soient suivies, le monde devra apprendre comment faire preuve de plus d'efficacité dans sa façon de traiter la question de l'énergie et comment favoriser les technologies énergétiques sans carbone ou à faible contenu en carbone. Pour satisfaire la demande, il faudra un assortiment de toutes les options répondant à ces exigences, sans aucune discrimination a priori. Cela implique un besoin accru de recourir à l'énergie nucléaire comme le mettent en lumière les scénarios réalistes.

L'examen de la situation actuelle et des perspectives attendues fait ressortir qu'aujourd'hui l'énergie nucléaire est une composante importante des sources d'énergie utilisées dans le monde entier et que, quel que soit le scénario envisagé, des centrales nucléaires et des installations liées au cycle du combustible demeureront en exploitation dans divers pays pendant plusieurs décennies.

Dans ce contexte, l'analyse des risques et des avantages de l'option nucléaire est du plus haut intérêt pour les décideurs et peut aider les exploitants et les concepteurs à améliorer les performances techniques, économiques et environnementales des systèmes d'énergie nucléaire.

Les problèmes du changement climatique et de la sécurité des approvisionnements conserveront leur importance pour le développement économique et social et pour leur apporter une solution on aura besoin des progrès de la technologie de même que de changements de comportement. Une évaluation approfondie de toutes les options énergétiques disponibles, notamment de l'énergie nucléaire, est une condition préalable à des choix judicieux de formules durables.

Références

Bisconti (2005), Questions for EPS Survey. Bisconti Research Inc., août 2005.
www.nei.org/documents/Survey_Plant_Neighbors_10-12-05.pdf.

Commonwealth of Australia (2006), *Uranium mining, processing and nuclear energy – opportunities for Australia?* (Extraction et traitement de l'uranium et l'énergie nucléaire – des perspectives pour l'Australie ?) Canberra, Australie.

Commission européenne (2007), *Rapport Eurobaromètre spécial no. 262 « Energy Technologies: Knowledge, Perceptions, Measures »* (Technologies énergétiques : connaissances, perceptions, mesures) pp. 31-32, CE, Bruxelles, Belgique.

GIEC (2000), *Scénarios d'Émissions*, Rapport spécial du Groupe de travail III du GIEC, Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni.

AIE (2006), *World Energy Outlook 2006* (Les perspectives mondiales de l'énergie 2006), AIE, Paris, France.

AIEA (2007), Base de données PRIS (Système de documentation sur les réacteurs de puissance), www.iaea.org/programmes/a2/index.html.

Jancovici, J.-M. (2003), *The Kaya Equation*, www.manicore.com.

Pasternak, A.D. (2000), *Global Energy Futures and Human Development: A Framework for Analysis*, (Les futurs énergétiques et le développement humain de la planète : un cadre d'analyse), Lawrence Livermore National Laboratory Report UCRL-ID-140773, Los Alamos, États-Unis.

PNUD (2000), *Rapport mondial sur le développement humain 2000*, Oxford University Press, New York, NY, États-Unis.

Chapitre 3

MÉTHODOLOGIE ET CADRE D'ÉVALUATION

3.1 Le concept de développement durable

Le concept de développement durable est bien établi et compris au niveau théorique et le principe de sa pertinence pour la prise de décision dans le secteur énergétique est largement admis. Cependant, son application pratique comme outil de prise de décision pour l'application d'une politique visant à parvenir à des bouquets énergétiques durables, demeure très limitée. Le présent chapitre présente le concept de développement durable et donne un aperçu général des efforts déployés en vue d'établir des cadres pratiques comportant des ensembles d'indicateurs relatifs à l'application de ce concept à l'énergie, en mettant l'accent sur l'électronucléaire.

La définition de la durabilité, adoptée d'un commun accord par la Commission Brundtland (CMED, 1987), est maintenant généralement admise comme norme. Elle stipule que le développement durable est « *un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures de répondre aux leurs.* » Cette définition a servi de base aux négociations de la Conférence des Nations Unies sur l'environnement et le développement (CNUED) qui s'est tenue à Rio en 1992 ainsi qu'à l'établissement de l'Action 21 et des documents diffusés ultérieurement sous l'égide de la CNUED.

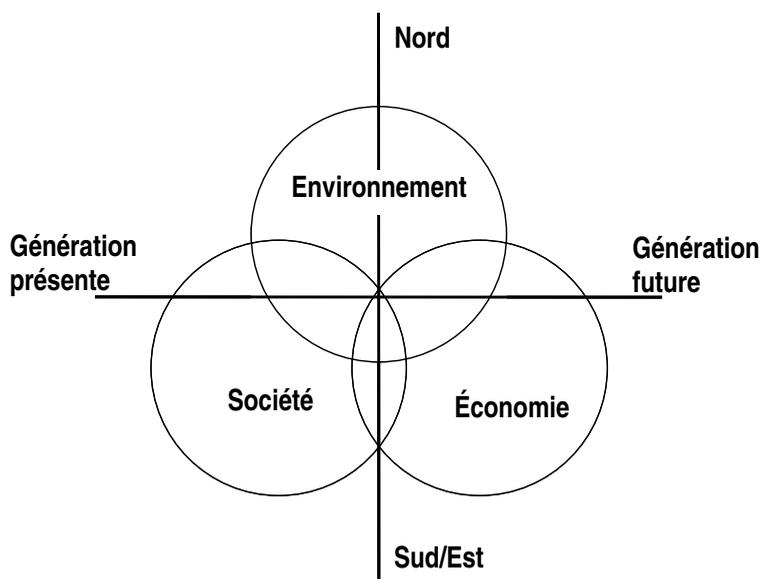
Les mots clés dans la définition susmentionnée sont *besoins* et *générations futures*. En conséquence, les politiques de développement durable visent à satisfaire les besoins, en l'espèce à améliorer la qualité de la vie tout en préservant les éléments de patrimoine pour l'avenir, autrement dit sans dépasser les capacités de charge de la base de ressources sous-jacente. La qualité de la vie humaine peut être mesurée à l'aide d'indicateurs tels que la santé, le revenu et l'éducation, encore que les outils quantitatifs permettant de mesurer ces indicateurs ne soient pas toujours évidents. La seconde partie de l'équation est encore moins simple, car la notion de base de ressources intègre non seulement les ressources naturelles mais aussi les ressources humaines qui se substituent à elles, par exemple, les connaissances et la technologie qui peuvent remplacer des matières premières.

Plusieurs organisations internationales, notamment les Nations Unies par l'entremise de leur Commission du développement durable (CDD) et de la CNUED, et l'OCDE, ont élaboré des cadres d'évaluation de la durabilité, qui ont aidé à clarifier le concept défini par de la Commission Brundtland. Leur application n'a toutefois pas été largement diffusée. Le modèle à trois piliers adopté par l'OCDE (OCDE, 2001a), s'emploie à décrire le développement durable comme une combinaison de trois éléments ou facettes : l'économie, la société et l'environnement. Les orientations pratiques découlant de l'application de ce modèle sont axées sur la prise en compte des aspects économiques, environnementaux et sociaux dans le cadre d'une évaluation globale.

Fondée sur ce modèle, la figure 3.1 fournit une représentation schématique des trois facettes du développement durable. Les axes du temps et des coordonnées géographiques simulent le concept d'équité entre générations et entre régions. D'autres représentations schématiques (par exemple,

OCDE, 2001a) soulignent les interactions entre les facteurs économiques, sociaux et environnementaux qui relient les trois dimensions du développement durable. Par exemple, l'éducation (société) influe sur la productivité (économie), la pollution atmosphérique (environnement) influe sur la santé (société) et la répartition du revenu (économie) influe sur le bien-être (société).

Figure 3.1 Représentation schématique des aspects au centre du développement durable, sur la base de la définition de la Commission Brundtland (Adapté à partir de SDC & ARE, 2004)



L'un des principaux défis à relever pour mettre en œuvre des politiques de développement durable, est de traiter ces trois dimensions de façon équilibrée, en prenant leurs interactions en considération et, s'il y a lieu, en procédant aux arbitrages voulus. À cet égard, il convient de noter que l'interdépendance de ces trois dimensions empêche la mise au point d'indicateurs indépendants pour chaque composante et confère une importance accrue au pouvoir d'appréciation dans l'évaluation globale.

3.2 Indicateurs

La mise en œuvre d'une évaluation fondée sur l'approche du développement durable exige l'établissement d'indicateurs se rapportant aux aspects économiques, environnementaux et sociaux. L'étude critique des différentes options possibles – par exemple dans le secteur énergétique, des différentes technologies et filières de production d'électricité – se fondera sur une comparaison des mesures des indicateurs pour chaque option.

Il n'existe pas d'ensemble unique d'indicateurs, qui serait pertinent pour toutes les applications. Le choix des indicateurs est guidé par la portée de l'évaluation, par exemple, des indicateurs adaptés au secteur énergétique seront différents de ceux qui conviennent à l'agriculture, et des indicateurs dans le domaine du cycle du combustible ne conviendraient pas à l'évaluation globale de la filière énergétique. L'objectif de l'évaluation et le public auquel elle est destinée revêtent également de l'importance dans le choix des indicateurs. Des analystes, des dirigeants d'entreprises et des gouvernants auront besoin d'ensembles différents d'indicateurs.

Le processus de sélection des indicateurs fait partie intégrante de l'évaluation et devrait être mené en coopération avec les parties intéressées s'il y a lieu pour faire en sorte que les résultats soient acceptés par les parties prenantes. Un impératif fondamental à cet égard est de parvenir à un accord sur l'ensemble des indicateurs et sur les outils de mesures à utiliser pour ces indicateurs, grâce à un dialogue libre et à des discussions préalables si besoin est.

L'un des aspects des indicateurs, qui mérite une attention particulière, est leur quantification. En bonne logique, l'indicateur devrait être formulé de telle manière qu'il puisse être exprimé sous la forme d'une valeur numérique. Il convient de noter à cet égard que les critères relatifs à la dimension sociale de la durabilité sont souvent impossibles à exprimer de manière intégralement quantitative.

Un autre impératif important est la disponibilité des données. Un indicateur devrait être mesurable, c'est-à-dire que des informations sur sa valeur devraient être accessibles pour l'analyste par l'intermédiaire de statistiques, déjà existantes ou pouvant être réunies de façon raisonnablement aisée.

Des travaux publiés de vaste portée ont été consacrés aux indicateurs du développement durable en général et à ceux relatifs à l'évaluation des filières énergétiques en particulier. L'analyse suivante des caractéristiques souhaitables pour des indicateurs est empruntée aux travaux exécutés à l'Institut Paul Scherrer dans le cadre du projet NEEDS (*New Energy Externalities Development for Sustainability* – Développement nouveaux sur les externalités de l'énergie dans le cadre du développement durable) de la Commission européenne (Burgherr, 2005). Elle dresse la liste des principales caractéristiques des indicateurs du point de vue de la robustesse scientifique, de la pertinence fonctionnelle et de la commodité d'application.

Robustesse scientifique

- *mesurables et quantifiables* : rendre compte correctement du phénomène destiné à être mesuré ;
- *pertinents* : adaptés aux besoins de l'utilisateur ;
- *explicites* : indiquant clairement quelle est la bonne direction et quelle est la mauvaise ;
- *ayant un contenu clair* : mesuré en unités intelligibles qui soient logiques ;
- *à une échelle appropriée* : ni trop agrégés ni trop détaillés ;
- *sans redondance ni double comptage* : les indicateurs ne se chevauchent pas dans ce qu'ils mesurent ;
- *robustes et reproductibles* : la mesure donnée par l'indicateur est méthodologiquement rationnelle, correspond au but visé et est répétable ;
- *sensibles et spécifiques* : les indicateurs doivent être sensibles aux modifications du système étudié et, dans l'idéal, réagir relativement vite et de façon perceptible ;
- *vérifiables* : des personnes ou des groupes extérieurs devraient être à même de vérifier un indicateur ;
- *hiérarchisés* : afin de permettre à un utilisateur de comprendre le degré de détail requis.

Pertinence fonctionnelle

- *recevables* : pour toutes les parties prenantes concernées ;
- *convaincants* : intéressants, stimulants et éclairants sur l'action utile à mener ;

- *directeurs* : de manière à ce qu'ils puissent fournir des informations utilisables pour agir ;
- *susceptibles d'être influencés* : les indicateurs doivent mesurer des paramètres qu'il soit possible de modifier ;
- *comparables* : si les mêmes indicateurs sont utilisés dans plusieurs systèmes, ils devraient fournir des résultats utilisables ;
- *exhaustifs* : l'ensemble d'indicateurs devrait donner une description suffisante de tous les aspects essentiels du système à l'étude.

Pragmatisme

- *maîtrisables* : pas trop nombreux à manipuler ; aspect qui revêt aussi de l'importance en raison des interactions avec les utilisateurs et les parties prenantes ;
- *compréhensibles* : à la portée des parties prenantes ;
- *réalisables* : mesurables moyennant des efforts et des coûts raisonnables ;
- *venir à point nommé* : raisonnablement aisés à recueillir et à compiler dans des délais relativement courts ;
- *couvrir les différents aspects de la durabilité* : les indicateurs prennent en compte les dimensions économiques, environnementales et sociales ;
- *permettre des comparaisons internationales* : dans la mesure nécessaire, c'est-à-dire conformément aux objectifs spécifiques de l'étude.

L'importance relative de chaque caractéristique dépend des objectifs et de la portée de l'évaluation à exécuter et du public auquel les résultats sont destinés. En particulier, les analystes et les chercheurs privilégieront les détails et l'exhaustivité alors que les décideurs auront besoins d'indicateurs synthétiques globaux délivrant des messages aisés à comprendre par les parties prenantes de la société civile.

La discussion relative aux avantages et aux inconvénients d'indicateurs globaux par rapport à de vastes ensembles d'indicateurs détaillés sort du cadre de ce rapport. En bref, les indicateurs globaux sont plus indiqués au niveau de la prise de décision, mais il convient de les interpréter avec une grande prudence pour éviter des messages « simplistes » trompeurs. En revanche, de grands ensembles d'indicateurs détaillés conviennent aux analystes et aux dirigeants d'entreprises, mais risquent de ne pas délivrer les bons signaux s'ils ne sont pas correctement hiérarchisés.

3.3 Cadre et indicateurs applicables au secteur de l'énergie et/ou de l'électricité

Le cadre du développement durable peut s'appliquer dans le secteur de l'énergie à diverses fins, par exemple pour évaluer : les performances d'ensemble du point de vue de la durabilité d'un système énergétique au plan local, national ou régional ; les différentes options possibles dans le cadre d'un système énergétique, le charbon ou le nucléaire pour la production d'électricité ; ou les options technologiques, par exemple différentes filières de réacteurs nucléaires ou options en matière de cycle du combustible.

Le cadre du développement durable, mis en oeuvre avec les indicateurs pertinents permet, en principe, d'intégrer tous les aspects économiques, sociaux et environnementaux des systèmes énergétiques dans une évaluation holistique d'ensemble. Déterminés à partir du concept décrit plus haut, les indicateurs et les mesures de la durabilité constituent la base d'une évaluation comparative

systématique couvrant les risques et les avantages des diverses options en matière d'approvisionnement en énergie et/ou en électricité.

Des études antérieures ont démontré que même si les évaluations se rapportent exclusivement aux systèmes d'énergie et/ou d'électricité, les objectifs et la portée de l'étude et les frontières du système analysé doivent être clairement définis afin de déterminer un ensemble d'indicateurs pertinents. Cela introduit une limite inhérente à l'exécution d'évaluations et d'études génériques. Au nombre des enseignements tirés des études passées figure aussi la nécessité d'être conscient des difficultés à obtenir des données fiables et précises pour certains indicateurs.

Différents ensembles d'indicateurs ont été proposés par des organisations internationales et nationales pour évaluer la durabilité des systèmes énergétiques et ils ont été validés et/ou adoptés à des degrés variables par les analystes ou d'autres parties prenantes. Parmi les exemples les plus fouillés, figurent les efforts coordonnés déployés par les Nations Unies (UNDESA, 2001a,b,c), les travaux passés de l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN, 2000 ; 2002) et ceux de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA, 2003) axés sur l'énergie nucléaire, l'étude exécutée en Allemagne (Enquête Commission, 2002) et les activités de l'IPS dans le domaine des technologies d'approvisionnement en électricité (Hirschberg *et al.*, 2004).

De récents travaux inter institutions (AIEA *et al.*, 2005), menés sous l'égide de l'AIEA en coopération avec le Département des affaires économiques et sociales (DAES) des Nations Unies, l'AIE, l'Office statistique des Communautés européennes (Eurostat) et Agence européenne pour l'environnement (AEE), ont abouti à l'établissement d'un ensemble fondamental d'indicateurs énergétiques pour le développement durable. Les 30 indicateurs sont classés en fonction des trois grandes composantes de la durabilité : la dimension économique (16 indicateurs), la dimension environnementale (10 indicateurs) et la dimension sociale (4 indicateurs). À l'intérieur de chaque groupe, des indicateurs sont organisés par thèmes et sous-thèmes. Globalement, cet ensemble fondamental d'indicateurs est conforme au cadre d'indicateurs de la CDD des Nations Unies qu'il complète. Cependant, parce qu'ils ne sont pas propres à une technologie, ils ne peuvent pas être mis en œuvre pour évaluer et comparer différentes options technologiques et, en conséquence, ne sont pas directement applicables dans le domaine de l'énergie nucléaire.

L'étude des ensembles d'indicateurs exécutée à l'Institut Paul Scherrer dans le contexte du projet GaBE (Hirschberg *et al.*, 2004) et du projet NEEDS (Burgherr, 2005) a conduit aux conclusions suivantes :

- Les ensembles d'indicateurs ont des portées et des cibles différentes allant du développement durable en général au développement durable de vecteurs énergétiques spécifiques en passant par le développement durable dans le secteur de l'énergie.
- Les ensembles d'indicateurs émanant d'organisations internationales ne conviennent pas pour comparer les caractéristiques de durabilité des principaux vecteurs énergétiques, avec une différenciation appropriée entre technologies.
- Les indicateurs économiques et environnementaux sont relativement bien définis, alors que les indicateurs sociaux sont mal définis et éminemment subjectifs dans certains cas.
- La plupart des ensembles d'indicateurs se fondent principalement sur des indicateurs simplistes immédiatement disponibles. Il existe d'importants problèmes de cohérence.
- Peu d'efforts ont été déployés en vue de regrouper des indicateurs pour étayer des décisions.

- Les études antérieures ne permettent pas de disposer d'un ensemble d'indicateurs numériques harmonisés propres à une technologie ou à une application déterminée qui soient largement reconnus. Une vaste base de connaissances conditionne l'établissement de tels indicateurs.

À la suite de cette étude et sur la base des informations obtenues en retour des évaluations de la durabilité dans différents contextes et pays, notamment en Allemagne, en Chine et en Suisse, un ensemble de critères et d'indicateur propres à la technologie considérée, a été défini par l'IPS, à la suite d'échanges de vues avec d'autres chercheurs et parties prenantes (Hirschberg *et al.*, 2004). Cet ensemble proposé est complet mais suffisamment concis pour être applicable dans des études de cas. Cependant, il n'est pas universel et, parce qu'il a été élaboré dans le contexte d'une étude nationale visant à évaluer un parc de centrales électriques, il ne comporte pas d'indicateurs spécifiquement conçus pour prendre en compte les progrès et le développement de la technologie.

Les trois dimensions du développement durable ont été considérées dans l'ensemble d'indicateurs proposé dans le tableau 3.1. Il convient d'observer que l'affectation de domaines d'incidences spécifiques et les indicateurs associés aux trois dimensions de la durabilité font intervenir des jugements et certains éléments d'arbitraire. Par exemple, le domaine d'incidence « ressources » inclut certains indicateurs écologiques qui influent sur l'efficacité globale des systèmes et donc ont une incidence sur l'économie. Les effets sur la santé sont dans certaines études considérés comme faisant partie de la dimension écologique plutôt que de la dimension sociale.

L'indicateur environnemental associé aux accidents graves est le nombre spécifique (en l'espèce, par unité de production d'électricité) de décès résultant de tels accidents. Cela pourrait sembler constituer une incohérence, mais la raison de ce choix est qu'une mesure des dommages environnementaux liés à l'accident, qui pourrait s'appliquer à toutes les technologies, est difficile à établir. Ainsi, la mortalité imputable aux accidents sert en l'occurrence de substitut à l'effet environnemental correspondant.

De nombreux autres problèmes posés par les indicateurs sélectionnés doivent être pris en compte. La liste présentée dans le tableau est le résultat de travaux en cours et sera examinée plus en détail. Des améliorations seront apportées grâce à la recherche de même qu'au dialogue avec les parties prenantes. Comme cela est observé plus haut, les indicateurs sociaux sont les plus sujets à controverse et les plus difficiles à définir, à choisir et à mesurer. On rencontre des difficultés à mesurer les aspects sociaux de certaines technologies sur le plan tant conceptuel qu'empirique. Pour surmonter ce problème, l'une des possibilités consiste à recourir à l'analyse participative ou récursive. Le projet intégré NEEDS (*New Energy Externalities Developments for Sustainability* – autrement dit Développements nouveaux sur les externalités de l'énergie dans le cadre du développement durable) entrepris dans le cadre du Sixième programme-cadre de la Commission européenne, couvrira ce sujet.

Un important enseignement des études antérieures est que le choix d'indicateurs est guidé par la portée et les objectifs de l'étude et dépend des frontières du système à évaluer. L'ensemble d'indicateurs utiles pour évaluer les options pour la production d'électricité dans un pays pourrait ne pas convenir pour une évaluation des différentes options possibles par une compagnie d'électricité en vue d'un projet donné. En conséquence, chaque étude devrait commencer par un examen des indicateurs pertinents et une sélection du meilleur ensemble dans le contexte spécifique de l'évaluation à exécuter.

Tableau 3.1 Ensemble proposé d'indicateurs propres à la technologie (Hirschberg et al., 2004)

Dimension	Domaine d'incidence	Indicateur	Unité
Économique	Besoins financiers	Coût de production	<i>c/kWh</i>
		Sensibilité aux augmentations de prix du combustible	<i>Facteur^a</i>
	Ressources	Disponibilité (coefficient d'utilisation)	%
		Facteurs géopolitiques	<i>Échelle relative</i>
		Durabilité à long terme : durée de vie des ressources énergétiques	<i>Années</i>
		Durabilité à long terme : consommation de ressources non énergétiques	<i>kg/GWh</i>
		Réponse à la demande de pointe	<i>Échelle relative</i>
Environnementale	Réchauffement de la planète	Équivalents CO ₂	<i>tonnes/GWh</i>
	Incidence environnementale régionale	Changement dans une aire non protégée de l'écosystème	<i>km²/GWh</i>
	Effets non polluants	Emprise au sol	<i>m²/GWh</i>
	Accidents graves	Décès ^b	<i>Décès/GWh</i>
	Déchets totaux	Poids	<i>tonnes/GWh</i>
Sociale	Emploi	Possibilités d'emplois propres à la technologie	<i>personnes-ans/GWh</i>
	Prolifération	Potentiel	<i>Échelle relative</i>
	Incidences sur la santé humaine (exploitation normale)	Mortalité (espérance de vie réduite)	<i>Années de vie perdues/GWh</i>
	Perturbations locales	Bruit, agrément esthétique	<i>Échelle relative</i>
	Confinement des déchets sensibles	Temps de confinement « requis »	<i>milliers d'années</i>
	Aversion pour le risque	Nombre maximal crédible de décès par accident	<i>Maximum de décès/accident</i>

a. Augmentation des coûts de production imputable au doublement des coûts des combustibles.

b. Dommages à prévoir par suite d'accidents graves, exprimés en décès par unité d'énergie.

Références

La liste de références figurant ci-après n'est pas exhaustive. Elle se limite aux publications directement utilisées dans ce chapitre. Bon nombre des références fournies renferment des listes plus étoffées d'articles, de rapports et d'ouvrages couvrant un plus large éventail de résultats provenant de travaux de recherche passés et en cours consacrés à ce sujet.

AIEA (2003), *Guidance for the evaluation of innovative nuclear reactors and fuel cycles* (Guide pour l'évaluation des réacteurs nucléaires et des cycles du combustible nucléaire innovants). Rapport de la Phase 1A du Projet international sur les réacteurs nucléaires et les cycles du combustible nucléaire innovants (INPRO). Document technique, IAEA-TECDOC-1362, AIEA, Vienne, Autriche.

AIEA, DAESNU, AIE, Eurostat et AEE (2005), *Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies* (Indicateurs énergétiques destinés au développement durable : principes directeurs et méthodologies), AIEA, Vienne, Autriche.

AEN (2000), *L'énergie nucléaire dans une perspective de développement durable*, OCDE, Paris, France.

AEN (2002), *Indicators of Sustainable Development in the Nuclear Energy Sector – A Preliminary Approach* (Indicateurs de développement durable dans le secteur de l'énergie nucléaire – une approche préliminaire), NEA/NDC(2002)5, OCDE, Paris, France.

Burgherr, P. (2005), *Survey of criteria and indicators* (Étude de critères et d'indicateurs), Projet intégré NEEDS, Research Stream RS2b, Deliverable D1.1, établi pour le compte de la Commission européenne par l'Institut Paul Scherrer (IPS), Villigen IPS, Suisse.

DAESNU (2001), *Indicators of Sustainable Development: Guidelines and Methodologies* [Indicateurs du développement durable : principes directeurs et méthodologies, 2^{ème} édition. DAES, New York, NY, États-Unis.

