

Chapitre III :	LORSQUE l'on prend en compte les couts externes des differentes filieres, le nucleairE apparait comme l'un des moyens de production incontournables pour l'avenir.....	265
I.	L'EFFET DE SERRE ET L'ESTIMATION DE SON COÛT .....	267
A.	<i>Certitudes et interrogations sur le changement climatique</i> .....	268
1.	Les interrogations sur le réchauffement planétaire.....	268
2.	Les certitudes sur la modification de la composition de l'atmosphère .....	270
3.	La prise de conscience internationale : lenteurs et acquis.....	282
B.	<i>L'estimation du coût du CO2 par le coût de séquestration</i> .....	286
1.	Les procédés de captation du CO2 produit par les centrales thermiques .....	286
2.	Les différents procédés envisagés pour le stockage du CO2 .....	288
3.	L'augmentation des rendements des centrales thermiques classiques .....	289
4.	La diminution des émissions plutôt que la séquestration du CO2 .....	290
C.	<i>L'estimation par les dommages</i> .....	291
D.	<i>L'estimation d'une « valeur du carbone » par le calcul des coûts de réduction</i> .....	294
1.	Le modèle POLES 2 de l'IEPE-CNRS de Grenoble .....	294
2.	Un coût d'environ 170 dollars par tonne de carbone pour respecter les objectifs de Kyoto, en l'absence de tout échange de permis d'émission .....	299
3.	Une baisse significative du coût de la tonne de carbone à 70 dollars avec des permis négociables dans les pays de l'annexe B .....	300
4.	Une baisse significative du coût de la tonne de carbone à 24 dollars avec des permis négociables dans le monde entier .....	301
5.	Le nucléaire favorable à la réduction des émissions et à la diminution des coûts .....	303
6.	Les résultats d'autres travaux .....	305
E.	<i>Récapitulation des estimations du coût du CO2</i> .....	308
II.	LE NUCLÉAIRE ET L'ESTIMATION DE SES COÛTS EXTERNES .....	310
A.	<i>Rejets et radioactivité naturelle</i> .....	312
1.	L'exposition d'origine naturelle .....	312
2.	L'exposition d'origine artificielle .....	314
B.	<i>L'estimation des effets sanitaires des rejets radioactifs</i> .....	315
1.	La question des rejets à prendre en compte .....	315
2.	L'action sur la santé humaine des radionucléides rejetés dans l'environnement .....	319
3.	La courbe dose-réponse .....	328
C.	<i>La question des accidents graves</i> .....	331
1.	L'évaluation probabiliste des risques .....	331
2.	L'approche par les utilités .....	334
III.	LA SYNTHÈSE PAR LE CALCUL DES EXTERNALITÉS AVEC EXTERNÉ : UNE PERCEE METHODOLOGIQUE QUI CONFIRME L'INTERET ECONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL DU NUCLEAIRE .....	339
A.	<i>Les principes de la méthode des externalités développée par l'étude ExternE</i> .....	342
1.	L'objectif de l'étude : le chiffrage des coûts environnementaux des différentes filières de production de l'électricité .....	342
2.	Le cadre méthodologique d'ExternE .....	345
3.	L'approche par les chemins d'impact .....	347
4.	Une question difficile : la valeur statistique de la vie humaine .....	351
5.	Les questions connexes : les aspects qualitatifs .....	355
B.	<i>Les coûts externes de la production d'électricité dans l'Union européenne, selon les résultats de 1995</i> .....	357
1.	Principales hypothèses .....	357
2.	Les résultats de 1995 hors effet de serre.....	357
3.	Les résultats de 1995 pour l'effet de serre.....	360
C.	<i>Les résultats d'ExternE 1998</i> .....	361
1.	Nouvelles méthodes et hypothèses .....	362
2.	Les résultats d'ExternE 1998 pour le Royaume Uni .....	362
3.	Les résultats d'ExternE 1998 pour la France.....	364
D.	<i>L'évaluation monétaire des conséquences d'un accident grave</i> .....	368
1.	L'évaluation du coût d'un accident résultant de l'approche par les risques .....	368
2.	Les nouvelles approches par l'aversion pour le risque .....	369
3.	Les limites de l'évaluation du coût d'un accident .....	370

<i>E. Des incertitudes chiffrées</i> .....	372
1. La portée théorique du problème.....	372
2. Les incertitudes sur les coûts externes des polluants classiques.....	373
3. Les incertitudes des coûts externes du CO2 .....	377
4. Les incertitudes concernant les coûts externes des énergies renouvelables.....	378
5. Le cas du nucléaire .....	379
Conclusion par Robert GALLEY .....	383
Recommandations.....	387
Adoption du rapport par l'Office.....	389
Personnalités auditionnées .....	393

**CHAPITRE III :           LORSQUE L'ON PREND EN COMPTE LES  
COUTS EXTERNES DES DIFFERENTES  
FILIERES, LE NUCLEAIRE APPARAIT  
COMME L'UN DES MOYENS DE PRODUCTION  
INCONTOURNABLES POUR L'AVENIR**

L'évaluation des coûts des filières par les méthodes traditionnelles a montré que certains effets externes étaient pris en compte pour le nucléaire. Cette approche doit être étendue à toutes les technologies de production de l'électricité.

Les effets sur la santé et sur l'environnement de tous les polluants émis par les centrales électriques peuvent faire l'objet d'estimations. L'étude ExternE de la Commission européenne est à cet égard d'une grande utilité de par la méthode claire qu'elle propose.

Il convient aussi de s'intéresser à l'évaluation des coûts externes du CO2 pour trois raisons au moins.

L'augmentation rapide de la concentration en CO2 de l'atmosphère risque en effet d'induire des changements climatiques dont personne n'est capable de prédire la portée. Ainsi que le protocole de Kyoto l'a souligné, il n'est plus possible de ne pas lutter contre les rejets de CO2 dans l'atmosphère.

Les émissions de CO2 liées à la production électrique viennent en deuxième rang après le transport et la consommation d'électricité du monde en développement est appelée à croître rapidement.

Les émissions de CO2 par centrale sont très différentes d'une filière à l'autre. En incluant l'ensemble du cycle du combustible, elles sont en effet 40 fois plus fortes pour le gaz que pour le nucléaire et 2 fois plus élevées pour le charbon que pour le gaz.

L'évaluation du coût à imputer au kWh du fait des émissions de CO2 peut se faire par trois méthodes d'intérêts respectifs très inégaux.

La première méthode revient à calculer le coût de séquestration du CO2. Les techniques correspondantes consisteraient à capturer le CO2 dans les gaz rejetés par les turbines ou les chaudières et à l'injecter pour stockage dans le sol, par exemple dans les gisements d'hydrocarbures épuisés. Avec des incertitudes très grandes, compte tenu de l'immaturité des techniques, le coût de séquestration du CO2 pourrait être de l'ordre de 300 dollars par tonne de carbone.

La seconde méthode est celle de l'évaluation des dommages causés par le CO<sub>2</sub>. On suppose dans ce cas qu'il y a réchauffement climatique et que l'augmentation du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère en est la cause. Cette approche exige une analyse fine et exhaustive des conséquences d'une augmentation de la température. Ses résultats dépendent étroitement de la valeur statistique de la vie humaine dans les pays en développement notamment. Les dernières estimations font état d'un coût de 190 dollars par tonne de carbone.

La troisième méthode d'évaluation du coût du CO<sub>2</sub> est celle qui consiste à calculer la valorisation de la tonne de carbone rejetée de manière qu'une réduction des émissions se produise dans les proportions souhaitées aux termes des engagements politiques pris.

Les évaluations correspondantes mettent en jeu des modèles énergétiques et éventuellement des modèles macroéconomiques. Les valeurs trouvées dans la troisième approche en utilisant le modèle POLES 2 dépendent logiquement des conditions politiques de la mise en oeuvre du protocole de Kyoto et en particulier de la mise en place d'un marché de permis d'émission négociables.

Ce sont ces questions qui sont abordées dans la suite, à commencer par la plus critique pour l'avenir, celle de l'effet de serre.

## **I. L'EFFET DE SERRE ET L'ESTIMATION DE SON COÛT**

Le grand enjeu planétaire actuel en matière de la protection de l'environnement, c'est la lutte contre l'effet de serre. Cette question est extrêmement simple, en dépit des incertitudes scientifiques.

Premier constat : l'évolution de la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, nous savons la déterminer avec précision et elle est impressionnante. Cette concentration était de 200 ppm au moment du dernier maximum glaciaire. Elle était de 280 ppmv en 1750, à l'aube de la première révolution industrielle. Elle est passée à 315 ppmv en 1958 et 358 ppmv en 1998.

Si les émissions de CO<sub>2</sub> se maintiennent à leur niveau de 1994, la concentration de CO<sub>2</sub> s'élèvera de façon pratiquement constante pendant 200 ans, atteignant 500 ppmv à la fin du XXI<sup>e</sup> siècle.

Deuxième constat : ainsi que le disait récemment Jean-Claude Duplessis, l'un de nos plus grands climatologues, « *depuis le début du XX<sup>e</sup> siècle, le réchauffement atteint environ 1°C. Il est indéniable. D'ailleurs, les 20 dernières années rassemblent à elles seules les 6 ou 7 années les plus chaudes du siècle. Dans l'état actuel des recherches, nous sommes incapables de dire dans quelle proportion exacte intervient l'activité humaine avec ses émissions de gaz à effet de serre et de poussière et dans quelle proportion pèsent les phénomènes naturels* ».

L'augmentation rapide de la concentration en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère risque d'induire des changements climatiques dont personne n'est capable de prédire la portée. Il est donc indispensable d'agir.

Mais comment agir alors que les pays industrialisés peinent à mettre en oeuvre leur engagement de Kyoto se traduisant par une diminution de 5,2 % de leurs rejets de gaz à effet de serre en 2010 par rapport à 1990 ?

Comment ne pas s'inquiéter du fait que cet effort si difficile ne concerne que les pays responsables certes de 57 % des émissions de CO<sub>2</sub> actuelles mais qui ne seront responsables que de seulement 25 % de l'augmentation des émissions des 20 prochaines années, les pays d'Asie et d'Amérique latine devant être les plus importants émetteurs de CO<sub>2</sub> à l'avenir ?

## A. Certitudes et interrogations sur le changement climatique

### 1. Les interrogations sur le réchauffement planétaire

Au cours du XXe siècle, la température moyenne globale de l'air en surface a augmenté d'une valeur comprise entre 0,3 et 0,6 °C selon certains auteurs et de 1°C selon d'autres. Parallèlement, on observe que le niveau moyen des océans a monté, quant à lui, de 10 à 25 cm<sup>249</sup>. Dans certaines régions, des modifications dans la variabilité et les extrêmes climatiques sont également intervenues.

Il est probable que l'Homme a une part appréciable dans ces modifications climatiques. Mais tout changement dû aux activités humaines est en effet probablement superposé à des variations d'origine naturelle.

Si cette évolution devrait se prolonger, selon l'IPCC<sup>250</sup>, à la fin du XXIè siècle, la température moyenne de surface aura augmenté de 2 °C et le niveau moyen des océans de 50 cm, ce qui provoquera des catastrophes aux conséquences incalculables dans certains pays.

- ***Le réchauffement planétaire, un phénomène démontré mais délicat à analyser***

Il y a 20 000 ans lors du dernier maximum glaciaire, la Terre était recouverte de deux fois plus de glace qu'aujourd'hui mais la température n'était inférieure que de 4 à 5 °C. L'équateur était recouvert de glaces et les pôles étaient sous une chaleur tropicale lors de deux ères géologiques (2,4-2,2 milliards d'années ; 820-550 millions d'années)<sup>251</sup>. La Terre en réalité subit une alternance de périodes froides et de périodes chaudes tous les 100 000 ans environ. Il est probable que nous connaissions actuellement une période chaude.

Le premier enjeu scientifique est donc d'inscrire les observations des dernières années dans une évolution de longue période.

Les mesures actuelles sont faites par environ un millier de stations au sol et complétées par des mesures satellitaires des températures océaniques. De grands progrès restent toutefois à faire dans la mesure du phénomène. Il reste à développer un réseau de surveillance de l'océan lui-même, en surface et en profondeur, jugé aujourd'hui très insuffisant par les experts, pour évaluer les interférences entre océans et climat.

---

<sup>249</sup> Professeur A. Berger, Université catholique de Louvain, Enerpresse, n°7203, 19/11/98.

<sup>250</sup> IPCC : International Panel on Climate Change – GIEC en français

<sup>251</sup> F. Node-Langlois, le Figaro, 31/12/98.

C'est l'objet du récent programme lancé par l'Unesco. Ce programme est baptisé CLIVAR (Climate Variability et Predictability). Il durera 15 ans et a comme objectif d'étendre le champ et d'améliorer la prévision climatique. Grâce à un vaste réseau de satellites et de capteurs au sol, des observations systématiques à long terme sur l'atmosphère, la terre, les océans et les régions couvertes par les glaces pourront être faites et analysées<sup>252</sup>.

Parmi les points qui sont à approfondir sur la variabilité du climat, on peut citer :

- le rôle des océans dans la thermodynamique de la planète
- le rôle de réservoir de chaleur que jouent les océans au voisinage des tropiques et l'influence des courants tels que le Gulf Stream dans l'Atlantique et le Kuro-Shio dans le Pacifique
- l'influence des nuages et des aérosols sur le climat de la Terre<sup>253</sup>
- l'influence des particules cosmiques émises par les étoiles lointaines sur le climat en général et sur la formation des nuages
- l'éventuelle modification de l'inclinaison de l'axe de rotation de la Terre par rapport à l'écliptique et ses conséquences sur le climat
- la capture de CO<sub>2</sub> par les océans et les échanges de CO<sub>2</sub> entre les océans et l'atmosphère.

• ***Le lien probable entre les gaz à effet de serre et le changement climatique***

A l'échelle géologique, les variations de concentration de gaz à effet de serre (GES) sont parallèles à celle de la température. A l'échelle du siècle, la relation est plus délicate à mettre en évidence.

Compte tenu des caractéristiques physiques des gaz à effet de serre, différents modèles ont étudié les conséquences d'une augmentation de leur concentration sur la température moyenne du globe.

Les modèles du bilan radiatif global prévoient une augmentation de 1°C pour un doublement de la concentration du CO<sub>2</sub> dans l'air. Selon le modèle du Haldey Centre, d'ici à 2050 le climat se réchaufferait de 0,2 °C par décennie. Selon le modèle du Max-Planck-Institut für Meteorologie (Allemagne) et du Hadley Center (Royaume-Uni), qui intègre les effets des GES et ceux des poussières anthropiques, la probabilité que le réchauffement observé soit dû uniquement à des causes naturelles serait inférieure à 5%.

Le GIEC<sup>254</sup> a également réalisé des simulations de l'évolution de la température au cours des prochaines années. En adoptant la valeur la plus probable pour la

---

<sup>252</sup> AFP 2/12/98.

<sup>253</sup> Le CNES et la NASA sont associés pour la mise au point d'un satellite permettant d'établir un bilan radiatif de la Terre, avec une imagerie infrarouge et un laser embarqué pour mesurer la distribution verticale des nuages et des aérosols. Le coût de cette mission, intitulée Picasso-Cena, est estimé à 971 millions de francs. AFP 23/12/1998.

sensibilité du climat et en prenant en compte des effets des aérosols, l'augmentation de la température moyenne à la surface du globe serait de 2°C entre 1990 et 2100 et, comme indiqué plus haut, le niveau de la mer s'élèverait de 50 cm.

Dans tous les cas, la rapidité du réchauffement serait probablement plus élevée qu'elle ne l'a été à toute autre période depuis 10 000 ans. A l'échelle de 10 ans et suivant les régions, la variabilité pourrait être grande. Par ailleurs le cycle naturel du carbone pourrait être modifié par une évolution rapide du climat.

En conclusion de ses travaux, le GIEC a récemment affirmé : « *le bilan des observations suggère qu'il existe une influence des activités humaines sur le climat. Le climat devrait continuer de changer à l'avenir* »<sup>255,256</sup>.

- ***Le danger potentiel du changement climatique***

Le réchauffement du climat est une donnée qui est aujourd'hui admise, en dépit des marges d'erreur qui existent encore pour le caractériser.

Cette élévation de la température moyenne du globe a sans doute plusieurs causes, naturelles ou anthropiques. Ces causes restent certes à préciser. Il reste également, tâche immense, à pondérer les influences des différents facteurs.

Mais il est un facteur incontestable. C'est la modification de la composition de l'atmosphère. Celle-ci connaît un accroissement de la concentration du CO<sub>2</sub>, un gaz renforçant l'effet de serre qui peut jouer un rôle dans la modification du climat.

## **2. Les certitudes sur la modification de la composition de l'atmosphère**

Les gaz à effets de serre absorbent une partie de la dissipation de la chaleur de la terre. Ils exercent un effet similaire à celui des vitres d'une serre, qui si elles laissent passer la lumière visible du soleil, retiennent de l'intérieur le rayonnement thermique. Sans les gaz à effet de serre, la température moyenne à la surface de la terre serait de -18 °C au lieu de +15 °C. La vapeur d'eau et le CO<sub>2</sub> sont les premiers responsables de cette différence de température.

C'est en 1896 qu'Arrhenius établit la notion d'effet de serre artificiel dû à une concentration anormale de CO<sub>2</sub> créée par l'homme. Les activités humaines ont modifié la composition de l'atmosphère depuis le début de la révolution

---

<sup>254</sup> GIEC :Groupe intergouvernemental d'évaluation du climat ; en anglais IPCC : International Panel on Climate Change

<sup>255</sup> « *The balance of evidence suggests a discernable human influence on global climate* ». « *The climate is expected to continue to change in the future* ».

<sup>256</sup> Pr. Berger, Enerpresse, n° 7203, 19/11/1998.



industrielle, et en particulier ont conduit à une augmentation de la concentration du CO<sub>2</sub>.

Les preuves de l'origine anthropique de cette augmentation sont nombreuses : d'une part, une diminution de la concentration en oxygène de l'air, de 0,03 ppmv par an) et d'autre part les analyses de la composition isotopique du gaz carbonique (carbone 14).

- ***L'évolution de la concentration du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère***

A l'époque du dernier maximum glaciaire, cette concentration moyenne était de 200 ppmv<sup>257,258</sup>. Elle est aujourd'hui de 358 ppmv. Le tableau suivant montre l'évolution de la concentration du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère.

Tableau : évolution de la concentration de l'atmosphère en CO<sub>2</sub>

ppmv	dernier maximum glaciaire	1750	1958	1998
concentration du CO <sub>2</sub> dans l'atmosphère	200	280	315	358

Ainsi, pendant les deux cents dernières années la concentration en CO<sub>2</sub> dans l'air a augmenté de 80 ppmv. Cet accroissement s'est produit à une vitesse cent fois plus rapide que celle de l'évolution enregistrée au cours des 20 000 dernières années, période au cours de laquelle l'augmentation naturelle avait aussi atteint 80 ppmv.

A l'heure actuelle, la concentration du CO<sub>2</sub> augmente de 1,5 ppmv par an.

- ***Un renforcement mutuel possible de l'effet de serre et de la disparition de la couche d'ozone***

L'effet de serre se traduit par une augmentation de la température de la troposphère et une diminution de la température de la stratosphère.

En réalité, il faut aussi distinguer la basse stratosphère et la haute stratosphère. Dans la partie basse de la stratosphère, la diminution de température permet une augmentation de la concentration d'ozone car les réactions de destruction de l'ozone dépendent de la température. On sait par ailleurs que dans la partie haute de la stratosphère, la concentration de l'ozone diminue en particulier du fait des CFC.

---

<sup>257</sup> ppmv : partie par million en volume.

<sup>258</sup> L'analyse des bulles d'air emprisonnées dans la glace permet d'établir ces concentrations.

De nouveaux travaux<sup>259</sup> démontrent que la baisse de la température dans la proche stratosphère introduit des changements dans la circulation atmosphérique qui conduisent à une baisse de la concentration d'ozone dans les hautes latitudes.

L'effet de serre pourrait donc renforcer la destruction de la couche d'ozone

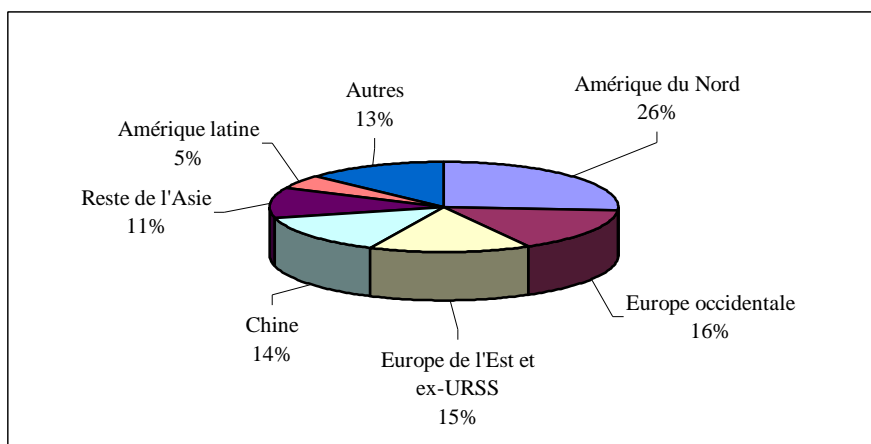
- ***L'augmentation de la concentration du CO2 dans l'atmosphère : rythme et origine***

Les émissions annuelles de CO2 résultent de l'utilisation de combustibles fossiles, dans les transports, le résidentiel et la production d'électricité. Ces émissions s'élevaient à 6,3 milliards de tonnes de carbone, soit 23 milliards de tonnes de CO2<sup>260</sup> en 1996. La déforestation, autre activité humaine, conduit à diminuer la masse végétale, ce qui équivaut annuellement à l'émission de 3 à 4 milliards de tonnes de CO2

A titre de référence, l'atmosphère contient actuellement 750 milliards de tonnes de carbone sous forme de CO2. Il est à noter par ailleurs qu'une quantité très importante de CO2 se trouve dissoute dans les océans.

Les émissions de CO2 proviennent principalement des pays industrialisés. Ainsi, à titre d'exemple, les Etats-Unis ont, en 1996, émis 5,3 milliards de tonnes soit 23 % du total. La figure suivante donne les répartitions géographiques des émissions de CO2.

Figure : Répartition des émissions de CO2 en 1996



Deux types de classement sont généralement faits en matière d'émissions de CO2 : d'une part un classement par quantités totales de CO2 rejetées et d'autre part selon les quantités par habitant.

<sup>259</sup> Nature, n° 392, 9/4/1998.

<sup>260</sup> une tonne de C correspond à 3,7 tonnes de CO2 ; une tonne de CO2 correspond à 0,27 tonne de C.

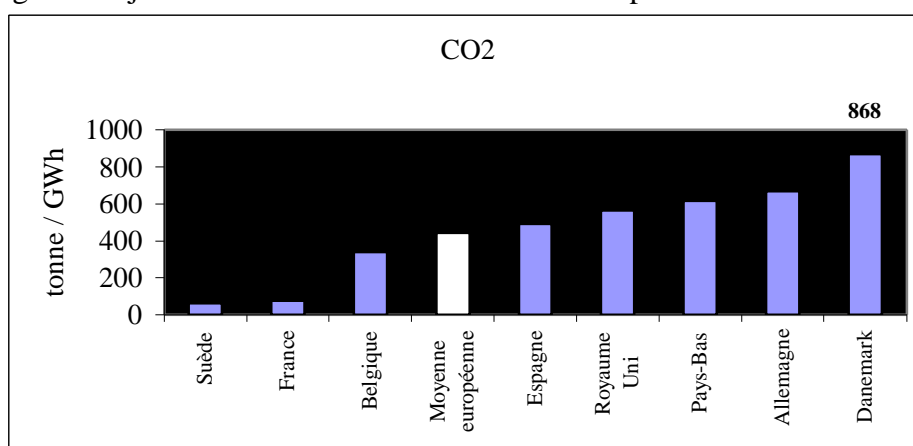
Les Etats-Unis sont le principal émetteur mondial de CO<sub>2</sub>. La Chine occupe la deuxième place, suivie de la Russie.

Tableau : Principaux pays émetteurs de CO<sub>2</sub> en 1995<sup>261</sup>

Classement selon les volumes des émissions	milliards de tonnes de CO <sub>2</sub> (1995)
1. Etats-Unis	5,2
2. Chine	3,0
3. Russie	1,6
4. Japon	1,1
5. Allemagne	0,9
6. Inde	0,8
7. Royaume-Uni	0,6
8. Ukraine	0,4
9. Canada	0,4
10. Italie	0,4
11. France	0,4
12. Corée du Sud	0,3
13. Mexique	0,3
14. Brésil	0,3
15. Australie	0,3
16. Espagne	0,2
17. Pays-Bas	0,2
18. Belgique	0,1

S'agissant des émissions rapportées au nombre d'habitants, on retrouve en tête de classement non seulement les pays développés mais aussi les pays utilisant les combustibles fossiles en grande quantité sans avoir une réglementation de protection de l'environnement comparable à celle des pays industrialisés.

Figure : Rejets de CO<sub>2</sub> en 1995 dans l'Union européenne en tonne/GWh<sup>262</sup>



<sup>261</sup> AFP, 4/11/98.

<sup>262</sup> Source : Commission européenne, DGXVII, 1995.

Tableau : Principaux pays émetteurs de CO2 par habitant en 1995<sup>263</sup>

Classement selon les émissions / habitant	tonnes / habitant
1. Etats-Unis :	19,13
2. Canada :	14,99
3. Russie :	14,11
4. Ukraine :	11,72
5. Allemagne :	10,96
6. Royaume-Uni	9,78
7. Japon :	8,79
8. Italie :	7,03
9. Corée du Sud :	6,56
10. France :	6,34
11. Mexique	3,77
12. Chine :	2,27
13. Inde :	0,88

Les émissions de CO2 des pays en développement sont certes en augmentation sensible sous l'action de plusieurs facteurs concordants : utilisation des combustibles fossiles accessibles, intensité énergétique insuffisante, décollage économique.

Il n'en reste pas moins que ce sont les pays développés qui portent la responsabilité la plus forte en matière d'émissions de CO2, ainsi que l'illustre la tableau suivant.

Tableau : Répartition des émissions de CO2 entre pays développés et pays en développement<sup>264</sup>

1995	Monde	OCDE
population (milliards d'habitants)	5,54	1,00
PIB (milliers de milliards de dollars US)	23,3	18,4
consommation d'énergie (milliards de tep)	9,1	4,6
consommation d'électricité (TWh)	12,1	7,6
émissions de CO2 (milliards de tonnes par an)	22,0	11,1

Les dernières statistiques sur les rejets de CO2 publiées par l'OCDE et l'AEN sont alarmantes à cet égard. En effet les émissions ont progressé de 7 % entre 1990 et 1996, suivant le tableau ci-après.

<sup>263</sup> H. Kempf ; Le Monde, 2/11/1998.

<sup>264</sup> OCDE, cité dans The E7 Observer, n°15, 1998.

Tableau : Evolution des émissions de CO2 de 1996 par rapport à celles de 1990

pays	variation des émissions de 1996 par rapport à celles de 1990
Corée	+ 75 %
Inde	+ 44 %
Chine	+ 33 %
Japon	+ 11 %
Etats-Unis	+ 9 %
<b>Monde</b>	<b>+ 7 %</b>
Pologne	+ 5 %
Italie	+ 3 %
France	+ 1,6 %
Allemagne	- 8 %
Grande-Bretagne	- 0,4 %

La progression des rejets de CO2 par les pays d'Europe de l'Est est soutenue. La Russie doit être mise à part. La crise persistante dans ce pays a en effet ralenti son activité économique et diminué les émissions de CO2. La progression des émissions de l'Inde et de la Chine est en revanche massive.

- ***Les Etats-Unis de 1990 à 1996, une préfiguration des évolutions spontanées possibles en Europe***

Le cas des Etats-Unis mérite d'être analysé en détail, compte tenu de l'importance de leurs émissions de CO2 dans le total mondial et en raison de leur valeur de contre-exemple.

La consommation d'énergie a augmenté aux Etats-Unis en moyenne de 1,7 % par an depuis 1990. La consommation d'électricité s'est également élevée de 2,0 % par an depuis la même date, soit un rythme conforme à la tendance de longue période dans les pays industrialisés.

La majeure partie des émissions de gaz à effet de serre (82 %) correspond au CO2. Elle est donc imputable aux combustibles fossiles.

Dans la période récente, ce sont les transports et la production d'électricité qui sont aux Etats-Unis principalement responsables des augmentations des rejets de CO2. Au cours de la période considérée, plusieurs centrales nucléaires ont été arrêtées. Par ailleurs, le prix du gaz a augmenté sur la période.

En conséquence la part du charbon s'est accrue dans la production d'électricité, avec, comme résultat, l'augmentation des émissions de 9 % sur la période 1990-1996.

La combinaison d'une croissance lente mais réelle de la consommation d'électricité et d'une baisse de la part du nucléaire dans la production de celle-ci, a produit mécaniquement une augmentation importante des émissions de CO2.

A contrario, le nucléaire dans l'Union européenne permet d'éviter l'émission de 700 millions de tonnes de gaz carbonique par an. Ce total correspond à l'ensemble des émissions de CO<sub>2</sub> du parc automobile de l'Union européenne<sup>265</sup>. Autrement dit, « pour obtenir la même économie de CO<sub>2</sub>, il faudrait supprimer toutes les voitures particulières de l'Union européenne ».

- ***La croissance mondiale de la consommation d'énergie***

La consommation mondiale d'énergie devrait croître à l'avenir à un rythme moyen de 2 à 3 %.

Dans de nombreux pays, en Europe de l'Est, en Chine, en Amérique du Nord, la consommation spécifique d'énergie en pourcentage du PIB est le double ou le triple de celle de l'Europe ou du Japon.

Pour restreindre les émissions de CO<sub>2</sub>, une première solution existe, celle de diminuer l'intensité énergétique grâce à une augmentation des rendements énergétiques et aux économies d'énergie.

Mais l'augmentation de la consommation d'électricité accompagne toujours le développement économique.

Sans compter la part des émissions dues aux transports, il est certain que la production d'électricité, par son augmentation, va contribuer à la croissance des rejets de CO<sub>2</sub>, dans des proportions qui dépendent évidemment de la composition du parc électrique futur des pays considérés.

- ***La croissance de la consommation d'électricité***

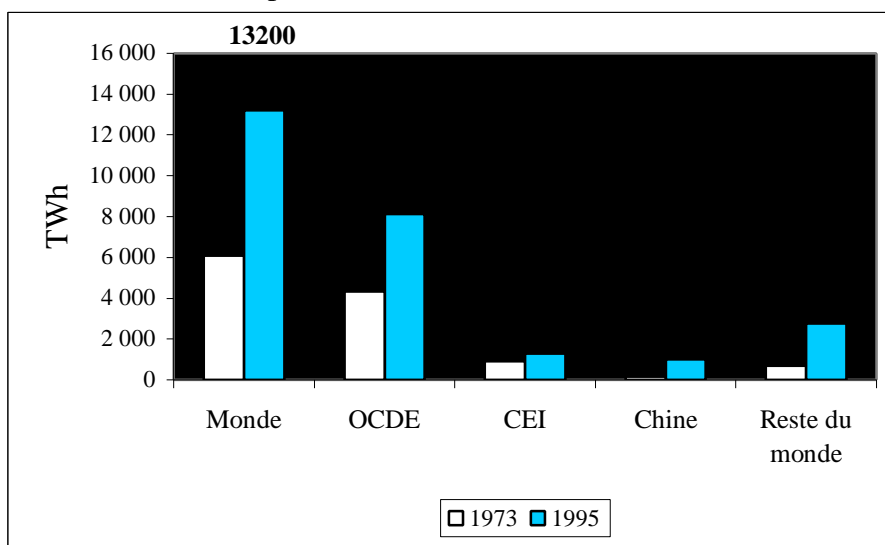
La croissance de la consommation d'électricité accompagne toujours le développement économique.

Le graphique suivant illustre ce phénomène. Il représente l'évolution entre 1973 et 1995 de la production d'électricité dans différents ensembles de pays et en Chine.

---

<sup>265</sup> J. Syrota, La Tribune, 20/4/1998.

Figure : Croissance de la production annuelle d'électricité entre 1973 et 1995<sup>266</sup>



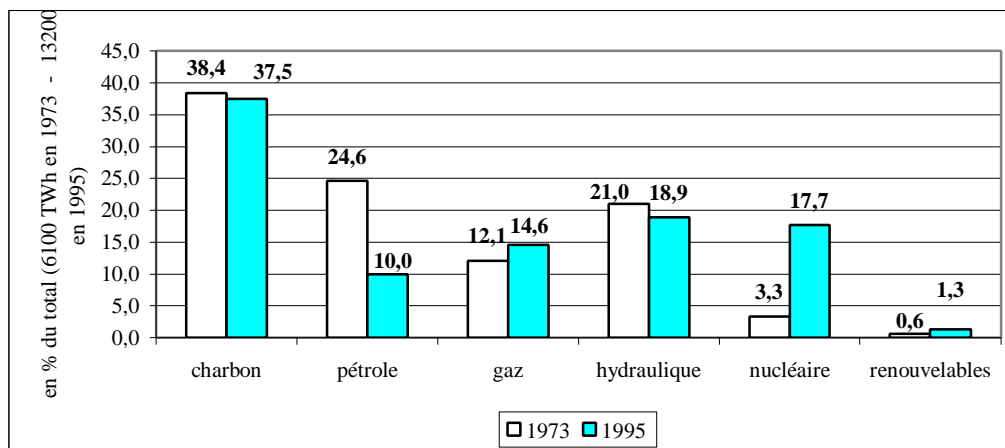
Les différentiels de croissance de la consommation d'électricité selon les pays sont très importants. Ainsi, dans l'OCDE, la consommation d'électricité a été multipliée par 1,9 entre 1973 et 1995. En Chine, elle a été multipliée par 6,1. Le reste du monde qui regroupe les autres pays en développement a vu, quant à lui, sa consommation d'électricité multipliée par 4.

Il est clair que l'augmentation de la consommation d'électricité va continuer à se produire dans l'ensemble du monde, mais à une allure beaucoup plus rapide dans le monde en développement.

On souligne souvent le rôle important du transport dans l'augmentation des émissions de CO<sub>2</sub>. Le choix des filières de production de l'électricité ne l'est pas moins. La question des parts respectives du nucléaire, du charbon et du gaz dans la production d'électricité à l'avenir est donc d'une très grande importance, compte tenu de leurs performances très inégales en matière d'émissions de CO<sub>2</sub>.

<sup>266</sup> The E7 Observer, n° 15, numéro spécial 1998 .

Figure : Evolution de la part des différentes filières de production d'électricité dans la production mondiale<sup>267</sup>



- ***L'importance critique du choix de la filière de production d'électricité pour les émissions de CO2***

Des calculs précis ont été effectués par l'Institut Paul-Sherrer et le Laboratoire des systèmes énergétiques de l'EPF de Zürich sur les contributions des différentes filières à l'effet de serre<sup>268</sup>.

Les unités utilisées sont l'équivalent CO2 et le gramme d'équivalent CO2 par kWh. Une telle comparaison scientifique des émissions de gaz à effet de serre des divers systèmes de production d'électricité prend en considération tous les processus de l'aval à l'amont.

Ainsi pour le nucléaire, sont examinées toutes les étapes : extraction du minerai, enrichissement en uranium fissile 235, construction, exploitation et démantèlement des centrales nucléaires, transport et retraitement des combustibles usés, stockage des déchets radioactifs.

Tableau : Emissions de CO2 par kWh produit, selon le type de centrale

	émissions (g éqCO2/kWh)	remarque
cycle combiné à gaz	400	avec fuites de gaz sur des transports à longue distance réduites. Si pertes de 1 à 2 % de méthane, niveau identique au charbon
centrales au charbon	800-1000	
nucléaire	10	étape concernée : fabrication du combustible
hydroélectricité	3	

<sup>267</sup> The E7 Observer, n°15, numéro spécial 1998.

<sup>268</sup> Enerpresse n°7107, 3/7/98.



Le passage du charbon au cycle combiné à gaz permet de réduire de moitié les émissions de CO<sub>2</sub>.

En revanche, le cycle combiné à gaz émet 40 fois plus de CO<sub>2</sub> que le nucléaire.

• *Les autres gaz à effet de serre*

Le gaz carbonique n'est pas le seul des gaz à modifier le bilan radiatif de la planète. Le tableau suivant présente les caractéristiques des autres gaz à effet de serre (GES).

Tableau : Principales caractéristiques des gaz à effet de serre<sup>269</sup>

nom	formule	« nocivité » / CO <sub>2</sub>	origine	évolution de la concentration
dioxyde de carbone	CO <sub>2</sub>	1	combustibles fossiles	1,5 ppmv / an
méthane	CH <sub>4</sub>	20 à 30	décomposition des matières organiques à l'abri de l'air ; agriculture, traitement des déchets, extraction d'hydrocarbures fossiles fuites des réseaux de gaz	niveau de 1994 : 1,72 ppmv <sup>270</sup> augmentation de + 0,010 ppbm / an émissions nettes : 535 millions de tonnes / an
oxyde nitreux ou protoxyde d'azote	N <sub>2</sub> O	300	combustion du pétrole, process industriels dont fabrication des engrais	niveau de 1994 : 0,312 ppmv
CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> et N <sub>2</sub> O représentent 95 % du forçage radiatif				
hydrofluorocarbone	HFC	200 à 10 000	gaz porteurs pour aérosols, réfrigération, électronique	CFC-11 et 12 : + 4 % / an jusqu'en 1988 ; diminution de 0,2 à 0,3 % en 1993 HCFC-22 : +77 % / an HFC : + 100 % / an
polyfluorocarbones	PFC	7000	fonte de l'aluminium et enrichissement de l'uranium	
hexafluorure de soufre	SF <sub>6</sub>	24 000	équipement électrique	augmentations de concentration limitées

D'une manière générale, la plupart des gaz à effet de serre résident pendant plus d'une décennie dans l'atmosphère. Leurs concentrations sont donc homogénéisées par les mouvements atmosphériques. Ils affectent donc le bilan radiatif à l'échelle globale.

<sup>269</sup> La vapeur d'eau joue un rôle fondamental de rétroaction dans le changement climatique mais sa concentration est très peu affectée de manière directe par les activités humaines.

<sup>270</sup> ppbv : partie par billion en volume (billion = milliard)

- *L'inertie de la croissance de la concentration du CO2 dans l'atmosphère*

Dans l'état actuel des connaissances du cycle du carbone, un freinage modéré des émissions conduirait à une augmentation inéluctable de la concentration du CO2. Ainsi, à supposer que l'on mette un siècle et demi pour revenir au niveau d'émissions de 1990, la stabilisation de la concentration de CO2 dans l'atmosphère se produirait à hauteur de 650 ppmv.

En réalité, la teneur en CO2 ne pourrait se stabiliser autour de 450 ppmv que si les émissions de CO2 revenaient au niveau de 1990 d'ici 40 ans et si elles diminuaient nettement par la suite.

Un accord semble se faire entre les experts en matière de concentrations admissibles de CO2 dans l'atmosphère, à savoir une concentration en CO2 stabilisée au niveau de 550 ppmv en 2350, soit environ le double de la concentration de l'ère préindustrielle. Toutes les discussions internationales prennent comme limite le doublement de la concentration de CO2 par rapport à la période préindustrielle.

Les émissions actuelles sont d'environ 6 milliards de tonnes de carbone par an. En raison de la croissance de la consommation d'énergie résultant elle-même de la croissance économique, ces émissions de carbone vont continuer à croître.

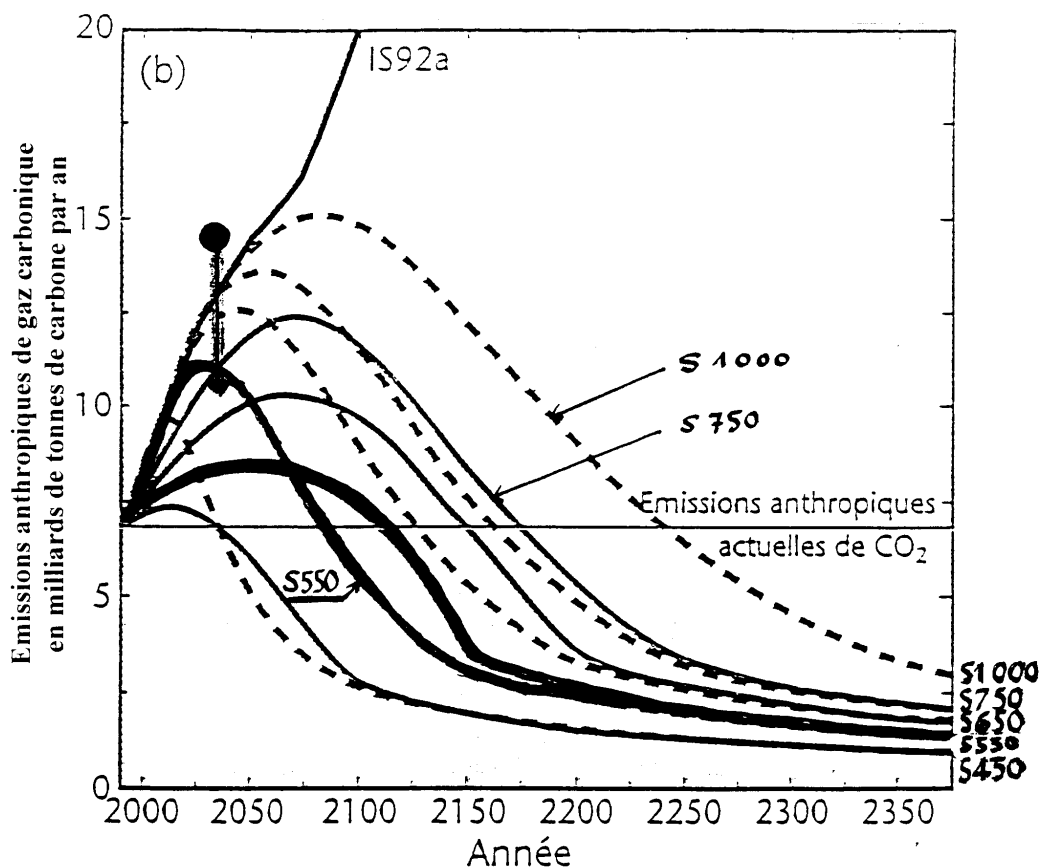
A court terme, les décisions de plafonnement auront des effets insignifiants. L'augmentation de la température d'un ou deux degrés est, selon certains experts, inéluctable<sup>271</sup>. En cas d'augmentation forte de la concentration du CO2, il pourrait alors se produire un phénomène d'auto-amplification du réchauffement planétaire.