DAESNU (2001a), *Indicators of Sustainable Development: Framework and Methodologies* [Indicateurs de développement durable : cadre et méthodologies], Background Paper n° 3, CSD9, UNDESA/DSD/2001/3, UNDESA, New York, NY, États-Unis.

DAESNU (2001b), *Indicators of sustainable development: Guidelines and methodologies* [Indicateurs du développement durable : principes directeurs et méthodologies], UNDESA, New York, NY, États-Unis.

Direction de l'environnement de l'OCDE, 2004, *Indicateurs clés de l'environnement*, OCDE, Paris, France.

DDC et ARE, (2004), *Le développement durable en Suisse : Bases méthodologiques*, DDC et ARE, Berne, Suisse.

Enquête Commission, 2002, *Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung*. Abschlussbericht juillet 2002. Enquête Commission, Berlin, Allemagne.

Hirschberg, S., R. Dones, T. Heck, P. Burgherr, W. Schenler et C. Bauer (2004), *Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation* (Durabilité des technologies d'approvisionnement en électricité dans les conditions existant en Allemagne : évaluation comparative), rapport PSI n° 04-15, Institut Paul Scherrer, Villigen, Suisse.

La Commission mondiale sur l'environnement et le développement (1987), *Notre avenir à tous (Rapport Brundtland)*, Oxford University Press, Oxford, Royaume-Uni.

OCDE (2001), *Développement durable : Les grandes questions*, OCDE, Paris, France.

OCDE (2001), *Vers un développement durable : Indicateurs d'environnement*, OCDE, Paris, France.

Chapitre 4

EXEMPLES DE RÉSULTATS D'ÉVALUATIONS

4.1 Introduction

Les résultats présentés dans ce chapitre sont tirés d'informations disponibles dans des études publiées et dans des bases de données établies. Ils illustrent l'application du cadre et de la méthodologie décrits dans le chapitre 3 à des filières et des systèmes spécifiques de production d'électricité en présentant des ensembles de valeurs, pour certains indicateurs, qui ont été obtenus à l'aide d'hypothèses cohérentes adoptées dans chaque étude source. Chaque ensemble de résultats a été obtenu, dans l'étude primitive, sur la base des caractéristiques de la technologie, des paramètres économiques et d'autres données d'entrée requises correspondant au contexte de l'étude de cas.

Les technologies évaluées varient d'une étude à une autre ; par exemple, les filières au charbon pour la production d'électricité considérées dans les différentes études citées ci-après ne sont pas identiques. De même, les hypothèses économiques adoptées, notamment le taux d'actualisation, la monnaie et l'année de référence varient selon le contexte de chaque étude. C'est pourquoi, alors que les comparaisons fournies pour chaque indicateur ont une cohérence interne, les résultats des différentes études, donnés tels qu'ils ont été publiés et non harmonisés, ne sont pas comparables.

L'harmonisation des résultats des différentes études ne rentrerait pas dans le cadre du présent projet et, dans la plupart des cas, aurait été impossible et vaine, compte tenu des caractéristiques des hypothèses et des données d'entrée qui étaient propres au pays et au cas considéré. Les résultats présentés ci-après sont essentiellement indicatifs et il n'est pas possible de tirer des conclusions globales fondées sur l'analyse multicritères à partir des exemples fournis dans le présent chapitre pour divers indicateurs. Le chapitre 5 permet de mieux comprendre l'utilisation des coûts externes comme moyen de parvenir à des indicateurs globaux, ainsi que l'analyse multicritère utilisée à l'appui de la prise de décision.

Les résultats présentés dans ce chapitre ne couvrent pas tous les indicateurs répertoriés dans le tableau 3.1, mais ils prennent en compte les trois dimensions du développement durable. Parmi les indicateurs économiques, on peut citer les coûts de production, les mesures de la sécurité de l'approvisionnement et la pérennité de la base de ressources. Dans le domaine des indicateurs environnementaux, les exemples fournis comprennent les émissions atmosphériques et les volumes de déchets solides. Comme cela est signalé dans le chapitre 3, les indicateurs sociaux sont plus difficiles à mesurer et à déterminer que les autres indicateurs. Quelques exemples sont fournis couvrant l'emploi, le risque de prolifération et les incidences des filières énergétiques sur la santé humaine. À cet égard, il convient de noter que plusieurs indicateurs considérés comme environnementaux donnent des aperçus sur des aspects sociaux, par l'intermédiaire de la corrélation entre, par exemple, la qualité de l'air, la santé humaine et la qualité de vie.

Dans toutes les études sur lesquelles se fonde le présent chapitre, les indicateurs quantitatifs ont été estimés grâce à l'application d'une méthodologie ascendante pluridisciplinaire rigoureuse à

l'évaluation des systèmes énergétiques. Cela vaut en particulier pour les indicateurs environnementaux complexes. La démarche globale est axée sur les processus, autrement dit les technologies retenues et leurs caractéristiques sont explicitement représentées dans les modèles utilisés pour estimer les charges et en fin de compte les incidences. La mise en œuvre et l'application des diverses méthodes d'évaluation s'inspirent des principes adoptés dans l'analyse du cycle de vie (ACV), notamment pour l'évaluation des indicateurs non environnementaux pour lesquels, quand on l'estime important, c'est l'intégralité de la filière énergétique qui est prise en considération et pas seulement la centrale électrique.

Pour plus de détails sur les hypothèses, les bases de données et les méthodologies utilisées pour obtenir les résultats récapitulés ci-après, le lecteur est invité à se reporter aux études dont ils sont tirés et qui figurent dans la section bibliographique.

4.2 Indicateurs économiques

4.2.1 Coûts de production

L'indicateur économique le plus évident pour les systèmes de production d'électricité est le coût total de production. Cependant, bien que le calcul en soit banal, il n'est pas aisé aux analystes d'y accéder dans le cas des centrales nucléaires en exploitation parce que la concurrence sur le marché empêche les producteurs de dévoiler intégralement les données relatives aux coûts. En revanche, de nombreuses études nationales et internationales fournissent des projections de coûts estimatifs, calculées pour les centrales devant être mises en service à l'avenir. Il s'agit d'un bon indicateur dans le contexte du présent rapport, car il fournit des orientations pour la politique énergétique nationale et la planification de l'expansion du réseau d'électricité au niveau des compagnies d'électricité.

Bien que tous les exemples donnés ci-après se rapportent à des coûts moyens de production d'électricité calculés sur la durée de vie des centrales, ils ne sont pas comparables d'une étude à une autre. Les principales raisons en sont des différences dans les hypothèses concernant le taux d'actualisation, le facteur de disponibilité et/ou de charge et la durée de vie économique ; en outre, certaines études, telle que le rapport du Massachusetts Institute of Technology (MIT, 2003), prennent en compte les taxes et la prime de risque frappant le coût du capital alors que d'autres ne le font pas. Enfin, dernier point, mais non le moindre, les prix des combustibles fossiles retenus dans chaque étude correspondent à des dates différentes et aux conditions prévalant dans des pays ou régions différents.

Les résultats sont présentés dans les tableaux suivants tels qu'ils sont donnés dans les études dont ils proviennent, autrement dit dans différentes unités monétaires à des dates variées. On n'a pas cherché à convertir les coûts dans la même monnaie à une date déterminée car (voir AIE et AEN, 2005) c'est non seulement très compliqué, mais cela peut également donner une image déformée de la réalité.

Les coûts de production fournis par l'étude du MIT couvrent des centrales électriques fonctionnant au charbon, au gaz et nucléaires aux États-Unis, qui ont été estimés en tenant compte du taux marginal composite d'impôt sur le revenu, présumé de 38 % et appliqué au revenu imposable du producteur d'électricité. On trouvera dans le rapport du MIT (MIT, 2003) plus de précisions sur le modèle de coût « marchand » utilisé et sur les hypothèses adoptées.

Tableau 4.1 Coûts de production de l'électricité aux États-Unis (cents des États-Unis de 2002/kWh)

Charbon pulvérisé	TGCC* bas**	Gaz moyen**	Gaz élevé**	Nucléaire	Nucléaire ***	Nucléaire ****
4,2	3,8	4,1	5,6	6,7	5,5	4,2

* (TGCC = turbine à gaz à cycle combiné).

** Se rapporte au prix du gaz.

*** Coût de construction réduit de 25 %.

**** Coût d'investissement des centrales nucléaires analogue à celui des centrales au gaz et/ou au charbon.

Les résultats présentés dans le tableau 4.1 sont donnés pour des hypothèses basse, moyenne et élevée de prix du gaz, à savoir respectivement 3,77, 4,42 et 6,72 USD/Mpc¹, et pour trois scénarios différents concernant le coût d'investissement des centrales nucléaires, le scénario de référence correspondant à un coût d'investissement de base, dans le cas du nucléaire, de 2000 USD/kWe.

L'étude GabE, exécutée par l'Institut Paul Scherrer (IPSI), fournit des coûts comparatifs de production pour différentes technologies de production d'électricité dans les conditions prévalant en Allemagne (Hirschberg *et al.*, 2004a, p. 63). Les résultats indiqués dans le tableau 4.2, ne sont pas aisément comparables à ceux d'autres études, car ils se rapportent à l'assortiment existant de sources de production d'électricité en service en Allemagne à la date considérée, autrement dit vers 2003, qui comprend, par exemple des centrales nucléaires dont le coût d'investissement est largement amorti. De plus, pour l'hydraulique et le photovoltaïque solaire, les coûts de la puissance de secours ne sont pas pris en compte.

Tableau 4.2 Coûts de production de l'électricité en Allemagne (centimes de €/kWh)

Lignite	Anthracite	Pétrole	Gaz	Nucléaire	Hydro-électricité	Énergie éolienne	Photovoltaïque solaire
3,3	3,0	3,1	3,6	2,1	7	7	60

Les estimations de coûts fournies par le Ministère du commerce et de l'industrie du Royaume-Uni (*Department of Trade and Industry*) dans le contexte de l'étude de l'OCDE (AIE et AEN, 2005) couvrent diverses options et donnent des fourchettes de valeur prenant en compte les incertitudes entachant les performances futures des technologies considérées. Les estimations présentées dans le tableau 4.3 ont été calculées en appliquant un taux d'actualisation de 10 % pour les centrales devant être mises en service en 2010 et sont exprimés en pence britanniques (p) du milieu de 2003.

Tableau 4.3 Coûts de production de l'électricité au Royaume-Uni (p de 2003/kWh)

Charbon	Gaz	Nucléaire	Hydro.*	Éolien terrestre	Éolien en mer	Déchets	Gaz de décharge
3,6/4,0	2,3/2,4	2,8/4,3	1,6/1,9	3,2/4,2	4,5/5,7	2,5/3,0	3,3/3,9

* Petites centrales.

Les estimations les plus récentes des coûts moyens de production pour la Finlande (Tarjanne, 2006) se fondaient sur les prix courants du gaz sur le marché européen et donc mettent en évidence l'existence d'une importante marge de compétitivité du nucléaire par rapport au gaz (voir tableau 4.4). Conformément aux conditions prévalant en Finlande, les coûts ont été calculés pour un taux

1. Mpc = million de pieds cubes. NdT : Un pied cube équivaut à 0,0283 m³.

d'actualisation réel de 5 % pour toutes les centrales. Les coûts de production d'électricité à partir du bois et de l'énergie éolienne ne tiennent pas compte des subventions ; les aérogénérateurs sont présumés fonctionner à pleine puissance 2 200 heures par an et il n'est pas tenu compte des coûts de la puissance de secours.

Tableau 4.4 Coûts de production de l'électricité en Finlande (€ de 2006/MWh)

Bois	Tourbe	Charbon	Gaz	Nucléaire	Éolien
51,24	55,03	51,97	51,97	25,91	45,48

Les principaux résultats de l'étude internationale publiée par l'OCDE concernant les projections de coûts de production de l'électricité (AIE et AEN, 2005) sont récapitulés ci-après. Les technologies et les types de centrales couverts par l'étude comprennent des tranches en construction ou programmées qui pourraient être mises en service dans les pays participants entre 2010 et 2015. Les données sur les coûts de construction, d'exploitation et de maintenance ainsi que de combustible ont été fournies par les experts participants, conjointement avec les caractéristiques techniques des centrales.

Les coûts de production de l'électricité ont été calculés à l'aide de la méthode du coûts moyen actualisé et d'hypothèses génériques telles qu'une durée de vie économique de 40 ans, un facteur de charge moyen pour les centrales destinées à fournir la charge de base de 85 % et des taux d'actualisation de 5 et 10 %. Des précisions sur les données d'entrée et les hypothèses adoptées pour le calcul des coûts moyens de production de l'électricité, sont fournies dans la publication.

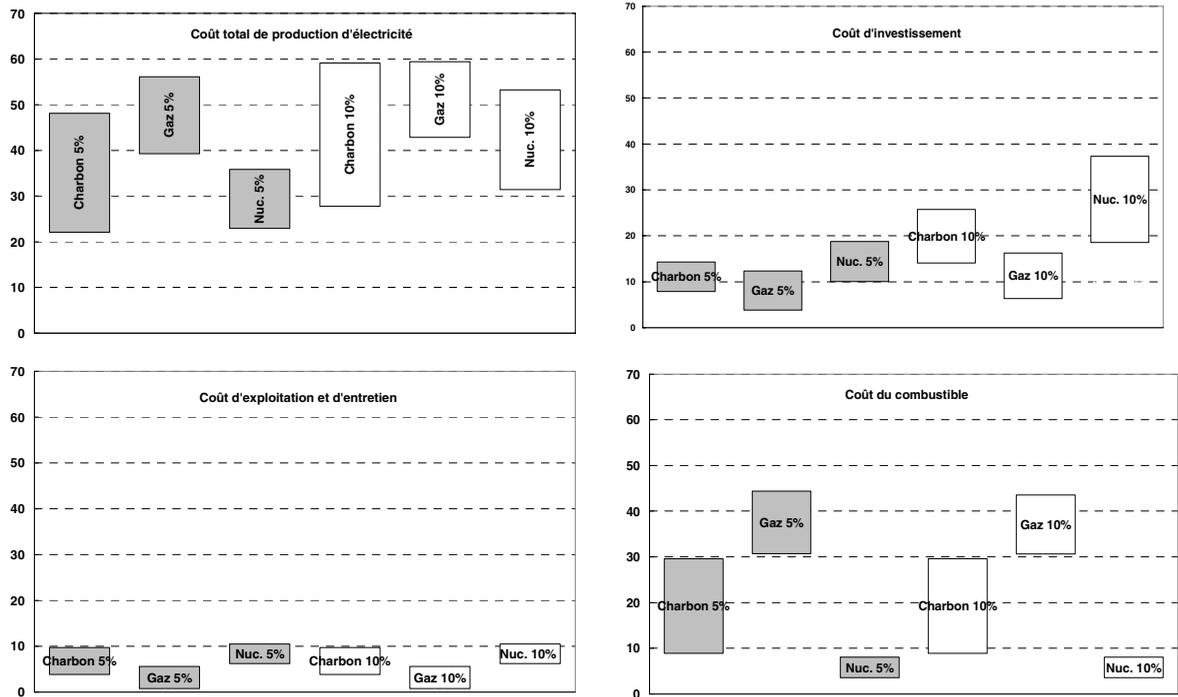
Le tableau 4.5 récapitule les fourchettes de coûts moyens, à l'exclusion des valeurs extrêmes (5 % plus élevées et 5 % plus basses), pour les centrales au charbon, au gaz et à l'énergie nucléaire à des taux d'actualisation de 5 et 10 %. Les coûts moyens sont aussi indiqués pour les aérogénérateurs, mais ils ne tiennent pas compte de la puissance de secours nécessaire pour compenser la disponibilité intermittente des aérogénérateurs.

Tableau 4.5 Fourchettes des coûts de production de l'électricité (€/MWh)

Au taux d'actualisation de 5 %				Au taux d'actualisation de 10 %			
Charbon	Gaz	Nucléaire	Éolien	Charbon	Gaz	Nucléaire	Éolien
22/48	39/56	23/36	35/90	28/59	43/59	31/53	45/125

La figure 4.1 représente les fourchettes de coûts pour les centrales au charbon, au gaz et nucléaires. Il convient de souligner que les fourchettes données dans le tableau et représentées dans la figure reflètent les coûts dans différents pays et pour différentes technologies à l'intérieur de la même catégorie de combustible. La différence dans la structure des coûts pour chaque technologie est illustrée par les fourchettes des coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance ainsi que de combustible.

Figure 4.1 Fourchette des coûts moyens pour les centrales au charbon, au gaz et nucléaires (USD/MWh)



4.2.2 Sensibilité au prix du combustible

La sensibilité du coût de production de l'électricité à la hausse de prix du combustible est un important facteur pour la stabilité à moyen et à long terme des prix de l'électricité qui, elle-même, a une incidence sur les résultats économique d'un pays ou d'une société.

L'étude de l'OCDE (AIE et AEN, 2005) présente la structure des coûts de production de l'électricité pour les centrales considérées (voir figure 4.1). En utilisant ces structures de coûts pour estimer la sensibilité à un doublement des prix du combustible, on obtient les augmentations des coûts totaux de production indiquées en pourcentage dans le tableau 4.6 pour les centrales au charbon, au gaz et nucléaires ainsi que pour l'éolien et le solaire.

Tableau 4.6 Incidence d'un doublement des prix des combustibles sur les coûts de production (%)

Charbon	Gaz	Nucléaire		Éolien/Solaire
		Prix de l'U	Coût du cycle du combustible	
40	75	4	15	0

Pour les centrales nucléaires, la sensibilité a été calculée pour la hausse du prix de l'uranium et pour l'accroissement du coût total du cycle du combustible, mais il convient de noter que les services liés au cycle du combustible, fournis par des installations industrielles, sont moins volatiles que ceux des matières premières.

Les valeurs figurant dans le tableau 4.6 ne sont qu'indicatives, car elles sont calculées sur la base de coûts moyens de production pour un panier de centrales mettant en jeu diverses technologies et situées dans différents pays. Cependant, elles illustrent une différence notable entre, d'une part, les combustibles fossiles et, d'autre part, l'énergie nucléaire et les sources renouvelables. Elles mettent en lumière la stabilité des coûts de production offerte par les sources renouvelables – et dans une moindre mesure par l'énergie nucléaire – quelles que soient les incertitudes entachant la volatilité des prix du marché des combustibles fossiles.

4.2.3 Facteur de disponibilité

Si l'on considère les centrales les plus modernes assurant la charge de base, le facteur de disponibilité n'est pas un discriminant. Les centrales au charbon, au gaz et nucléaires peuvent atteindre des facteurs de disponibilité supérieurs à 85 %. Dans le cas des centrales ayant recours à des sources renouvelables intermittentes telles que l'énergie éolienne et l'énergie solaire, les facteurs de disponibilité dépendent principalement des conditions locales et ne sont pas propre à la technologie. Les facteurs de disponibilité se situent entre 10 et 25 % pour l'énergie solaire et entre 15 et 45 % pour l'énergie éolienne. Cela requiert une importante puissance installée de réserve, faisant appel à des sources non renouvelables, ou des importations d'électricité sécurisées, en particulier en hiver, lorsque la demande est généralement forte. Toutefois, certains pays comme l'Allemagne et le Danemark, ont démontré que les parts élevées – quelque 25 % de la puissance installée totale – de la puissance installée revenant à l'énergie éolienne raccordées au réseau sont viables.

4.2.4 Sécurité des approvisionnements en combustibles

La sécurité d'approvisionnement pourrait figurer parmi les indicateurs sociaux, voire environnementaux, aussi bien qu'être considérée comme un indicateur économique. Elle est traitée dans la section des indicateurs économiques dans le présent rapport afin d'être cohérent avec la liste donnée dans le tableau 2.1.

Au sens large, la sécurité de l'approvisionnement énergétique peut se définir comme l'absence de vulnérabilité du système considéré (économie nationale ou bilan de la compagnie d'électricité, par exemple) à la volatilité en volume et en prix des produits énergétiques importés tels que le pétrole et le gaz. Cependant, il n'est pas aisé de trouver une définition précise de cette notion qui en donne les limites exactes. La sécurité de l'approvisionnement énergétique a des dimensions à la fois économiques, sociales et politiques. Les analystes des systèmes énergétiques et les économistes sont capables d'en définir les aspects économiques, mais les dimensions sociales et politiques sont plus difficiles à appréhender.

Dans le contexte du présent rapport, qui est axé sur la filière de l'énergie nucléaire pour assurer la production d'électricité, les perturbations matérielles causées par des capacités de transport insuffisantes ou des variations brutales des prix qui peuvent résulter des mécanismes du marché, ne sont pas couvertes. Ces questions doivent être traitées par les responsables de l'action gouvernementale qui s'occupent des systèmes énergétiques à l'échelon national ou régional, mais elles ne constituent pas un discriminant pour le choix d'une option en matière de production d'électricité.

Bien que certains indicateurs permettant de mesurer la sécurité d'approvisionnement aient été proposés par des économistes ou d'autres experts (voir, par exemple, AIE et AEN, 1998), il n'existe pas de consensus sur l'indicateur approprié ou sur un ensemble d'indicateurs appropriés et il est nécessaire de poursuivre les recherches en vue de quantifier les avantages de la sécurité d'approvi-

sionnement afin d'étayer le processus de décision. En attendant, les décideurs font appel en général à un panier de paramètres et/ou d'évaluations qualitatives.

Il existe un certain nombre d'indicateurs de dépendance énergétique qui ont été mesurés, signalés et conservés dans des bases de données avec d'autres indicateurs en matière d'énergie. Par exemple, il est aisé de trouver des séries chronologiques couvrant, pour chaque source d'énergie importée, les ratios de l'offre d'origine intérieure par rapport à la totalité des besoins et les parts respectives de chaque fournisseur étranger dans l'offre totale. Le niveau des stocks stratégiques et les capacités matérielles de stockage sont aussi des indicateurs pertinents, dont certains pays et organisations internationales assurent le suivi. Toutefois, les indicateurs de la sécurité de l'approvisionnement énergétique devraient représenter un degré de risque et le risque lié à la dépendance varie en fonction de la situation géopolitique des pays fournisseurs et importateurs autant sinon plus qu'en fonction du volume des importations.

La répartition géopolitique des ressources primaires en combustibles et des capacités de production constitue l'une des mesures de la sécurité d'approvisionnement. On estime en général qu'une multiplicité de fournisseurs potentiels facilite la diversité des approvisionnements et limite les risques de rupture d'approvisionnement pour des raisons matérielles ou politiques. Au delà de l'intérêt de la diversité toutefois, l'évaluation de la fiabilité d'une région ou d'un pays fournisseur, est pour une large part subjective, car elle est fonction de facteurs sociopolitiques non quantitatifs. Les répartitions géographiques des ressources en combustibles fossiles et en uranium, et leurs productions en 2005, sont données dans les tableaux ci-après qui illustrent cet indicateur pour le charbon, le pétrole, le gaz et l'uranium. Il va sans dire que les sources d'énergie renouvelables sont à 100 % nationales et la sécurité d'approvisionnement n'est pas un problème pour leur mise en valeur.

Les tableaux 4.7 à 4.9 présentent des données relatives au charbon, au pétrole et au gaz tirées de la dernière édition de la BP Statistical Review (BP, 2006) ; on trouvera dans le tableau 4.10 des données analogues concernant l'uranium tirées de la dernière édition du Livre rouge (AIEA et AEN, 2006).

Tableau 4.7 Répartition géographique des réserves prouvées et de la production de gaz

Pays	% de réserves prouvées	% de la production en 2005
États-Unis	3	19
<i>Total OCDE</i>	<i>8.5</i>	<i>39</i>
Vénézuela	2,5	1
Algérie	2,5	3
Nigeria	3	1
Iran	15	3
Qatar	14,5	1,5
Arabie saoudite	4	2,5
Fédération de Russie	26,5	21,5

Tableau 4.8 Répartition géographique des réserves prouvées et de la production de pétrole

Pays	% de réserves prouvées	% de la production en 2005
États-Unis	2,5	8
<i>Total OCDE</i>	6,5	24
Vénézuela	6,5	4
Libye	3,5	2
Nigéria	3	3
Iran	11,5	5
Irak	9,5	2,5
Koweït	8,5	3,5
Arabie saoudite	22	13,5
Émirats arabes unis	8	3,5
Kazakhstan	3,5	1,5
Fédération de Russie	6	12

Tableau 4.9 Répartition géographique des réserves prouvées et de la production de charbon

Pays	% de réserves prouvées	% de la production en 2005
Australie	8,5	7
Pologne	1,5	2,5
États-Unis	27	20
<i>Total OCDE</i>	41	35
Afrique du Sud	5,5	5
Chine	12,5	38,5
Inde	10	7
Kazakhstan	3,5	1,5
Fédération de Russie	17,5	4,5
Ukraine	4	1,5

Tableau 4.10 Répartition géographique des ressources et de la production d'uranium

Pays	% des ressources*	% de la production en 2005
Australie	24	22
Canada	9,5	28,5
États-Unis	7	2
<i>Total OCDE</i>	43	53,5
Brésil	6	1
Namibie	6	7
Niger	5	8
Afrique du Sud	7	2
Kazakhstan	17	10
Fédération de Russie	3,5	8
Ouzbékistan	2,5	5,5

* Total des ressources identifiées récupérables à un coût inférieur à 130 USD/t d'U.