Le graphique ci-après montre l'ampleur du problème. Les ordonnées correspondent aux émissions de CO2 en milliards de tonnes de carbone. En abscisse, figurent les années. Chacune des courbes correspond, pour une concentration finale en CO2, au maximum des rejets de carbone qu'il faut respecter, année après année, pour stabiliser la concentration de l'atmosphère à une valeur particulière de CO2 à l'horizon 2350.

---

<sup>271</sup> C. Philibert, PNUE, Libération, 14/11/1998.

Figure 1 : Les conditions, selon le GIEC, d'une stabilisation de la concentration du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère



On voit bien à la lumière de ce graphique que tout le problème est d'abord d'arriver à contenir les émissions, en vue d'arriver à une stabilisation. Le plus difficile sera ensuite de les faire diminuer. Le scénario 550 ppmv est éclairant à cet égard. Pour parvenir à cette concentration à long terme, il faudrait ralentir la croissance des émissions et commencer à les réduire en 2025 pour progressivement les faire tendre vers un niveau de 2 milliards de tonnes de carbone.

Or la mise en oeuvre du protocole de Kyoto est délicate. Pourtant, l'objectif est modeste : il s'agit de parvenir en 2008-2012 à une réduction globale de 5,2 % des émissions de CO<sub>2</sub> des 38 pays de l'annexe 1 par rapport aux niveaux de 1990.

Ces contraintes, pour aussi difficiles qu'elles soient à formaliser et à mettre en oeuvre, ne sont que le tout début du chemin à parcourir.

Il faudra en effet à la fin du XXI<sup>e</sup> siècle, non seulement avoir réussi à stabiliser les émissions mondiales mais aussi avoir commencé à les réduire. Cette décroissance sera indispensable pour ne pas dépasser à un horizon de trois siècles la concentration limite de 550 ppmv.

L'étude des mesures à prendre pour parvenir à un tel objectif, situé à un horizon de temps aussi éloigné, est impossible dans l'état actuel des instruments dont on dispose. L'état des technologies disponibles à cette date est impossible à établir. Aucun modèle économique ne se hasarde aussi à explorer de telles périodes.

Mais il est indispensable de commencer la réflexion pour l'après Kyoto. A cet égard, l'horizon 2030 doit être examiné. Pour ce faire, différents outils sont disponibles, par exemple le modèle POLES de l'IEPE-CNRS, présenté dans la suite pour l'évaluation du coût du CO<sub>2</sub>.

### 3. .... La prise de conscience internationale : lenteurs et acquis

- *Le précédent de la protection de la couche d'ozone*

Le protocole de Montréal, relatif à la protection de la couche d'ozone est le premier protocole à l'échelle mondiale concernant l'environnement. Il est entré en vigueur le 1er janvier 1989. Il est actuellement ratifié par 160 pays.

Ce protocole prévoit une réduction de moitié en 10 ans de la consommation des substances dangereuses, avec une période de grâce de 10 ans pour les pays en voie de développement. Depuis janvier 1996, les pays développés n'ont plus le droit de produire de CFC.

Quelle est la situation de la couche d'ozone actuellement ?

La couche d'ozone se situe dans la stratosphère, entre 12 et 27 km d'altitude. Sa concentration est maximale entre 19 et 23 km d'altitude.

Actuellement, grâce au protocole de Montréal, la concentration cumulée des substances nocives diminue lentement après un maximum atteint en 1994, celle du brome augmentant toutefois dans la troposphère (entre le sol et 18 km).

Aux latitudes moyennes dans les deux hémisphères, l'appauvrissement de la couche d'ozone s'est atténué par rapport à la précédente évaluation de 1994.

Mais aux latitudes polaires de l'hémisphère nord, la concentration d'ozone a diminué de 25 % par rapport aux années 60 durant six des neuf dernières années hivernales. Dans l'Antarctique, le trou d'ozone a continué de se former durant le printemps austral.

Dans le domaine des phénomènes atmosphériques, une tendance est donc longue à inverser, du fait de l'accumulation de gaz nocifs résultant de vitesses d'émission et de transport supérieures aux vitesses de disparition. Avec une interdiction plus

rapide des CFC, sans doute aurait-on gagné plus de temps encore : « *si on avait décidé par précaution d'arrêter les émissions de CFC dès 1985 à Montréal, on n'aurait peut-être jamais atteint de seuil aussi grave. En agissant dix ans plus tôt, on n'aurait pas perdu cinquante ans* »<sup>272</sup>.

• ***La chronologie de la prise de conscience de l'effet de serre***

Près de quarante ans se sont écoulés entre les premiers programmes de recherche sur l'effet de serre et l'élaboration d'un protocole d'accord.

- **1958** : installation à Hawaï d'une base de mesure de la concentration du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère
- **1963** : démonstration du fait que l'activité humaine perturbe le cycle naturel du CO<sub>2</sub> atmosphérique
- **1986** : création du groupe consultatif pour les gaz à effet de serre (AGGG) par le PNUE, l'OMM et le Conseil international des Unions scientifiques (CIUS)
- **1988** : création par l'Assemblée générale de l'ONU du Groupe intergouvernemental d'évaluation du climat (GIEC/IPCC<sup>273</sup>), panel de plus de 3000 scientifiques de 60 pays
- **1989** : Noordwijk - 1ère conférence ministérielle sur les changements climatiques
- **1990** : avril, Washington : conférence sur le réchauffement de la planète
- **1990** : 1er rapport du GIEC ; conclusion principale : il faudrait réduire de plus de 60 % les émissions de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> pour parvenir à réduire la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère
- **1990** : deuxième conférence ministérielle sur le climat à Genève
- **1992** : juin, sommet de la Terre, Rio ; adoption d'une convention mondiale sur les changements climatiques qui prévoit de stabiliser les émissions de gaz à effet de serre, puis de les ramener en l'an 2000 à leur niveau de 1990
- **1995** : avril, Berlin : un mandat est adopté avec l'objectif d'une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> des seuls pays industrialisés au delà de l'an 2000

---

<sup>272</sup> C. Philibert, PNUE, Libération, 14/11/98.

<sup>273</sup> IPCC : International Panel on Climate Change.

- **1996** : juillet, Genève : conférence internationale sur les changements climatiques ; la déclaration de Genève précise que les pays industrialisés doivent prendre des engagements juridiquement contraignants dans un protocole de la convention climat pour limiter les émissions des CO2 et autres gaz à effet de serre (GES)
- **1997** : 11 décembre, Kyoto : adoption d'un protocole à la Convention sur le climat, imposant des réductions « *juridiquement contraignantes* » de 5,2 % en moyenne des émissions de GES aux pays industrialisés en 2008-2012
- **1998** : Buenos Aires, 14 novembre : adoption d'un plan d'action (de discussion en fait) pour concrétiser les dispositions du protocole de Kyoto

Tableau 1 : Pays de l'annexe I du protocole de Kyoto et engagement contracté (niveaux d'émission autorisés à l'horizon 2008-2012 en pourcentage par rapport à ceux de 1990)<sup>274,275</sup>

pays	appartenance	objectif
Allemagne	UE & OCDE	92
Autriche	UE & OCDE	92
Belgique	UE & OCDE	92
Danemark	UE & OCDE	92
Espagne	UE & OCDE	92
Finlande	UE & OCDE	92
France (+ Monaco)	UE & OCDE	92
Grèce	UE & OCDE	92
Irlande	UE & OCDE	92
Italie	UE & OCDE	92
Luxembourg	UE & OCDE	92
Pays Bas	UE & OCDE	92
Portugal	UE & OCDE	92
Royaume Uni	UE & OCDE	92
Suède	UE & OCDE	92
Australie	OCDE	108
Canada	OCDE	94
Etats-Unis	OCDE	93
Hongrie	OCDE	94
Islande	OCDE	110
Japon	OCDE	94
Norvège	OCDE	101
Nouvelle Zélande	OCDE	100
République tchèque	OCDE	92
Suisse	OCDE	92
Bulgarie		92
Croatie		95
Estonie		92
Fédération russe		100
Lettonie		92
Liechtenstein		92
Lituanie		92
Pologne		94
Roumanie		92
Slovaquie		92
Slovénie		92
Ukraine		100

<sup>274</sup> A. Bernard et M. Vielle, Modalités d'application de l'accord de Kyoto et coût économique dans la perspective du sommet de Buenos Aires, Revue de l'Energie, n°, 500, octobre 1998.

<sup>275</sup> Certains pays industrialisés sont exclus de l'obligation de réduction des émissions et sont inscrits sur la liste B de l'annexe I ; la Turquie fait par exemple partie de la liste B souvent désignée par abus de langage annexe B.

## **B. L'estimation du coût du CO2 par le coût de séquestration**

La captation et le stockage du CO2 produit par les centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles est une des solutions envisagées pour répondre au défi que représente l'accroissement de la concentration du gaz carbonique dans l'atmosphère.

Ce type de procédé est souvent décrit sous le terme de séquestration du CO2. En tout état de cause, deux étapes successives sont à considérer, chacune nécessitant des technologies différenciées et non encore stabilisées et générant des coûts difficiles encore à apprécier.

### **1. Les procédés de captation du CO2 produit par les centrales thermiques**

Différents procédés de captation du CO2 sont disponibles. Ceux-ci sont fortement influencés par la concentration ou la pression partielle du gaz qui doit être capturé.

Le tableau ci-après illustre quelques résultats de différentes alternatives pour la capture du CO2 dans le cas d'une unité à charbon pulvérisé équipée d'une désulfuration des gaz.

Il montre les liens entre les coûts du CO2 évité et ceux pour le capturer. Ces valeurs sont valables uniquement pour l'exemple qui est pris en considération.

Tableau : Estimation du coût de captation du CO2 émis par une centrale thermique fonctionnant au charbon pulvérisé, selon les différentes technologies disponibles<sup>276</sup>

type	rendement efficacité (%)	coût de l'énergie dollars / kWh	coût du CO2 évité dollars / tonne	taux de CO2 émis (gCO2/kWh)
<i>référence</i>				
charbon pulvérisé et désulfuration des fumées	40	0,049	-	829
<i>dispositif additionnel de captation du CO2</i>				
technologie membrane	31	0,0776	45	194
technologie absorption (MEA)	29	0,074	35	116
technologies membrane + absorption (MEA)	30	0,0747	42,3	222
technologie cryogénie	nd	nd	nd	nd
technologie adsorption (PSA)	28	0,114	84	57
technologie adsorption (TSA)	29	0,179	264	335

<sup>276</sup> Source : SNET, audition du 21 janvier 1999.



L'énergie à dépenser pour capter le CO<sub>2</sub> fait baisser le rendement d'une centrale à charbon pulvérisé de l'ordre de 10 %. La conséquence sur le prix de l'électricité produite est donc majeure.

Les conclusions des études des différents procédés de captation montrent que les technologies actuellement disponibles ne sont pas encore au point<sup>277</sup>.

- ***Les procédés à membrane***

Les membranes sont déjà utilisées commercialement, par exemple pour la séparation de l'hydrogène mais un développement complémentaire serait nécessaire avant qu'elles soient utilisables à une échelle significative pour la capture du CO<sub>2</sub>.

Les perspectives pour une réduction des coûts importants actuels ne sont pas évidentes. Quoi qu'il en soit, de nombreux systèmes semblent prometteurs. Un atout important des membranes est qu'elles consomment un peu moins d'énergie que les autres méthodes de captation.

- ***La cryogénie***

L'utilisation de procédés à basse température (cryogénie) est seulement à prendre en considération lorsqu'il y a des hautes concentrations de CO<sub>2</sub> dans les fumées, en raison de son coût.

La cryogénie pourrait recevoir une application avec la nouvelle technologie de la gazéification intégrée du charbon à cycle combiné.

Les procédés cryogéniques ont l'avantage de produire du CO<sub>2</sub> sous forme liquide prêt à être transporté sur le lieu de stockage.

- ***L'absorption du CO<sub>2</sub> et ses limites***

L'absorption du CO<sub>2</sub> peut être réalisée par voie chimique ou par voie physique. Pour des faibles concentrations de CO<sub>2</sub> dans les fumées, un solvant chimique tel que le monoéthanolamine peut convenir. Pour des concentrations plus fortes de CO<sub>2</sub>, un procédé physique est préférable.

En raison aussi des capacités limitées et d'une sélectivité faible, les procédés par absorption ne peuvent donc pas être retenus pour les centrales thermiques.

Dans chaque cas, des procédés additionnels sont nécessaires s'il y a présence de SO<sub>2</sub> dans les fumées pour éviter une perte excessive de solvant.

---

<sup>277</sup> Source : AIE-OCDE, novembre 1998.

- *L'adsorption du CO2*

L'adsorption du CO2 consiste en sa fixation sur un support, une étape de re-largage étant ensuite prévue. Il semble que cette technique ne soit pas adaptée aux volumes de CO2 générés par une centrale électrique.

La capture par adsorption sur tamis moléculaire (membrane) est en effet plus efficace quand la concentration dans les fumées du gaz à capter se situe entre 400 ppm et 15 000 ppm. Or ces valeurs sont nettement plus faibles que celles rencontrées dans les fumées des centrales thermiques.

## 2. Les différents procédés envisagés pour le stockage du CO2

Préalablement à l'étape du stockage, la question du transport doit être résolue. Une centrale thermique fonctionnant au charbon produit 12 500 tonnes de CO2 en 24 heures. A titre indicatif, pour évacuer un tel tonnage, il faut quotidiennement 625 camions de 20 tonnes ou 6 trains de 2 200 tonnes. Le transport en conduite du CO2 supercritique est donc probablement la seule voie envisageable.

Différents procédés de stockage du CO2 sont envisagés. Parmi ceux-ci, le seul à avoir été appliqué est celui du stockage dans un gisement sous-marin.

### *a) le stockage dans les gisements sous-marins*

La première version de ce procédé consiste à utiliser les gisements pétroliers ou gaziers sous-marins une fois qu'ils sont épuisés. La Norvège a testé cette possibilité en vraie grandeur sur le champ gazier de Sleipner. Il s'agissait d'épurer, avant utilisation, un gaz naturel chargé en CO2. Le gaz carbonique était récupéré par le procédé d'absorption chimique, puis réinjecté dans le gisement d'Utsira, à 800 mètres sous le niveau de la mer.

La deuxième version de ce procédé correspond à l'injection du CO2 dans des gisements en activité. Dans ce cas, le débit du gisement peut en être augmenté grâce à l'augmentation de pression ou au déplacement du gaz ou du pétrole par le gaz carbonique.

### *b) le stockage en profondeur dans les océans*

Un autre procédé de stockage dans les océans consiste à tirer parti du fait que le gaz carbonique liquide est plus dense que l'eau, à condition que sa pression soit supérieure à 300 bar. Une telle pression est atteinte à 3000 m sous le niveau de la mer.

Le principe de ce mode de stockage est en conséquence d'injecter par une conduite de grande longueur le CO2 liquide dans les eaux profondes des océans.

Le CO<sub>2</sub> est alors censé rester sous la forme de nappes plaquées sur les fonds sous-marins.

Bien entendu, la démonstration reste à faire que le CO<sub>2</sub> supposé reposer en grande quantité sur les fonds sous-marins n'est pas susceptible d'une part de modifier les éco-systèmes marins et les échanges océan-atmosphère et d'autre part d'être dispersés par les courants sous-marins.

*c) le stockage dans des cavités terrestres*

Le stockage terrestre dans des cavités est également une solution, que celles-ci correspondent ou non à des gisements d'hydrocarbures. Les mêmes effets d'augmentation des rendements sont attendus dans le cas des gisements en activité.

*d) l'utilisation du CO<sub>2</sub> comme matière première*

Une autre voie pourrait être celle de l'utilisation du CO<sub>2</sub> comme matière première de la chimie organique. Ceci supposerait la mise en place de toute une chaîne de récupération et de distribution pour l'industrie.

Une autre voie consisterait en l'utilisation du CO<sub>2</sub> pour forcer la croissance de végétaux terrestres ou sous-marins. Il ne semble pas toutefois que les quantités utilisables dans ce type de procédé soient à la hauteur des volumes de CO<sub>2</sub> générés par les centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles. A titre indicatif, une surface de 2 000 km<sup>2</sup> de forêt serait nécessaire pour absorber le CO<sub>2</sub> produit durant la vie d'une unité de 500 MW au charbon.

En tout état de cause, selon certains experts, les coûts de transport et de stockage seraient moins élevés que ceux correspondant à la capture du CO<sub>2</sub>.

**3..... L'augmentation des rendements des centrales thermiques classiques**

La production combinée d'électricité et de chaleur - la cogénération – constitue la première façon d'augmenter le rendement global d'une installation fonctionnant au gaz ou au charbon.

La deuxième piste consiste en l'augmentation du rendement de la production d'électricité. Des marges d'amélioration existent encore sur le cycle de Rankine (turbines à vapeur) et sur le cycle de Brayton (turbines à gaz) et même sur la combinaison des deux cycles (cycle combiné gaz-vapeur). Les progrès sont réguliers tant pour les turbines à gaz que pour les centrales électriques à base de charbon.

Pour les centrales à charbon, l'introduction des cycles supercritiques sur les chaudières à charbon pulvérisé (C.P.) ou sur la filière à Lit Fluidisé Circulant (LFC) permet d'augmenter de plus de 4 points le rendement net. De 40 %, il peut monter à près de 45 %. Le rendement actuel de la filière IGCC charbon par gazéification et cycle combiné est de l'ordre de 43 %. Il pourrait atteindre 47 % en 2010 et 50 % en 2020 selon l'AIE.

Un gain de rendement du cycle de 5 points pour une tranche de 600 MW permet de diminuer les émissions de CO<sub>2</sub> de l'ordre de 11 %.

En portant l'efficacité de la production d'électricité de 30 % actuellement en moyenne mondiale à 45 % entre 2020 et 2050, la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> serait de l'ordre de 35 %. Certaines centrales chinoises ou des pays en transition ont en effet actuellement des rendements de l'ordre de 20 %.

Enfin, la reforestation et la sylviculture couplées à des investissements en centrales à charbon de nouvelle génération est à envisager dans le cadre d'opérations « *d'application conjointe élargie* » dans le cadre du protocole de Kyoto.

#### **4..... La diminution des émissions plutôt que la séquestration du CO<sub>2</sub>**

La séquestration du CO<sub>2</sub>, quelle que soit la filière retenue, reste à mettre au point industriellement.

Compte tenu du coût des différentes filières possibles, sa mise en oeuvre ne paraît pas économiquement admissible.

Le seul moyen crédible et efficace pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> dans la production d'électricité à partir du charbon consiste à améliorer le rendement énergétique des installations.

Le coût de séquestration du CO<sub>2</sub> pourrait en effet atteindre 350 dollars par tonne, ce qui représente un coût prohibitif.

### C. L'estimation par les dommages

L'estimation du coût du CO<sub>2</sub> par la méthode de l'évaluation des dommages est extrêmement délicate. Les différentes estimations disponibles présentent toutes des limites.

- *Les premières estimations du coût des dommages entraînés par le CO<sub>2</sub>*

Les premiers travaux réalisés en 1992 pour le cas des Etats-Unis sont relativement concordants, ainsi que le montre le tableau suivant.

Tableau : Evaluation des dommages encourus par les Etats-Unis, à la suite d'un doublement de la concentration de l'atmosphère en CO<sub>2</sub>

milliards de dollars	Estimation de Fankhauser (1992)	Estimation de Cline (1992)	Estimation de Nordhaus (1991)
défense des côtes	0,2	1,0	7,5
perte de terres sèches	2,1	1,5	3,2
perte de terres humides	8,4	3,6	ε
perte d'espèces biologiques	6,4	3,5	ε
agriculture	7,4	15,2	1,0
sylviculture	-1,8	2,9	-
pêcherie	-	-	-
énergie	-	9,0	1,0
eau	13,7	6,1	ε
autres secteurs	-	1,5	ε
aménités	6,8	-	ε
mortalité/morbidité	16,6	> 5.0	ε
pollution atmosphérique	6,4	> 3.0	ε
migration	0,5	0,4	ε
risques naturels	0,2	0,7	ε
total	64,1	53,5	48,6
total en % du PIB 1988	1,3	1,1	1,0

Ainsi, le coût du réchauffement planétaire pour les Etats-Unis était estimé en 1992 à environ 1 % du PIB 1988.

Dans la même veine, des études ont été réalisées pour d'autres régions du monde. On en trouvera les résultats essentiels dans le tableau ci-après.

Tableau : dommages causés par un doublement du CO2 dans diverses régions du monde, selon Fankhauser (1992)

milliards de dollars	CE	Etats-Unis	URSS	Chine	Non-OCDE	OCDE	Monde
défense des côtes	0,1	0,2	0,0	0,0	0,9	0,5	1,4
perte de terres sèches	0,3	2,1	1,2	0,0	5,9	8,1	14,0
perte de terres humides	4,9	5,6	1,2	0,6	15,7	15,9	31,6
perte d'espèces biologiques	7,1	6,4	2,6	1,5	10,9	17,3	28,2
agriculture	9,7	7,4	6,2	7,8	16,0	23,1	39,1
sylviculture	-4,1	-1,8	-2,9	1,1	-0,8	-10,0	-10,8
énergie	-	-	-	-	-	-	-
eau	14,1	13,7	3,0	1,6	11,9	34,8	46,7
autres secteurs	-	-	-	-	-	-	-
aménités	7,0	6,8	-0,7	0,7	3,0	20,1	23,1
mortalité	22,0	16,6	3,9	7,3	32,0	57,3	89,3
pollution atmosphérique	3,5	6,4	2,1	0,2	3,5	11,9	15,4
migration	1,0	0,5	0,2	0,6	2,3	2,0	4,3
risques naturels	0,0	0,2	0,0	0,2	2,1	1,1	3,2
total (milliards de dollars)	65,6	64,1	16,8	21,6	103,1	182,1	285,2
en % du PNB	1,5	1,3	0,7	6,1	1,8	1,4	1,5

- *Les travaux réalisés dans le cadre de l'étude ExternE de la Commission européenne*

Dans le cadre de l'étude ExternE réalisée par la Commission européenne sur les externalités dans la production d'électricité<sup>278</sup>, un groupe de chercheurs a examiné en détail la question du chiffrage du coût du CO2 par la méthode des dommages et a proposé des résultats sur la base d'une méthodologie précise.

Tableau : Estimation du coût en francs des dommages du CO2 selon ExternE

Gaz à effet de serre	unité	Fund		Open Framework	
		1%	3%	1%	3%
CO2	F / tC	1 115	459	1 049	485
	F / tCO2	302	118	289	131
CH4	F / tCH4	3 476	2 296	2 624	2 492
N2O	F / tN2O	111 503	41 978	170 534	72 149

<sup>278</sup> ExternE, Externalities of Energy, Commission européenne, DGXII, Science, Recherche, Développement, EUR 16520 EN, 1995

Tableau : Estimation du coût en dollars des dommages des gaz à effet de serre selon ExternE

	unité	Fund		Open Framework	
		1%	3%	1%	3%
CO2	dollar / tC	199	82	187	87
	dollar / tCO2	54	22	52	23
CH4	dollar / tCH4	621	410	469	445
N2O	dollar / tN2O	19 911	7 496	30 453	12 884

D'après ExternE, le coût du CO2 est donc de 300 F par tonne de CO2 ou de 190 dollars / tonne de carbone, en retenant le taux d'actualisation à très long terme de 1 %, qui semble le plus indiqué.

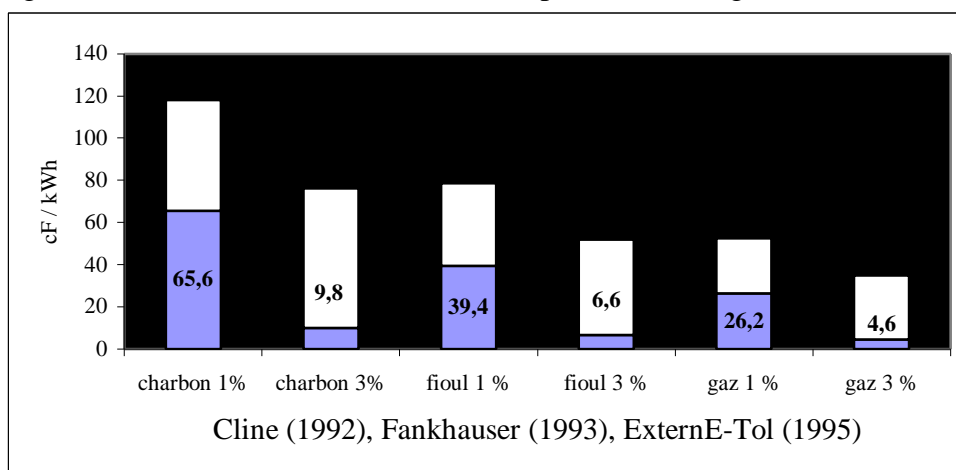
Les coûts donnés précédemment ont été rapportés par la DG XII<sup>279</sup>, au kWh produit par chacune des filières et comparés aux études précédentes du début des années 1990.

Tableau : coût des dommages du CO2 rapporté au kWh

	cF/kWh	charbon		fioul (CC)		gaz	
		1%	3%	1%	3%	1%	3%
1992 Cline		98,4	14,4	65,6	9,8	39,4	6,6
1993 Fankhauser		65,6	9,8	39,4	6,6	26,2	4,6
1995 ExternE (Tol)		118,1	76,7	78,7	51,8	52,5	34,8

Ainsi, les évaluations par les dommages varient dans des proportions importantes. La figure suivante rend compte de ces disparités.

Figure : Valeurs extrêmes des estimations par les dommages du coût du CO2



L'influence du taux d'actualisation est évidemment majeure. Mais ce n'est pas la seule. Pour le charbon, les chiffres varient d'un facteur égal à 1,8 pour un taux d'actualisation de 1% et d'un facteur de 7,8 pour un taux de 3 %. Pour le gaz, les facteurs de variation sont respectivement de 2,0 et 7,6.

<sup>279</sup> P. Valette, DGXII, Commission européenne, audition du 19/11/98.

**D. L'estimation d'une « valeur du carbone » par le calcul des coûts de réduction**

La troisième méthode d'évaluation du coût du CO<sub>2</sub> est celle qui consiste à calculer la valorisation de la tonne de carbone rejetée pour qu'une réduction des émissions se produise dans les proportions souhaitées.

Deux types de modèles sont disponibles pour traiter ce type de problèmes. Les modèles énergétiques peuvent apporter un début de réponse en mettant en lumière les impacts sur la demande et les effets de substitution entre sources d'énergie. C'est ce que permet le modèle POLES 2 développé à l'Institut d'Economie et de Politique de l'Energie (IEPE-CNRS) de Grenoble.

Les modèles énergétiques permettent d'estimer les coûts sectoriels des politiques de réduction en se fondant sur une analyse fine de la technologie. Ils ne prennent toutefois pas en compte les impacts macroéconomiques des politiques suivies. Leur usage devrait donc être prolongé par celui des modèles énergie-économie ou des modèles d'équilibre général appliqués qui prennent en compte les interactions énergie-économie.

Les applications du modèle POLES sont toutefois variées. Il peut servir à évaluer le montant de la taxe sur le CO<sub>2</sub> qu'il faudrait instaurer pour permettre d'atteindre les objectifs de Kyoto. Il permet également d'apprécier les avantages et les inconvénients des permis d'émission négociables et d'estimer leurs prix dans différentes configurations. Enfin, ce modèle permet aussi d'examiner les conséquences d'évolutions technologiques différenciées des filières<sup>280</sup>.

Après avoir présenté le modèle POLES 2, on aborde ces différents points dans la perspective de mieux cerner les coûts de réduction du CO<sub>2</sub>.

**1. Le modèle POLES 2 de l'IEPE-CNRS de Grenoble**

Le modèle POLES 2 développé à l'IEPE-CNRS de Grenoble est un modèle sectoriel simulant le système énergétique mondial à l'horizon 2030.

Les évolutions démographiques et économiques pour chacun des grands pays ou régions du monde sont considérées comme exogènes. Toutefois, les évolutions des variables caractérisant la consommation, la transformation, la production et les prix de l'énergie sont endogènes au modèle.

---

<sup>280</sup> P. Criqui, IEPE-CNRS, audition du 3/12/98.



- *Structure du modèle*

Le modèle POLES 2 est construit selon une structure hiérarchisée de modules qui sont interconnectés au niveau national, régional et mondial.

Le plan national intègre les modules de consommation, d'énergies nouvelles, de conversion en électricité et de production d'énergies fossiles pour chaque région. Les plans régionaux ou mondiaux intègrent les flux d'échanges énergétiques et les modules de prix internationaux, pour les trois grandes énergies faisant l'objet d'un large commerce international (pétrole, gaz et charbon)<sup>281</sup>.

Dans sa désagrégation géographique actuelle, le modèle distingue 26 régions qui permettent de reconstituer divers schémas, en particulier celui en 11 zones utilisé par la plupart des études énergétiques mondiales : Europe de l'Ouest, Europe centrale, CEI, Amérique du Nord, Amérique latine, Afrique du Nord et Moyen Orient, Afrique sub-saharienne, Asie du Sud, Asie du Sud-Est, Asie continentale, Pacifique OCDE.

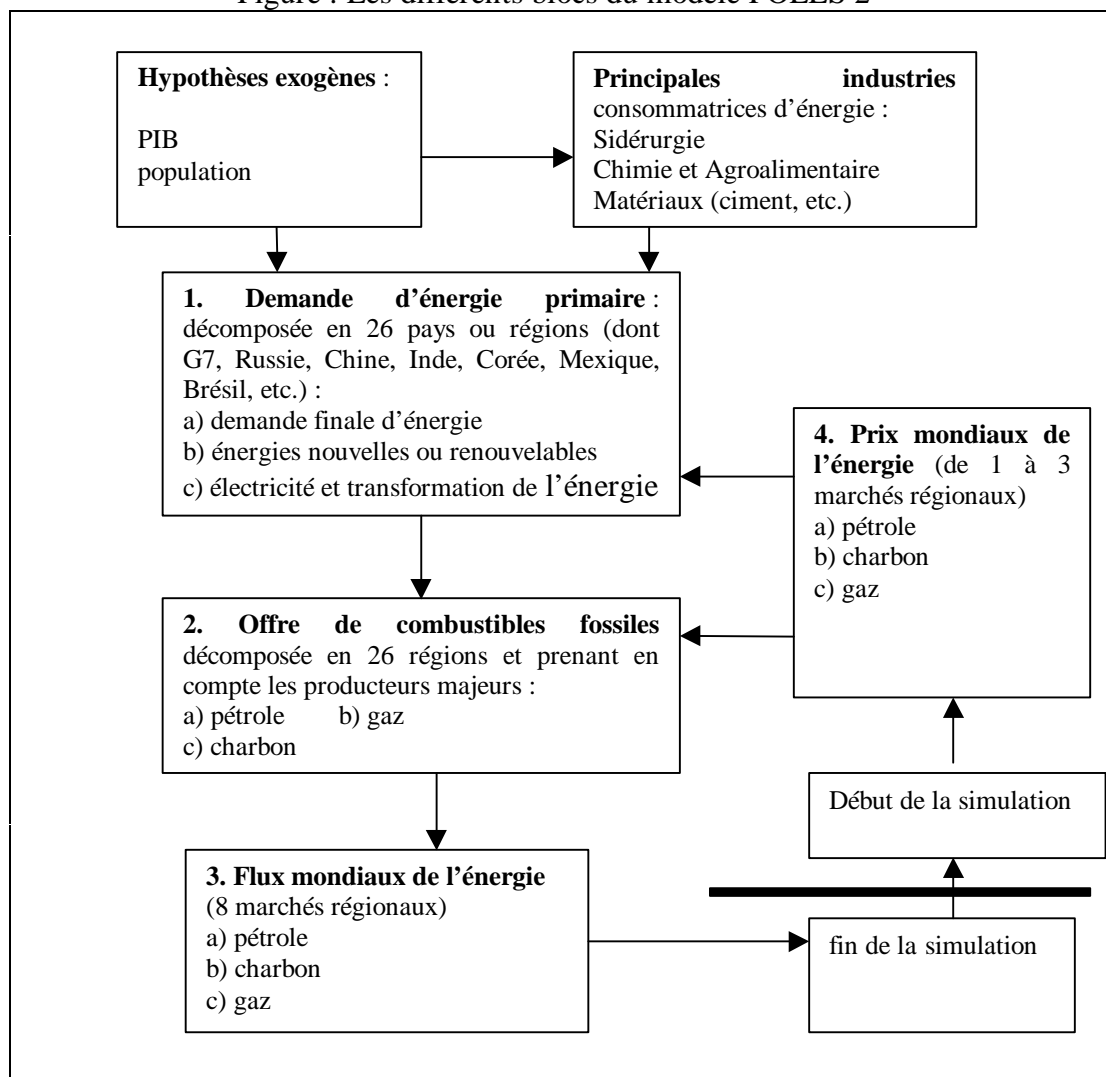
Par ailleurs, au sein de chaque région, les pays du G7 et les pays en développement rapides que sont la Chine, l'Inde, la Corée du Sud, le Brésil et le Mexique sont identifiés et traités par des modèles détaillés.

Le schéma suivant présente la structure générale du modèle.

---

<sup>281</sup> IEPE, Le modèle POLES : structure d'ensemble, représentation des énergies fossiles et analyse des impacts des contraintes d'émission de CO<sub>2</sub>, IEPE, novembre 1998.

Figure : Les différents blocs du modèle POLES 2



Le modèle POLES 2 est un modèle de simulation récurrente. La dynamique est donnée, à partir du point initial puis d'année en année, par les ajustements progressifs des variables d'offre et de demande, d'une part et de prix d'autre part.

L'horizon prospectif est volontairement limité à une quarantaine d'années, dans le souci de conserver dans le modèle des technologies « explicites » et non « génériques ». L'hypothèse est donc faite que les technologies qui pourront avoir un impact quantitatif significatif en 2030 doivent au moins être identifiées aujourd'hui.

- **Les grandes originalités du modèle POLES 2**

POLES 2 modélise la demande d'énergie par secteur consommateur, le secteur de la production d'électricité et le développement de nouvelles technologies de l'énergie. Il offre aussi une description détaillée du processus de découverte et de

mise en production des énergies fossiles qui tient compte des contraintes de ressources qui pèsent sur le développement à long terme du pétrole et du gaz, mais aussi de l'impact du progrès technique dans l'élargissement progressif de cette base de ressources.

La deuxième originalité de ce modèle est qu'il confronte l'offre et la demande d'énergie et donc qu'il conduit à une estimation des prix. C'est ainsi qu'une tension progressive sur les approvisionnements en pétrole est mise en évidence par le modèle à l'horizon 2010-2020, alors que l'évolution actuelle du marché du pétrole, avec un prix du baril à moins de 10 dollars et des stocks importants, porte à croire qu'une telle situation est très improbable.

Une autre grande originalité du modèle POLES 2 est de représenter les approvisionnements en énergie primaire. Une estimation des réserves disponibles est incluse dans le modèle, ainsi que l'évolution probable du progrès technique dans le domaine de l'énergie. Grâce à ces mécanismes, la cohérence entre les flux et les stocks d'énergie fossile est donc vérifiée.

Concrètement, la résolution du modèle se fait année après année. Elle conduit à une description du prix de l'énergie. Inversement, il est possible de tester l'impact de l'intégration d'une valeur du carbone dans les prix, ce qui rend possible l'étude des conditions auxquelles une réduction des émissions de CO2 pourrait se produire.

La description du secteur énergétique est très détaillée. La production d'électricité est elle-même décrite selon douze types de centrales, selon le tableau suivant.

Tableau : Les 12 types de centrales électriques intégrées à POLES 2

hydroélectricité	nucléaire	charbon	lignite	gaz	fioul
1. barrages conventionnels de grande taille	1. réacteur à eau légère de technologie actuelle 2. réacteur de nouvelle génération (évolutionnaire)	1. centrale thermique conventionnelle 2. centrale à lit fluidisé sous pression 3. centrale à gaséification du charbon et à cycle combiné 4. centrale à cycle thermodynamique avancé	1. centrale thermique conventionnelle	1. centrale thermique conventionnelle 2. turbine à gaz à cycle combiné	1. centrale thermique conventionnelle 2. centrale thermique à cycle combiné

Le modèle POLES 2 prend en compte deux technologies nucléaires. La première correspond aux centrales à eau légère bouillante ou pressurisée actuellement en fonctionnement.

La deuxième correspond aux futurs réacteurs évolutionnaires qui seront opérationnels au plus tard en 2010-2020 et qui pourraient, sous certaines conditions

de « *percée technologique* », présenter des coûts de production de l'électricité diminués de 30 % par rapport aux coûts actuels.

Il pourrait donc s'agir d'un réacteur EPR optimisé. La filière RNR modernisée ne peut déboucher sur des performances de ce type, à l'horizon 2010-2020.

S'agissant des nouvelles technologies, le modèle POLES inclut en particulier la cogénération et les piles à combustibles. Un ensemble de 10 technologies centrées sur les énergies renouvelables sont également intégrées au modèle. Il reste que la modélisation de systèmes décentralisés de production d'électricité s'avère délicate.

Tableau 2 : Les 12 technologies nouvelles ou renouvelables intégrées à POLES 2

hydroélectricité	cogénération	éolien	solaire	biomasse	pile à combustible
1. centrale hydroélectrique de petite taille (<10 MWe)	1. production combinée de chaleur et d'électricité (petite et moyenne cogénération dans l'industrie)	1. centrale éolienne de puissance raccordée au réseau	1. centrale thermique solaire de puissance raccordée au réseau 2. système photovoltaïque intégré aux bâtiments et connecté à un réseau local 3. système photovoltaïque pour l'électrification rurale dans les pays en développement 4. système solaire à basse température pour le résidentiel	1. bio-combustibles pour technologies classiques (bois, déchets, biocarburants) 2. gazéification de la biomasse pour la production d'électricité	1. pile à membrane échangeuse de protons pour véhicules 2. pile à membrane échangeuse de protons pour usage fixe 3. pile à oxyde pour la cogénération

Les études conduites par l'IEPE-CNRS avec le modèle POLES 2 sont nombreuses et variées.

En particulier, différentes hypothèses relatives au progrès technologique dans les différentes filières de production de l'électricité peuvent être testées quant à leur impact sur les parts de marché de ces dernières.

Mais, les conséquences d'une taxe sur l'énergie ou sur les émissions de CO2 peuvent également être examinées. Il s'agit alors d'une approche consistant à déterminer le coût marginal de la tonne de CO2 permettant d'atteindre un objectif spécifique.

La production par le modèle des courbes de coûts marginaux de réduction rend également possible l'analyse des conséquences de l'introduction de permis d'émission de CO<sub>2</sub> négociables.

- ***La simulation des politiques de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>***

A partir de la projection de référence qui exclut la mise en oeuvre du protocole de Kyoto, l'internalisation d'une « valeur du carbone » dans les différents modules permet d'évaluer pour chaque région et pour des objectifs de réduction donnés, les émissions par tête ou par unité de PIB en 2010 par rapport à 1990, les courbes des coûts marginaux de réduction en 2010, les échanges de permis en volume et valeur pour différentes configurations de marchés d'échange de permis.

Le dispositif est basé sur l'utilisation des résultats du modèle concernant le volume des émissions par région pour un large spectre de « valeurs du carbone ».

Le modèle permet d'analyser les marchés où il y aurait une égalisation des coûts marginaux de réduction des émissions et donc une minimisation du coût total par échange de permis d'émission.

**2..... Un coût d'environ 170 dollars par tonne de carbone pour respecter les objectifs de Kyoto, en l'absence de tout échange de permis d'émission**

L'instauration d'une taxe sur le CO<sub>2</sub> est l'un des moyens utilisable pour réduire les émissions de ce gaz à effet de serre. Dans le domaine de la production d'électricité, la taxe a pour effet d'inciter à augmenter les rendements ou d'encourager le remplacement des combustibles fossiles par le nucléaire ou par les énergies nouvelles renouvelables qui n'émettent ni l'un ni les autres de CO<sub>2</sub>.