Pour la fiabilité et la régularité de leurs approvisionnements en pétrole et en gaz, les pays de l'OCDE, sont tributaires de pays ne faisant pas partie de l'Organisation, notamment de pays du Moyen Orient et de la Fédération de Russie. Les États-Unis sont un important producteur, mais leurs réserves ne représentent que quelques pourcent du total mondial. Quant au charbon, la sécurité d'approvisionnement est une moindre source de préoccupation en raison de la quantité énorme des réserves et du fait que la répartition géopolitique des fournisseurs est plus équilibrée que dans le cas des hydrocarbures.

La répartition géopolitique des ressources et de la production d'uranium offre des garanties contre le risque de perturbations. Les ressources connues en uranium se trouvent en quantités notables dans des pays aussi variés que l'Australie, le Canada et les États-Unis, dans la zone de l'OCDE, le Kazakhstan et la Fédération de Russie, parmi les pays en transition, et l'Afrique du Sud, la Namibie et le Niger parmi les pays en développement (tableau 4.10). Les deux principaux producteurs, le Canada et l'Australie avec respectivement 28,5 % et 22 % du total, sont membres de l'OCDE, et la plupart des pays contribuent à raison de moins de 10 % au total.

4.2.5 *Durée de vie des ressources en combustibles*

La durée de vie des ressources en énergie primaire est une mesure de la période pendant laquelle ces ressources peuvent être exploitées. Théoriquement, il serait souhaitable de connaître la durée de vie réelle des ressources, mais elle ne peut être évaluée qu'en formulant des hypothèses concernant l'évolution de la demande et de la production. C'est pourquoi, l'indicateur auquel il est habituellement fait appel, est le rapport entre les réserves et la production annuelle au cours de la dernière année pour laquelle des données sont disponibles.

Tableau 4.11 Rapport réserves/production en 2005 (années)

Charbon	Pétrole	Gaz	Uranium
155	41	65	85

D'après le tableau 4.11, indiquant les rapports pour le charbon, le pétrole, le gaz et l'uranium, il serait possible de tabler sur le charbon pendant plus d'un siècle et demi à condition de pouvoir atténuer les émissions de carbone, alors que le pétrole serait épuisé dans moins de 50 ans et le gaz dans 65 ans. L'uranium durerait moins d'un siècle. Cet indicateur permet de mesurer l'impact de la durée des ressources avec la technologie actuelle.

Cependant, ce rapport statique ne tient pas compte des évolutions futures de la consommation et de la production et fait abstraction de la découverte éventuelle de ressources supplémentaires. La consommation peut s'accroître ou décroître en fonction de nombreux facteurs, notamment la croissance économique, les progrès de la technologie et les changements de comportement. Les ressources peuvent augmenter par suite de la prospection, de techniques améliorées de récupération, et de la montée en flèche des prix qui transforme des gisements non rentables en ressources économiquement exploitables.

Le rapport entre les ressources identifiées et la production du moment est encore moins pertinent dans une perspective à long terme dans le cas de l'uranium et de l'énergie nucléaire que dans celui des combustibles fossiles, car le progrès technologique peut changer radicalement les besoins en uranium par unité d'électricité produite par les centrales nucléaires. Le retraitement du combustible utilisé suivi par le recyclage des matières fissiles dans des réacteurs à neutrons rapides peut, théoriquement, multiplier par deux ordres de grandeur la quantité d'énergie produite par une tonne d'uranium par rapport aux réacteurs à neutrons thermiques exploités avec un cycle du combustible à passage unique.

(AEN, 2006). Un coefficient multiplicateur d'environ 50 à 60 est plus réaliste si l'on tient compte du passage des filières à neutrons thermiques à celles à neutrons rapides, et des pertes en cours de traitement aux divers stades du cycle du combustible.

Le tableau 4.12 illustre l'impact de la technologie sur la durée de vie des ressources en uranium (AIEA et AEN, 2006) si elles servaient à produire l'électricité d'origine nucléaire produite en 2004, soit 2 640 TWh, avec deux options différentes en matière de réacteurs et de cycle du combustible.

Tableau 4.12 Durée de vie des ressources en uranium (années)

Technologie	Ressources identifiées ~4,7 Mt d'U	Ressources classiques totales ~ 14,8 Mt d'U	Ressources classiques totales plus phosphates ~ 36,8 Mt d'U
REO à passage unique	85	270	675
Introduction progressive de RNR*	4 250	13 500	33 750

* Il est supposé que l'introduction progressive de réacteurs surgénérateurs à neutrons rapides (RNR) multiplie par 50 la quantité d'électricité produite par une tonne d'uranium.

De plus, l'uranium est utilisé depuis moins d'un demi siècle et il se peut que l'on découvre davantage de ressources si l'on intensifie les efforts de prospection. Dans les très bonnes mines d'uranium, on relève des concentrations d'uranium dans le corps minéralisé de 10 % et plus. Les mines actuellement exploitées présentent des concentrations de l'ordre de 0,1 à 10 %. L'extraction à partir de corps minéralisés ayant des concentrations inférieures n'est aujourd'hui pas rentable, mais pourrait devenir plus intéressante à l'avenir si les prix de l'uranium continue de monter. L'uranium tiré des phosphates et de l'eau de mer pourrait un jour compléter la base de ressources.

Bien que l'exploitation éventuelle de ressources caractérisées par de faibles concentrations puisse avoir des répercussions économiques et écologiques qui doivent être étudiées en détail, la disponibilité de l'uranium ne constitue certainement pas le facteur le plus critique qui pourrait compromettre la durabilité de l'énergie nucléaire.

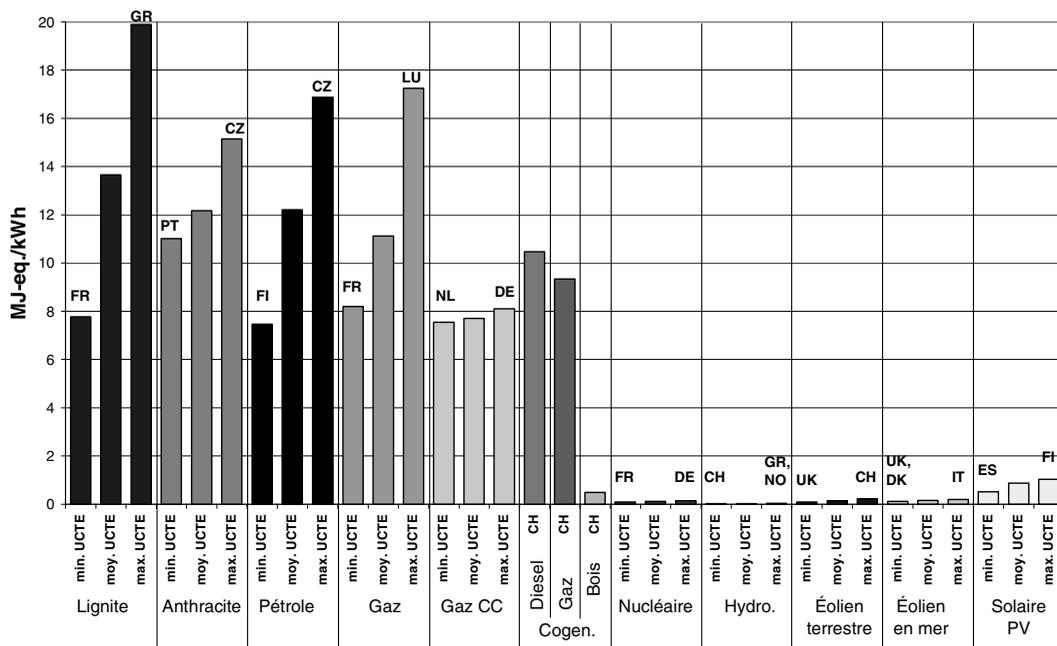
4.2.6 Utilisation des ressources énergétiques

Les ressources fossiles ont été choisies comme indicateur de l'utilisation de produits énergétiques en raison de leur rareté relative et de leur utilité dans des secteurs autres que l'approvisionnement énergétique. Cela a une incidence directe sur la question de la durabilité énergétique à long terme, si l'on songe à la nécessité de conserver des ressources fossiles également pour des usages chimiques et autres non énergétiques.

La consommation de combustibles fossiles de différentes filières énergétiques est illustrée à la figure 4.2 tirée des études exécutées par l'IPS (Dones *et al.*, 2004a et 2004b)² et couvrant les pays membres de l'Union pour la coordination du transport d'électricité (UCTE)³ et quelques autres pays européens, le Royaume-Uni, par exemple.

2. Des précisions concernant la méthodologie et la portée de ces études sont fournies dans la section 4.3 ci-après sur les indicateurs environnementaux.
3. Tous les chiffres indiqués se rapportent aux pays membres de l'UCTE en 2000, à savoir : l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la Bosnie-Herzégovine, la Croatie, le Danemark (membre associé), l'Espagne, la France, la Grèce, l'Italie, le Luxembourg, l'ex République Yougoslave de Macédoine, les Pays-Bas, le Portugal, la Slovaquie, la Suisse, ainsi que la Serbie et Monténégro. Les pays du CENTREL à savoir la Hongrie, la Pologne, la République slovaque et la République tchèque ont officiellement adhéré à l'UCTE en 2001.

Figure 4.2 Besoins en ressources fossiles de certaines filières énergétiques



L'utilisation des ressources fossiles, mesurée en MJ-équivalents d'énergie primaire, est présentée pour diverses filières de production d'électricité. La consommation est naturellement beaucoup plus élevée pour les filières fossiles utilisant le charbon, le gaz ou le pétrole comme combustible de la centrale, que pour les filières nucléaire et renouvelables utilisant des combustibles fossiles comme matière première d'importance secondaire ou mineure. Parmi les filières à combustibles fossiles, c'est pour le lignite que l'efficacité est la moins bonne, encore que pour l'anthracite et le pétrole elle soit comparable. Les filières au gaz naturel, dans le cas de centrales à cycle combiné, ont la consommation la plus faible parmi les filières à combustibles fossiles en raison de leur rendement élevé.

Les sources renouvelables et le nucléaire utilisent indirectement des combustibles fossiles pour la consommation de chaleur et d'électricité à l'intérieur de leurs filières. L'hydro-électricité a la plus faible consommation suivie par le nucléaire et l'énergie éolienne, qui sont comparables. Parmi les sources renouvelables, ce sont la cogénération utilisant le bois et le photovoltaïque, qui présentent les moins bons résultats, encore qu'ils soient d'un ordre de grandeur au-dessous de ceux des filières à combustibles fossiles.

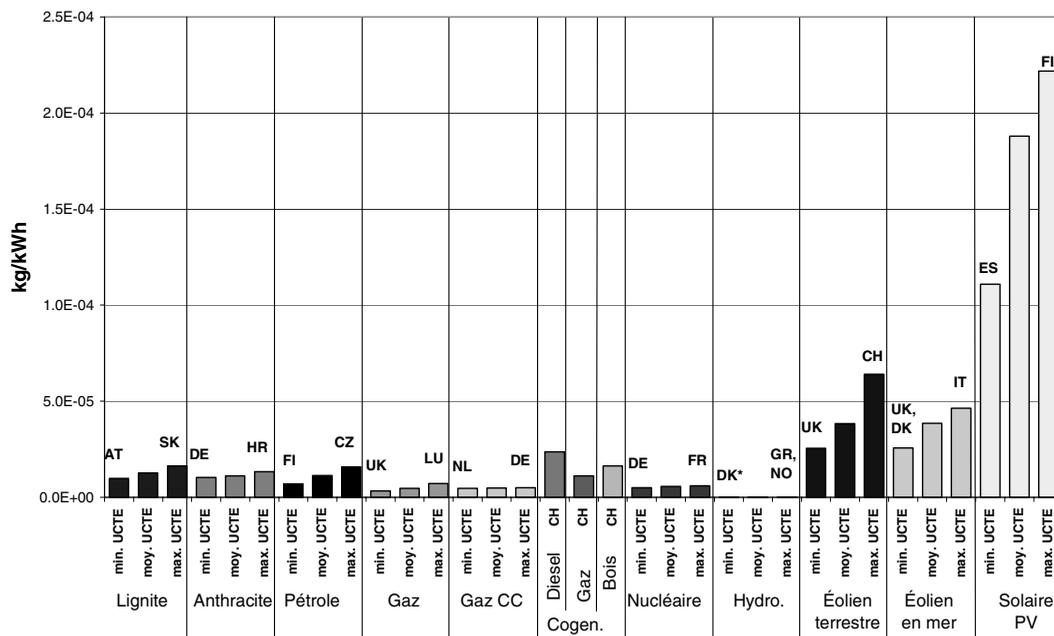
4.2.7 Utilisation de ressources non énergétiques

La consommation de ressources naturelles non renouvelables autres que les combustibles fossiles ou l'uranium, est une mesure de la pression qu'un système énergétique exerce sur l'environnement, et c'est pourquoi elle figure parmi les indicateurs. Le cuivre a été choisi comme matière de référence afin de représenter les ressources limitées en métaux dans l'étude GaBe, mais on pourrait également utiliser les consommations d'autres matières.

La figure 4.3 présente une comparaison des besoins en cuivre des différentes filières de production d'électricité dans les pays membres de l'UCTE en 2000 (Dones *et al.*, 2004a et 2004b). La filière du photovoltaïque accuse les besoins de loin les plus importants, dépassant toutes les autres filières d'un facteur de plus de cinq. L'énergie éolienne vient au deuxième rang des filières les moins

performantes la consommation de cuivre pour les turbines terrestres et en mer est du même ordre. Les filières à combustibles fossiles, le nucléaire et la cogénération à base de bois ont des besoins comparables en cuivre et accusent des performances supérieures d'un facteur de 10 environ par rapport au photovoltaïque. C'est pour l'hydro-électricité que les besoins en cuivre sont les plus bas.

Figure 4.3 Besoins en cuivre de certaines filières énergétiques



4.3 Indicateurs environnementaux

La méthode de l'analyse du cycle de vie (ACV) utilisée pour établir la plupart des indicateurs, se fonde, dans le cas des indicateurs environnementaux, sur l'application d'une procédure systématique à l'établissement des bilans énergétiques et des bilans matières des diverses filières énergétiques. L'ACV utilise l'analyse des chaînes de processus propres aux types de combustibles utilisés dans chaque processus et prévoit la prise en compte intégrale des charges telles que les émissions, également lorsqu'elles interviennent hors des frontières nationales. L'ACV prend en considération non seulement les émissions directes à partir de la construction, de l'exploitation et du déclassement de la centrale, mais aussi les charges pour l'environnement liées à la durée de vie entière de tous les processus pertinents en amont et en aval dans le cadre de la filière énergétique. Cela inclut la prospection, l'extraction, le traitement et le transport du combustible, de même que le traitement et le stockage des déchets. Les émissions directes couvrent les rejets résultant de l'exploitation des centrales, des mines et des usines de traitement, du transport et de la construction des machines. Sont en outre couvertes les émissions indirectes provenant de la fabrication des matériaux, des apports d'énergie à toutes les étapes de la filière, et des infrastructures. Des inventaires environnementaux détaillés (autrement dit, les charges telles que les émissions ou déchets) relatifs aux systèmes énergétiques actuels et futurs en cours d'exploitation normale ont été établis pour un large éventail de pays européens, le plus haut niveau de détail étant atteint pour la Suisse (Dones *et al.*, 2004a et 2004b). Des inventaires environnementaux choisis (charges) peuvent être utilisés directement comme indicateurs ou peuvent servir de données d'entrée pour l'analyse des incidences sur la santé et l'environnement.

Les résultats présentés ci-après se fondent sur la base de données «ecoinvent» (Dones *et al.*, 2004a et 2004b ; Ecoinvent Centre, 2004). On a représenté sur les figures les performances moyennes, ainsi que les meilleures et les plus mauvaises enregistrées dans les pays de l'UCTE pour les filières de production d'électricité à partir de combustibles fossiles, de l'énergie nucléaire et de l'énergie hydraulique. Chaque fois qu'ils sont disponibles, les résultats obtenus pour les filières énergétiques chinoises (Dones *et al.*, 2003) sont inclus dans les comparaisons.

Les systèmes de cogénération sont représentatifs des conditions prévalant en Suisse ; les résultats relatifs à ces systèmes ont été établis en utilisant la répartition en fonction de l'exergie. La centrale de cogénération brûlant des copeaux de bois est équipée de systèmes de contrôle en vue de réduire les émissions de particules et de NO_x.

Les évaluations des systèmes éoliens et photovoltaïques sont fondées sur un aérogénérateur terrestre de 800 kWe, un aérogénérateur en mer de 2 MWe et un panneau photovoltaïque polycristallin monté sur un toit en pente. Ils sont présumés installés sur différents sites européens, conduisant à des estimations minimales et maximales en fonction de différents facteurs de charge. Dans le cas des aérogénérateurs terrestres, un site moyen allemand ayant un taux de disponibilité de 0,2 représente les conditions moyennes de l'UCTE. D'éventuels sites terrestres au Royaume-Uni ayant un taux de disponibilité de 0,3 représentent les conditions européennes les plus favorables ; des sites en Suisse ayant un taux de disponibilité de 0,12 représentent les conditions les plus défavorables. La production en mer moyenne se fonde sur les résultats obtenus en Mer Baltique sur un site où le taux de disponibilité est de 0,3. Des taux de disponibilité de 0,45 choisis comme correspondant aux meilleures conditions européennes, sont possible en mer au large du Royaume-Uni et du Danemark. La Méditerranée autour de l'Italie a été retenue comme offrant le site européen en mer le moins favorable, avec un taux de disponibilité de 0,25. Pour les systèmes photovoltaïques montés sur des toits, un rendement enregistré en Suisse de 885 kWh/kW_p est présumé représentatif de l'ensoleillement annuel moyen en Europe. Des sites en Espagne et en Finlande avec des rendements respectifs de 1 500 kWh/kW_{p,a} et de 750 kWh/kW_{p,a}⁴, sont supposés représentatifs des meilleures et moins bonnes performances en Europe.

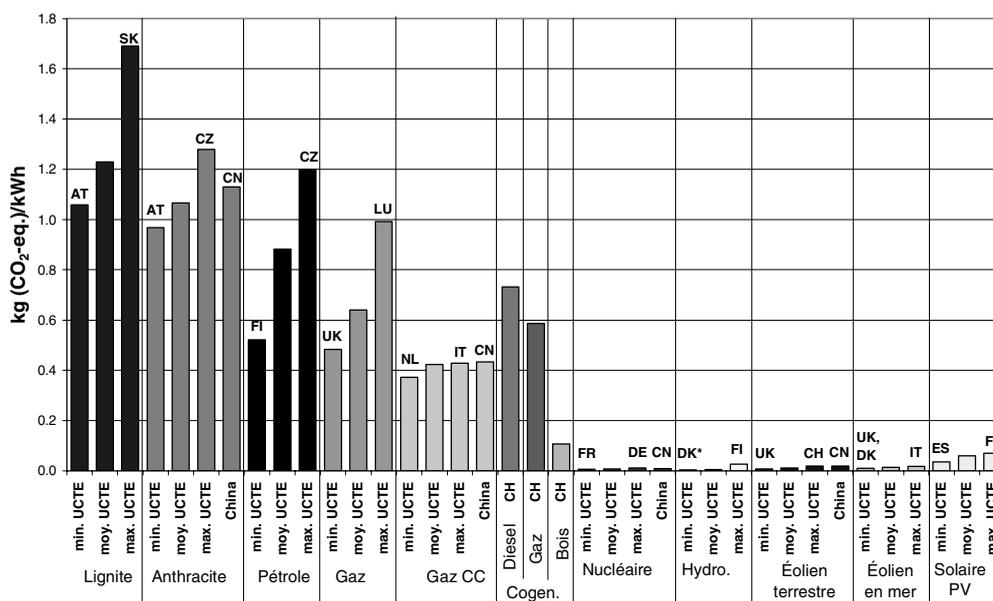
4.3.1 Émissions de gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) constituent un indicateur de l'impact global sur l'environnement en raison de leur rôle dans le réchauffement de la planète et dans le changement climatique. La figure 4.4 présente une comparaison des émissions de GES pour différentes filières de production d'électricité.

Les émissions de GES sont exprimées en kg d'équivalent CO₂, compte tenu du pouvoir de réchauffement de chaque gaz. Parmi toutes les filières énergétiques analysées, c'est pour le lignite que les émissions de GES sont les plus élevées. La moyenne pour l'UCTE est légèrement supérieure à 1,2 kg d'éq. CO₂/kWh ; les différences entre les moyennes des divers pays sont importantes.

4. Les données relatives aux rendements spécifiques de sites de production photovoltaïque d'électricité ont été extraites de : <http://re.jrc.cec.eu.int/pvgis/pv/imaps/imaps.htm> (10.12.2005).

Figure 4.4 Émissions de gaz à effet de serre de certaines filières énergétiques



Pour l’anthracite, les émissions de GES ne sont que légèrement inférieures à celles enregistrées pour le lignite, la moyenne pour l’UCTE étant d’environ 1,07 kg d’éq. CO₂/kWh. Les différences entre les moyennes des divers pays de l’UCTE sont moindres que dans le cas du lignite. Les émissions moyennes de GES de la filière chinoise à l’anthracite se situent entre la moyenne européenne et la moyenne de la République tchèque.

Les émissions moyennes de GES de l’UCTE à partir de la filière au pétrole sont d’environ 0,9 kg d’éq. CO₂/kWh. Les moyennes des divers pays présentent des écarts notables, avec la Finlande à l’extrémité inférieure de la fourchette et la République tchèque à l’extrémité supérieure.

Parmi les systèmes à combustibles fossiles, c’est la filière au gaz naturel qui donne lieu aux émissions de GES les plus faibles. La moyenne de l’UCTE se situe légèrement au dessus de 0,6 kg d’éq. CO₂/kWh. L’analyse des centrales électriques à cycle combiné au gaz naturel montre ce qu’il est possible de réaliser aujourd’hui avec la meilleure technologie. La moyenne de l’UCTE est d’environ 0,4 kg d’éq. CO₂/kWh. Il convient d’observer que les estimations ci-dessus correspondent à une région où les fuites de gaz/méthane sont très faibles.

En général, les émissions directes de CO₂ des centrales électriques sont prédominantes dans les émissions de GES des filières à combustibles fossiles et sont également la cause des différences observées entre les moyennes des pays européens pour la production d’électricité à partir de combustibles fossiles.

Les émissions de GES des filières utilisant l’énergie nucléaire et les énergies renouvelables se situent un à deux ordres de grandeur en dessous des émissions des filières à combustibles fossiles. Parmi les sources renouvelables, les centrales hydro-électriques et les aérogénérateurs enregistrent de meilleurs résultats que le photovoltaïque et la cogénération au bois. Les moyennes de l’UCTE sont d’environ 8 g d’éq. CO₂/kWh pour le nucléaire, 5 g d’éq. CO₂/kWh pour l’hydro-électricité, 11 g d’éq. CO₂/kWh pour les aérogénérateurs terrestres, 14 g d’éq. CO₂/kWh pour les aérogénérateurs en mer, 60 g d’éq. CO₂/kWh pour le photovoltaïque et 100 g d’éq. CO₂/kWh pour la cogénération au bois.

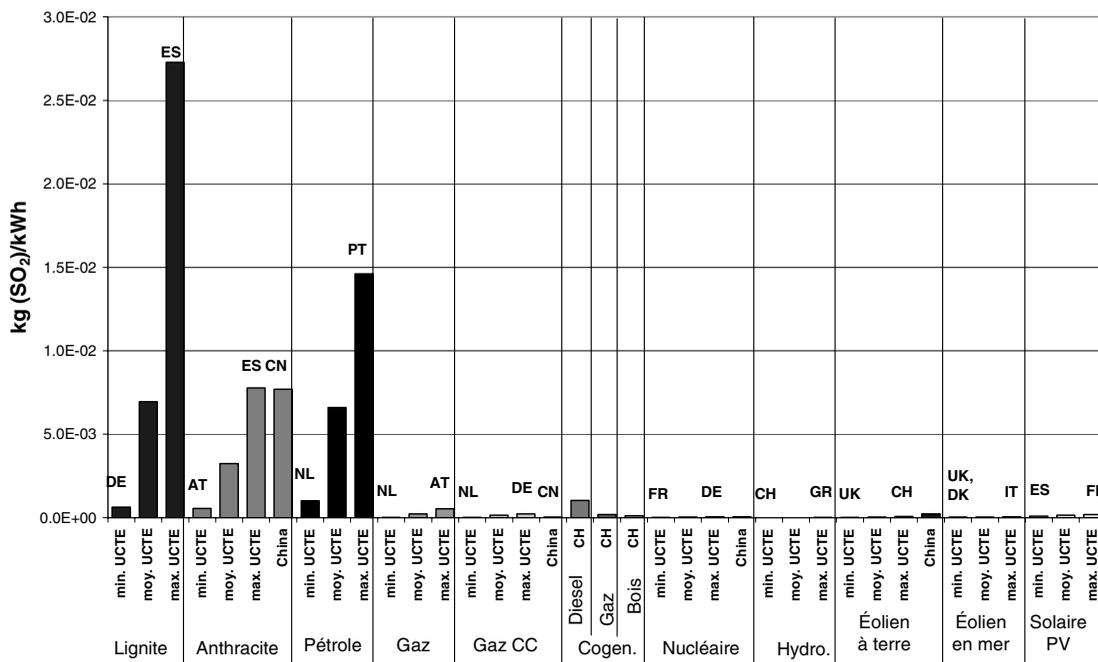
4.3.2 Autres émissions atmosphériques

Alors que les émissions de gaz à effet de serre sont susceptibles d’avoir une incidence planétaire par l’intermédiaire du réchauffement mondial et du changement climatique, les SO_x, NO_x et les particules ont des impacts régionaux ou locaux. Des résultats représentatifs sont indiqués aux figures 4.5 à 4.7, tirées de la même étude que les données relatives aux émissions de GES.

Émissions de SO₂

Les émissions directes des centrales sont prédominantes dans les émissions de SO₂ des filières à combustibles fossiles et dépendent de la teneur en soufre du combustible et des mesures adoptées pour lutter contre les émissions. Le lignite et le pétrole, avec des moyennes pour l’UCTE d’environ 7 g/kWh, sont à l’origine des plus fortes émissions de SO₂. Les moyennes des divers pays diffèrent considérablement, l’écart entre le pays dont les performances sont les meilleures et celui dont elles sont les plus mauvaises pouvant atteindre un facteur de presque 30. La moyenne de l’UCTE pour l’anthracite est d’environ 3 g/kWh. Les pays enregistrant les meilleures performances démontrent que des émissions relativement faibles de SO₂ sont possibles même pour des centrales au charbon et au pétrole.

Figure 4.5 Émissions de SO₂ de certaines filières énergétiques

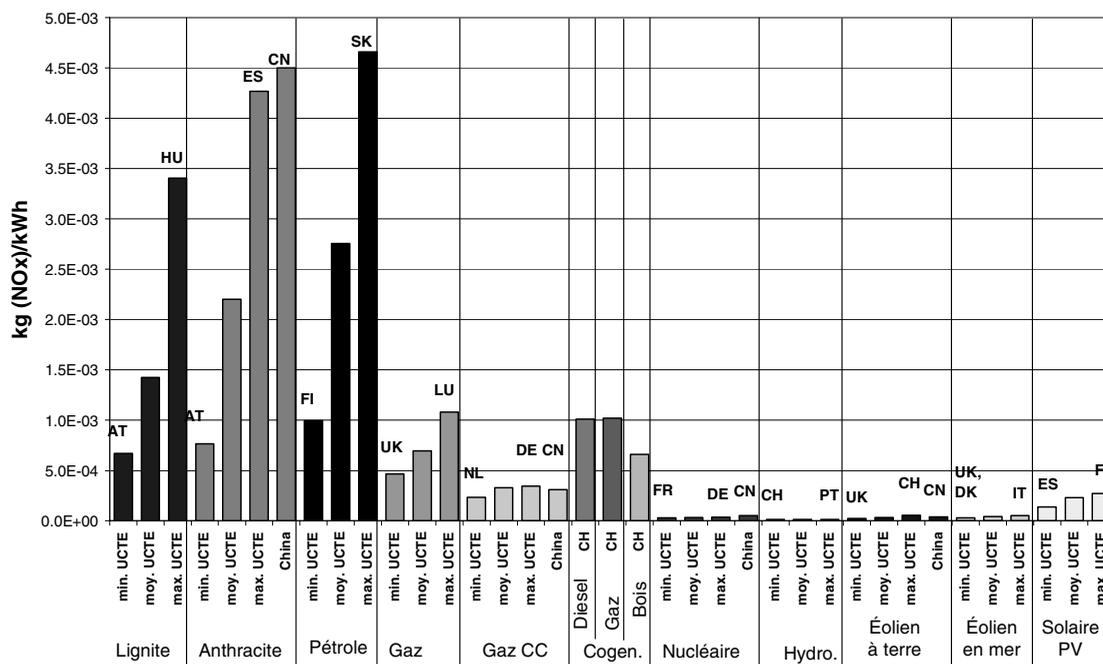


C’est pour la filière au gaz naturel, avec une moyenne pour l’UCTE d’environ 0,2 g/kWh, que les émissions de SO₂ sont les plus faibles s’agissant des systèmes à combustibles fossiles. Les centrales à cycle combiné ne présentent que de faibles avantages. Les émissions de SO₂ des filières de l’énergie nucléaire et des énergies renouvelables (à peine discernables sur la figure 4.5) sont d’un à deux ordres de grandeurs inférieures aux émissions moyennes des filières à combustibles fossiles de l’UCTE. Parmi les sources renouvelables, l’hydro-électricité et l’énergie éolienne ont de meilleures performances que le photovoltaïque et la cogénération au bois.

Émission de NO_x

De toutes les filières énergétiques analysées, c'est le pétrole qui est à l'origine des émissions de NO_x les plus élevées (voir figure 4.6). La moyenne de l'UCTE est d'environ 2,8 g/kWh ; les différences entre les moyennes des pays sont notables.

Figure 4.6 Émissions de NO_x de certaines filières énergétiques



Les émissions de NO_x imputables à la filière à l'antracite ne sont que légèrement inférieures, avec une moyenne pour l'UCTE d'environ 2,2 g/kWh. Comme pour la filière au pétrole, les écarts entre les moyennes des pays de l'UCTE sont remarquables. La filière à l'antracite chinoise accuse des performances légèrement plus mauvaises que le pays le moins performant de l'UCTE. En raison de l'absence de longues distances de transport, qui sont responsables d'une large part des émissions de NO_x dans le cas des filières au pétrole et à l'antracite, les émissions de NO_x des filières au lignite sont en général inférieures. La moyenne de l'UCTE se situe au-dessous de 1,5 g/kWh.

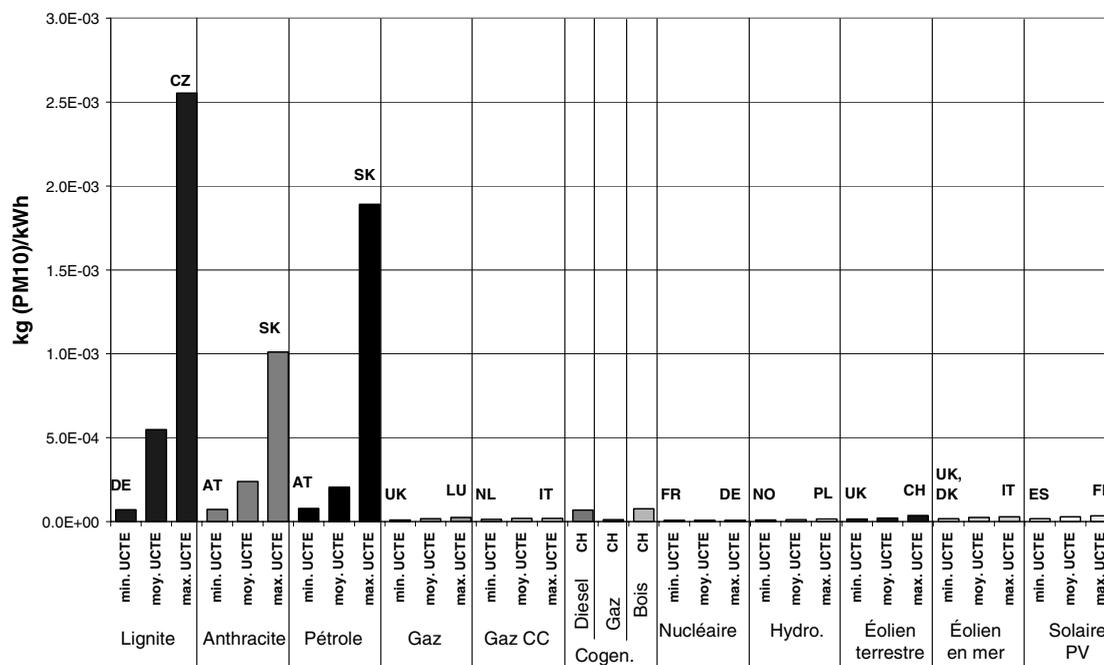
La filière au gaz naturel enregistre les émissions de NO_x les plus faibles des systèmes à combustibles fossiles. La moyenne de l'UCTE est d'environ 0,7 g/kWh dans le cas des centrales au gaz et d'environ 0,3 g/kWh dans celui des centrales à turbine à gaz à cycle combiné. Les émissions de NO_x des centrales nucléaires, hydro-électriques et éoliennes sont d'un à deux ordres de grandeur inférieures aux émissions des filières à combustibles fossiles. Les émissions des filières photovoltaïques sont supérieures à ce niveau et à peu près comparables à celles des centrales à turbine à gaz à cycle combiné. La cogénération au bois atteint des niveaux d'émission comparables à celles des filières classiques à combustibles fossiles performantes.

Émissions de particules de diamètre inférieur à 10 microns (PM₁₀)

Les particules de diamètre inférieur à 10 microns (PM₁₀) constituent un important polluant atmosphérique responsable de dommages sanitaire, par exemple de pneumopathies. Les rejets directs

de PM₁₀ des centrales, qui dépendent des mesures antipollution, sont prédominants dans le cas des filières à combustibles fossiles, mais les approvisionnements en combustibles contribuent aussi notablement à l'ensemble des rejets de PM₁₀. La filière au lignite, avec une moyenne pour l'UCTE d'environ 0,5 g/kWh, accuse les moins bonnes performances (voir figure 4.7). Les moyennes de l'UCTE pour l'antracite et le pétrole sont de l'ordre de 0,25 g/kWh. Les moyennes des pays varient considérablement pour ces trois combustibles ; un écart d'un facteur pouvant atteindre 25 entre le pays le plus et le moins performant est possible.

Figure 4.7 Rejets de PM₁₀ de certaines filières énergétiques

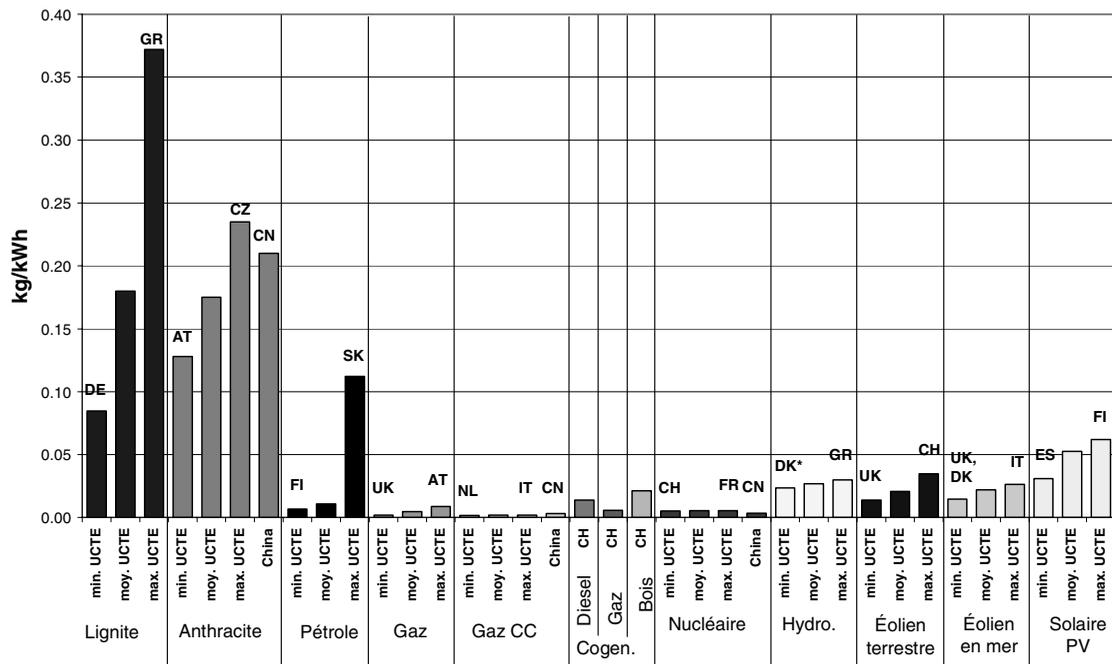


Les rejets de PM₁₀ des filières au gaz naturel, à l'énergie nucléaire et aux énergies renouvelables, à l'exception de la cogénération au bois, sont d'un à deux ordres de grandeur inférieures aux émissions moyennes de l'UCTE pour les filières aux combustibles fossiles. Parmi les sources renouvelables, l'hydro-électricité a de meilleures performances que celles de l'énergie éolienne et du photovoltaïque, qui se situent dans la même fourchette, et que celles de la cogénération au bois, qui sont comparables à celles des filières au charbon et au pétrole les plus performantes.

4.3.3 Déchets solides

La production de déchets non radioactifs par les différentes filières énergétiques est illustrée à la figure 4.8. Il convient de noter que divers types de déchets ayant des caractéristiques différentes ont été regroupés. Il s'agit de nombreuses espèces chimiques distinctes évacuées sous les formes ou des manières suivantes : déchets dangereux, incinération, décharge de matières inertes, épandage des boues sur le sol, incinération des ordures ménagères, cendres de lignite, décharge de résidus, décharge contrôlée, dépôts souterrains. Les masses en tant que telles ne constituent pas une indication des risques liés aux déchets. Aucun facteur de pondération n'est en l'occurrence appliqué pour rendre compte de la nocivité potentielle de chaque type de déchet.

Figure 4.8 Production de déchets non radioactifs de certaines filières énergétiques

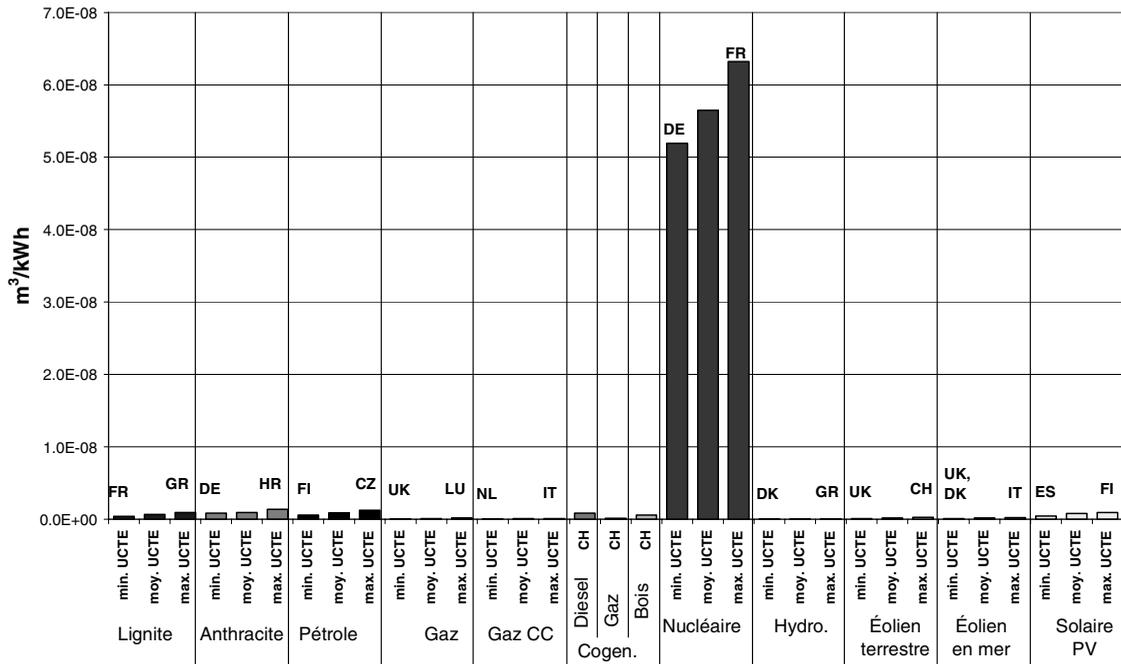


Les filières au charbon et au lignite, avec des moyennes pour l'UCTE d'environ 0,18 kg/kWh produisent les quantités les plus élevées de déchets non radioactifs. À l'intérieur de la filière au lignite, les cendres provenant de l'exploitation des centrales sont prédominantes ; quant aux filières à l'antracite, la majeure partie des déchets solides est imputable aux résidus de l'exploitation minière, car une fraction importante des cendres d'antracite est recyclée, par exemple dans du béton et du revêtement routier. Les performances de la filière chinoise à l'antracite se situent entre la moyenne de l'UCTE et le pays le moins performant de l'UCTE.

Les filières au gaz naturel, en particulier les centrales à turbines à gaz à cycle combiné, et les filières nucléaires produisent les quantités les plus faibles de déchets non radioactifs. Les quantités de déchets dans le cas de la cogénération au bois, de l'hydroélectricité et de l'énergie éolienne sont d'environ un ordre de grandeur supérieures et le photovoltaïque solaire a des performances légèrement moins bonnes que ces filières.

Seule la filière de l'énergie nucléaire produit directement des quantités notables de déchets radioactifs ; dans le cas de toutes les autres filières, des déchets radioactifs sont produits indirectement en raison surtout des apports d'électricité d'origine nucléaire à la filière considérée, encore que la cendre de houille contient souvent une radioactivité significative. La figure 4.9 indique les volumes occupés par des déchets de faible, moyenne et haute activité, y compris le confinement dans des dépôts souterrains dans des formations géologiques. Les résultats pour les divers pays ne sont pas très différents de la moyenne de l'UCTE. Par suite de différences dans la modélisation des filières, les résultats relatifs à la Chine n'ont pas pu être inclus dans cette comparaison.

Figure 4.9 Production de déchets radioactifs pour certaines filières énergétiques

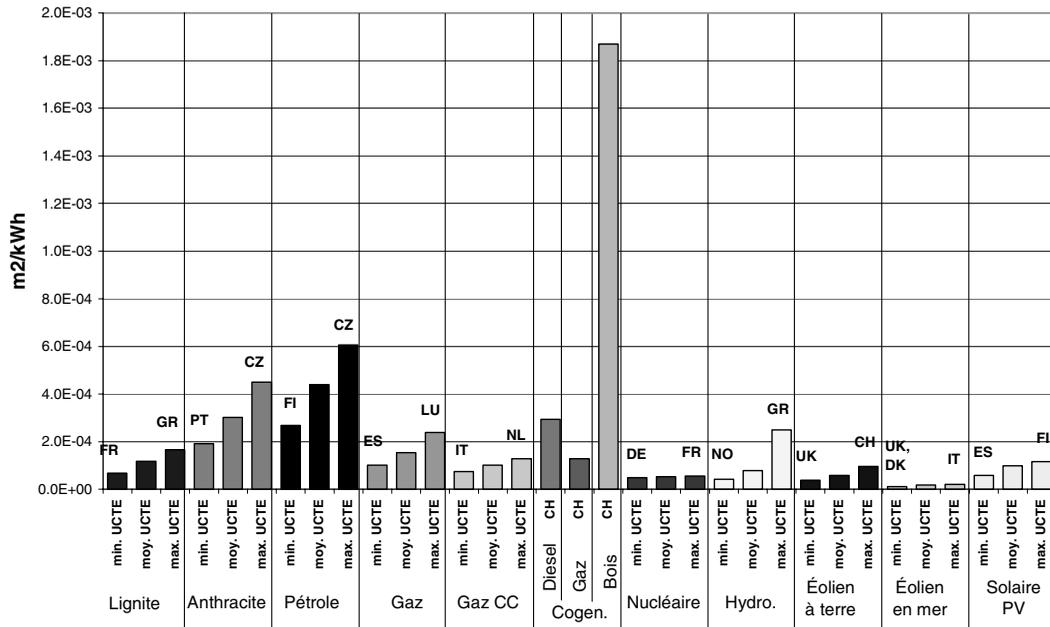


4.3.4 Emprise au sol

L'emprise au sol représentée à la figure 4.10, et mesurée en m^2/kWh , se rapporte à toutes les surfaces dont l'état primitif est transformé en un état différent par suite des activités humaines menées dans le cadre des filières énergétiques.

En raison de la sylviculture pour la récolte du bois, c'est la cogénération au bois qui nécessite l'emprise au sol de loin la plus importante. Viennent ensuite les filières au pétrole et à l'anthracite. L'exploitation et la production de pétrole de même que l'extraction de l'anthracite nécessitent des superficies considérables. Pour le gaz naturel, le lignite, et le photovoltaïque, les résultats sont analogues, se situant au milieu de la fourchette. Les différences propres à chaque pays, dans les moyennes des filières à combustibles fossiles, découlent surtout de rendements différents des centrales et des provenances différentes des combustibles. Les performances du nucléaire, de l'hydro-électricité et de l'éolien terrestres sont bonnes ; la valeur la plus faible correspond à l'éolien en mer.

Figure 4.10 Emprise au sol pour certaines filières énergétiques



4.3.5 Risques d'accident

Cette section s'appuie au premier chef sur l'ENSAD (Energy-related Severe Accident Database), base de données exhaustive relative aux accidents graves axée sur le secteur énergétique, établie par le PSI (Hirschberg *et al.*, 1998) et élargie à plusieurs reprises ces dernières années. Ces élargissements ont été rendus possibles par l'intermédiaire de projets financés par l'industrie électrique (Hirschberg *et al.*, 2003a; Hirschberg *et al.*, 2003b), par la Commission européenne (Burgherr *et al.*, 2004) et par l'industrie suisse du gaz (Burgherr et Hirschberg, 2005). La base de données permet des analyses complètes des risques d'accident, qui ne se limitent pas aux centrales, mais couvrent les filières énergétiques dans leur intégralité, notamment la prospection, l'extraction, le traitement, le stockage et le transport des combustibles ainsi que la gestion des déchets. Les résultats fondés sur l'expérience acquise, sont complétés par le recours à l'évaluation probabiliste de la sûreté (EPS), lorsqu'il s'agit d'apprécier l'énergie nucléaire.

L'ENSAD couvre actuellement 18 400 accidents, dont environ 89 % se sont produits au cours de la période 1969-2000. Les accidents causés par l'homme (12 943) représentent 70,3 % du total, alors que les catastrophes naturelles (5 457) représentent moins de 30 %. Les accidents liés à l'énergie s'élèvent à 6 404, représentant 34,8 % du total et 49,5 % des accidents causés par l'homme. Parmi les accidents liés à l'énergie 3 117 (48,7 %) sont graves⁵, 2 078 d'entre eux ayant causé au moins 5 décès. Les accidents non liés à l'énergie et les catastrophes naturelles sont une priorité subalterne dans le cadre de l'ENSAD. En conséquence, les données correspondantes sont en général moins complètes et de moindre qualité que celles fournies pour les accidents liés à l'énergie.

5. Si l'on se réfère aux documents publiés, il n'existe pas de définition unique de l'accident grave. L'ENSAD utilise sept critères pour définir un accident grave : au moins 5 décès, ou au moins 10 blessés ; ou au moins 200 personnes évacuées ; ou une interdiction généralisée de la consommation alimentaire ; ou des rejets d'hydrocarbures dépassant 10 000 tonnes ; ou l'exécution d'une dépollution des sols ou de l'eau sur une superficie d'au moins 25 km² ; ou une perte financière d'au moins 5 millions d'USD de 2000.

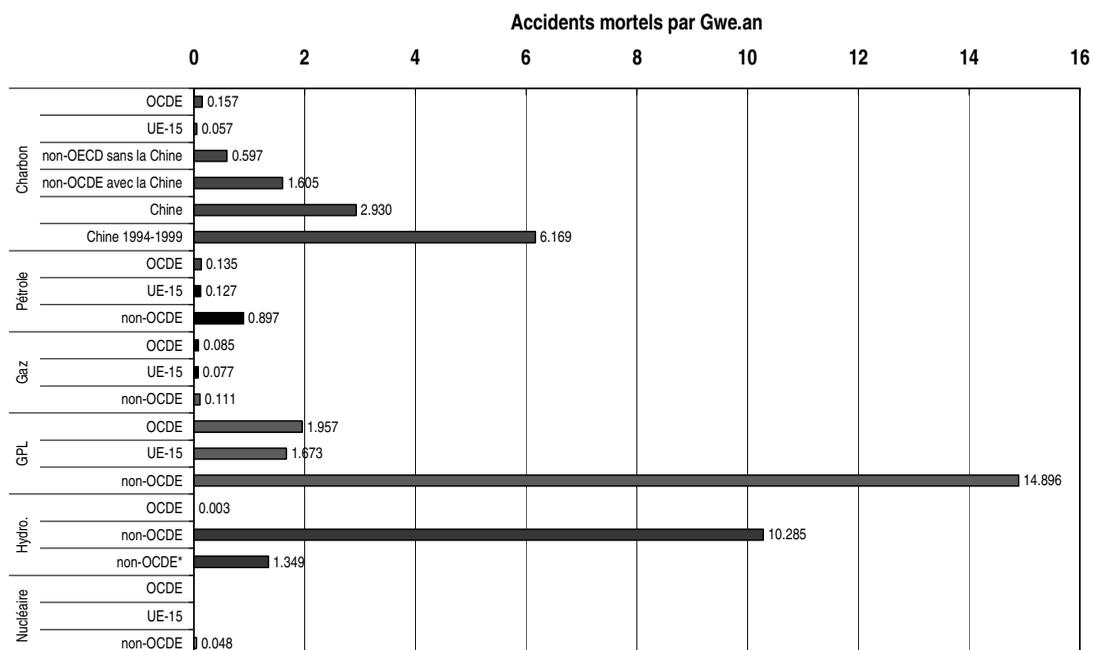
**Tableau 4.13 Synthèse des enregistrements de l'ENSAD
concernant des accidents ayant causé au moins cinq décès**

Filière énergétique	OCDE		UE 15		non-OCDE	
	Accidents	Décès	Accidents	Décès	Accidents	Décès
Charbon	75	2 259	11	234	102 1 044 ^a	4 831 18 017 ^a
Pétrole	165	3 789	58	1 141	232	16 494
Gaz naturel	80	978	24	229	45	1 000
GPL	59	1 905	19	515	46	2 016
Hydro-électricité	1	14	0	0	10	29 924 ^b

- a. Première rangée sans la Chine, seconde rangée avec la Chine.
b. Les ruptures des barrages de Banqiao et de Shimantan ont causé conjointement 26 000 morts.