Le premier résultat intéressant des simulations effectuées avec POLES 2 est que le coût marginal qu'il est nécessaire d'affecter à la tonne de carbone pour respecter les objectifs de Kyoto, varie considérablement selon le pays considéré.

Ainsi pour atteindre leurs objectifs, les Etats-Unis doivent instaurer une taxe de 149 dollars par tonne de carbone, et le Japon une taxe de 194 dollars par tonne de carbone. L'Union européenne, quant à elle, doit fixer la taxe à 149 dollars par tonne.

Tableau : Montant des taxes sur le carbone en l'absence de permis négociables

	émissions de CO2 (millions de tonnes de carbone)			coût marginal (dollar/tonne de carbone)	coût de la réduction des émissions (% du PIB de la zone)
	référence de 2010 (absence de mesures)	objectifs de Kyoto pour 2010	réduction par rapport à la référence		
Union européenne	1 038	822	216	193	0,200
Etats-Unis	1 753	1 243	510	149	0,365
Japon	398	279	59	194	0,155
Total Annexe B	4 187	3 591	596	-	0,250
Reste du Monde	4 088	4 088		-	-
Monde	8 275	7 679	596	-	-

Le coût de l'introduction d'une taxe sur le carbone est loin d'être négligeable. Il atteint 0,104 % du PIB mondial de 2010. Les Etats-Unis sont particulièrement pénalisés, avec une baisse de 0,365 % de leur PIB en 2010.

### **3. Une baisse significative du coût de la tonne de carbone à 70 dollars avec des permis négociables dans les pays de l'annexe B**

L'intérêt majeur des permis d'émission négociables est de permettre d'effectuer les efforts de réduction des émissions de CO2 là où c'est le plus facile et le moins coûteux.

Les pays ne voulant pas réduire leurs émissions se procurent des droits à polluer auprès de ceux qui en disposent au sein du groupe des pays de l'annexe B. Les pays de l'ex-URSS dont les émissions réelles ont baissé depuis 1990, année de référence, en raison du ralentissement de leur économie, constituent la source principale de permis d'émission négociables.

Le tableau ci-après explicite la façon dont, pour chaque pays, l'objectif de réduction est atteint par la combinaison d'une taxe sur le CO2 et d'achats ou de ventes de permis d'émission négociables.

Tableau : les échanges de droits d'émission entre les pays de l'Annexe B au prix d'équilibre de 70 dollars par tonne de carbone

prix d'équilibre : 70 dollars par tonne de carbone	émissions (millions de tonne de carbone)		échanges en milliards de dollars			
	objectif de réduction	échanges	coût de réduction interne	coût total	gain par rapport à l'absence de marché	% du PIB
Union européenne	216	-115,5	3 248	11 293	6 564	0,130
Etats-Unis	510	-221	9 645	24 398	7 783	0,277
Japon	59	-32,3	896	3 148	1 861	0,097
Ex-URSS B	-297	389	2 946	-24 144 <sup>282</sup>	24 144	-1,720
Annexe B	596	(395)	19 279	19 279	41 635	0,079

Ainsi, l'Union européenne acquiert des permis d'émission pour un montant de 115 millions de tonnes de carbone auprès de la Russie par exemple. Pour atteindre son objectif, il lui appartient toutefois de mettre aussi en oeuvre une taxe sur le carbone dont le montant est égal à 70 dollars par tonne de carbone.

Les Etats-Unis font de même. Ils mettent en place une taxe sur le carbone de 70 dollars par tonne de carbone et se procurent des permis d'émission pour un montant de 221 millions de tonnes de carbone.

L'instauration des échanges au sein des pays de l'annexe B a pour effet de diminuer le coût total de la réduction des émissions, d'un montant de 0,079 % du PIB.

#### **4. Une baisse significative du coût de la tonne de carbone à 24 dollars avec des permis négociables dans le monde entier**

Le modèle POLES 2 permet également d'étudier le cas de la mise en place de permis d'émission négociables dans l'ensemble du monde. Le même mécanisme que précédemment est en place, à savoir la combinaison d'une taxe interne sur le carbone et les échanges de permis d'émission négociables.

Le premier constat est que le prix d'équilibre de la tonne de carbone est alors de 24 dollars. Le deuxième constat est que pour l'Union européenne, le coût global de la réduction est alors de 0,053 % du PIB en 2010, contre 0,130 % avec un marché restreint aux pays de l'annexe B et 0,206 % du PIB en l'absence de tout marché.

<sup>282</sup> Les pays de l'ex-URSS appartenant à l'annexe B tirent des recettes nettes de leurs ventes de permis négociables.

Les échanges entre les pays de l'annexe B et le reste du monde atteignent 437 millions de tonnes de carbone. Le coût mondial de la réduction représente 0,014 % du PIB de 2010.

Tableau : Les échanges de droits d'émission dans le monde entier au prix d'équilibre de 24 dollars par tonne de carbone

prix d'équilibre : 24 dollars par tonne de carbone	émissions (millions de tonne de carbone)		échanges en millions de dollars			
	objectif de réduction	échanges	coût de réduction interne	coût total	gain par rapport à l'absence de marché	% du PIB
Union européenne	216	-177	444	4 577	13 280	0,053
Etats-Unis	510	-396	1 304	10 566	21 614	0,120
Japon	59	49,4	118	1 271	3 738	0,039
Ex-URSS B	-297	332,8	406	-7 366 <sup>283</sup>	7 366	-0,525
Monde	596	(701)	6 701	6 701	54 213	0,014

Il apparaît donc clairement que l'instauration d'un marché de permis d'émission négociables permet de réduire le coût global de la réduction pour l'Union européenne.

Le marché des permis ne dispense pas d'efforts internes, réalisés sous la contrainte d'une taxe sur le carbone. Il permet d'en réduire le coût.

Tableau : Synthèse des gains selon les différents scénarios

	absence de marché valeur du carbone : 170 dollars/tC		marché limité aux pays de l'annexe B prix d'équilibre des permis : 70 dollars / tC			marché mondial prix d'équilibre des permis : 24 dollars / tC		
	réduction /2010	% PIB	réduction / 2010	gain <sup>284</sup> par rapport à l'absence de marché	% PIB	réduction / 2010	gain <sup>285</sup> par rapport à l'absence de marché	% PIB
Union européenne	20 %	0,200	12 %	6 500	0,130	2,8 %	13 200	0,053
Etats-Unis	30 %	0,365	24 %	7 700	0,277	6,5 %	21 600	0,120
Japon	25 %	0,220	10 %	1 800	0,097	4,5 %	3 700	0,039
Ex-URSS			18 %	24 100	-1,720	6,9 %	7 300	-0,525
PVD						9,7 %	4 500	-0,011
Total				41 600			54 200	

<sup>283</sup> Les pays de l'ex-URSS appartenant à l'annexe B tirent des recettes nettes de leurs ventes de permis négociables.

<sup>284</sup> en millions de dollars.

<sup>285</sup> en millions de dollars.



## 5. Le nucléaire favorable à la réduction des émissions et à la diminution des coûts

Les objectifs de Kyoto, pour difficiles qu'il soient à atteindre, ne peuvent représenter qu'une étape. La stabilisation à 550 ppmv de la concentration du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, un objectif reconnu comme capital par les climatologues, exigera des efforts beaucoup plus conséquents.

Comment stabiliser en 2030 les émissions de carbone à un niveau compatible avec objectif, c'est-à-dire à moins de 10 milliards de tonnes ? Telle est la question que l'IEPE a examinée avec le modèle POLES <sup>286</sup>.

A la lumière des résultats obtenus, il apparaît que le développement du nucléaire présente un double intérêt.

D'une part, il contribue bien évidemment à la diminution des émissions de CO<sub>2</sub>.

D'autre part, même si des permis négociables doivent toujours être introduits, l'accélération des programmes nucléaires permet d'en baisser notablement le coût. La condition en est que les réacteurs nucléaires bénéficient de progrès technologiques significatifs.

Le développement des énergies nouvelles renouvelables produit des effets similaires, mais plus réduits en termes de coûts. Il est à noter d'ailleurs une limitation méthodologique à la comparaison des impacts du nucléaire et des renouvelables. Ces dernières correspondent à une production décentralisée, au contraire du nucléaire qui produit l'électricité en masse suivant un modèle centralisé.

- *Les différents scénarios d'évolution technologique*

Le scénario nucléaire prévoit une diminution additionnelle de 30 % des coûts des réacteurs à eau légère classique. En outre, un nouveau type de réacteur à sûreté passive renforcée et à coûts abaissés gagne 25 % de part de marché en 2030.

Le scénario charbon propre inclut un abaissement important des coûts des chaudières supercritiques, la percée de la technologie IGCC<sup>287</sup> et la mise au point d'un cycle combiné à charbon.

---

<sup>286</sup> Technolglcal Scenarios, Climate Change and Emission Trading, 3<sup>rd</sup> EC/IEA Workshop on Energy Technology and Climate Change, Simulations using the Poles World Model, prepared by IEPE and ECOSIM ; Sevilla, October 1998.

<sup>287</sup> Technologie IGCC (Integrated Gasification Combined Cycles) : turbine fonctionnant avec du charbon gazéifié.

Le scénario gaz intègre des abaissements de coûts sur le cycle combiné encore plus élevés que dans le scénario de référence et une amélioration des rendements techniques et financiers de la cogénération.

Le scénario piles à combustibles est une extension du scénario gaz, avec une compétitivité accrue des piles à membranes échangeuses de protons, un développement accéléré des piles de technologie SOFC et la commercialisation de piles à combustible embarquées.

Le scénario énergies renouvelables prévoit le développement de la gazéification de la biomasse, du photovoltaïque dans le résidentiel, du solaire sur la base des sels fondus, du petit hydroélectrique et une compétitivité fortement accrue de l'éolien.

Le tableau suivant présente les résultats de ces scénarios, tant en ce qui concerne la composition du parc de production électrique que pour les émissions de CO<sub>2</sub>.

Tableau : Impact à l'horizon 2030 des évolutions technologiques correspondant aux différents scénarios

écarts en % par rapport au scénario de référence	part du charbon	part du fioul	part du gaz	part du nucléaire	part de l'hydro-électricité	émissions de CO <sub>2</sub>
scénario nucléaire	-9,9	-0,4	-2,3	+117	-0,5	-5,0
scénario charbon propre	+2,7	-0,8	-2,0	-9,9	-0,8	+0,5
scénario gaz et piles à combustibles	-18,0	-3,6	+32,6	-16,5	-2,9	-2,2
scénario énergies renouvelables	-9,5	-0,9	-3,2	-7,2	-0,8	-5,2

Deux types d'enseignement peuvent être tirés de ces résultats.

En premier lieu, c'est le nucléaire qui enregistre le plus fort gain de parts de marché à la suite de l'amélioration de sa compétitivité (117 %). Ceci veut dire tout à la fois que le nucléaire se trouve bridé actuellement dans ses perspectives de développement par un avantage compétitif insuffisant et que sa capacité contributive pour la production d'électricité le remet en bonne position dès lors que le frein économique disparaît. Par ailleurs, la plasticité du système de production de l'électricité est relativement faible.

Le deuxième type d'enseignement est que l'évolution technologique ne peut suffire, à l'horizon 2030, à résoudre la question de l'effet de serre. Si le terme posé était plus lointain, des sources d'énergie totalement innovantes pourraient apparaître. Ce ne peut être le cas à l'horizon 2030.

- ***Le carbone à 174 dollars / tonne pour atteindre l'objectif de stabilisation des émissions de carbone en 2030***

Le modèle POLES 2 permet également d'examiner les conditions et les coûts d'une stabilisation des émissions de CO<sub>2</sub> en 2030, dans la perspective souhaitable d'une diminution de celles-ci au-delà de cette date.

Avec le scénario d'une technologie stagnante, le coût de la stabilisation s'établit à 0,3 % du PNB mondial, avec un coût de la tonne de carbone de 174 dollars. La réduction de coût que permet le progrès technique est décrite dans le tableau suivant.

Tableau : Coût de la tonne de carbone en fonction du scénario technologique

	prix des permis négociables (dollars par tonne)	coût de la réduction (en % du PIB mondial) avec des permis négociables
scénario technologie stagnante	174	0,34 %
scénario nucléaire	120	-0,12 %
scénario charbon propre	186	+0,25 %
scénario piles à combustible	183	-0,15 %
scénario renouvelables	140	+0,26 %

Selon le modèle POLES 2, le progrès technique permet fort logiquement de diminuer le coût de la stabilisation des émissions.

Les scénarios relatifs aux combustibles fossiles correspondent à des prix d'équilibre des permis négociables de 180 dollars par tonne environ.

Le scénario relatif au développement des énergies renouvelables se traduit par un prix des permis de l'ordre de 140 dollars.

C'est le nucléaire doté d'une compétitivité accrue qui permet la plus forte réduction de coût, avec une baisse à 120 dollars du coût de la tonne de carbone accompagnée d'une annulation du coût en termes de PIB mondial.

## **6.....Les résultats d'autres travaux**

D'autres modèles que le modèle POLES ont été utilisés pour déterminer le prix d'équilibre des permis d'émission négociables, en particulier des modèles d'équilibre général calculables.

L'intérêt de ces modèles est de prendre en compte les interactions entre le secteur de l'énergie et l'économie générale.

Le modèle GREEN de l'OCDE a été utilisé dans ce but, le modèle EPPA du MIT également, et enfin le modèle GEMINI –E3 dont il a été question au chapitre I pour l'évaluation de la contribution du nucléaire à la compétitivité de l'économie française.

- ***Les principaux résultats de GEMINI-E3 sur la mise en oeuvre du protocole de Kyoto***

L'intérêt essentiel de GEMINI-E3 est de mettre en évidence les mécanismes d'ajustement de l'économie mondiale à la mise en oeuvre effective du protocole de Kyoto<sup>288</sup>.

Le tableau suivant indique les hypothèses adoptées pour cet exercice.

Tableau : Hypothèses retenues dans GEMINI-E3

	émissions de CO2 en 1990 (millions de tonnes de CO2)	prévisions pour 2010 (millions de tonnes de CO2)	objectif de Kyoto par rapport à 1990 (en %)	réduction effective par rapport à l'évolution projetée
France	368	439	- 8 %	- 16 %
Union européenne	3 025	3 653	- 8 %	- 24 %
Etats-Unis	5 007	6 346	- 7 %	- 27 %
Japon	1 004	1 397	- 6 %	- 32 %
Principaux pays industrialisés	9 036	11 397	- 7 %	- 26 %
Monde	21 527	30 974	- 3 %	- 10 %

Pour atteindre les objectifs de Kyoto en 2010 et ensuite, rester au même niveau d'émissions, les taxes sur la carbone à introduire, dans l'hypothèse où il n'y a pas d'échange, varient selon les pays et ceci dans des proportions importantes.

Tableau : Taxes sur le carbone en dollars 1990

dollars 1990	2000	2005	2010	2015
France	46	110	212	350
Union européenne 11	61	159	324	433
Etats-Unis	27	72	147	198
Japon	80	233	492	638

Dans l'exercice cité, le produit des taxes sur le carbone est supposé être redistribué aux ménages, selon des réductions des impôts directs. Le mécanisme essentiel mis en oeuvre par la taxe sur la carbone est celui de substitutions au sein de la production et au sein de la consommation.

<sup>288</sup> A. Bernard et M. Veille, Modalités d'application de l'accord de Kyoto et coût économique dans la perspective du sommet de Buenos Aires, Revue de l'Energie, n° 500, octobre 1998.

Etant donné les différences considérables de coût des réductions des émissions, l'établissement d'un marché de permis d'émission négociables s'avère, avec GEMINI-E3 comme avec les autres modèles, être un moyen de faire baisser le coût total du protocole de Kyoto. Un prix d'équilibre des permis s'établit à 215 dollars par tonne de carbone en 2010. Le coût total mondial en 2010 passe de 113 milliards de dollars en l'absence de marché à 98 milliards de dollars avec un marché de permis négociables.

On trouvera ci-dessous un tableau de synthèse de leurs résultats.

Tableau : Synthèses des « valeurs du carbone » déterminées par les modèles d'équilibre général calculable

scénario	modèle GREEN (OCDE)	modèle EPPA (MIT)	modèle GEMINI-E3
échanges de permis restreint à la zone OCDE	-	240 dollars 1985	215 dollars 1990
échanges de permis dans la seule zone dans l'annexe I	51 dollars 1985	133 dollars 1985	-
échanges de permis dans le monde entier	19 dollars 1985	25 – 108 dollars 1985	-

Une certaine convergence des résultats des modèles semble se dessiner vers une valeur de la tonne de carbone compatible avec le respect des objectifs de Kyoto, variant de 200 dollars en cas d'introduction d'une taxe sans échange de permis à 100 dollars en cas d'un marché mondial des permis d'émission négociables.

L'instauration d'un marché des permis, même si ses modalités sont très complexes à mettre au point, est l'hypothèse la plus vraisemblable.

Les Etats-Unis qui pourraient bloquer la négociation en l'absence de marché y trouvent un intérêt majeur. Au surplus, les gains pour la communauté internationale dans son ensemble qui sont apportés par les mécanismes d'échanges sont très importants.

## E. Récapitulation des estimations du coût du CO<sub>2</sub>

Le tableau suivant récapitule les différentes estimations des coûts du CO<sub>2</sub>, suivant les différentes méthodes examinées précédemment.

Ces trois méthodes sont d'une part l'évaluation des coûts de séquestration, d'autre part l'estimation des dommages dus à un réchauffement planétaire, et enfin le calcul du montant de la taxe sur le CO<sub>2</sub> ou du prix des permis à polluer nécessaires pour réduire les émissions de gaz carbonique.

Tableau : Récapitulation des évaluations du coût du CO<sub>2</sub>

méthode	coût de la tonne de carbone en dollars (\$/tC)	remarque
<b>1. coût de la séquestration</b>		
captage	300	incertitude très grande
stockage	50	
total	350	
<b>2. coût des dommages</b>		
borne supérieure	199	
borne inférieure	82	
valeur moyenne	127	incertitude importante
<b>3. montant de la taxe sur le CO<sub>2</sub> ou prix des permis négociables – horizon 2010</b>		
<i>3.1. Résultats du modèle sectoriel POLES</i>		
taxation du CO <sub>2</sub>	193 dollars / tC dans l'Union européenne	194 dollars / tC au Japon 149 dollars / tC aux États-Unis
permis négociables entre pays de l'annexe B	70 dollars / tC	
permis négociables dans le monde entier	24 dollars / tC	
<i>3.2. Résultats du modèle d'équilibre général calculable GEMINI-E3</i>		
taxation du CO <sub>2</sub>	324 dollars / tC dans l'Union européenne à 11	212 dollars / tC en France
permis négociables dans le monde entier	215 dollars / tC dans les principaux pays industrialisés	294 dollars / tC pour stabiliser les émissions en 2015 au niveau de celles de 2010
<i>3.3 Résultats d'autres modèles d'équilibre général calculable</i>		
échanges de permis dans l'OCDE	240 dollars 1985	modèle EPPA (MIT)
échanges de permis dans l'ensemble des pays de l'annexe I	133 dollars 1985	
échange de permis dans le monde entier	25-108 dollars 1985	
<b>4. prix des permis négociables – horizon 2030 (modèle POLES)</b>		
scénario nucléaire	120 dollars / tC	
scénario charbon propre	186 dollars / tC	
scénario piles à combustible	183 dollars / tC	
scénario renouvelables	140 dollars / tC	
scénario « stagnation technologique »	174 dollars / tC	

Il semblerait, sans pour autant qu'il y ait à ce sujet l'ombre d'une justification théorique, qu'une valeur moyenne se dégage de ces évaluations aux bases très différentes.

La valeur de 100 dollars par tonne de carbone semble être la plus vraisemblable.

En tout état de cause, même si l'approche par les dommages a encore d'importantes zones d'ombre et si celles des modèles, à plus d'un titre, a une valeur contingente, la convergence de leurs résultats est plutôt à mettre au crédit de la méthode des externalités.

## **II. LE NUCLÉAIRE ET L'ESTIMATION DE SES COÛTS EXTERNES**

L'évaluation des coûts des filières par les méthodes traditionnelles a montré que certains coûts externes étaient pris en compte pour le nucléaire.

Un effort supplémentaire d'analyse mérite d'être fait s'agissant des émissions de radioéléments et des accidents graves, avant de considérer globalement la question des effets externes et de leur prise en compte.

Le premier phénomène à prendre en compte est celui de la radioactivité naturelle, une réalité de notre environnement. Tous les êtres vivants sur la Terre sont soumis à une radioactivité naturelle qui représente une exposition de 2 400  $\mu\text{Sv}/\text{an}$ .

Ces doses sont à comparer à la dose efficace moyenne pour une personne vivant en limite du site d'une centrale qui serait de l'ordre de 1 à 20  $\mu\text{Sv}/\text{an}$ , soit 1000 fois moins.