Un examen partiel des informations statistiques sur les accidents graves enregistrés dans les diverses filières énergétiques est présenté dans le tableau 4.13. Les évaluations et les analyses sont les plus détaillées pour les décès, car les informations relatives à d'autres indicateurs tels que les blessés, les évacuations ou les pertes financières ne sont pas disponibles avec un degré analogue d'exhaustivité. Cependant, des indicateurs globaux pourraient encore révéler certaines tendances générales.

Figure 4.11 Indicateurs d'accidents graves pour les pays membres et non membres de l'OCDE pour la période 1969-2000



* Hydro-électricité avec ou sans la rupture des barrages de Banqiao et de Shimantan.

Sur la base de l'ENSAD, on a établi et comparé des indicateurs globaux choisis d'accidents. La méthode utilisée rend compte des contributions de toutes les étapes des filières énergétiques qui ont été analysées. La comparaison des différentes filières énergétiques est fondée sur des indicateurs normalisés associant les conséquences (nombre d'accidents mortels, par exemple) et la production des filières (production d'électricité, par exemple), et également sur les coûts externes estimés liés aux

accidents afférents aux technologies retenues. La figure 4.11 présente les résultats exprimés en accidents mortels par $GW_e \cdot an$, en établissant une distinction entre l'OCDE, l'UE-15, les pays hors OCDE et, lorsque les données sont disponibles, la Chine.

La base statistique des indicateurs peut présenter des disparités radicales pour les diverses filières énergétiques. Par exemple, 1 221 accidents graves ayant donné lieu à des décès sont pris en compte dans les indicateurs relatifs à la filière au charbon mais un seul seulement pour la filière du nucléaire (Tchernobyl). Il convient de noter que seuls les décès immédiats ont été pris en considération dans la figure 4.11 ; les décès différés, qui revêtent une importance particulière dans le cas de la filière du nucléaire, sont traités séparément (voir ci-après). Pour les autres filières, on n'a pas estimé les décès différés.

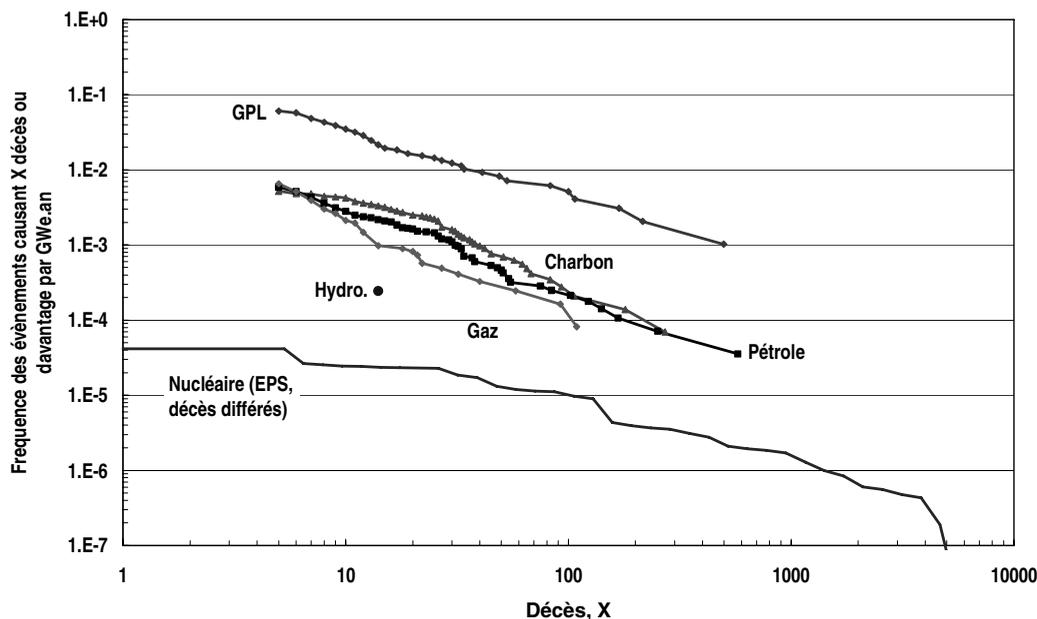
Il existe des différences notables entre les taux globaux d'accidents mortels calculés pour les divers vecteurs énergétiques. En général, les taux de décès immédiats pour tous les vecteurs énergétiques considérés sont notablement supérieurs pour les pays n'appartenant pas à l'OCDE que pour les pays membres de l'Organisation. Dans le cas de l'hydro-électricité et de l'énergie nucléaire, l'écart est spectaculaire. L'expérience récente enregistrée pour l'hydro-électricité dans les pays de l'OCDE dénote de très faibles taux d'accidents mortels, comparables aux résultats caractéristiques fondés sur les EPS obtenus pour les centrales nucléaires en Suisse et aux États-Unis.

Des analyses approfondies exécutées sur la base de l'ENSAD dans le cas des résultats globaux pour le monde entier (les zones OCDE et non-OCDE considérées conjointement) montrent que les taux globaux de décès immédiats sont beaucoup plus élevés pour les filières à combustibles fossiles que pour les seules centrales alimentées en combustibles fossiles. Les taux d'accidents mortels les plus élevés se rapportent au GPL et à l'hydro-électricité, suivis par le charbon, le pétrole, le gaz naturel et le nucléaire.

Dans le cas du nucléaire, le taux estimé de décès différés exclusivement lié au seul accident nucléaire grave du point de vue des décès (celui de Tchernobyl), dépasse manifestement tous les taux susmentionnés de décès immédiats. Étant donné les différences radicales de conception, d'exploitation et de procédures d'urgence de la centrale de Tchernobyl, les résultats propres à cette centrale ne sont pas applicables dans le cas des pays membres de l'OCDE et de la plupart des pays n'appartenant pas à l'OCDE. Vu le manque de données statistiques, les résultats des évaluations probabilistes de sûreté (EPS) les plus récentes relatives à des centrales occidentales sont utilisés comme valeurs de référence pour l'estimation des conséquences des accidents graves (pour plus de précisions, voir Hirschberg *et al.*, 1998).

La figure 4.12 présente les courbes de fréquence-conséquence pour les pays de l'OCDE. Les courbes relatives au charbon, au pétrole, au gaz naturel, au GPL et à l'hydro-électricité sont fondées sur des accidents passés et indiquent les décès immédiats. Pour la filière du nucléaire, étant donné qu'il n'existe pas de données rétrospectives, la courbe théorique est obtenue à partir de l'évaluation probabiliste de sûreté (EPS) relative à une centrale nucléaire suisse donnée. Elle tient compte des décès différés imputables aux dommages sanitaires à long terme liés à la libération de matières radioactives (Burgherr *et al.*, 2004). Les courbes reflètent le classement des diverses filières, mais elles donnent aussi une indication de l'étendue maximale des dommages survenus ou susceptibles de survenir, propre à chaque filière.

Figure 4.12 Comparaison des courbes de fréquence-conséquence dans le cas des filières énergétiques complètes dans les pays de l'OCDE pendant la période 1969-2000



4.4 Indicateurs sociaux

La dimension sociale est la plus difficile à quantifier et même le fait de se mettre d'accord sur les aspects qui peuvent et/ou doivent être couverts n'est pas une mince affaire. On possède une fort vaste expérience des critères et des indicateurs portant sur les conditions sociales dans certains pays. De plus, les aspects sociaux de l'approvisionnement en énergie en général sont plus aisés à traiter que les caractéristiques propres à une technologie, qui peuvent être sujettes à controverse. Actuellement, les critères et les indicateurs utilisés pour la caractérisation de certaines technologies sont pour une part intuitifs et pour une part fondés sur l'expérience acquise grâce à des contacts avec les parties prenantes. Il n'existe pas de consensus sur un ensemble standard de tels attributs et il est peu probable qu'un large accord soit réalisé dans un proche avenir.

Des progrès dans la quantification et la mise en œuvre d'indicateurs sociaux sont escomptés dans le cadre du Projet intégré NEEDS de l'UE en cours (www.needs-project.org) ; ces travaux se poursuivent dans le cadre de l'Axe de recherche intitulé « *Energy Technology Roadmap and Stakeholder Perspectives* » (Plan de marche pour les technologies énergétiques et points de vue des parties prenantes), coordonné par l'Institut Paul Scherrer. Parmi les exemples de critères jugés intéressants figurent : la stabilité politique, les tendances nouvelles socialement acceptables, les incidences sur les lieux habités et la qualité des sites, les composantes sociales des incidences économiques et les composantes sociales des risques y compris la sécurité physique. Quelques uns de ces indicateurs sont relativement simples, par exemple les effets de l'emploi direct ; d'autres ne sont pas aisés à définir et peuvent être très complexes à quantifier. Il se peut que des résultats partiels deviennent disponibles en 2007. Les sections suivantes présentent quelques exemples d'indicateurs sociaux quantifiés dans le passé.

4.4.1 Emploi

Les différences entre les diverses filières énergétiques du point de vue de la création d'emplois peuvent être notables, mais leur influence globale sur le niveau de l'emploi est d'importance secondaire si on la compare à d'autres facteurs influant sur l'économie nationale ou mondiale. L'action en faveur d'options à forte intensité de travail, telles que le photovoltaïque solaire, peut créer de nouvelles perspectives d'emplois dans certains secteurs de l'économie, mais réduire l'emploi globalement, car d'autres secteurs peuvent perdre leur compétitivité en raison de coûts et de prix plus élevés de l'énergie, étant donné que les options à forte intensité de main-d'œuvre seront plus coûteuses.

Les études indiquent en règle générale que des programmes encourageant fortement les sources d'énergie renouvelables débouchent sur une légère augmentation du produit intérieur brut (PIB) de même que sur un petit accroissement du nombre d'offres d'emploi. Cependant, les créations d'emploi sont principalement locales ou régionales, avec des augmentations de l'emploi relativement modestes en termes absolus. Les grandes options centralisées, en particulier le nucléaire et dans une certaine mesure les grandes centrales hydro-électriques, aboutissent à une stimulation régionale de l'emploi, encore que les effets se concentrent surtout pendant la phase de construction. La qualité des emplois offerts par les diverses filières énergétiques peut varier en fonction des technologies auxquelles elles ont recours.

Les estimations des offres d'emploi directes propres aux technologies dans le cas de l'Allemagne (Hirschberg *et al.*, 2004a) montrent que le nucléaire et le lignite accusent les valeurs les plus basses, alors que l'énergie éolienne a une intensité de main-d'œuvre environ deux fois plus forte. Le gaz naturel, le charbon et l'hydro-électricité se situent au milieu de la fourchette, alors que le photovoltaïque solaire a de loin la plus forte intensité de main d'œuvre (40 fois plus forte que le nucléaire). Contrairement aux sources d'énergie fossiles, pour lesquelles c'est la fourniture de combustible qui contribue surtout aux possibilités d'emploi, le nucléaire et les sources renouvelables offrent des emplois principalement dans la construction des centrales notamment et dans le cas des sources renouvelables dans la fabrication des composants.

4.4.2 Incidences de l'exploitation normale sur la santé humaine

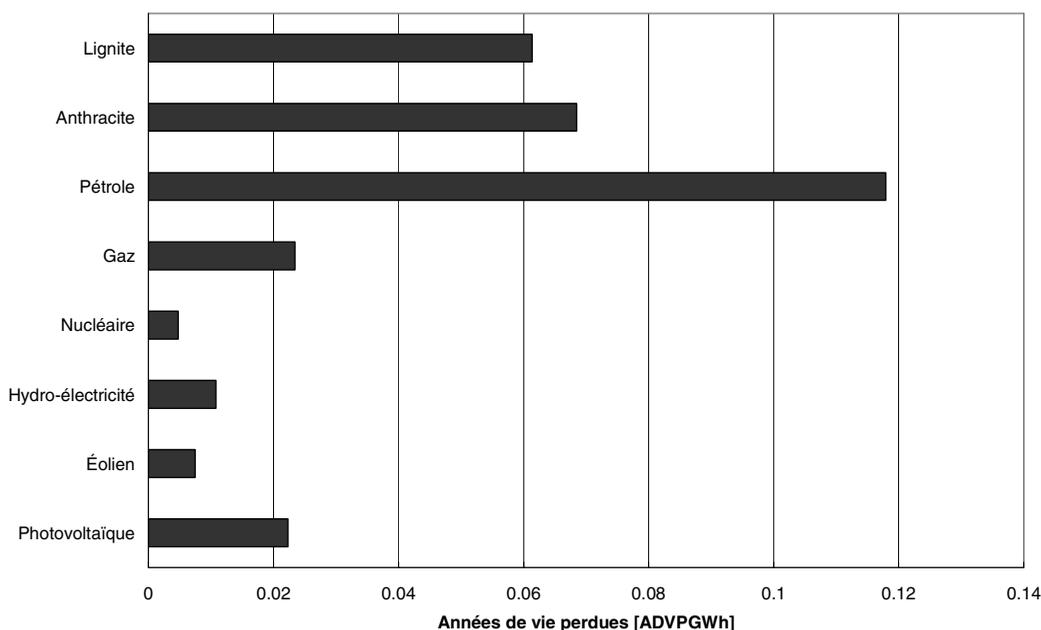
Les incidences sur la santé humaine imputables à l'exploitation normale peuvent être représentées par la « mortalité », définie par une réduction de l'espérance de vie calculée en années de vie perdues (ADVP). La mortalité est le principal facteur contribuant aux coûts externes totaux (voir chapitre 5) mais divers effets de la morbidité viennent s'ajouter aux incidences sanitaires globales. Il est possible d'évaluer les effets de la morbidité, mais il est difficile de les regrouper de manière pleinement objective car leurs résultats finaux, autrement dits les années de vie perdues, et leurs valeurs, estimées en termes monétaires, varient de façon spectaculaire en fonction des conditions locales, par exemple de la densité de population, de l'espérance de vie, du soutien médical à la disposition de la population affectée.

La base de l'évaluation des effets sanitaires est la méthodologie mise au point dans le cadre du projet européen ExternE lancé au milieu des années 90 et affiné au cours de phases successives (voir, par exemple, Friedrich *et al.*, 2004). Cette méthodologie a été actualisée en 2005 (Bickel et Friedrich, 2005).

La figure 4.13 présente, à titre d'exemple, la mortalité résultant des émissions d'importants polluants, propres aux actuelles filières énergétiques allemandes (Hirschberg *et al.*, 2004a). Les

émissions sont conformes aux inventaires d'émissions en Allemagne indiqués plus haut dans certaines des figures de ce chapitre ; les émissions radioactives ont également été prises en compte.

Figure 4.13 Mortalité liée à l'exploitation normale des filières énergétiques allemandes en 2000



Le nucléaire, l'énergie éolienne et l'hydro-électricité présentent une très faible mortalité imputable à l'exploitation normale. La mortalité pour les filières au gaz naturel et au photovoltaïque solaire est comparable. Les systèmes à énergies fossiles autres que le gaz naturel présentent des incidences beaucoup plus élevées que les autres options. Il vaut la peine de noter que, pour toutes les filières, la mortalité due aux accidents est pratiquement négligeable en regard des effets correspondants de l'exploitation normale.

La mortalité due à la pollution atmosphérique dépend fortement de l'emplacement, qui détermine le nombre de personnes touchées par les émissions, et de la technologie qui détermine la quantité des émissions. Le nombre d'ADVP par tonne de SO₂ émise en Chine est en moyenne presque sept fois plus élevé que la moyenne pour l'Union européenne principalement en raison de la différence radicale des densités de population autour des centrales. Si l'on considère l'actuelle centrale classique au charbon dans la plus grande ville de la province à forte densité de population de Shandong et le reste connexe de la filière au charbon, le recours à du charbon à faible teneur en soufre, réduit l'ADVP par GWh d'un facteur de 1,7 ; avec la mise en œuvre de laveurs ayant un rendement d'épuration du SO₂ de 95 % la réduction est d'un facteur de 4,4 ; le remplacement par une centrale au charbon de type avancé (à combustion en lit fluidisé sous pression atmosphérique) se traduit par une réduction d'un facteur de 8,0 ; dans le cas d'un remplacement par une centrale à cycle combiné avec gazéification intégrée, la réduction est d'un facteur de 13 environ ; pour un remplacement par une centrale au gaz naturel à turbine à gaz à cycle combiné, il s'agit d'un facteur d'environ 52, et par une centrale nucléaire d'un facteur de 63 (Hirschberg *et al.*, 2003c et 2004b).

Les effets de la mortalité imputable aux émissions anthropogéniques au sein de l'UE-25 en 1998 correspondent à environ 2,2 millions d'ADVP, dont 22 % sont dus à la production d'électricité, à la cogénération et aux installations de chauffage urbain. (Friedrich *et al.*, 2004). Les résultats pour la

Chine en 1998 sont (Hirschberg *et al.*, 2003c et 2004b) : 9,1 millions d'ADVP avec une part de 23 % revenant au secteur de l'énergie électrique.

4.4.3 Confinement des déchets

Le « *temps de confinement requis* » des déchets les plus dangereux peut être inclus parmi les indicateurs sociaux. Il peut être considéré comme un attribut complémentaire de la masse, couvrant implicitement la nocivité potentielle des déchets dangereux. Cependant, cette notion est subjective et il n'existe pas de consensus sur sa définition.

Par exemple, les déchets provenant des filières au charbon et photovoltaïques solaires comprennent des métaux toxiques, tels que l'arsenic, le cadmium et le plomb qui demeurent indéfiniment potentiellement nocif. C'est pourquoi, en théorie, il n'y a pas de limites temporelles pour l'estimation des incidences sanitaires correspondantes. Cependant, les normes et la réglementation en vigueur ne reflètent pas la nécessité d'assurer leur prise en charge à long terme.

En revanche, la nécessité de durées de confinement extrêmement longues pour les déchets de haute activité à vie longue suscite des préoccupations de la part du public. Cela conduit les responsables de la réglementation à formuler des objectifs d'acceptation selon lesquels les doses individuelles annuelles ne devraient à aucun moment dépasser des niveaux qui sont très faibles par rapport à ceux dus au rayonnement naturel et aux sources artificielles⁶.

À l'instar des autres indicateurs sociaux, il faut davantage de travaux de recherche pour cerner les critères pertinents tenant compte de l'équité et de la répartition des risques et des avantages entre générations. En lieu et place, l'utilisation de coefficients d'aversion pour le risque pourrait faciliter la prise de décision.

4.4.4 Risques de prolifération

La résistance à la prolifération et la protection physique des installations et des matières utilisées dans la filière de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité, sont une importante préoccupation pour les décideurs et la société civile. Cette préoccupation est propre à la filière nucléaire et a motivé la mise en œuvre de mesures intrinsèques et extrinsèques afin d'éviter que des matières nucléaires sensibles, par exemple de l'uranium hautement enrichi ou du plutonium, ou des technologies, par exemple l'enrichissement, mises au point à des fins civiles, puissent être détournées en vue d'un usage militaire et/ou terroriste. Les mesures visant à renforcer la résistance à la prolifération et la protection physique constituent des objectifs primordiaux pour les systèmes avancés d'énergie nucléaire.

L'instrument le plus important pour décourager le détournement et l'utilisation abusive des matières et technologies nucléaires est le Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires (TNP) de 1970, qui engage 189 pays et comporte un engagement explicite des États non dotés d'armes nucléaires d'accepter de renoncer aux armes nucléaires pour bénéficier en contrepartie des avantages de la technologie nucléaire à des fins pacifiques. Le respect de ces engagements est vérifié par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) par l'intermédiaire de son système de garanties. L'efficacité des mesures de contrôle des garanties a été démontrée par des années d'expérience, encore

6. À titre d'exemple, la dose limitative selon les prescriptions en vigueur en Suisse est de 0,1 mSv ; à titre de référence, l'exposition totale moyenne annuelle en Suisse imputable aux sources naturelles et artificielles est d'environ 4 mSv.

qu'aucun système ne puisse garantir une prévention absolue. Les contrôles des garanties ont été récemment renforcés de manière à couvrir la détection du détournement et/ou de la production clandestins de matières sensibles.

Le régime international de garanties visant à empêcher la prolifération des armes nucléaires impose certaines contraintes aux marchés des combustibles nucléaires en liaison avec la déclaration, les contrôles et la vérification des utilisations pacifiques des matières nucléaires. Le cadre mis en œuvre sous les auspices de l'AIEA instaure cependant effectivement un ensemble bien défini de règles stables. Dans ce cadre, complété par les lois et réglementations nationales, les matières nucléaires destinées à des utilisations pacifiques peuvent être librement échangées entre les pays et les exploitants.

La prolifération et les menaces terroristes sont toutefois liées au contexte politique, à la sécurité internationale et au rôle stratégique perçu des armes nucléaires. L'amélioration des relations internationales à un point tel que les États et les groupes politiques ne se tournent pas vers les armes nucléaires en tant qu'instruments leur permettant de défendre leurs territoires ou leurs convictions, constitue l'objectif qui rendrait obsolètes les préoccupations concernant la résistance à la prolifération et la protection physique. En attendant, les systèmes avancés d'énergie nucléaire intègrent des mesures intrinsèques visant à renforcer la résistance à la prolifération et la protection physique. De telles mesures ont pour but d'empêcher le détournement ou la production non déclarée de matières nucléaires ou l'utilisation abusive de technologie, ainsi que le vol de matières se prêtant à la fabrication d'explosifs nucléaires ou de dispositifs de dispersion de la radioactivité, de même que le sabotage d'installations.

4.4.5 Aversion pour le risque

La nécessité de tenir compte explicitement de l'aversion pour le risque dans l'évaluation des conséquences résultant des accidents graves a été reconnue dans les études les plus récentes consacrées à l'appréciation des systèmes énergétiques. Cette nécessité découle de l'antinomie entre l'acceptabilité sociale d'un risque et la valeur estimée des dommages causés par un accident grave aux êtres humains et à l'environnement. Lorsque l'estimation est faite à l'aide des coûts externes, l'aversion pour le risque peut être intégrée à l'évaluation du coût externe d'un accident grave par l'intermédiaire d'un coefficient de risque (voir chapitre 5). Dans cette approche, l'évaluation de la valeur monétaire de l'aversion pour le risque est fortement tributaire des préférences des parties prenantes.

Dans le cadre décrit dans le chapitre 3, l'indicateur d'aversion pour le risque figurant dans le tableau 3.1 est le « nombre maximal crédible de décès par accident ». Il peut être utilisé comme substitut de l'aversion pour le risque visant les accidents à faible probabilité et à conséquences élevées (Hirschberg *et al.*, 2004a). Les valeurs de l'indicateur peuvent être établies à l'aide des courbes de fréquence-conséquence présentées à la figure 4.12. Cependant, les conséquences maximales crédibles dépendent non seulement de la technologie mais aussi de l'emplacement, et de nombreux paramètres tels que la densité de population, la direction et la vitesse du vent, et les conditions climatiques ont sur elles d'importantes incidences.

Pour les filières à combustibles fossiles, on peut utiliser les courbes passées de fréquence-conséquence relatives aux pays non membres de l'OCDE (Burgherr *et al.*, 2004) plutôt que celles relatives aux pays membres de l'OCDE pour obtenir les valeurs maximales crédibles. Pour les systèmes nucléaires, les résultats des EPS de niveau III sont les mieux appropriés afin d'obtenir un maximum. Dans le cas de l'hydro-électricité, il peut être nécessaire d'adapter les données génériques

tirées de l'expérience en fonction du cas auquel elles s'appliquent (population en aval). Dans les zones à forte densité de population de l'OCDE, l'étendue des conséquences des accidents hypothétiques extrêmes est la plus importantes dans le cas du nucléaire, suivi par l'hydro-électricité, le pétrole, le charbon⁷ et le gaz. Les accidents dans les filières des énergies renouvelables sont fort limités en termes de conséquences.

Références

AEN (2002), *Le cycle du combustible nucléaire*, OCDE, Paris, France.

AEN (2006), *Cycles du combustible nucléaire avancés et gestion des déchets radioactifs*, OCDE, Paris, France.

AIEA et AEN (2006), *Uranium 2005 : Ressources, production et demande*, OCDE, Paris, France.

AIEA et AEN (2005), *Coûts prévisionnels de production de l'électricité : Mise à jour 2005*, OCDE, Paris, France.

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

Bickel, P. et R. Friedrich (dir. publ.), (2005), *ExternE Externalities of Energy Methodology 2005 Update*. (Méthodologie des externalités de l'énergie, Mise à jour 2005) Commission européenne, Direction générale de la recherche, Systèmes énergétiques durables EUR 21951.

British Petroleum, (2006), *Quantifying Energy: BP Statistical Review of World Energy*, (Quantification de l'énergie : Examen statistique de l'énergie dans le monde), BP p.l.c., Londres, Royaume-Uni.

Burgherr P. et S. Hirschberg (2005), *Comparative assessment of natural gas accident risks* (Évaluation comparative des risques d'accident dus au gaz naturel), rapport PSI n° 05-01, Villigen, Suisse.

Burgherr P., S. Hirschberg, A. Hunt et R.A. Ortiz (2004), *External costs from major accidents in non-nuclear fuel chains* (Coûts externes des grands accidents dans les filières à combustible non nucléaire) Work Package 5, Rapport établi à l'intention de la Commission européenne dans le cadre du Projet NewExt (Nouveaux éléments pour l'évaluation des coûts externes des technologies énergétiques). Institut Paul Scherrer, Villigen, Suisse.

Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, M. Faist Emmenegger, R. Frischknecht, T. Heck, N. Jungbluth et A. Röder (2004a), *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and other UCTE Countries*. (Inventaires des cycles de vie des systèmes énergétiques : résultats pour les systèmes en place en Suisse et dans d'autres pays de l'UCTE), Rapport finalecoinvent 2000 n° 5. Institut Paul Scherrer/Villigen, Centre suisse pour les inventaires environnementaux/Duebendorf, Suisse.

7. Les conséquences des accidents dans le cas du charbon sont surtout professionnelles et affectent rarement le grand public.

Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, M. Faist Emmenegger, R. Frischknecht, T. Heck, N. Jungbluth et A. Röder (2004b), *Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz*. Rapport final ecoinvent 2000 n° 6. Institut Paul Scherrer/Villigen, Centre suisse pour les inventaires environnementaux/Duebendorf, Suisse.

Dones, R., X. Zhou, C. Tian (2003), « Life Cycle Assessment » (Évaluation du cycle de vie), in Eliasson B. et Y.Y. Lee (dir. publ.) (2003) *Integrated Assessment of Sustainable Energy Systems in China – The China Energy Technology Program*, (Évaluation intégrée des systèmes énergétiques durables en Chine – Le Programme de technologies énergétiques de la Chine), Col. : « Alliance for Global Sustainability Series » : Vol. 4, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht/Boston/Londres, 319-444. (Ouvrage comportant un DVD, relié : ISBN 1-4020-1198-9, broché : ISBN 1-4020-1199-7). www.springeronline.com/sgw/cda/frontpage/0,11855,5-40356-72-33707785-0,00.html

Ecoinvent Centre, (2004), *ecoinvent data v1.2*. Final reports ecoinvent 2000 No. 1-15. ISBN 3-905594-38-2. Centre suisse pour les inventaires environnementaux, Duebendorf, CH, récupéré à partir de : www.ecoinvent.ch.

Friedrich R., A. Markandya, A. Hunt, R.A. Ortiz, B. Desaiques K. Bounmy, D. Ami, S. Masson, A. Rabl, L. Santoni, M.-A. Salomon, A. Alberini, R. Scarpa, A. Krupnick, L. De Nocker, S. Vermoote, T. Heck, T.M. Bachmann, L.I. Panis, R. Torfs, P. Burgherr, S. Hirschberg, P. Preiss, A. Gressmann, B. Droste-Franke (2004), *New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies* (NewExt) (Nouveaux éléments pour l'évaluation des coûts externes des technologies énergétiques). Rapport final destiné à la Commission européenne, DG de la recherche, du développement technologique et de la démonstration (RTD), septembre 2004. www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projektwebsites/newext/newext_final.pdf

Hirschberg S., P. Burgherr, G. Spiekerman, E. Cazzoli, J. Vitazek et L. Cheng (2003a), *Comparative Assessment of Severe Accidents in the Chinese Energy Sector – China Energy Technology Program* (Évaluation comparative des accidents graves dans le secteur énergétique chinois – Programme de technologies énergétiques de la Chine). Rapport IPS n° 03-04, Villigen-PSI, mars 2003.

Hirschberg S., P. Burgherr, G. Spiekerman, E. Cazzoli, J. Vitazek et L. Cheng (2003b), *Assessment of severe accident risks* (Évaluation des risques d'accident grave) in : “Integrated assessment of sustainable energy systems in China. The China Energy Technology Program – A framework for decision support in the electric sector of Shandong province” (Évaluation intégrée des systèmes énergétiques durables en Chine. Programme de technologies énergétiques de la Chine – un cadre pour l'aide à la décision dans le secteur électrique de la province de Shandong) (dir. publ. B. Eliasson et Y.Y. Lee). Alliance for Global Sustainability Series Vol. 4, Kluwer Academic Publishers, Amsterdam, Pays-Bas, www.springeronline.com/sgw/cda/frontpage/0,11855,5-40356-72-33707785-0,00.html

Hirschberg, S., R. Dones, T. Heck, P. Burgherr, W. Schenler et C. Bauer (2004a), *Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation* (Durabilité des technologies d'approvisionnement en énergie dans les conditions prévalant en Allemagne : évaluation comparative), Rapport IPS n° 04-15 – Institut Paul Scherrer, Villigen, Suisse.

Hirschberg, S., T. Heck, U. Gantner, Y. Lu, J.V. Spadaro, W. Krewitt, A. Trukenmüller et Y. Zhao (2003c), « Environmental Impact and External Cost Assessment » (Évaluation des incidences environnementales et des coûts externes), in *Integrated Assessment of Sustainable Energy Systems in China – The China Energy Technology Program* (Évaluation intégrée des systèmes énergétiques durables en Chine – Programme de technologies énergétiques de la Chine). Col. : Alliance for Global

Sustainability Series: Vol. 4, pp. 445-586 (dir. publ. B. Eliasson et Y.Y. Lee). Kluwer Academic Publishers, Dordrecht/Boston/Londres.
www.springeronline.com/sgw/cda/frontpage/0,11855,5-40356-72-33707785-0,00.html

Hirschberg, S., T. Heck, U. Gantner, Y. Lu, J.V. Spadaro, A. Trunkenmüller et Y. Zhao (2004b) « Health and Environmental Impacts of China's Current and Future Electricity Supply, with Associated External Costs » (Incidences sanitaires et environnementales de l'approvisionnement actuel et futur en électricité de la Chine, avec les coûts externes connexes), *Int. J. Global Energy Issues*, 22(2/3/4), pp. 155-179.

Hirschberg, S., G. Spiekermann et R. Dones (1998), *Severe Accidents in the Energy Sector* (Les accidents graves dans le secteur énergétique). Rapport IPS n° 98-16. PSI, Villigen, Suisse.

MIT (2003), *The Future of Nuclear Power* (L'avenir de l'électro-nucléaire), Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, États-Unis.

Tarjanne, R. (2006), Economics of Nuclear Power in Deregulated Markets (Aspects économiques de l'électro-nucléaire sur des marchés déréglementés), communication présentée au Congrès de la jeunesse internationale du nucléaire [International Youth Nuclear Congress – IYNC], Stockholm, Suède.

UK Department of Trade and Industry, (2005), « Rapport par pays du Royaume-Uni », in : *Coûts prévisionnels de production de l'électricité : Mise à jour 2005*, pp. 149-152, OCDE, Paris, France.

Chapitre 5

COÛTS EXTERNES ET ANALYSE DÉCISIONNELLE MULTICRITÈRE

L'évaluation des coûts externes et l'analyse décisionnelle multicritère (ADM) sont des outils d'aide à la décision destinés à permettre d'intégrer et/ou de combiner des indicateurs afin de fournir aux décideurs des messages synthétisés. Ces deux démarches présentent des avantages et des inconvénients et peuvent être utilisées à tour de rôle ou ensemble, quand c'est possible, en fonction de la portée et des objectifs des décisions à prendre.

5.1 Coûts externes

Afin de se faire une idée précise de la pertinence des externalités dans le processus de prise de décision, il importe de reconnaître ce qu'est une externalité et de déterminer les limites de l'estimation des coûts externes. Il existe une externalité lorsque des effets négatifs ou positifs sont produits par une activité économique et subis par des tiers et que ces effets n'ont pas de prix sur le marché (Pearce, 2002). Si l'inventaire des externalités pouvait être exhaustif et si leur valeur pouvait être estimée de manière précise et fiable, l'internalisation des coûts externes aboutirait au meilleur choix. Malheureusement, ces deux conditions sont rarement remplies et cela détermine les limites de la pertinence des coûts externes dans le processus de prise de décision.

Cependant, des méthodes robustes ont été mises au point, affinées et appliquées au cours de la dernière décennie en vue de cerner les externalités et de les évaluer. L'approche par l'« analyse des chemins d'impacts » élaborée et mise en œuvre dans le Projet ExternE de la Commission européenne (CE, 1995a), est largement admise comme constituant la méthodologie la plus moderne pour l'évaluation des coûts externes. Ces dernières années, d'importants efforts ont été déployés en vue d'améliorer la base méthodologique de l'évaluation des coûts externes, l'accent étant mis sur les filières à combustibles fossiles et sur les charges sanitaires et environnementales (Friedrich *et al.*, 2004 ; Rabl *et al.*, 2005 ; Bickel et Friedrich, 2005).

Il convient d'observer que les applications disponibles pour les filières de l'énergie nucléaire (voir, par exemple, CE, 1995b) n'ont pas été affinées et actualisées dans la même mesure que pour les filières à combustibles fossiles. En conséquence, les études existantes présentent certaines carences en ce qui concerne la prise en compte des effets du cycle de vie, le traitement des accidents graves conformément aux évaluations probabilistes de sûreté les plus modernes et la représentation des améliorations technologique et structurelles dans la technologie nucléaire. Un traitement adéquat de ces questions ne devrait pas accroître notablement les estimations actuellement basses des coûts externes, mais améliorerait la robustesse des résultats.

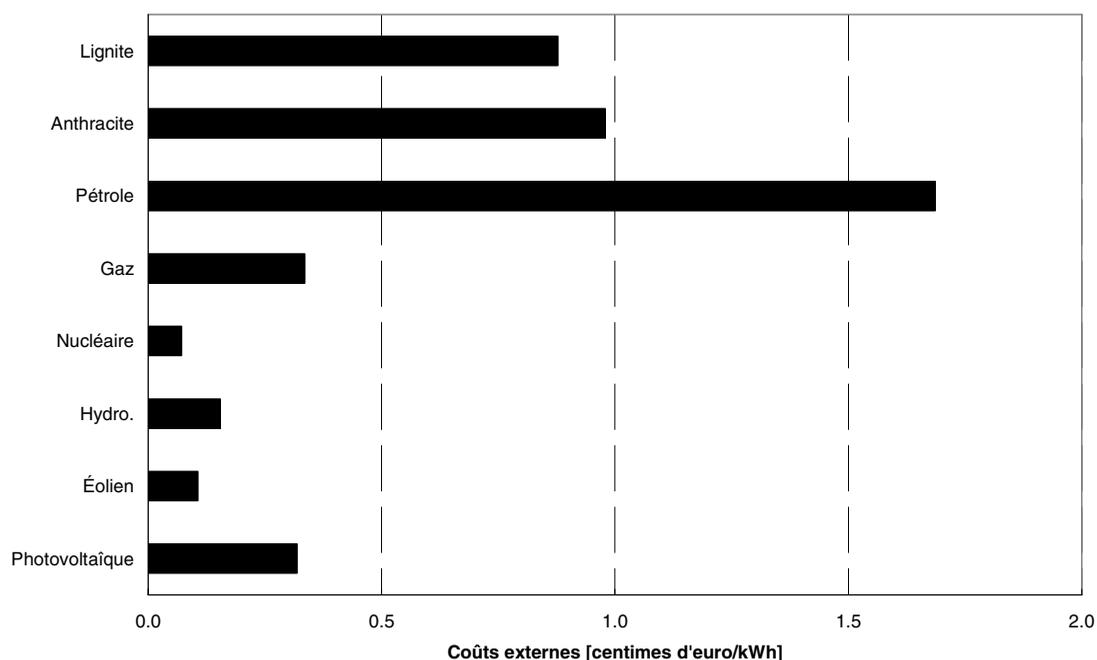
5.1.1 Coûts externes résultant des charges environnementales

Les évaluations des externalités ont été axées sur les charges environnementales, l'appréciation des impacts étant assurée par l'intermédiaire des méthodes d'analyse des chemins d'impacts et de l'ACV, et l'évaluation de la valeur monétaire des dommages étant déterminée à l'aide de diverses méthodes, par exemple, le consentement à payer ou les estimations des coûts des dommages. Dans ce cadre, les effets sanitaires (mortalité et morbidité) ainsi que les coûts éminemment incertains des dommages imputables au réchauffement de la planète occupent une place prédominante dans les estimations des coûts externes.

Quelques résultats sont présentés assez en détail ci-après, mais il est possible de trouver dans de nombreuses autres études des informations utiles concernant d'autres filières énergétiques et des cas propres à certains pays. Par exemple, des estimations des externalités de l'énergie dans différents pays d'Europe sont fournies dans le Volume 10 de la collection relative à l'étude ExternE (CE, 1999). En outre, des résultats détaillés de l'application de la méthodologie ExternE en Suède sont présentés dans un rapport détaillé diffusé par l'Institut de Stockholm pour l'environnement [*Stockholm Environmental Institute – SEI*] (Nilsson et Gullberg, 1998).

Les principaux résultats de l'étude exécutée par l'IPS et portant sur les systèmes allemand de production d'électricité (Hirschberg *et al.*, 2004) sont présentés dans la figure 5.1, qui indique les coûts externes pour les différentes options, compte non tenu du coût du réchauffement de la planète. Il n'est pas étonnant que le classement des options soit le même que celui observé à la figure 4.13 représentant la mortalité et/ou les années de vie perdues par unité de production d'électricité.

Figure 5.1 Coûts externes moyens de la production d'électricité en Allemagne

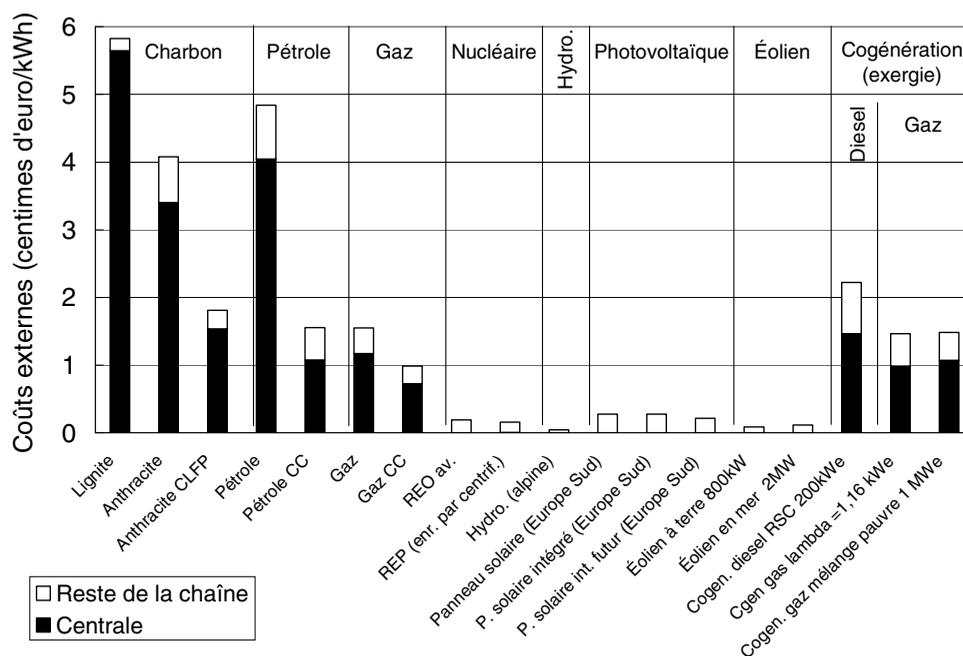


Dans une récente étude exécutée dans le cadre du projet ExternE et de ses applications à l'action gouvernementale (Dones *et al.*, 2005), on a estimé les coûts externes moyens afférents aux systèmes de production d'électricité actuels et avancés, de même que les contributions des divers polluants à ces coûts. Les résultats ont été obtenus en associant les inventaires les plus détaillés figurant dans la base

de données ecoinvent obtenues par ACV (www.ecoinvent.ch), étendus à certaines nouvelles technologies, aux facteurs de dommage fondés sur la méthode de l'analyse des chemins d'impacts. La base de données ecoinvent, élaborée et mise en œuvre par le Centre suisse pour les inventaires environnementaux, couvre les systèmes énergétiques, les matières et les métaux, le traitement et l'évacuation des déchets, les systèmes de transport, les produits chimiques et les produits agricoles. Environ 2 750 processus, correspondant aux conditions européennes vers l'an 2000, ont été pris en considération, dont la moitié environ sont liés à l'énergie. Les charges environnementales cumulées calculées pour ces processus, reflètent toutes les interactions intervenant à l'intérieur du système économique modélisé dans la base ecoinvent. Ces inventaires calculés ne renferment pas d'informations explicites sur l'emplacement des sources d'émission en jeu. En conséquence, les coûts externes sont calculés sur la base des facteurs de dommage relatifs aux émissions se produisant dans un emplacement moyen en Europe (UE 15).

Trois nouvelles technologies de production d'électricité ont été examinées. S'agissant de la filière au charbon, on a évalué la technologie de la combustion en lit fluidisé sous pression, qui devrait être disponible au plan commercial d'ici à 2010. Pour les hydrocarbures, c'est la technologie déjà disponible de la turbine à gaz à cycle combiné, qui a été évaluée. Quant au nucléaire, le système analysé est fondé sur un réacteur à eau ordinaire de type avancé, qui a un rendement net (environ 35 %, voire davantage) meilleur que les REO du moment, une durée de vie plus longue (60 ans contre 40 ans), pour lequel la construction de la centrale est moins gourmande en matériaux et le taux de combustion du combustible plus élevé. En outre, seuls les procédés d'enrichissement économes en énergie, tels que la centrifugation gazeuse, ont été considérés. Dans le cas du photovoltaïque solaire, d'importantes réductions des inventaires de matières requis ont été pris pour hypothèse.

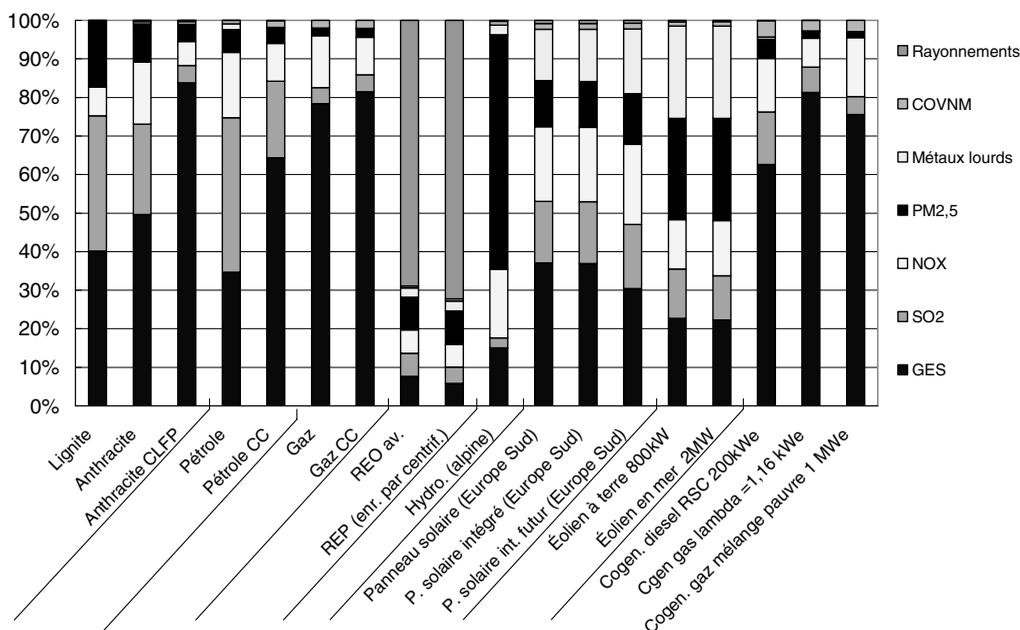
Figure 5.2 Coûts externes des systèmes de production d'électricité



La figure 5.2 donne un aperçu général des coûts externes obtenus pour les divers systèmes considérés de production d'électricité, indiquant les contributions respectives des centrales électriques et du reste de la filière. Les contributions relatives des diverses charges aux coûts externes totaux sont présentées à la figure 5.3.

Parmi les systèmes électriques envisagés dans l'étude, les sources d'énergie renouvelables et le nucléaire présentent les coûts externes les plus faibles, alors que ceux des technologies utilisant des combustibles fossiles sont notables par rapport aux coûts internalisés de production de l'électricité. Les coûts externes des systèmes avancés à combustibles fossiles sont fortement réduits par rapport à ceux des systèmes actuels et sont principalement imputables aux coûts estimés du réchauffement de la planète. Les analyses de sensibilité, portant sur les incertitudes majeures entachant les incidences et l'évaluation de la valeur monétaire, montrent que le classement des technologies demeure solide malgré les importantes incertitudes en jeu.

Figure 5.3 Contributions des différentes charges aux coûts externes des systèmes de production d'électricité



Les faibles coûts externes des filières nucléaires résultent d'une combinaison de facteurs. Les effets sur la santé des travailleurs sont pour une large part éliminés et internalisés dans les coûts de production par l'intermédiaire des normes et de la réglementation en matière de radioprotection. De plus, dans les pays membres de l'OCDE, les coûts du déclassement et de la gestion des déchets sont déjà internalisés grâce à la réglementation. Alors qu'il existe certaines incertitudes quant aux coûts réels de l'évacuation définitive des déchets de haute activité (DHA), qui ne peuvent être pleinement levées que par une démonstration en vraie grandeur des dépôts de DHA, les incertitudes visant la quantification de nombreuses externalités des filières non nucléaires, tels que les coûts des dommages causés par les GES, sont généralement bien supérieures.

5.1.2 Coûts externes des accidents graves

L'estimation des coûts externes des accidents graves est plus sujette à controverse que l'estimation de ceux résultant de la pollution atmosphérique, en raison principalement de la dimension sociale des dommages qu'ils causent et de l'aversion pour le risque qui influent notablement sur leur incidence telle qu'elle est perçue par la société civile. Quant au cas spécifique d'un grave accident nucléaire, l'étude consacrée à la filière nucléaire française dans le contexte du projet ExternE propose

un facteur multiplicateur de 20 environ afin de rendre compte de l'aversion pour le risque dans l'estimation des coûts externes (voir Schieber et Schneider dans OCDE, 2002).

Le projet ExternE/NewExt de l'UE (Burgherr *et al.*, 2004) a recherché les coûts externes des accidents majeurs dans les filières à combustibles non nucléaires. Les résultats essentiels se dégagent de cette étude sont récapitulés dans le tableau 5.1 qui présente les coûts des dommages et les coûts externes afférents aux décès immédiats liés aux systèmes énergétiques considérés dans l'échantillon, y compris les cycles du combustible, obtenus sur la base de l'expérience acquise en matière d'accidents dans les pays membres et non membres de l'OCDE. Les coûts des dommages correspondent au coût total des conséquences d'un accident grave dans chaque cas, alors que les coûts externes correspondent à la part des coûts des dommages non internalisés par les producteurs et qui, de ce fait, ne sont pas supportés directement par le consommateur, mais par la société dans son ensemble.

Les coûts ont été estimés compte tenu d'accidents graves ayant causé au moins cinq décès immédiats et dans l'hypothèse d'un chiffre médian de 1 045 million €¹ pour la « valeur statistique de la vie humaine ». Pour la filière nucléaire, les coûts indiqués dans le tableau 5.1 sont fondés sur l'accident de Tchernobyl dans le cas des pays non membres de l'OCDE et sur l'EPS relative à une centrale suisse dans celui des pays membres de l'OCDE.

Tableau 5.1 Coûts des dommages et coûts externes des accidents graves pour les filières complètes

Filière énergétique	Pays de référence	Coûts des dommages €2002/MWh			Coûts externes €2002/MWh		
		Travailleurs	Public	Total	Travailleurs	Public	Total
Charbon	OCDE	1.7E-3	1.2E-5	1.7E-3	3.4E-4	6.1E-6	3.5E-4
	non-OCDE hors Chine	6.5E-3	4.3E-5	6.5E-3	3.2E-3	3.5E-5	3.3E-3
	Chine (1994-1999)	1.2E-2	ng ³	1.2E-2	6.1E-3	ng ³	6.1E-3
Pétrole	OCDE	9.9E-4	9.0E-4	1.9E-3	2.0E-4	4.5E-4	6.5E-4
	non-OCDE	1.8E-3	1.1E-2	1.3E-2	9.1E-4	8.7E-3	9.6E-3
Gaz naturel	OCDE	2.2E-4	4.4E-4	6.6E-4	4.5E-5	2.2E-4	2.6E-4
	non-OCDE	3.3E-4	5.9E-4	9.2E-4	1.6E-4	4.7E-4	6.3E-4
Hydro-électricité	OCDE	ng ³	4.1E-5	4.1E-5	ng ³	2.0E-5	2.0E-5
	non-OCDE	ng ³	1.2E-1	1.2E-1	ng ³	9.8E-2	9.8E-2
	non-OCDE hors Banqiao/Shimantan	ng ³	1.6E-2	1.6E-2	ng ³	1.3E-2	1.3E-2
Nucléaire	OCDE ¹	ng ³	ng ³	ng ³	ng ³	ng ³	ng ³
	non-OCDE ²	5.7E-4	ng ³	5.7E-4	2.9E-4	ng ³	2.9E-4

1. Sur la base de l'EPS relative à une centrale suisse.

2. Sur la base de l'accident de Tchernobyl.

3. ng = négligeable.

La très faible valeur prévue des dommages imputables à des accidents nucléaires hypothétiques graves est une conséquence des mesures de sûreté mises en œuvre. Bien qu'il soit difficile d'estimer avec précision les coûts des mesures de sûreté intégrées dans la conception des réacteurs et des autres installations nucléaires, ces coûts sont indubitablement importants et contribuent à l'intensité capitalistique de l'énergie nucléaire. Les mises en conformité d'envergure et souvent coûteuses consécutives aux accidents de Three Mile Island et de Tchernobyl, nécessaires pour ramener les

1. Pour une analyse approfondie de la « valeur statistique de la vie humaine » et de celle de la « valeur des années de vie perdues », voir Pearce, dans OCDE 2002.

fréquences des dommages au cœur aux faibles niveaux imposés par la réglementation en matière de sûreté, constituent une internalisation d'une grande partie des coûts des accidents graves.