Par ailleurs, l'évolution enregistrée depuis 30 ans en matière de rejets des installations nucléaires, qu'elles appartiennent au cycle du combustible ou soient des réacteurs de production d'électricité est incontestablement à la baisse si on la rapporte à l'électricité produite relative.

D'une manière certaine, on peut dire que le fonctionnement des installations nucléaires conduit à des rejets de radionucléides dans l'atmosphère qui sont négligeables par rapport à la radioactivité naturelle. Leur impact sur l'individu en limite de site se situe entre 1 et 20  $\mu\text{Sv}/\text{an}$  à rapprocher des 2 400  $\mu\text{Sv}/\text{an}$  de la radioactivité naturelle.

Minimiser autant que faire se peut les rejets dans l'environnement, privilégier le piégeage des radioéléments sous forme de déchets solides, et assurer la dispersion maximale des radioéléments lorsque les rejets ont un impact négligeable sur les populations cibles : ces trois orientations constantes de la politique des autorités de sûreté assure une radioprotection satisfaisante.

Sur ces bases il est possible de calculer les coûts externes de la filière nucléaire. La fonction dose-réponse recommandée par la CIPR permet de déduire le nombre de cancers attribuables à la radioactivité supplémentaire induite par les activités nucléaires.

Mais la question du coût d'un éventuel accident grave doit nécessairement être étudiée dans le cadre de la détermination des coûts externes du nucléaire. Elle nécessite toutefois d'être traitée isolément et en toute clarté.



La méthode traditionnelle de calcul du coût d'un accident grave – méthode dite de l'évaluation probabiliste des risques – consiste d'abord à en évaluer les conséquences physiques, sanitaires et environnementales. Ces conséquences sont ensuite pondérées par la probabilité d'occurrence de l'accident de référence, pour estimer la charge à affecter à l'activité présente.

Cette méthode présente une difficulté, celle de la valorisation des conséquences, encore que des hypothèses conservatives puissent être adoptées de façon à limiter les risques d'erreur.

Mais cette méthode comporte d'autre part un atout, à savoir la base solide que constituent les calculs des probabilités d'accident. L'expérience acquise en matière de fonctionnement du parc électronucléaire dépasse en France huit cent années réacteurs. Les probabilités d'accidents calculées à partir des « *études probabilistes de sûreté* » ont donc un fondement analytique et expérimental rigoureux.

La méthode de l'évaluation probabiliste des risques nécessite cependant d'être enrichie par la prise en compte de l'aversion pour le risque. La perception des probabilités très faibles est en effet difficile.

En tout état de cause, il convient de séparer l'analyse du fonctionnement régulier de celle des accidents. S'agissant de l'analyse des accidents, il faut considérer l'ensemble des filières et non pas le seul nucléaire et expertiser la totalité des étapes du cycle du combustible en plus de la production d'électricité.

## **A. Rejets et radioactivité naturelle**

L'évaluation des coûts externes du nucléaire est centrée sur l'impact des rejets de radioéléments sur la santé et l'environnement. Avant de prendre en compte les rejets et les différents chemins d'impact sur la santé, il est nécessaire de replacer cette question dans son contexte, celui d'une radioactivité naturelle qui constitue le bruit de fond auquel tous les êtres vivants sont soumis.

On distingue traditionnellement l'exposition naturelle due au milieu ambiant et l'exposition artificielle due aux activités humaines.

### **1. L'exposition d'origine naturelle**

Les rayonnements cosmiques ou telluriques et l'exposition interne sont à l'origine de la plus grande part des doses reçues. S'agissant des doses reçues de par la radioactivité artificielle, ce sont les doses correspondant aux examens et traitements médicaux qui sont les plus importantes.

#### **• 1 - a) les rayonnements cosmiques**

La première catégorie des rayonnements cosmiques est constituée des rayonnements d'origine galactique. Il s'agit de protons, de particules alpha, d'électrons, de positons, de noyaux d'éléments plus lourds comme le fer, le nickel. Ces particules chargées, accélérées par les champs interstellaires, acquièrent des énergies très élevées, supérieures à 100 MeV<sup>289</sup>.

La deuxième catégorie des rayonnements cosmiques est constituée de rayonnements d'origine solaire. Les particules correspondantes varient en nombre et en énergie avec l'activité du soleil. Leur énergie dépasse rarement 100 MeV.

Les rayonnements cosmiques, quelle que soit leur origine, interagissent avec les noyaux présents dans l'atmosphère et donnent des particules élémentaires très variées et de nombreux radionucléides.

Par exemple, l'azote de l'atmosphère sous l'action des rayonnements cosmiques se transforme en carbone 14, qui possède deux neutrons de plus que l'isotope du carbone le plus abondant (carbone 12). L'atmosphère terrestre comprend environ 0,1 million de TBq de carbone 14. Chaque année, sous l'effet des rayonnements cosmiques, environ mille TBq de carbone 14 sont produits. La même quantité, environ, disparaît sous l'effet de la décroissance naturelle de ce radioélément dont

---

<sup>289</sup> MeV : Mega Electron Volt ; l'électron volt est l'énergie acquise par un électron accéléré dans un champ électrique d'un volt ; 1 eV =  $1,6 \cdot 10^{-19}$  J ; 1 MeV =  $1,6 \cdot 10^{-13}$  J

la période est de 5 730 ans<sup>290</sup>. Un équilibre s'établit de sorte que le taux de carbone 14 dans l'atmosphère est pratiquement constant<sup>291</sup>. Le carbone 14 qui a bien sûr les mêmes propriétés chimiques que le carbone 12, est le plus souvent dans l'atmosphère combiné à l'oxygène pour former du gaz carbonique «radioactif».

L'impact radiologique individuel du carbone 14 présent dans le milieu naturel est estimé à 12 µSv/an.

D'une manière générale, l'exposition aux rayonnements cosmiques varie selon la latitude. Elle est forte aux pôles et faible à l'équateur. Elle varie en fonction de l'altitude et double tous les 1 500 m.

En moyenne, les rayonnements cosmiques délivrent une dose efficace de 0,39 mSv/an

- ***1-b) les rayonnements telluriques***

Ce sont les rayonnements émis par des radionucléides primordiaux, présents lors de la formation de la Terre et dont la période est au moins égale à 300 millions d'années.

Les principaux éléments primordiaux radioactifs sont le potassium 40, le rubidium 87, le thorium 232, le radium, l'uranium 238 et l'uranium 235.

Le potassium 40 et le rubidium 87 se transforment par désintégration  $\beta$  en éléments stables. Le thorium 232, l'uranium 238 et l'uranium 235 sont des émetteurs  $\alpha$  qui donnent chacun par filiation une famille de descendants radioactifs aboutissant au plomb stable.

L'exposition externe due aux rayonnements telluriques est de 0,46 mSv/an

- ***1-c) l'exposition interne***

L'exposition interne est principalement due à l'inhalation du radon, provenant de la désintégration radioactive du radium présent dans les roches. Le radon se désintègre à son tour en des émetteurs  $\alpha$ .

---

<sup>290</sup> Le CO<sub>2</sub> émis à partir des combustibles fossiles est formé de carbone 12. Du fait des rejets de ce carbone 12 dans l'atmosphère, la concentration du carbone 14 dans l'atmosphère en réalité diminue en réalité légèrement chaque année.

<sup>291</sup> Les organismes vivants – végétaux et animaux – absorbent sans cesse du gaz carbonique. Tant qu'ils sont vivants, la concentration en carbone 14 dans leur organisme ne varie pas mais au contraire diminue après leur mort, en fonction de la décroissance radioactive. Ce phénomène est à la base de la datation par le carbone 14.

L'air présent dans les roches d'une part et les eaux souterraines d'autre part présentent fréquemment des activités de  $40\,000\text{ Bq/m}^3$  dues au radon.

La dose efficace annuelle due au radon et à ses descendants est très variable selon les régions et peut être estimée à  $1,3\text{ mSv/an}$  en moyenne.

L'exposition interne est également due à l'ingestion de radioéléments primordiaux contenus dans les aliments et les eaux. Parmi ces radioéléments primordiaux, le plus abondant est le potassium 40. Le corps humain recèle environ  $4000$  à  $6000\text{ Bq}$ .

La dose efficace annuelle chez l'adulte, due aux radionucléides présents dans l'organisme est estimée à  $0,23\text{ mSv/an}$

- **1-d) total :**

- au total, l'exposition naturelle moyenne est estimée à  $2,4\text{ mSv/an}$

## **2. L'exposition d'origine artificielle**

2-a) la dose efficace due aux utilisations médicales des radiations ionisantes est estimée à  $1,1\text{ mSv/an}$  dans les pays développés

2-b) la dose efficace engagée par les essais nucléaires atmosphériques est estimée à  $14\text{ }\mu\text{Sv}$

2-c) la dose efficace moyenne pour une personne vivant en limite du site d'une centrale serait de l'ordre de  $1$  à  $20\text{ }\mu\text{Sv/an}$ .

## **B. L'estimation des effets sanitaires des rejets radioactifs**

L'estimation des effets sanitaires des rejets des installations nucléaires commence par un recensement des radioéléments à prendre en compte et par une estimation de leurs volumes. Il est ensuite nécessaire d'examiner les mécanismes d'action sur la santé de ces rejets et enfin d'évaluer les atteintes à cette dernière. Ce sont ces différentes questions qui sont traitées dans la suite.

### **1. La question des rejets à prendre en compte**

Les installations nucléaires, comme toutes les installations industrielles, produisent des déchets. L'essentiel des déchets est conservé sous forme solide – combustibles irradiés, déchets technologiques -. Une faible partie des déchets est rejetée dans l'atmosphère sous forme gazeuse et la dernière est rejetée en rivière ou en mer sous forme liquide.

Les installations du cycle du combustible et les centrales nucléaires reposent sur des technologies différentes, ce qui se traduit par des rejets de compositions différentes.

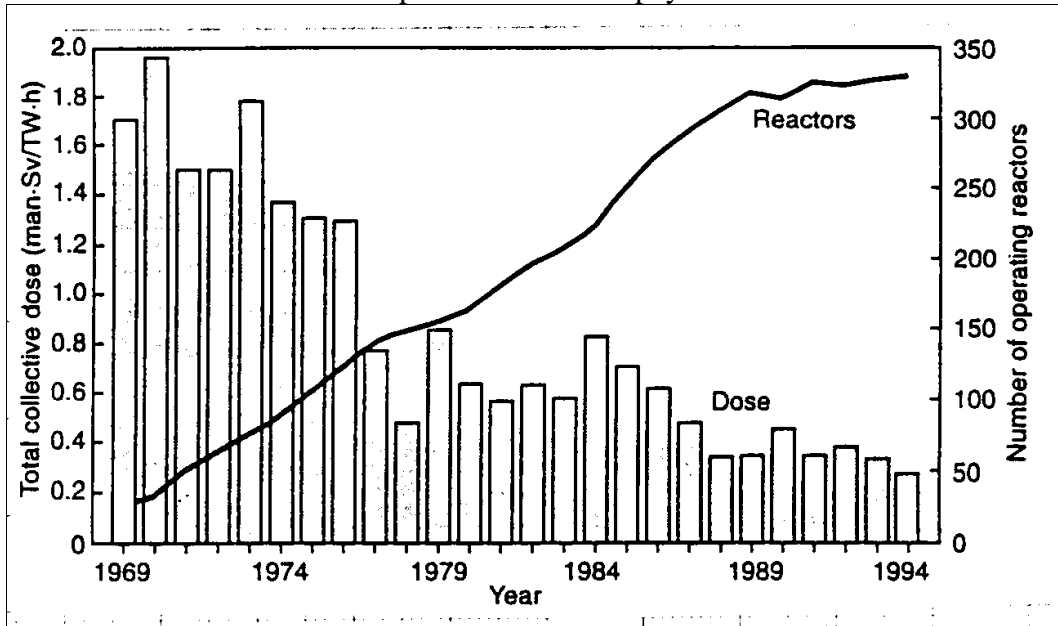
Selon les paramètres de fonctionnement et le stade de la durée de vie, des variations peuvent être enregistrées d'une installation à une autre et bien évidemment d'un pays à un autre pour une même technologie. Par ailleurs, les pratiques peuvent enfin diverger : par exemple, certains exploitants peuvent utiliser à plein leurs autorisations de rejets, alors que d'autres cherchent à les minimiser.

#### **• L'évolution des quantités de radioéléments émises par les installations du cycle du combustible et les centrales nucléaires**

L'évolution enregistrée depuis 30 ans en matière de rejets des installations nucléaires, qu'elles appartiennent au cycle du combustible ou qu'elles soient des réacteurs de production d'électricité, est incontestablement à la baisse si on la rapporte à l'électricité produite relative.

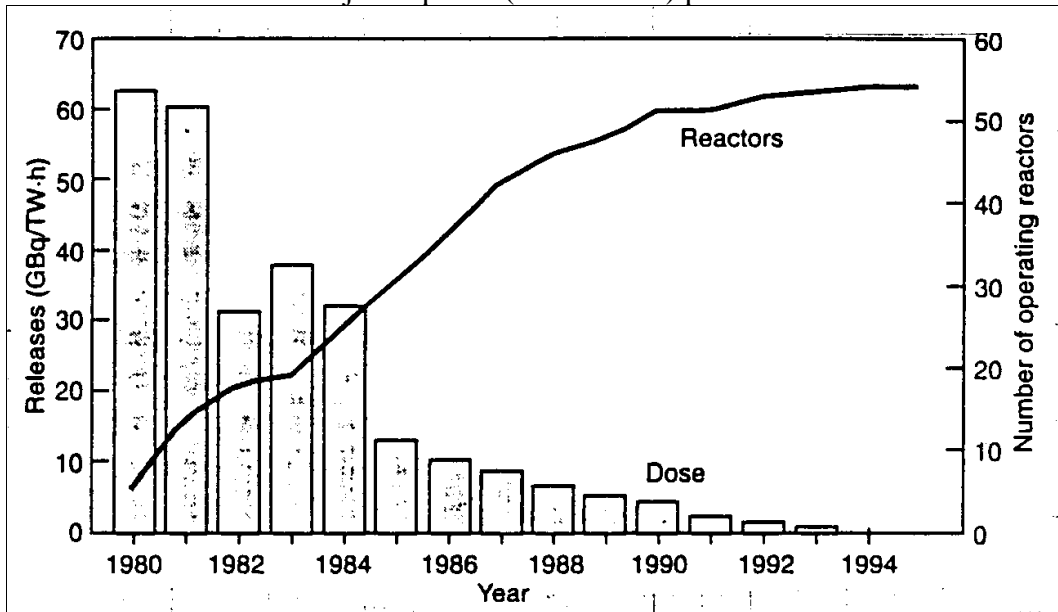
Ainsi que l'illustre la figure suivante, la dose collective totale dans les pays de l'OCDE est passée de 1,7 homme.Sv/TWh en 1969 à 0,2 homme.Sv/TWh en 1994, ce qui revient à dire qu'elle a été divisée par 8,5.

Figure : Evolution du nombre de réacteurs en fonctionnement et de la dose collective totale par TWh dans les pays de l'OCDE<sup>292</sup>



L'explication de cette baisse de la dose collective totale est à trouver dans la diminution des rejets. La figure suivante illustre le cas de la France, où les rejets liquides (hors tritium) par TWh produit ont fortement diminué.

Figure : Evolution du nombre de réacteurs nucléaires opérationnels en France et des rejets liquides (hors tritium) par TWh



<sup>292</sup> Nuclear Fuel Cycle and Reactor Strategies : Adjusting to New Realities, Proceedings Series, Vienna Symposium, 3-6 June 1997, International Atomic Energy Agency.

L'extension du parc électronucléaire et des installations du combustible a conduit à une augmentation du volume total des émissions de radionucléides. Mais une gestion rigoureuse de celles-ci dans le cadre de l'application du principe ALARA, a permis une baisse des rejets rapportés à l'électricité produite.

• *Les radionucléides des rejets atmosphériques et des effluents liquides*

Tant les installations du cycle du combustible que les centrales nucléaires elles-mêmes rejettent des radioéléments dans l'environnement. Les tableaux suivants en font la liste et indiquent dans le cas des installations françaises les quantités rejetées, en millions de Becquerels par TWh d'électricité produite, pour chaque étape du cycle du combustible<sup>293</sup>.

Tableau : Terme source en France des *rejets atmosphériques* du nucléaire en fonctionnement normal en millions de Becquerels / TWh

radionucléide / MBq/TWh	extraction et concassage	conversion – Malvesi & Pierrelatte	enrichissement	fabrication du combustible	production d'électricité	retraitement (UP3)
Tritium (H 3)					6,9.10 <sup>4</sup> – 3,3.10 <sup>5</sup>	4,5.10 <sup>4</sup>
Carbone 14					1,4.10 <sup>4</sup>	7,13.10 <sup>4</sup>
Cobalt 58					2,5.10 <sup>-1</sup> – 9,4.10 <sup>-1</sup>	
Cobalt 60					2,5.10 <sup>-1</sup> – 9,4.10 <sup>-1</sup>	
Krypton 85					3,5.10 <sup>4</sup> - 1,7.10 <sup>5</sup>	7,13.10 <sup>8</sup>
Iode 129					-	5,11.10 <sup>1</sup>
Iode 131					1,5-5,6	7,08.10 <sup>-1</sup>
Iode 133					3,0 – 11	3,13.10 <sup>-1</sup>
Xenon 133					4,8.10 <sup>5</sup> - 2,3.10 <sup>6</sup>	
Césium 134					2,5.10 <sup>-1</sup> – 9,4.10 <sup>-1</sup>	
Césium 137					2,5.10 <sup>-1</sup> – 9,5. 10 <sup>-1</sup>	
Radon 222	5,1.10 <sup>8</sup>					
Uranium 234	2,1.10 <sup>3</sup>	4,03.10 <sup>-1</sup>	1,9.10 <sup>-1</sup>	2,0.10 <sup>-3</sup>		
Uranium 235	8,9.10 <sup>1</sup>	1,75.10 <sup>-2</sup>	9,7.10 <sup>-3</sup>	2,0.10 <sup>-4</sup>		
Uranium 238	2,1.10 <sup>3</sup>	3,8.10 <sup>-1</sup>	1,0.10 <sup>-1</sup>	7,4.10 <sup>-4</sup>		
Plutonium 238						1,02.10 <sup>-5</sup>
Plutonium 239						2,33. 10 <sup>-5</sup>

<sup>293</sup> M. Dreicer, V. Tort, H. Margerie, The External Costs of the Nuclear Fuel Cycle, Implementation in France, Rapport n° 238, Centre d'étude sur l'évaluation de la protection dans le domaine nucléaire, 1995.

Tableau : Terme source en France des *effluents liquides* du nucléaire en fonctionnement normal en millions de Becquerels / TWh

radionucléide / MBq/TWh	extraction et concassage	conversion	enrichissement	fabrication du combustible	production d'électricité	retraitement (UP3)
Tritium (H 3)					1,4.10 <sup>6</sup> - 2,9.10 <sup>6</sup>	2,89.10 <sup>7</sup>
Carbone 14						4,55.10 <sup>4</sup>
Manganèse 54					24 – 95	
Cobalt 58					3,8.10 <sup>2</sup> - 1,4.10 <sup>3</sup>	
Cobalt 60					1,2.10 <sup>2</sup> - 7,3.10 <sup>2</sup>	9,1.10 <sup>3</sup>
Strontium 90 (Sr)						1,46.10 <sup>5</sup>
Ruthénium 106						8,77.10 <sup>4</sup>
Argent 110m					3,9.10 <sup>1</sup> - 3,5.10 <sup>2</sup>	
Antimoine 124 (Sb)					80 - 4,2.10 <sup>2</sup>	
Antimoine 125 (Sb)						6,17.10 <sup>4</sup>
Iode 129						6,84.10 <sup>2</sup>
Iode 131					5,2-14	
Césium 134					7,76-1,3.10 <sup>2</sup>	1,5.10 <sup>3</sup>
Césium 137					10-2,3.10 <sup>2</sup>	1,38.10 <sup>4</sup>
Uranium 234		1,28.10	3,8.10 <sup>-2</sup>	4,33		
Uranium 235		5,49.10 <sup>-1</sup>	1,9.10 <sup>-3</sup>	2,86.10 <sup>-1</sup>		
Uranium 238	8,6 Bq/l	1,21.E10 <sup>-1</sup>	2,0.10 <sup>-2</sup>	1,06		1,47
Plutonium 238						90,4
Plutonium 239						54,3
Américium 241						92,1
Curium 244						44,2

En complément aux rejets atmosphériques et aux effluents liquides, il est nécessaire de tenir compte des déchets solides. Pour ce faire, il est possible de calculer l'inventaire, pour chaque radionucléide, des activités totales contenues dans le centre de stockage des déchets de faible activité de l'Aube, après 30 années de fonctionnement.

Il est possible de faire de même pour les déchets radioactifs de moyenne et haute activité, générés par le parc électronucléaire actuel pendant 30 années de fonctionnement.