Les coûts calculés résultant des dommages corporels et des évacuations sont généralement moins importants que ceux liés aux décès, mais leur évaluation se fonde sur une base de données statistiques moins complète. L'estimation médiane des coûts des dommages imputables aux déversements d'hydrocarbures est de $3,7E-3$ €/2002/MWh pour l'OCDE et de $5,5E-3$ €/2002/MWh pour la zone non-OCDE, avec les valeurs maximales estimées indiquées dans le tableau 5.1, d'un ordre de grandeur supérieures. D'autres types de dommages économiques causés par des accidents ont été évalués et exprimés en termes de coûts des dommages, mais la base est trop hétérogène pour permettre une comparaison raisonnablement cohérente. À l'échelle mondiale, sur la base des résultats des études exécutées jusqu'à présent, les coûts externes liés aux accidents graves sont tout à fait insignifiants si on les compare aux coûts externes de la pollution atmosphérique.

Dans une étude antérieure (Hirschberg *et al.*, 1998), les coûts des dommages causés par des accidents, fondés sur l'EPS relative à une centrale nucléaire suisse ont été estimés et les résultats ont montré qu'ils étaient surtout constitués par les coûts des décès différés, qui ne sont pas pris en compte dans le tableau 5.1. Dans cette étude, la valeur moyenne – y compris les coûts des dommages dus aux effets non sanitaires – a été évaluée à $1,2E-3$ USD/MWh, avec les 5^{ème} et 95^{ème} percentiles à $1,0E-4$ et $3,8E-3$ USD/MWh.

5.1.3 Autres coûts externes

Les externalités, qui ne sont pas liées aux incidences environnementales et sanitaires, n'ont pas fait l'objet de recherches étendues et ont rarement été évaluées. Cependant, certaines externalités non environnementales peuvent s'avérer importantes, en particulier pour la filière nucléaire. Elles comprennent les coûts et les avantages liés à la sécurité d'approvisionnement, la responsabilité non couverte par les assurances, les dépenses de R-D financées par les pouvoirs publics, l'épuisement des ressources et le risque de prolifération.

Il est probable que la valorisation de la sécurité d'approvisionnement profite au nucléaire et aux sources d'énergies renouvelables mais, comme cela a été noté plus haut, il n'existe pas de consensus sur le coût de l'insécurité ni sur le consentement de la société civile à payer pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

Une autre manière de quantifier la valeur de la sécurité de l'approvisionnement en énergie consiste à la considérer comme une externalité et à appliquer les méthodes utilisées pour valoriser d'autres externalités telles que les impacts environnementaux. Traditionnellement, les externalités environnementales sont valorisées soit par l'intermédiaire d'estimations des coûts des dommages, soit par le biais du « consentement à payer » pour éviter ces dommages. Ces deux méthodes se sont avérées difficiles à appliquer à la sécurité/insécurité d'approvisionnement et les documents publiés sur le sujet demeurent rares.

Le fait de considérer les coûts de R-D relatifs aux systèmes énergétiques, qui sont couverts par les pouvoirs publics, comme des coûts externes des filières énergétiques est discutable. Compte tenu du rôle des gouvernements dans l'éducation, la formation et la construction d'infrastructures, il est légitime d'attendre d'eux qu'ils assument le coût d'une part importante de la R-D fondamentale consacrée aux systèmes avancés. En outre, dans de nombreux cas, les travaux de R-D menés à l'appui des systèmes énergétiques avancés font partie intégrante de la politique énergétique nationale visant la protection de l'environnement et/ou la sécurité d'approvisionnement.

L'épuisement des ressources constitue un très important coût externe étroitement lié au développement durable et à la notion de maintien des actifs. Cependant, il n'existe pas de consensus sur la manière de représenter cet épuisement des ressources en tant qu'externalité. La quantification des coûts externes correspondants peut influencer sur la hiérarchisation des options, car les combustibles fossiles sont susceptibles de présenter des coûts externes beaucoup plus élevés que les sources d'énergie renouvelables et le nucléaire.

Comme le montrent ci-dessus les résultats des études publiées, la contribution des accidents graves aux coûts externes est pratiquement négligeable et moindre pour le nucléaire que pour les autres grandes filières énergétiques. La responsabilité des accidents est partiellement internalisée dans le cas de l'énergie nucléaire conformément à la législation en vigueur, contrairement aux grandes installations hydroélectriques, qui sont dépourvues de l'assurance correspondante, et l'externalité non internalisée relative aux accidents nucléaires est plutôt insignifiante (Schneider et Zweifel, 2004). Néanmoins, il pourrait être judicieux d'examiner la faisabilité de régimes d'assurance novateurs, qui permettrait de prendre en compte cette externalité du nucléaire politiquement délicate.

5.2 Internalisation des coûts externes

L'internalisation des coûts externes est de plus en plus reconnue comme étant l'un des piliers des politiques énergétiques durables. Bien que l'internalisation généralisée des coûts externes n'ait pas encore été mise en œuvre, les décisions visant des projets énergétiques spécifiques et les politiques énergétiques sont, dans un certain nombre de pays, directement influencées par des considérations de coûts externes. En particulier, l'évaluation de la valeur monétaire des externalités est utilisée pour exécuter des analyses de coûts-avantages couvrant les répercussions écologiques des options considérées en matière d'approvisionnement.

En internalisant les coûts externes, autrement dit en ajoutant les coûts externes aux coûts économiques pris en compte dans les prix du marché, afin de comparer les différentes options, on adopterait une démarche idéale pour aborder la prise de décision dans une perspective de développement durable, si l'évaluation de ces coûts était exhaustive, fiable et indiscutable. Bien que cela soit loin d'être vrai, les coûts totaux de certaines options, incluant la meilleure évaluation possible des coûts externes, peuvent être considérés comme représentatif d'une mesure globale relative de leur durabilité (Voss, 2000).

Les coûts totaux de la production d'électricité, comprenant les coûts internes et externes moyens actuels, y compris les coûts estimés des dommages imputables aux émissions de gaz à effet de serre, sont représentés dans la figure 5.4 pour différentes filières énergétiques propres à l'Allemagne (Hirschberg *et al.*, 2004a). Comme cela est signalé plus haut, les coûts externes liés au réchauffement de la planète sont éminemment incertains et beaucoup moins solides que ceux dus à d'autres polluants atmosphériques ; c'est pourquoi ils sont présentés sous la forme d'une large fourchette sur la figure.

Dans le cas considéré, l'énergie nucléaire constitue l'option la moins coûteuse, suivie par le gaz naturel, l'antracite, le lignite et le pétrole ; le photovoltaïque solaire accuse de loin les coûts totaux les plus élevés, qui ne sont cependant pas imputables aux coûts externes, lesquels sont plutôt faibles (inférieurs à 1 % du total). Il convient d'observer qu'une importante raison intervenant dans le coût interne très faible du nucléaire tient à ce que les coûts en capital des centrales nucléaires sont dans une large mesure amortis dans la situation de l'Allemagne. Néanmoins, même si l'on intègre la totalité des coûts en capital, c'est pour le nucléaire que le coût total est encore le plus faible. De plus, le coût de la filière au gaz naturel serait beaucoup plus élevé en 2006 qu'à l'époque où l'étude a été exécutée en raison de la hausse spectaculaire des prix du gaz entre 2004 et 2006.

Figure 5.4 Coûts totaux de la production d'électricité en Allemagne

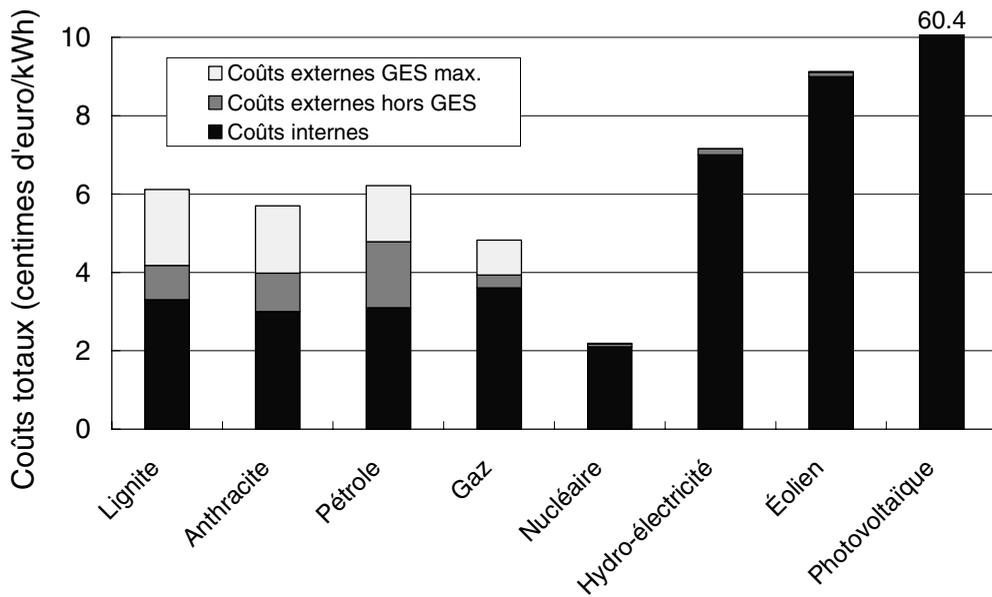
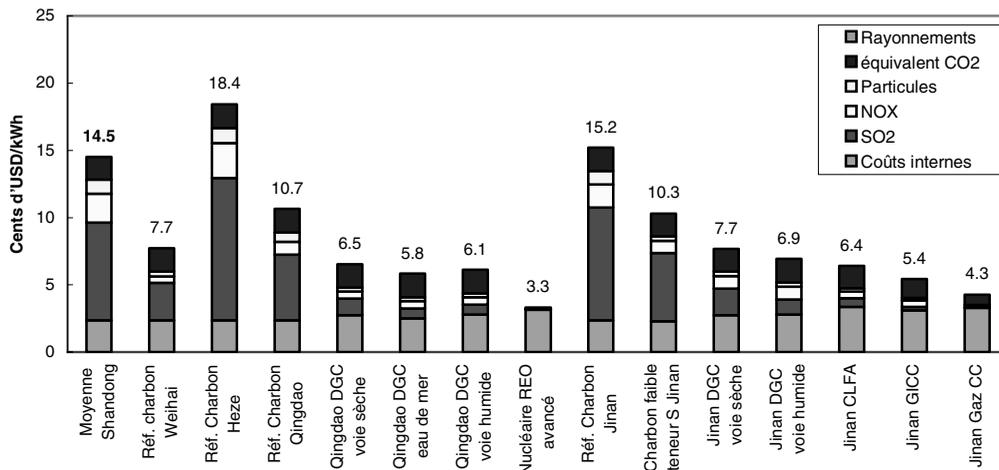


Figure 5.5 Coûts totaux de la production d'électricité dans la Province chinoise de Shandong



La figure 5.5 représente les coûts totaux, y compris les coûts d'investissement, de la production d'électricité pour une variété de centrales existantes et envisagées dans la Province chinoise de Shandong (Hirschberg *et al.*, 2003 et 2004b). Tous les résultats présentés dans la figure comprennent les contributions des filières énergétiques dans leur totalité. À des fins de comparaison, le coût moyen total de la production d'électricité dans cette Province est également indiqué sur la figure. Comme dans le cas de l'Allemagne, c'est la filière nucléaire qui présente le coût total le plus faible. Il est intéressant de noter que les centrales classiques au charbon sans laveurs (sans désulfuration des gaz de combustion – DGC), qui correspondent à la situation actuelle, ont un coût interne relativement faible, mais le coût total le plus élevé.

Des études antérieures (Hirschberg *et al.*, 2000, par exemple) ont montré que le classement des technologies sur la base des coûts totaux demeure robuste même si on prend en considération des systèmes futurs et/ou avancés, malgré les réductions escomptées des coûts internes pour les sources d'énergie renouvelables « nouvelles ».

Dans la récente étude ExternE-Pol de l'UE, consacrée aux externalités de l'énergie (Rabl *et al.*, 2005), les estimations des répercussions macroéconomiques des hausses des prix du pétrole se situent dans une fourchette comprise entre 0,05 et 0,8 m€/kWh. Ces estimations ont trait à des sources de combustibles qui se caractérisent principalement par des fluctuations des prix. Les résultats sont numériquement faibles, si on les compare aux estimations des externalités sanitaires. Dans ce même rapport, une composante distincte de l'insécurité énergétique, autrement dit le non approvisionnement en énergie qui se produit dans le cas des pertes de réseau ou des coupures d'électricité, est également couverte. Les documents publiés estiment les coûts des perturbations des approvisionnements en multipliant l'énergie non fournie par un facteur appelé « valeur de la charge perdue » (VCP). La VCP peut être estimée par différentes méthodes, notamment des modèles économétriques et des études de cas d'interruptions. Cependant, les enquêtes auprès des consommateurs sont les plus frappantes, concernant par exemple le consentement à payer pour éviter une rupture d'approvisionnement. Ces estimations se situent entre 1,8 et 4,6 m€/kWh.

5.3 Analyse décisionnelle multicritère

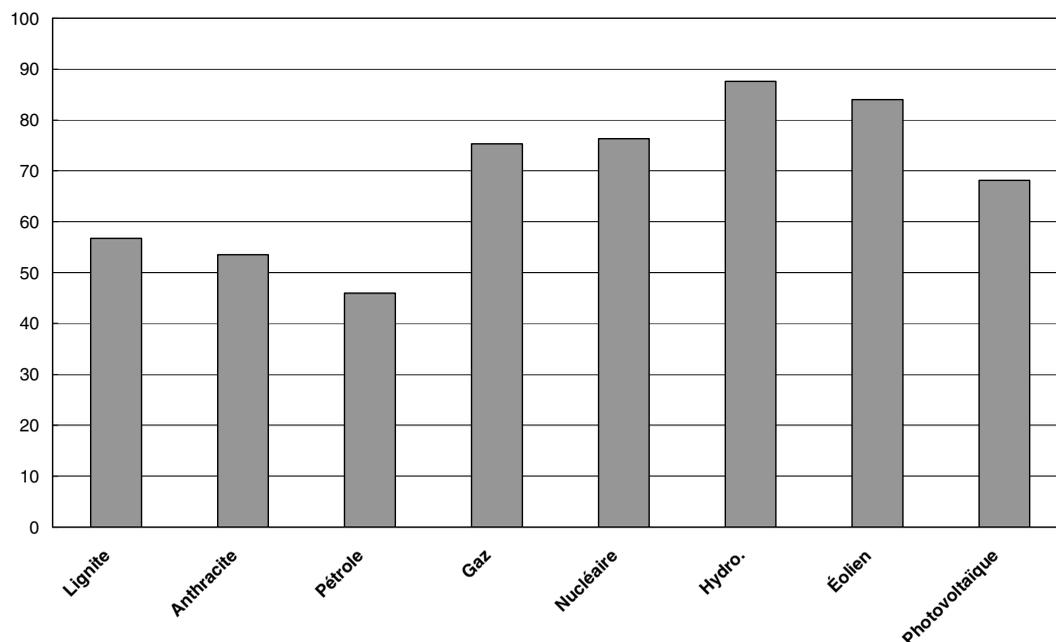
L'analyse coûts-avantages, fondée sur les coûts (totaux) présente de grands attraits lorsqu'il s'agit d'orienter la politique menée par les pouvoirs publics, mais la thèse suivant laquelle les coûts totaux peuvent servir de mesure globale de la durabilité, n'est pas universellement acceptée. La monétisation n'est pas acceptée par toutes les parties prenantes et les facteurs sociaux ne peuvent être monétisés que dans une mesure limitée. L'analyse décisionnelle multicritère (ADM) peut être utilisée comme une méthode d'évaluation complémentaire permettant de prendre en compte explicitement les facteurs sociaux, facilitant de ce fait des choix controversés en matière de technologies énergétiques et améliorant la qualité et la transparence du débat. La tendance actuelle est à l'utilisation croissante de l'ADM, de préférence parallèlement aux coûts totaux. Certains enseignements et résultats récents seront abordés ci-dessous.

Comme cela est indiqué dans les études de Hirschberg *et al.*, (2000 et 2004d), l'ADM appliquée aux options d'approvisionnement en électricité permet d'intégrer les résultats médians des analyses consacrées aux attributs économiques, environnementaux et sociaux aux préférences des utilisateurs. Les indicateurs propres à chaque technologie constituent les données d'entrée analytiques de cette évaluation. La démarche adoptée pour l'évaluation dans les références susmentionnées utilise une fonction multi-attributs à pondération simple ; des méthodes plus complexes ont été utilisées par d'autres auteurs (Haldi et Pictet, 2003). Les coefficients de pondération individuels expriment l'importance relative des divers critères d'évaluation, et sont associés aux valeurs normalisées des indicateurs (scores). Une valeur globale unique est obtenue pour chaque variante en additionnant les scores pondérés pour tous les critères. Le classement des options disponibles est alors établi sur la base de ces valeurs. Les coefficients de pondération effectifs appliqués peuvent être tirés des éléments d'appréciation des parties prenantes. En lieu et place, divers systèmes de pondération peuvent être introduits pour prendre en compte l'éventail de points de vue exprimés dans le débat général sur l'énergie. La sensibilité à ces choix est à l'étude.

Dans le scénario de référence, les coefficients de pondération sont également répartis entre les trois principaux volets (économie, environnement et social), posant ainsi comme principe que la durabilité exige en dernière analyse qu'une importance égale soit accordée à chacun d'eux. Dans ce

scénario (voir figure 5.6, tirée de Hirschberg *et al.*, 2004a, dans laquelle des valeurs élevées d'indicateur correspondent à de bonnes performances et *vice versa*), la meilleure performance est attribuée à l'hydroélectricité et à l'énergie éolienne, suivies par le nucléaire et le gaz naturel. Le nucléaire se situe à un niveau plus bas que dans le scénario fondé sur le « coût total » par suite de l'inclusion de critères sociaux. Un certain nombre d'études de sensibilité font apparaître des profils spécifiques dans le classement. Ainsi, l'énergie nucléaire présente des performances de premier ordre lorsque l'accent est mis sur les dimensions économiques et/ou environnementales (ce comportement dans l'analyse décisionnelle multicritère est conforme à l'analyse des « coûts totaux »).

Figure 5.6 Représentation graphique de l'évaluation par ADM dans le cas de l'Allemagne



Il est évident que la méthode de l'ADM permet une représentation de plus vaste portée des critères sociaux. Ainsi, dans le cas de l'électronucléaire, des aspects tels que l'évacuation des déchets de haute activité à vie longue, l'aversion pour les accidents graves hypothétiques et la prolifération, peuvent être couverts. Ces aspects demeurent sujets à controverse et, en fonction de la vision sociopolitique des personnes en cause, peuvent revêtir une importance cruciale. Comme le montrent Hirschberg *et al.*, (2004d), une évolution allant dans le sens d'une forte limitation des conséquences des accidents hypothétiques, parallèlement à une réduction drastique des délais de confinement des déchets, peut avoir une incidence éminemment favorable sur le classement de la filière nucléaire établi sur la base de l'ADM.

D'autres répartitions des coefficients de pondération peuvent être envisagées afin de refléter les préférences des divers décideurs et parties prenantes. Par exemple, on peut envisager l'application de coefficients de pondération privilégiant respectivement l'économie, l'environnement et la dimension sociale. L'hypothèse privilégiant l'économie revient à affecter à la dimension économique un poids de 80 %, alors que les dimensions environnementales et sociales ont chacune un poids de 10 % ; les autres hypothèses sont définies d'une manière analogue. Les conclusions seront différentes selon les coefficients de pondération adoptés et les résultats tirés de différentes hypothèses pourraient conférer davantage de transparence au processus de décision.

Références

Bickel, P. et R. Friedrich (dir. publ.) (2005), *ExternE Externalities of Energy Methodology 2005 Update* (Méthodologie des externalités de l'énergie, mise à jour 2005). Commission européenne, Direction générale de la recherche, Systèmes énergétiques durables, EUR 21951.

Burgherr, P., S. Hirschberg, A. Hunt et R.A. Ortiz (2004), *External costs from major accidents in non-nuclear fuel chains* (Coûts externes des grands accidents dans les filières à combustibles non nucléaires). Work Package 5. Rapport établi à l'intention de la Commission européenne dans le cadre du Projet de suivi « NewExt » relatif aux Nouveaux éléments pour l'évaluation des coûts externes des technologies énergétiques. Institut Paul Scherrer, Villigen, Suisse.

CE (1995), *ExternE Externalities of Energy, Vol. 2 Methodology*, EUR 1651 EN, Commission européenne, Bruxelles, Belgique.

CE (1999), *ExternE Externalities of Energy, Vol. 9 National Implementation*, EUR 18528, Commission européenne, Bruxelles, Belgique.

Dones, R., T. Heck, C. Bauer, S. Hirschberg, P. Bickel, P. Preiss, L. Panis et I. DeVlieger (2005), *New energy technologies – Final Report on Work Package 6*. ExternE-Pol Project.
www.externe.info/expolwp6.pdf

Friedrich, R. (Coordinator) *et al.*, 2004, *New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies* (Nouveaux éléments pour l'évaluation des coûts externes des technologies énergétiques) (NewExt), Rapport final à l'intention de la Commission européenne, DG Recherche, développement technologique et démonstration (RDT).

Haldi P.A. et J. Pictet (2003), *Multi-criteria Output Integration Analysis* (Analyse multicritères d'intégration de la production), in « Integrated Assessment of Sustainable Energy Systems in China – The China Technology Program. A Framework for Decision Support in the Electric Sector of Shandong Province » (Évaluation intégrée des systèmes énergétiques durables en Chine – Le programme pour la technologie de la Chine. Un cadre d'aide à la décision dans le secteur électrique de la Province de Shandong). Alliance for Global Sustainability Series, Vol. 4, (Éd. B. Eliasson et Y.Y. Lee). ISBN: 1-4020-1198-9.

Hirschberg, S., R. Dones et U. Gantner (2000b) *Use of external cost assessment and multi-criteria decision analysis for comparative evaluation of options for electricity* (Recours à l'évaluation des coûts externes et à l'analyse décisionnelle multicritères en vue de l'évaluation comparative des options pour la production d'électricité). In S. Kondo, K. Furuta (dir. publ.), Proceedings of the 5th International Conference on Probabilistic Safety Assessment and Management (PSAM 5) (Actes de la 5^e conférence internationale sur l'évaluation probabiliste de la sûreté et la gestion) Osaka, Japon, 27 nov.-1^{er} déc. 2000, 289-296.

Hirschberg, S., R. Dones, T. Heck, U. Gantner, W. Schenler et C. Bauer (2004a), *Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation* (Durabilité des technologies d'approvisionnement en électricité dans les conditions prévalant en Allemagne : évaluation comparative). PSI Report n° 04-15, Institut Paul Scherrer, Villigen, Suisse.

Hirschberg, S., T. Heck, U. Gantner, Y. Lu, J.V. Spadaro, W. Krewitt, A. Trukenmüller et Y. Zhao (2003), *Environmental Impact and External Cost Assessment* (Incidences environnementales et évaluation des coûts externes). in “Integrated Assessment of Sustainable Energy Systems in China –

The China Technology Program. A Framework for Decision Support in the Electric Sector of Shandong Province” Alliance for Global Sustainability Series, Volume 4, pp. 445-586 (dir. publ. B. Eliasson et Y.Y. Lee). ISBN: 1-4020-1198-9.

Hirschberg, S., T. Heck, U. Gantner, Y. Lu, J.V. Spadaro, A. Trunkenmüller et Y. Zhao (2004b), « Health and Environmental Impacts of China’s Current and Future Electricity Supply, with Associated External Costs ». In *Int. J. Global Energy Issues*, 22(2/3/4), pp. 155-179.

Hirschberg, S., G. Spiekermann et R. Dones (1998), *Severe Accidents in the Energy Sector* (Les accidents graves dans le secteur énergétique). PSI Report n° 98-16. PSI, Villigen, Suisse.
www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projektwebsites/newext/newext_final.pdf

Nilson, M. et M. Gullberg (1998), *Externalities of Energy, Swedish Implementation of the ExterneE Methodology* (Externalités de l’énergie, Application en Suède de la méthodologie ExterneE), Stockholm Environment Institute, Stockholm, Suède.

Pearce, D. (2002), *Energy Policy and Externalities: An Overview* (Politique et externalités de l’énergie : tour d’horizon), dans le compte rendu de l’Atelier international AIE/AEN sur « Les externalités dans les politiques énergétiques : l’analyse du cycle de vie », OCDE, Paris, France.

Rabl, A. et J.V. Spadaro (2005), *Externalities of Energy: Extension of accounting framework and Policy Applications – Final Technical Report – Version 2* Externalités de l’énergie : Élargissement du cadre comptable et applications à l’action gouvernementale – rapport technique final – Version 2), août 2005, www.externe.info/expoltec.pdf.

Schieber, C. et T. Schneider (2002), *The External Cost of the Nuclear Fuel Cycle* (Le coût externe du cycle du combustible nucléaire) dans le compte rendu de l’Atelier international AIE/AEN sur « Les externalités dans les politiques énergétiques : l’analyse du cycle de vie », OCDE, Paris, France.