Les résultats de ces inventaires sont présentés dans le tableau suivant.



Tableau : inventaire pour 30 années de fonctionnement du parc électronucléaire français des radionucléides contenus par les déchets de faible et moyenne activité du Centre de l'Aube et d'un centre de stockage de déchets radioactifs de haute activité.

radionucléide	Centre de l'Aube – Inventaire pour 30 années de fonctionnement du parc électronucléaire	Centre de stockage de déchets B et C – Inventaire pour 30 années de fonctionnement du parc électronucléaire
	activité (MBq)	
type de radioéléments	faible et moyenne activité à vie courte	moyenne et haute activité à vie longue
Tritium H 3	4,09.10 <sup>9</sup>	
Carbone 14	4,0.10 <sup>8</sup>	
Cobalt 60	4,0.10 <sup>11</sup>	
Nickel 59	4,0.10 <sup>9</sup>	
Nickel 63	4,0.10 <sup>10</sup>	
Sélénium 79		5,8.10 <sup>8</sup>
Strontium 90	4,0.10 <sup>10</sup>	
Zirconium 93	4,0.10 <sup>8</sup>	5,1.10 <sup>9</sup>
Niobium 94	2,0.10 <sup>7</sup>	
Molybdène 93	1,0.10 <sup>8</sup>	
Technétium 99	1,2. 10 <sup>7</sup>	2,5.10 <sup>10</sup>
Palladium 107	3,0.10 <sup>9</sup>	1,8.10 <sup>8</sup>
Etain 126		1,0.10 <sup>9</sup>
Iode 129	3,0.10 <sup>6</sup>	
Césium 135	6,0.10 <sup>7</sup>	2,7.10 <sup>9</sup>
Césium 137	2,0.10 <sup>11</sup>	
Uranium 233		3,0.10 <sup>6</sup>
Uranium 234	2,0.10 <sup>7</sup>	
Neptunium 237		5,4.10 <sup>8</sup>
Uranium 238	2,0.10 <sup>7</sup>	
Plutonium 239	2,4.10 <sup>8</sup>	2,0.10 <sup>9</sup>
Plutonium 240		3,2.10 <sup>9</sup>
Américium 241		1,3.10 <sup>7</sup>
Plutonium 241	2,3.10 <sup>8</sup>	
Américium 241	3,5.10 <sup>8</sup>	
Américium 243		3,6.10 <sup>10</sup>
Neptunium 237	1,0.10 <sup>6</sup>	

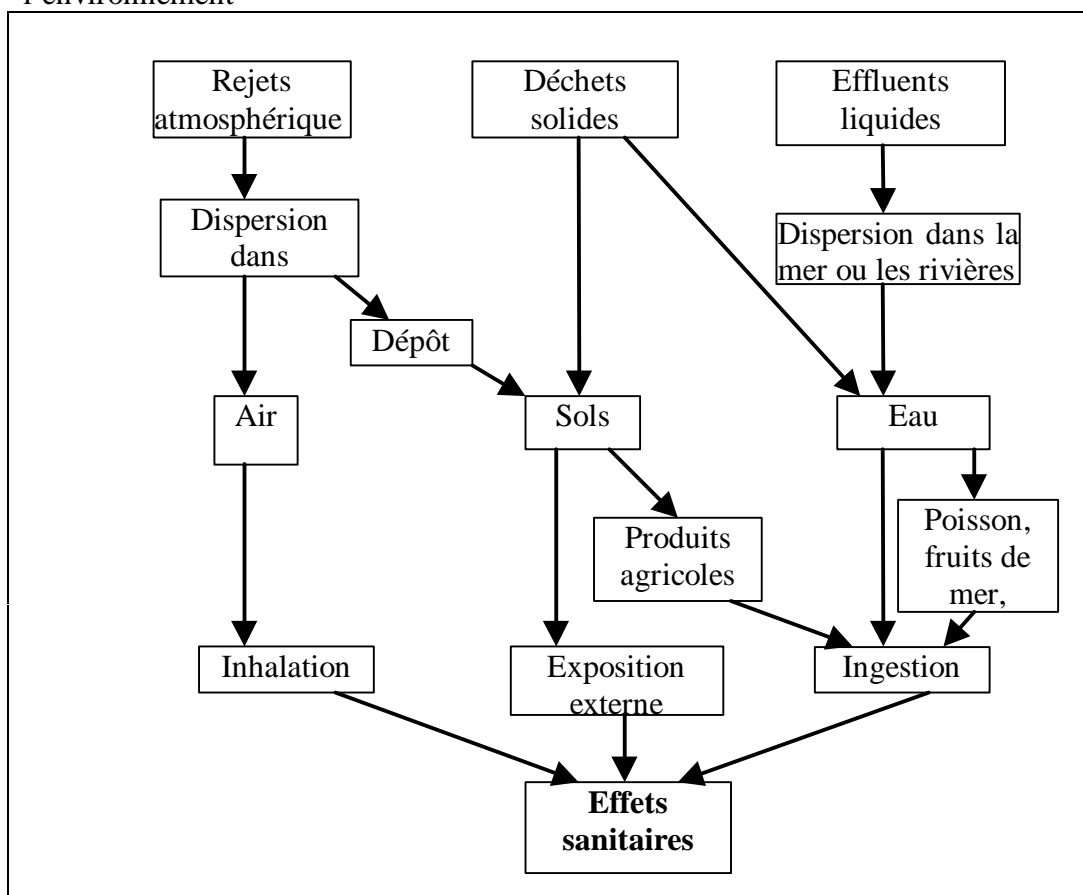
Les valeurs indiquées dans le tableau précédent correspondent aux estimations de 1995, qui sont probablement surestimées par rapport aux valeurs actuelles, compte tenu des progrès faits pour minimiser les déchets, notamment par un temps de présence accru des combustibles dans les réacteurs.

## 2. Les mécanismes d'action sur la santé humaine des radionucléides rejetés dans l'environnement

L'action des radioéléments sur la santé est analysée en trois catégories : l'exposition externe et l'impact interne suite à l'inhalation et l'ingestion des radionucléides.

L'impact des radioéléments sur la santé humaine a été schématisé, dans le cadre de l'approche générale des chemins d'impacts, dans l'étude ExternE, menée sous l'égide de la Commission européenne. On trouvera ce schéma représenté dans la figure suivantes.

Figure : Chemins d'impact des émissions de radionucléides dans l'environnement<sup>294</sup>



Ce schéma met en évidence la complexité du problème de mesure de l'impact sur la santé humaine des différents types de déchets radioactifs, d'autant que le cas de chaque radionucléide est spécifique.

On trouvera à titre d'exemple dans le tableau suivant les caractéristiques radiologiques de différents radionucléides, avec notamment la dose par gramme inhalé. Les différences sont considérables d'un élément à un autre.

<sup>294</sup> M. Dreicer, V. Tort et H. Margerie, The External Costs of the nuclear fuel cycle, Report n° 238, CEPN, Paris, 1995.

Tableau : caractéristiques radiologiques de plusieurs radionucléides<sup>295</sup>

isotope	période (années)	activité spécifique (Bq/g)	facteur de conversion en dose efficace pour une inhalation (Sv/Bq)	Dose par gramme inhalé (Sv/g)
Tritium (H 3)	12,3	$3,6.10^{14}$	$1,8.10^{-11}$	6480
Carbone 14	5700	$1,7.10^{11}$	$5,6.10^{-10}$	95
Strontium 90	28	$5,3.10^{12}$	$7,7.10^{-8}$	$4,1.10^5$
Iode 129	$17.10^6$	$6,2.10^6$	$5,1.10^{-8}$	0,3
Césium 137	30	$3,2.10^{12}$	$6,7.10^{-9}$	$2,1.10^4$
Thorium 232	$1,4.10^{10}$	$4,1.10^3$	$1,2.10^{-5}$	0,05
Uranium 235	$7,1.10^8$	$7,9.10^4$	$6,1.10^{-6}$	0,48
Uranium 238	$4,5.10^9$	$1,2.10^4$	$5,7.10^{-6}$	0,07

- **La question des modèles de dispersion et d'exposition**

La question des modèles de dispersion des radionucléides et d'exposition des effets de ceux-ci à l'homme est une question difficile.

M. Claude Birraux écrit ainsi, pour le compte de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, dans son rapport de décembre 1994 sur le contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires<sup>296</sup> : « *la modélisation est un point particulièrement sensible. En effet rien ne sert de mesurer des activités dans différents milieux si on ne sait pas traduire ces activités en doses reçues par le public. La mesure directe des transferts de radioactivité entre les différents compartiments de l'écosystème est évidemment impossible. On doit se reposer sur des modèles simplifiés représentant ces différentes voies de transfert.* »

Le rapporteur de l'Office note encore qu'il « *conviendrait de réfléchir à mettre au point un modèle standard national pour la détermination des transferts dans l'environnement des effluents radioactifs. Aujourd'hui chacun calcule dans son coin, sans que les modèles en question ne soient véritablement accessibles ou tout au moins présentables* ».

A la date du rapport, l'ex-SCPRI calculait les doses reçues par la population en fonction des données fournies par l'exploitant au moment du dépôt de l'étude préliminaire. EDF de son côté a mis au point un modèle de transfert d'effluents liquides et un autre modèle de transfert d'effluents gazeux. Enfin, l'IPSN a adopté la démarche suivante :

<sup>295</sup> Nuclear Fuel Cycle and Reactor Strategies : Adjusting to New Realities, IAEA, Vienne, 1997.

<sup>296</sup> Claude Birraux, député de Haute-Savoie, rapport sur le contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires, n° 1825 – Assemblée nationale, n° 172 – Sénat, Paris, décembre 1994.

- définition du groupe critique
- évaluation des transferts atmosphériques et des dépôts
- évaluation des transferts en milieu marin ou en rivière
- transferts à la chaîne alimentaire
- évaluation des doses.

• *Les mécanismes et les résultats du calcul des doses*

Deux questions sont fondamentales dans le calcul des doses générées par le nucléaire.

La première question est celle des durées à considérer pour évaluer l'impact des radionucléides, sachant que certains d'entre eux ont des périodes extrêmement longues.

Un étude approfondie de ces questions, comme l'a fait ExternE, distingue une première période d'un an, correspondant aux impacts immédiats comme les accidents du travail. La deuxième période correspond au moyen terme, d'une à cent années. La troisième période va de cent à cent mille ans. Des hypothèses conservatives peuvent être faites pour calculer les doses à long terme, notamment pour la population mondiale à long terme.

La deuxième question est celle de l'étendue de la zone géographique à prendre en compte. De la même façon, il est nécessaire de sérier différents types de zones géographiques autour des installations nucléaires. On distingue généralement l'échelon local à moins de 100 km, l'échelon régional à moins de 1000 km et le global entendu comme le restant de la planète.

Le croisement des deux catégorisations conduit à calculer les doses suivant une matrice, comme indiqué au tableau suivant.

Tableau : Ventilation des répartitions des évaluations des doses

période / zone	court terme <1 an	moyen terme 1 an ≤ < 100 ans	long terme 100 ans ≤ < 100 000 ans
local : < 100 km			
régional : 100 km ≤ < 1000 km			
global : ≥ 1000 km			

L'approche considérée comprend en résumé plusieurs éléments fondamentaux :

- les émissions de radionucléides relatives aux différentes étapes du cycle du combustible et de la production d'électricité
- les caractéristiques radiologiques des éléments émis dans l'environnement, avec notamment le coefficient de radiotoxicité permettant de passer des Bq (désintégration par seconde) aux quantités de dose en Sv

- l'impact suivant la distance et la période considérée, et donc les populations concernées pour obtenir les doses collectives.

On trouvera à titre d'exemple les doses collectives calculées relatives à la filière nucléaire française.

Tableau : Estimation des doses collectives par TWh des différents éléments de la filière nucléaire

doses collectives (homme.Sv/TWh)	travailleurs	public – local	public régional	public global	total public	total général
intégration	non	intégration sur 100 000 ans				
mine	$1,12.10^{-1}$	$8,5.10^{-2}$	$9,17.10^{-2}$	$1,05.10^{-4}$	$1,77.10^{-1}$	$2,89.10^{-1}$
conversion	$2,29.10^{-3}$	$2,4.10^{-5}$	$1,0.10^{-5}$	$9,53.10^{-7}$	$3,5.10^{-5}$	$2,32.10^{-3}$
enrichissement	$8,33.10^{-6}$	$2,22.10^{-5}$	$4,27.10^{-6}$	$3,9.10^{-7}$	$2,68.10^{-5}$	$3,52.10^{-5}$
fabrication du combustible	$7,14.10^{-3}$	$3,5.10^{-7}$	$8,86.10^{-6}$	$5,18.10^{-9}$	$9,21.10^{-6}$	$7,15.10^{-3}$
production d'électricité (1300 MWe)	$2,02.10^{-1}$	$1,42.10^{-3}$	$1,78.10^{-1}$	1,98	2,16	2,36
démantèlement	$2,16.10^{-2}$	$1,45.10^{-4}$	0		$1,45.10^{-4}$	$2,17.10^{-2}$
retraitement	$1,76.10^{-3}$	$2,04.10^{-4}$	$6,07.10^{-2}$	10,2	10,3	10,3
déchets de faible activité	$1,99.10^{-4}$	$1,27.10^{-5}$		$2,57.10^{-2}$	$2,57.10^{-2}$	$2,58.10^{-2}$
déchets de haute activité	$6.10^{-7}$	$1,36.10^{-1}$			$1,36.10^{-1}$	$1,36.10^{-1}$
transport	$1,14.10^{-3}$	$9,5.10^{-4}$	0		$9,5.10^{-4}$	$2,09.10^{-3}$
total	0,348	0,224	0,33	12,2	12,8	13,1

A titre d'exemple, dans le cas étudié, c'est-à-dire la filière nucléaire française dans toutes ses composantes, la dose collective totale intégrée sur 100 000 ans représente, en fonctionnement normal 13,1 homme.Sv/TWh.

Une légère augmentation de la dose collective au niveau global est introduite par le Mox mais elle reste très inférieure au bruit de fond de la radioactivité naturelle.

Tableau : Doses collectives selon la nature du cycle du combustible, sur une durée d'un siècle<sup>297</sup>

pour 1 TWh – durée d'intégration : 100 ans	Stockage direct du combustible	Retraitement et Mox
Travailleurs : dose collective principaux contributeurs	0,38 homme.Sv/TWh réacteurs : 69 % extraction : 29 %	0,37 homme.Sv/TWh réacteurs : 72 % extraction : 26%
exposition locale	0,08 homme.Sv/TWh principal contributeur : Radon 222 (mines)	0,07 homme.Sv/TWh principal contributeur : Radon 222 (mines)
exposition régionale	0,11 homme.Sv/TWh principal contributeur : Radon 222 (mines)	0,16 homme.Sv/TWh principaux contributeurs : Radon 222 (mines) ; rejets du retraitement
exposition globale	0,14 homme.Sv/TWh principal contributeur : carbone 14 des réacteurs	0,55 homme.Sv/TWh principal contributeur : carbone 14 des réacteurs et du retraitement

- ***La majoration des doses collectives introduite par la prise en compte des doses globales***

Ainsi qu'on a pu le constater dans le tableau sur les doses collectives par TWh, la dose globale collective calculée pour le « *public global* »<sup>298</sup>, soit 12,2 homme.Sv/TWh, représente 92 % du total qui est de 13,1 homme.Sv/TWh.

Ceci met en évidence un problème méthodologique majeur, à savoir la difficulté de prendre en compte les doses au demeurant très faibles correspondant aux radionucléides à vie longue.

La dose globale collective (à plus de 1000 km) correspond à l'impact à long terme et à longue distance de certains radionucléides comme le carbone 14 et l'iode 129<sup>299</sup>.

Les indications ci-dessus, et en particulier le biais méthodologique introduit par les radionucléides à vie longue, peuvent être comparées à celles de l'UNSCEAR, qui délivrent à peu près les mêmes enseignements.

L'UNSCEAR, le Comité scientifique des Nations Unies sur les Effets des radiations atomiques, a en effet publié dans son rapport 1993, une évaluation de l'exposition radiologique due aux rayonnements des activités humaines. Le tableau suivant montre que le tritium et le carbone 14 forment l'essentiel de l'impact radiologique global. Par rapport à l'estimation d'ExternE, le rôle du

<sup>297</sup> Nuclear Fuel Cycle and Reactor Strategies : Adjusting to New Realities, Proceedings Series, Vienna Symposium, 3-6 June 1997, International Atomic Energy Agency.

<sup>298</sup> Au-delà d'un rayon de 1000 km.

<sup>299</sup> M. Dreicer, V. Tort et H. Margerie, op.cit.

tritium dans les rejets atmosphériques est mis en évidence mais le carbone 14 joue le rôle le plus important avec 81 % de la dose collective totale.

Tableau : Doses collectives de l'ensemble de la population mondiale occasionnées par les réacteurs à eau pressurisée<sup>300</sup>

effluents gazeux		effluents liquides	
éléments	dose collective rapportée à la quantité d'énergie produite en une année [H.Sv.(GW.année) <sup>-1</sup> ]	éléments	dose collective rapportée à la quantité d'énergie produite en une année [H.Sv.(GW.année) <sup>-1</sup> ]
gaz rares	0,010	tritium	0,020
tritium	0,030	autres radionucléides	0,0009
carbone 14 *	0,220		
iode 131	0,0003		
aérosols	0,011		

\* *l'intégration par l'UNSCEAR est faite sur 10 000 ans, au lieu des 100 000 ans d'ExternE ; par ailleurs, cette intégration porte sur la population locale et régionale et non pas sur la population mondiale comme dans ExternE*

Le tritium est dans un réacteur nucléaire à la fois un produit d'activation et un produit de fission. Son coefficient de radiotoxicité est faible :  $1,8 \cdot 10^{-11}$  Sv/Bq contre  $10^{-8}$  à  $10^{-9}$  Sv/Bq pour la plupart des radioéléments. Dans la pratique française, les rejets de tritium sont comptabilisés avec les gaz rares.

La méthode de calcul de la dose globale à long terme pour l'ensemble de la population concernée prédétermine le résultat.

La dose globale est en effet calculée par sommation de doses très faibles sur une population de 10 milliards d'habitants et ceci sur une période de 100 000 années. Le résultat ne peut être que très important. Il s'agit d'un biais méthodologique majeur.

En réalité, en appliquant une méthodologie plus réaliste, la dose collective totale calculée sur une période de 100 ans et pour la population locale et régionale, ressort à 0,6 homme.Sv/TWh, au lieu des 12,2 homme.Sv/Twh d'ExternE.

- ***Le cas du carbone 14 ou l'influence d'un biais méthodologique dans la perception de la réalité***

Le cas du carbone 14 permet de mieux cerner les limites de la méthode de calcul de la dose collective globale.

On a vu précédemment que la dose collective globale<sup>301</sup>, soit 12,1 homme.Sv/TWh, représente 92 % de la dose collective totale qui est de 13,1 homme.Sv/TWh.

<sup>300</sup> B.G. Bennett, « UNSCEAR 1993 Report », in IAEA Yearbook 1994, septembre 1994 ; article publié également dans le Radiological Protection Bulletin, NRPB, n°9, janvier 1994 ; cité dans Claude Birraux, rapport 1994, op. cit.

Or cette dose collective globale est calculée en intégrant des faibles doses sur une période de 100 000 ans et pour une population prise égale par hypothèse égale à 10 milliards de personnes.

On peut appliquer la même méthode pour calculer la dose collective globale correspondant à l'impact radiologique du carbone 14 présent dans le milieu naturel.

L'impact radiologique individuel du carbone 14 présent dans le milieu naturel est de 12  $\mu\text{Sv}/\text{an}$ . La dose collective globale correspondante, calculée sur les mêmes bases, est de 0,01 mSv multipliée par  $10^{10}$  personnes et par 100 000 ans. Elle est donc de  $10^{10}$  homme.Sv/an.

Cette dose « naturelle » peut être comparée à la dose provenant de la filière nucléaire.

Le carbone 14 est formé de deux façons dans les centrales nucléaires. La première source de carbone 14 est extérieure au coeur du réacteur. C'est l'eau pressurisée des circuits de refroidissement du réacteur. Par irradiation de l'oxygène 16, l'oxygène 18 instable est formé et se transforme en carbone 14. Les centrales nucléaires émettent du carbone 14 dans l'atmosphère, sous forme gazeuse

La deuxième source de carbone 14 est constituée par le combustible lui-même. La formation de l'oxygène 18 et sa décroissance, ainsi que la désintégration de l'azote 14 conduisent également au carbone 14, qui reste emprisonné dans le combustible. Ce carbone 14 provenant du combustible est libéré lors du retraitement. Une usine de ce type rejette en conséquence du carbone 14, sous forme liquide et gazeuse.