Schneider, Y. et P. Zweifel (2004), « How much internalization of nuclear risk through liability insurance? » (Importance de l’internalisation du risque nucléaire par l’intermédiaire de l’assurance de la responsabilité) Dans : *Journal of Risk and Uncertainty*, 29(3), pp. 219-240.

Voss, A., (2000), *Sustainable Energy Supply – Specification of Guiding Principles (en allemand)* (Approvisionnement en énergie durable – définition des principes directeurs). Proceedings of VDI Conference on Energy and Sustainable Development: Contributions to Future Energy Supply (Compte rendu de la Conférence VDI sur l’énergie et le développement durable : contributions à l’approvisionnement futur en énergie), VDI, Düsseldorf, Allemagne, pp. 122-140.

Chapitre 6

SYSTÈMES NUCLÉAIRES DE TYPE AVANCÉ

6.1 Introduction

Le principal objectif poursuivi par ceux qui sont chargés de concevoir et de mettre au point des systèmes nucléaires de type avancé est d'obtenir de meilleures performances que celles des actuelles filières énergétiques nucléaire et autres. Les concepteurs, les exploitants de centrales et d'installations nucléaires et les chercheurs travaillent à améliorer les capacités des nouveaux systèmes nucléaires essentiellement dans deux cadres : les perfectionnements à court et à moyen terme fondés sur des démarches évolutives ; et des progrès à long terme faisant fond sur des concepts innovants.

Les réacteurs actuellement en cours de construction, tels que le REB de type avancé et l'EPR, sont représentatifs de la démarche évolutive. Leurs caractéristiques apportent des améliorations principalement au niveau de la sûreté et des indicateurs économiques, mais leurs dispositifs de sûreté améliorés et les performances de leur combustible offrent aussi des avantages eu égard aux indicateurs environnementaux et sociaux, par exemple par la réduction de la consommation de combustible et des volumes de déchets.

La prochaine génération de systèmes, communément appelés systèmes de génération IV (GEN IV), a des objectifs plus ambitieux exigeant des technologies innovantes et d'importants travaux de recherche-développement. Leur mise au point pour les amener au stade commercial et industriel exigera plus d'une décennie, mais ils pourraient être disponibles sur le marché d'ici à 2020-2030.

Ce chapitre passe en revue les caractéristiques des systèmes évolutifs et innovants et permet de mieux comprendre la manière dont ils relèvent les défis de la compétitivité économique, du renforcement de la sûreté et de la fiabilité, et d'une efficacité globale améliorée, autrement dit d'une réduction de la consommation de combustible et du volume des déchets, d'une meilleure résistance à la prolifération et d'une meilleure protection physique.

6.2 Systèmes de génération III/III+

Sur la base de la génération actuelle d'installations et de l'expérience acquise durant leur exploitation, une nouvelle génération de réacteurs a été mise au point au cours des années 90. Les concepts d'installations de génération III/III+ se fondent sur les technologies existantes ; ils présentent des caractéristiques essentiellement évolutives, mais profitent des progrès de la technologie et de l'innovation.

Les dispositifs de sûreté passive¹ adoptés dans les systèmes de génération III/III+ n'exigent aucune commande active ni intervention humaine pour empêcher des accidents graves en cas de

1. Les *Systèmes de sûreté passive* sont des dispositifs qui réagissent d'eux-mêmes (autrement dit sans intervention humaine et sans source extérieure d'énergie) lorsqu'il existe un écart quelconque par rapport

dysfonctionnement, la prévention des accidents étant fondée sur la gravité, la convection naturelle, la résistance électrique ou physique ou les limites physiques de température. Les caractéristiques de sûreté intrinsèque² rendent les accidents de criticité quasi impossibles.

La probabilité d'une fusion du cœur et la probabilité d'un rejet connexe de radioactivité dans l'environnement sont notablement réduites, s'établissant respectivement à 10^{-6} /réacteur.an et 10^{-7} /réacteur.an pour la nouvelle génération de réacteurs. Des enceintes de confinement et des barrières multiples garantissent un impact minimal sur l'environnement. La fiabilité des systèmes de génération III/III+ est accrue par la redondance, la diversité et la séparation spatiale des systèmes de sûreté.

Les systèmes de génération III/III+ enregistrent de meilleures performances économiques grâce au retour d'expérience. La réduction des coûts de construction, paramètre le plus importants pour la compétitivité de l'énergie nucléaire, est recherchée par le recours à la standardisation et à de meilleures méthodes de construction, notamment à la modularité et à la préfabrication. Ces mesures contribuent à abréger les délais de construction, ce qui réduit les intérêts intercalaires. Des modèles plus simples réduisent les coûts d'exploitation et de maintenance. Une utilisation plus efficace du combustible améliore les aspects économiques et la gestion des ressources.

Les objectifs en ce qui concerne la réduction de la consommation de combustible et du volume des déchets ainsi que de la radiotoxicité, sont poursuivis par le biais d'une hausse du rendement thermique de l'installation, d'un taux de combustion plus élevé et de modifications des caractéristiques du cycle du combustible. Les avancées technologiques et le perfectionnement des procédés industriels dans les installations du cycle du combustible contribuent à réduire les quantités de déchets produites à chaque étape de ce cycle.

Quelques centrales de génération III comportant des caractéristiques évolutives sont déjà en exploitation (en Asie de l'Est), alors que d'autres sont en construction (également en Europe). Le représentant le plus récent de cette génération de réacteurs à eau ordinaire (REO) est le Réacteur européen à eau sous pression (EPR) qui est actuellement en cours de construction en Finlande. L'EPR est une version perfectionnée dérivée des réacteurs français et allemands standardisés et éprouvés. La probabilité d'un important rejet de radioactivité à partir de l'EPR est réduite à des niveaux tellement extrêmement faibles que des mesures d'urgence dans la zone alentour ne seraient plus nécessaires.

6.3 Systèmes de génération IV

De nombreux pays mènent des programmes en vue de mettre au point la prochaine génération de réacteurs, principalement dans le cadre d'une coopération bilatérale ou multilatérale et d'efforts internationaux. Des projets, tels que le Projet international sur les réacteurs nucléaires et les cycles du combustible nucléaire innovants (INPRO) et le Forum international Génération IV (GIF), sont des exemples de coopération internationale dans le domaine des systèmes nucléaires de type avancé.

La mise au point des systèmes avancés, qui doivent être disponibles à moyen ou long terme, a pour pôles d'intérêt la durabilité des ressources, les aspects économiques, la sûreté et la fiabilité, la

aux conditions normales d'exploitation. Il sont déclenchés et entraînés exclusivement par des propriétés physiques, telles que la température, la pression hydrostatique, etc.

2. *Sûreté intrinsèque* signifie que certaines situations dangereuses, par exemple, une surchauffe du réacteur, sont exclues quelles que soient les circonstances, car un réacteur affecté par une perturbation sera ramené à un état sûr sur la base des lois de la physique.

résistance à la prolifération et la protection physique. Les systèmes de génération IV devraient répondre aux objectifs en matière de pollution de l'air, et favoriser une utilisation efficace du combustible. Les aspects liés à la réduction au minimum des quantités de déchets nucléaires et à la diminution de la charge à long terme pour les générations futures liées à leur surveillance, sont également pris en compte. Ces systèmes recherchent de nets avantages en termes de coût du cycle de vie par rapport aux autres sources énergétiques, à un niveau comparable de risque financier. En outre, ils prescrivent l'excellence au plan de la sûreté et de la fiabilité, notamment, en cas de dommage au cœur, une très faible probabilité de rejets notables de radioactivité dans l'environnement, éliminant ainsi la nécessité d'interventions hors site en cas d'urgence. Enfin les réacteurs de génération IV visent à renforcer la résistance à la prolifération et la protection physique.

Les documents publiés par l'AIEA dans le cadre du projet INPRO (AIEA, 2003 et 2004) donnent un aperçu général des objectifs détaillés poursuivis par les participants. Les finalités du Forum international Génération IV (voir encadré 1, extrait de GIF, 2003), définies et adoptées conjointement par les pays participants à l'entreprise³, sont tout à fait représentatives des objectifs assignés aux systèmes nucléaires de quatrième génération.

Encadré 1. Objectifs assignés aux systèmes d'énergie nucléaire de génération IV

Durabilité-1 *Les systèmes d'énergie nucléaire de génération IV devront assurer une production durable d'énergie, qui réponde aux objectifs en matière de pollution de l'air et permette la disponibilité à long terme des systèmes ainsi qu'une utilisation efficace du combustible à des fins énergétiques dans le monde entier.*

Durabilité-2 *Les systèmes d'énergie nucléaire de génération IV devront réduire au minimum les quantités de déchets nucléaires produites et assurer leur gestion ainsi qu'alléger notablement le poids de la prise en charge à long terme à l'avenir, améliorant de ce fait la protection de la santé publique et de l'environnement.*

Aspects économiques-1 *Les systèmes d'énergie nucléaire de génération IV devront offrir un net avantage en termes de coût du cycle de vie par rapport aux autres sources énergétiques.*

Aspects économiques-2 *Les systèmes d'énergie nucléaire de génération IV devront présenter un niveau de risque financier comparable aux autres projets énergétiques.*

Sûreté et fiabilité-1 *L'exploitation des systèmes d'énergie nucléaire de génération IV devra exceller du point de vue de la sûreté et de la fiabilité.*

Sûreté et fiabilité-2 *Les systèmes d'énergie nucléaire de génération IV devront présenter une très faible probabilité et un très faible degré d'endommagement du cœur du réacteur.*

Sûreté et fiabilité-3 *Les systèmes d'énergie nucléaire de génération IV devront éliminer la nécessité des interventions hors site en cas d'urgence.*

Résistance à la prolifération et protection physique *Les systèmes d'énergie nucléaire de génération IV devront apporter une assurance accrue qu'ils sont tout à fait dénués d'intérêt et constituent la voie la moins souhaitable pour le détournement ou le vol de matières de qualité militaire, et devront offrir une protection physique accrue contre les actes de terrorisme.*

3. Au début de 2007, 12 pays (Argentine, Brésil, Canada, Chine, République d'Afrique du Sud, République de Corée, États-Unis, France, Japon, Royaume-Uni, Russie et Suisse) et Euratom étaient membres du GIF. Les objectifs des systèmes nucléaires de génération IV ont été définis au départ par les représentants des 10 pays qui ont pris part à l'élaboration de la feuille de route technologique relative aux systèmes nucléaires de génération IV.

L'ensemble des objectifs arrêtés d'un commun accord au sein du GIF, correspond aux finalités et priorités assignées par les pays participants aux systèmes énergétiques du 21^{ème} siècle. Ils ont servi de base pour la définition des concepts prometteurs méritant des efforts conjoints de R-D plus poussés et seront utilisés pour évaluer les progrès réalisés dans la voie de la conception et de la mise en œuvre de systèmes innovants répondant aux besoins de la société en matière d'approvisionnement énergétique durable.

Bien qu'il s'agisse notoirement d'options à long terme, les systèmes d'énergie nucléaire de génération IV, du moins certains d'entre eux, pourraient être disponibles d'ici à 2020-2030, époque à laquelle bon nombre des centrales nucléaires en exploitation à présent dans le monde auront atteint ou seront près d'atteindre la fin de leur durée de vie utile.

Le tableau 6.1 donne un aperçu récapitulatif des six systèmes de génération IV choisis au terme du processus prévu par la feuille de route pour faire l'objet d'efforts conjoints de R-D plus poussés, compte tenu de l'évaluation comparative d'une centaine de systèmes et d'une variété de priorités et de préoccupations nationales des divers pays membres du GIF.

Tableau 6.1 Aperçu général des systèmes de génération IV

Système	Spectre de neutrons	Réfrigérant	Température	Combustible	Cycle du combustible	Puissance (MWe)	Principaux usages
RNR-G (réacteur rapide refroidi au gaz)	rapides	hélium	850°C	²³⁸ U & MOX	fermé, <i>in situ</i>	288	électricité & hydrogène
RNR-Pb (réacteur rapide refroidi au plomb)	rapides	PB ou Pb-Bi	550-800°C	²³⁸ U & MOX	fermé, régional	50-150, 300-400, 1 200	électricité & hydrogène
RSF (réacteur à sels fondus)	épithermiques	sels de fluorures	700-800°C	UF ₆ dans le sel	fermé, <i>in situ</i>	1 000	électricité & hydrogène
RNR-Na (réacteur rapide refroidi au sodium)	rapides	sodium	550°C	²³⁸ U & MOX	fermé	300-1 500	électricité
RESC (réacteur refroidi à l'eau supercritique)	thermiques/rapides	eau	510-550°C	UO ₂	ouvert/fermé	1 500	électricité
RTHT (réacteur à très haute température)	thermiques	hélium	1 000°C	UO ₂	ouvert	250	hydrogène & électricité

Tous les systèmes de génération IV ont des caractéristiques ayant pour objet d'améliorer les performances. On compte sur deux moyens principaux pour renforcer la durabilité grâce à une meilleure utilisation des ressources naturelles : un cycle du combustible fermé avec retraitement, recyclage et transmutation des actinides utilisant des spectres de neutrons rapides ; et de hautes températures de fonctionnement du réfrigérant du réacteur, assurant un rendement thermique élevé et la possibilité d'applications efficaces de la chaleur industrielle. La production d'hydrogène, qui figure parmi les objectifs de plusieurs systèmes, pourrait donner une importante impulsion à une contribution élargie de l'énergie nucléaire à l'approvisionnement mondial en énergie primaire.

Tous les systèmes à l'étude dans le cadre du GIF présentent d'importants défis techniques à relever si l'on veut parvenir à un niveau plus élevé de préparation de la technologie, qui est une condition préalable à l'application industrielle et commerciale. Cependant, les pays participants sont convaincus que des avancées notables peuvent être réalisées au cours des prochaines décennies, qui devraient déboucher sur la démonstration complète de la viabilité technique et économique de certains de ces systèmes.

6.4 Conclusions

Des progrès continus de la technologie sont réalisés dans le cas des systèmes d'énergie nucléaire grâce à des approches évolutives. Ils ont conduit à la conception et à la mise en œuvre des systèmes de génération III/III+ répondant mieux aux besoins de la société et du marché.

Il faut des améliorations supplémentaires des performances pour satisfaire pleinement les objectifs du développement durable et répondre aux attentes sociales et environnementales au cours du 21^{ème} siècle. À cet effet, des programmes de R-D de grande envergure sont en cours dans le monde. La coopération internationale et des efforts conjoints des gouvernements et de l'industrie devraient faciliter la conception et, à terme, l'introduction sur le marché, de systèmes nucléaires de type avancé correspondant aux besoins de la société.

Il est essentiel d'évaluer en permanence d'autres concepts innovants possibles à l'aide d'un cadre d'appréciation exhaustif et d'indicateurs pertinents pour garantir une affectation efficace des ressources de R-D à la mise au point de systèmes nucléaires optimisés.

Références

AIEA (2003), *Guidance for the Evaluation of Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles Report of Phase 1A of the International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles (INPRO)* [Directives pour l'évaluation des réacteurs nucléaires et des cycles du combustible nucléaire innovants, Rapport de la Phase 1A du Projet international sur les réacteurs nucléaires et les cycles du combustible nucléaire innovants (INPRO)], IAEA-TECDOC-1362, AIEA, Vienne, Autriche.

AIEA (2004), *Methodology for the assessment of innovative nuclear reactors and fuel cycles Report of Phase 1B (first part) of the International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles (INPRO)* [Méthodologie pour l'évaluation des réacteurs nucléaires et des cycles du combustible nucléaire innovants, Rapport de la Phase 1B (première partie) du Projet international sur les réacteurs nucléaires et les cycles du combustible nucléaire innovants (INPRO)], IAEA-TECDOC-1434, AIEA, Vienne, Autriche.

Forum international Génération IV (2003), *A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems* (Une feuille de route technologique pour les systèmes d'énergie nucléaire de génération IV), USDOE et GIF, Washington, DC, États-Unis.

Chapitre 7

PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS

7.1 Rôle de l'énergie nucléaire

L'énergie nucléaire joue un rôle important dans l'approvisionnement mondial en électricité au début du 21^{ème} siècle, avec une part de quelque 16 % dans la production totale et son rôle demeurera appréciable pendant des décennies. Cependant, la contribution du nucléaire à l'approvisionnement total en énergie primaire dans le monde entier demeure modeste, avec quelque 6 %.

Le parc de centrales nucléaires et d'installations du cycle du combustible en exploitation aujourd'hui, continuera de faire partie du paysage de la production d'électricité pendant quelque 10 à 50 ans, voire davantage, car les tranches les plus récemment construites ont une durée de vie technique de plus de 50 ans. Dans les pays où ces installations sont en exploitation, l'évaluation des filières d'énergie nucléaire existantes s'impose afin de s'assurer que leurs performances demeurent à un niveau approprié et s'améliore avec le temps.

D'après la plupart des projections publiées, la part revenant à l'énergie nucléaire dans l'approvisionnement total en énergie primaire ne devrait pas dépasser les 10 % d'ici à la fin du siècle dans aucun scénario. Selon le scénario considéré, la production d'électricité d'origine nucléaire devrait, d'après les projections, être multipliée par 4 à 30 au cours du 21^{ème} siècle, et atteindre quelque 12 à 93 000 TWh/an en 2100. Il convient de noter que ces scénarios sont « classiques » à bien des égards et, en particulier, n'envisagent pas l'option de la production industrielle à grande échelle d'hydrogène par des centrales nucléaires. Cependant, sur une période d'une centaine d'années, il peut se produire de nombreuses percées technologiques de nature à modifier de façon spectaculaire le volet offre et/ou demande d'énergie.

7.2 Cadre d'évaluation et indicateurs

Les analystes ont élaboré des cadres détaillés pour évaluer les différentes options permettant d'assurer l'approvisionnement en énergie et en électricité dans le contexte des objectifs du développement durable. Le défi auquel sont confrontés les responsables de l'action gouvernementale, lorsqu'ils s'appuient sur de telles méthodes, est de prendre en charge les trois dimensions du développement durable – l'économie, l'environnement et la société – de façon équilibrée afin de procéder aux arbitrages appropriés compte tenu des conditions et priorités qui leur sont propres.

Une abondante documentation a été publiée sur les indicateurs de développement durable en général et sur ceux consacrés aux systèmes énergétiques en particulier. Bien qu'il existe des ensembles détaillés d'indicateurs, les experts reconnaissent qu'il subsiste certains problèmes à traiter pour parvenir à un consensus entre les parties prenantes sur le caractère approprié, robuste et complet de ces ensembles.

En outre, parmi les enseignements essentiels se dégageant des études antérieures figure la reconnaissance du fait que le choix des indicateurs devrait être guidé par la portée et les objectifs de l'analyse à exécuter, compte tenu des limites du système à évaluer. C'est pourquoi la première étape d'une étude d'évaluation comparative devrait consister à passer en revue les indicateurs existants, puis à sélectionner l'ensemble adapté au contexte spécifique de l'étude.

7.3 Résultats des évaluations comparatives

De nombreuses études ont été consacrées à l'évaluation comparative des options nucléaires et autres possibles pour la production d'électricité et les résultats de ces études sont disponibles dans la documentation publiée. Chaque ensemble de résultats a cependant été obtenu pour des technologies spécifiques dans un environnement spécifique et la généralisation de leurs conclusions doit être entreprise avec prudence. Les résultats sont essentiellement indicatifs et ne devraient pas être interprétés comme permettant un classement générique des diverses options possibles.

Sans perdre de vue les limites de chaque étude, les principaux enseignements qui s'en dégagent, montrent que les systèmes d'énergie nucléaire en exploitation qui ont été analysés et évalués présentent de très bonnes performances pour un large éventail d'indicateurs couvrant les aspects économiques, environnementaux et sociaux.

Une retombée positive des analyses approfondies des actuels systèmes d'énergie nucléaire est la détermination de points, étapes de la filière, procédés ou aspects spécifiques, qui sont justiciables d'améliorations. Les enseignements tirés des évaluations passées ont été utilisés pour fixer les objectifs des systèmes d'énergie nucléaire innovants.

7.4 Outils d'aide à la décision

Les études d'évaluation comparative sont complexes et leurs résultats ne sont souvent pas simples à interpréter pour les responsables de l'action gouvernementale. Les outils d'aide à la décision sont conçus pour aider et conforter les décideurs dans leurs choix parmi différentes options possibles. Ils ont pour objet d'apporter une aide dans le processus de prise de décision, non pas de se substituer aux décideurs qui demeurent responsables de la fixation des priorités et auxquels il appartient de procéder aux arbitrages appropriés.

La valorisation monétaire des coûts externes constitue théoriquement une méthode parfaite pour intégrer toutes les dimensions et tous les aspects de chaque système dans l'évaluation de ce dernier avant la prise de décision. Malheureusement, elle n'est parfaite que si l'inventaire des externalités est exhaustif et si leur valeur est estimée d'une manière précise et fiable, entérinée par toutes les parties prenantes. Bien que ces conditions ne soient pour ainsi dire jamais pleinement remplies, l'internalisation des coûts externes est un important outil qui facilite la tâche des décideurs.

L'analyse décisionnelle multicritère (ADM) est un puissant outil permettant de prendre explicitement en compte des facteurs environnementaux et sociaux, qui sont très difficiles à valoriser d'une manière non sujette à controverse. La méthode de l'ADM facilite une représentation plus holistique des critères sociaux et améliore la qualité et la transparence du débat entre les responsables de l'action gouvernementale et d'autres parties prenantes.

7.5 Avancées de la technologie

Les responsables de la conception et de la mise au point des systèmes avancés d'énergie nucléaire ont pour objectif de parvenir à des performances meilleures que celles des systèmes actuels, nucléaires et autres. Les réacteurs évolutifs, déjà en construction ou en exploitation dans certains pays, sont dotés de performances améliorées du point de vue économique et de la sûreté et d'un rendement global supérieur, se traduisant par une consommation réduite de combustible et de moindres volumes de déchets. Les systèmes de génération IV, qui devraient parvenir au stade de l'introduction commerciale d'ici à 2020-2030, ont des objectifs plus ambitieux, qui devraient se concrétiser grâce à une technologie et des procédés innovants.

D'importants programmes de R-D sont menés par de nombreux pays, principalement dans le cadre d'une coopération bilatérale ou multilatérale, en vue de mettre au point des systèmes, des réacteurs et des cycles du combustible nucléaires innovants. La coopération internationale et les partenariats public/privé sont essentiels pour assurer le succès de ces efforts ambitieux. La gestion efficace des programmes de RD-D exige un suivi continu des résultats provisoires pour faire en sorte que les concepts et les modèles en cours de mise au point répondent aux objectifs poursuivis. Dans ce contexte, les méthodes et outils décrits dans le présent rapport offrent une assise appropriée à la prise de décision visant les options les plus prometteuses.

Annexe I
GLOSSAIRE

ACV	Analyse du cycle de vie
ADM	Analyse décisionnelle multicritère
ADVP	Années de vie perdues
AEE	Agence européenne pour l'environnement
AIE	Agence internationale de l'énergie
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
CDD	Commission du développement durable
CNUED	Conférence des Nations Unies sur l'environnement et le développement
DAES	Département des affaires économiques et sociales des Nations Unies
DHA	Déchets de haute activité
ENSAD	<i>Energy-related Severe Accident Database</i> – Base de données exhaustive relative aux accidents graves axée sur le secteur énergétique
EPR	Réacteur à eau sous pression européen
EPS	Évaluation probabiliste de sûreté
Eurostat	Office statistique des Communautés européennes
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GIF	Forum international Génération IV
IDH	Indicateur du développement humain
INPRO	Projet international sur les réacteurs nucléaires et les cycles du combustible nucléaire innovants
MIT	Massachusetts Institute of Technology

Mpc	Million de pieds cubes
NEEDS	<i>New Energy Externalities Development for Sustainability</i> – Développement nouveaux sur les externalités de l'énergie dans le cadre du développement durable
NIMBY	Pas de ça chez moi
REB	Réacteurs à eau bouillante
REO	Réacteurs à eau ordinaire
RNR	Réacteurs rapide refroidi
TGCC	Turbine à gaz à cycle combiné
TNP	Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires
UCTE	Union pour la coordination du transport d'électricité
UE	Union européenne
VCP	Valeur de la charge perdue

LES ÉDITIONS DE L'OCDE, 2, rue André-Pascal, 75775 PARIS CEDEX 16
IMPRIMÉ EN FRANCE
(66 2007 07 2 P) ISBN-978-92-64-03554-6 – n° 55568 2007



Risques et avantages de l'énergie nucléaire

Dans le cadre des politiques de développement durable, la prise de décision en matière d'énergie doit s'appuyer sur des arbitrages soigneusement étudiés pour prendre en compte, autant que faire se peut, tous les avantages et les inconvénients des différentes options du point de vue économique, environnemental et social. Ce rapport examine les différents aspects de la chaîne nucléaire et d'autres chaînes de production d'électricité. Il donne pour chacune d'elles des exemples d'indicateurs quantitatifs et qualitatifs relatifs à la compétitivité économique, à l'impact environnemental (émissions atmosphériques et flux de déchets solides par exemple) et aux aspects sociaux (incidences sur l'emploi et la santé entre autres).

Ce rapport intéressera les décideurs et les analystes des secteurs énergétique et électrique. Il contient des données qui font autorité et des références à des ouvrages publiés sur l'analyse des chaînes énergétiques qui peuvent servir de base à la prise de décision.



www.nea.fr

(66 2007 07 2 P) € 24
ISBN 978-92-64-03554-6

www.oecd.org



9 789264 035546