La dose collective globale correspondant au nucléaire est de 12,1 homme.Sv/TWh. Pour une production annuelle d'électricité d'origine nucléaire de 376 TWh, comme la production annuelle du parc électronucléaire français, la dose globale correspondant au carbone 14 est donc bornée supérieurement par la valeur de 4 550 homme.Sv/an.

Le tableau suivant récapitule les ordres de grandeur.

---

<sup>301</sup> Global entendu comme distant d'au moins 1000 km du site considéré.



Tableau : Comparaison des doses globales collectives du carbone 14 rejeté par la filière électronucléaire avec la radioactivité naturelle

	dose annuelle en homme.Sv
carbone 14 provenant de la filière nucléaire sur un an	$< 4,55. 10^3$
carbone 14 d'origine naturelle	$1,2. 10^{10}$
ensemble de la radioactivité naturelle	$2,4.10^{12}$

On voit donc que, selon la méthode d'intégration des faibles doses, le carbone 14 rejeté est négligeable par rapport au carbone 14 naturel et à la radioactivité naturelle dans son ensemble. Le carbone 14 naturel « pèse » trois millions de fois plus lourd que le carbone 14 « nucléaire ».

- **Les estimations des doses annuelles individuelles**

Une évaluation de la dose individuelle est possible à partir de la dose globale collective notamment pour les travailleurs de la filière.

On trouvera ci-dessous une évaluation des doses annuelles individuelles moyennes pour les travailleurs du nucléaire et pour le public.

Tableau : Expositions individuelles pour chacune des étapes du cycle<sup>302, 303</sup>

étape du cycle	exposition professionnelle		exposition du public (0-100 ans)
	exposition individuelle moyenne (mSv/an)	exposition collective (homme.Sv/TWh)	exposition individuelle moyenne autour des installations nucléaires (mSv/an)
mine et traitement du minerai	2-5	0,112	<1
conversion	1	0,002	0,001-0,020 (1-20 µSv/an)
enrichissement	0,25	<0,001	
fabrication du combustible	0,78	0,006	
production d'électricité	3	0,263	
démantèlement des réacteurs	nd	0,022	
retraitement	0,19	≅ 0,001	
transport	nd	≅ 0,001	
total	-	0,406	

Quant aux doses individuelles maximales du public autour des installations du cycle nucléaire, toutes les estimations conduisent à des valeurs très faibles, variant de 1 µSv/an à 20 µSv/an au plus selon le type d'installation.

<sup>302</sup> J. Lochard et V. Tort, L'impact radiologique des installations du cycle nucléaire, Contrôle, la Revue de l'Autorité de Sécurité Nucléaire, n° 117, juin 1997.

<sup>303</sup> Cogema, Dosimétrie 1996.

S'agissant du carbone 14, en particulier, la dose globale collective lui est imputable à raison de 12 homme.Sv/TWh, soit près de 92 %. Il semble en conséquence important de comparer la dose individuelle avec le « *bruit de fond* » de la radioactivité naturelle.

Le tableau suivant présente cette comparaison, qui montre que la dose individuelle due à la filière nucléaire est négligeable par rapport à la radioactivité naturelle.

Tableau : Comparaisons des doses annuelles dues au carbone 14 rejeté ou naturel

	dose individuelle moyenne
rejets de carbone 14 atmosphérique dus à la production d'électricité et au retraitement	0,002 $\mu$ Sv/TWh
rejets de carbone 14 atmosphérique dus à la production d'électricité de 7 TWh, soit la production d'une tranche de 1300 MWe	0,014 $\mu$ Sv/an
carbone 14 naturel	12 $\mu$ Sv/an
rayonnement naturel	2400 $\mu$ Sv/an

Ces évaluations sont cohérentes avec celles réalisées par EDF, par l'IPSN et l'OPRI, ainsi que le montre le tableau suivant concernant l'impact radiologique des installations nucléaires françaises, qui représente un point d'accord global entre les trois sources précitées.

Tableau : Evaluation des doses annuelles reçues par le groupe de référence <sup>304</sup>

type d'installation	doses reçues par le groupe de référence
amont du cycle du combustible	1 $\mu$ Sv
centrales nucléaires	10 $\mu$ Sv
usine de La Hague	quelques dizaines de $\mu$ Sv

Si l'on considère le fonctionnement normal d'une installation nucléaire, la dangerosité des rejets représente le principal coût externe à prendre en compte. Les rejets sont autorisés par les pouvoirs publics sur la base de modèles de dispersion et d'exposition et en fonction de limites de doses moyennes considérées comme des limites acceptables. La question sous-jacente est celle des faibles doses.

### 3..... La courbe dose-réponse

Ainsi que l'indiquent les recommandations 1990 de la Commission Internationale de Protection Radiologique<sup>305</sup>, la forme de la relation dose-effet pour les doses élevées délivrées à des débits de dose élevés est vraisemblablement linéaire-quadratique dans la plupart des systèmes biologiques. « *Cependant, pour l'exposition à des faibles doses délivrées à faible débit de dose, la réponse est*

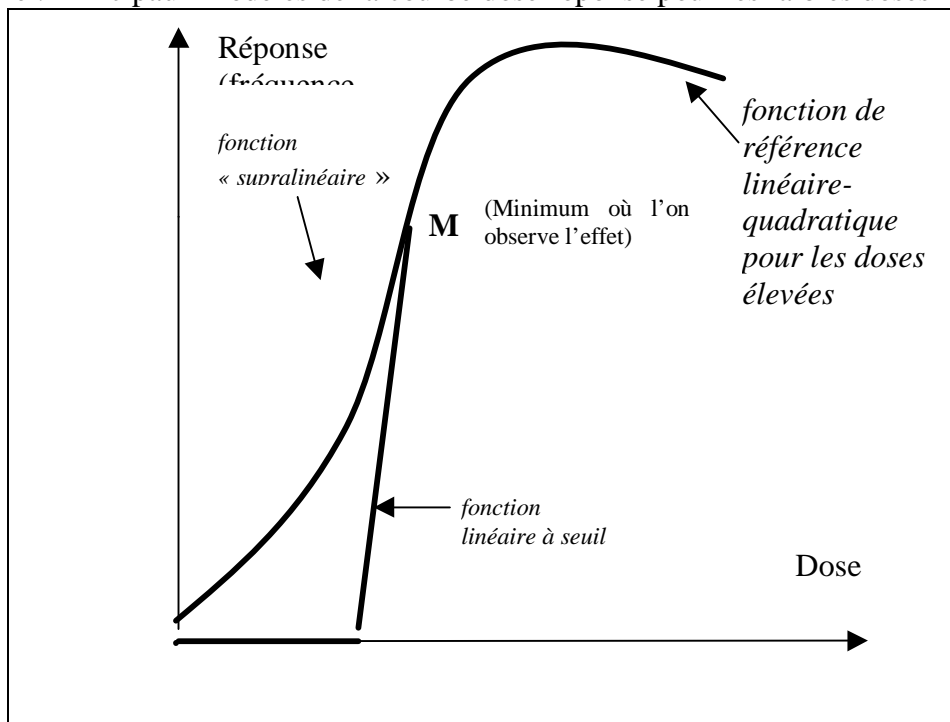
<sup>304</sup> Claude Birraux, rapport 1994, op. cit.

<sup>305</sup> Recommandations 1990 de la Commission Internationale de Protection Radiologique, Pergamon Press, Oxford, 1993.

*effectivement souvent linéaire, comme on peut s'y attendre pour une relation dose-effet linéaire quadratique à faible dose ».*

Les deux autres possibilités, c'est-à-dire une fonction linéaire à seuil ou une fonction « *supralinéaire* » – voir figure ci-après – ne sont pas prises en considération.

Figure : Principaux modèles de la courbe dose-réponse pour les faibles doses



Dans la plupart des études concernant l'impact sur la santé de la filière nucléaire en fonctionnement normal, comme pour ExternE, on considère que les effets radiologiques sont directement proportionnels aux doses collectives totales.

Dans le cas où la dose collective est rapportée à la production d'électricité, on exprime alors l'impact en termes de cancers mortels, de cancers non mortels et en effets héréditaires graves. Le tableau suivant donne les résultats pour ExternE, dans son édition 1995, résultats qui intègrent les impacts à long terme.

Tableau : Impacts sur la santé de la filière nucléaire rapportés à la production d'électricité

	nombre de cancers mortels	nombre de cancers non mortels	nombre d'altérations héréditaires
nombre / TWh	0,65	1,57	0,13

Il est possible d'aller encore plus loin dans l'estimation de l'impact de la filière nucléaire et de calculer, sur les mêmes bases, l'impact du fonctionnement d'un

réacteur de 1300 MWe supplémentaire. ExternE s'y est risqué en intégrant les doses collectives sur 100 000 ans.

L'impact sur l'ensemble de la population de l'Europe serait seulement d'un cancer supplémentaire, à comparer aux huit cent mille cancers mortels répertoriés chaque année sur cette même zone géographique. Il semble en tout état de cause que pour ce type de calcul, on atteigne aux limites de la méthode.

### C. La question des accidents graves

La question des accidents graves en matière d'électronucléaire occupe à juste raison une place importante en particulier dans le domaine de l'évaluation du coût réel de cette filière.

Une première remarque doit être faite. La connaissance des conséquences dramatiques de l'accident de Tchernobyl est utile à l'analyse. Mais les réacteurs à eau légère des parcs électronucléaires ne peuvent pas être comparés au réacteur RBMK n°4 de Tchernobyl qui explosa le 26 avril 1986, non plus que les procédures et les personnels de conduite.

L'approche traditionnelle en matière d'évaluation des conséquences d'un accident nucléaire grave est l'approche dite par l'évaluation probabiliste des risques. Cette méthode consiste certes à chiffrer les conséquences d'un accident grave, mais aussi à les pondérer par une probabilité d'occurrence, qui, étant très faible, de l'ordre de  $10^{-6}$  à  $10^{-5}$ , en réduit fortement l'impact.

Cette approche par les risques est parfaitement justifiée pour les experts. Elle est toutefois difficilement comprise et acceptée par le public, qui aurait plutôt tendance à raisonner en terme d'aversion pour le risque.

Ce divorce entre les experts et le public sur le coût des accidents graves a déclenché la mise au point récente et encore inachevée d'autres méthodes d'approche.

#### 1. L'évaluation probabiliste des risques

Les accidents graves de référence étudiés par les spécialistes pour les réacteurs des parcs occidentaux reposent sur des scénarios diversifiés. Pour chaque scénario, les conséquences sont assorties d'une probabilité de réalisation, le risque global consistant en la somme des risques spécifiques, selon la formule :

$$\text{Risque} = \sum P_i \cdot C_i \quad (C)$$

avec :

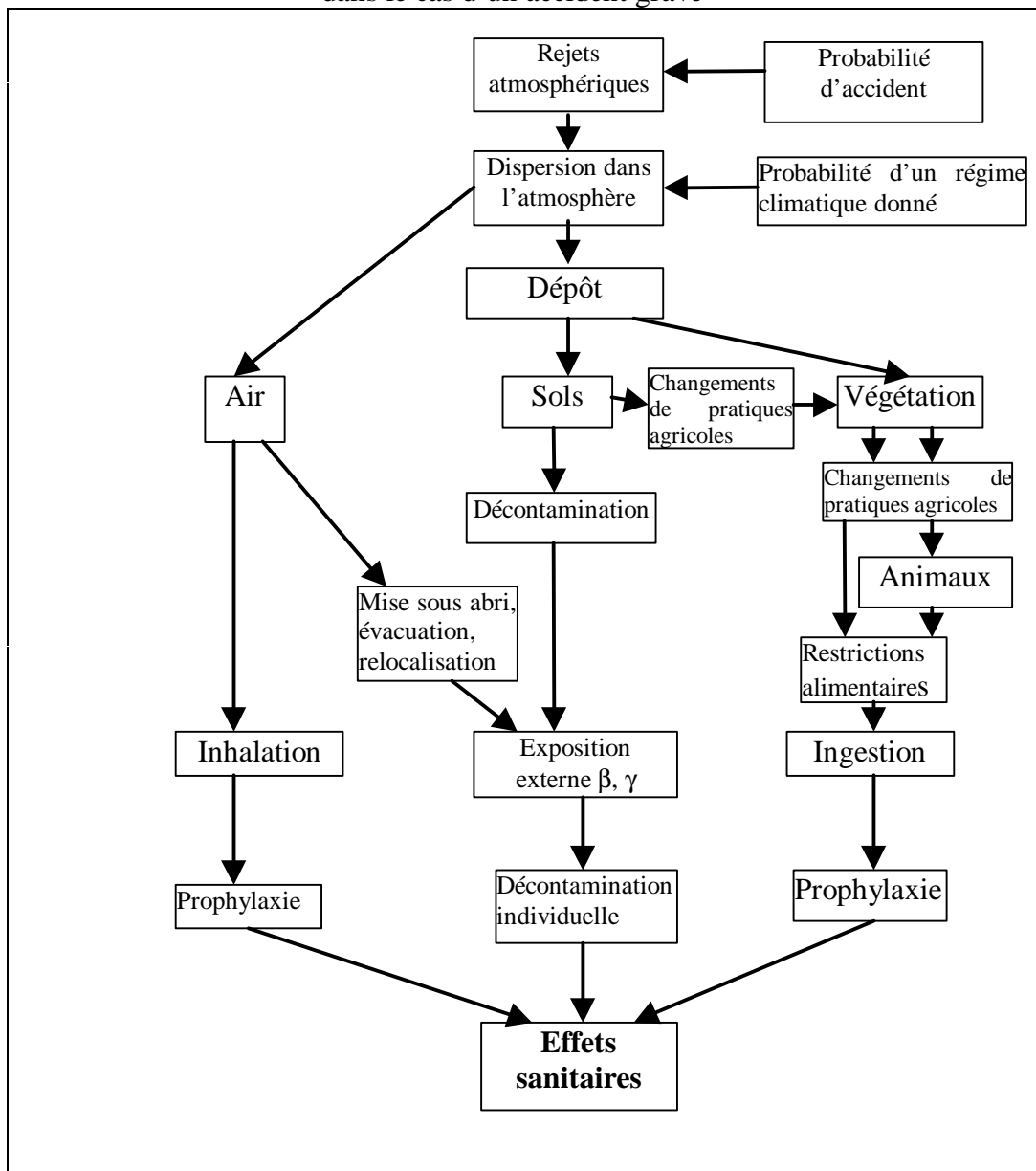
$P_i$  : probabilité du scénario i  
 $C_i$  : conséquences du scénario i

Les différents scénarios se distinguent essentiellement par l'importance des rejets des radionucléides provenant de la fusion du coeur.



On trouvera à la figure suivante, la grille d'analyse utilisée par ExternE pour l'évaluation des conséquences d'un accident nucléaire grave.

Figure : Chemins d'impact des émissions de radionucléides dans l'environnement dans le cas d'un accident grave<sup>308</sup>



Les conséquences d'un accident sur la santé sont occasionnées par les rejets atmosphériques de radionucléides provenant de la fusion du cœur et pouvant s'échapper dans l'atmosphère en raison d'une brèche de l'enceinte de confinement elle-même provoquée par une explosion d'une ampleur plus ou moins grande.

<sup>308</sup> M. Dreicer, V. Tort et H. Margerie, The External Costs of the nuclear fuel cycle, CEPN, Paris, 1995.

Les conditions météorologiques sont donc d'une grande importance. C'est pourquoi il est nécessaire à ce stade également, de bâtir des scénarios. La définition de l'aire géographique où l'on prend en considération les conséquences de l'accident, est également d'une grande importance.

A titre d'exemple, à cet égard, les évaluations conduites dans le cadre de l'étude ExternE retiennent un cercle de 3000 km autour du site où s'est produit l'accident.

On trouvera ci-après les évaluations des doses collectives correspondant à un accident majeur, selon les différents scénarios étudiés.

Tableau : Exemples de doses collectives générées par un accident grave<sup>309, 310</sup>

scénario (gravité croissante de haut en bas)	probabilité de fusion du coeur (par réacteur et par an) (col. A)	probabilité conditionnelle  (col. B)	dose collective (homme.Sv)  (col. C)	dose collective pondérée par les probabilités (col. D)	risque exprimé en dose collective en homme.Sv par TWh (col. E)
ST23	10 <sup>-5</sup>	0,81	1 840	0,01	0,001
ST22	10 <sup>-5</sup>	0,19	12 180	0,02	0,003
ST21	10 <sup>-5</sup>	0,19	58 300	0,11	0,016
ST2	10 <sup>-5</sup>	0,19	291 200	0,55	0,078

En réalité, les effets d'un accident grave sur la santé peuvent être répartis en deux catégories.

La première catégorie correspond aux effets déterministes immédiats. Seuls les deux scénarios correspondant aux accidents les plus graves (ST21 et ST2) entraînent des effets déterministes.

Les effets stochastiques à long terme sont supposés être, comme pour les faibles doses, proportionnels aux doses collectives. Selon le scénario considéré, l'estimation du nombre de cancers mortels induits à long terme par l'accident s'établit entre 3,9.10<sup>-3</sup> et 10<sup>-4</sup> cas par TWh.

## 2. .... L'approche par les utilités

L'opinion des experts sur la probabilité d'un accident nucléaire prend appui sur des calculs complexes sur les probabilités de fusion du coeur et sur les probabilités de relâchement de radionucléides dans l'atmosphère à la suite d'une rupture du confinement.

Il s'agit d'évaluations reposant sur l'expérience considérable accumulée sur les quelques 442 réacteurs opérationnels dans le monde à la fin 1997. Par ailleurs,

<sup>309</sup> M. Dreicer, V. Tort et H. Margerie, CEPN, op. cit.

<sup>310</sup> Col.D=(Col. A)\*(Col. B)\*(Col. C) ; Col. E = (Col.D)/ (7 TWh).



même en cas d'accident, la dose collective ressort à 58 000 homme.Sv/TWh. Corrigée par la probabilité, elle est de 0,016 homme.Sv/TWh, ce qui est bien entendu un montant élevé mais à comparer aux 13,1 homme.Sv/TWh correspondant au fonctionnement normal.

Pour autant, les conséquences d'un accident nucléaire sont intuitivement chiffrées par le public comme s'élevant à des milliards de francs et constituent un sujet de préoccupation, non pas vis-à-vis du parc électronucléaire français mais pour les centrales des pays de l'Est.

Cette attitude du public vis-à-vis de l'éventualité d'un accident nucléaire traduit une aversion pour le risque que certains experts ont essayé de quantifier.

Les différentes méthodes récemment développées pour tenter de réduire ce fossé dans les perceptions sont décrites dans la suite<sup>311</sup>. Chacune d'entre elles présente des lacunes. En réalité, la présentation de ces tentatives théoriques rend compte de la complexité de la prise en compte d'événements peu probables dans le raisonnement économique.

• *Les divergences dans les scénarios adoptés par les experts de différents pays*

L'analyse des études conduites par les experts de différents pays montre que ceux-ci divergent sur la définition des accidents à prendre en compte et donc sur la gravité relative de leurs conséquences. Le tableau ci-après met en lumière ces divergences.

Tableau : Scénarios de rejets en cas d'accident nucléaire, selon différents pays

pays	rejet maximum de césium en % de la quantité présente dans le coeur	probabilité de rejet	remarques
France	10 %	$2-3. 10^{-6}$	absence d'explosion ; 4 scénarios étudiés
Allemagne	70 %	$10^{-7}$	6 scénarios étudiés
Royaume Uni	50 %	$2,4. 10^{-9}$	

Cette situation rend les comparaisons internationales difficiles. Elle traduit également l'impossibilité de définir les probabilités d'accident d'une manière objective.

Face à cette impasse, plusieurs auteurs ont développé des théories alternatives, sans toutefois, pour nombre d'entre eux, avoir démontré leur vraisemblance et leur utilité.

<sup>311</sup> A. Markandya, University of Bath, et T ; Schneider, CEPN, ExternE – Task 1.5 Accidents, Improvement of the Assessment of Severe Accidents, Rapport final, mai 1998.

- ***Les estimations empiriques d'un coefficient multiplicateur d'aversion pour le risque***

Le postulat a été posé que les conséquences d'un accident augmenteraient en fonction du carré du nombre de personnes touchées par l'accident<sup>312</sup>. De la sorte, un accident concernant un million de personnes aurait des conséquences un million de fois supérieures à celles d'un accident touchant mille personnes. Le même auteur estime que lorsque l'équilibre général, social et environnemental est affecté par l'accident, le coût de celui-ci augmente exponentiellement. Au vrai, ces assertions n'ont fait l'objet d'aucune vérification statistique.

Une autre théorie conclut que le coût d'un accident doit être affecté d'une pondération représentant une « *aversion pour les catastrophes* », le coefficient correspondant étant de 300. L'estimation empirique de ce coefficient manque toutefois de solidité.

La théorie du choix de portefeuille a d'autre part été appliquée à la question des accidents nucléaires. L'idée est que l'écart type d'un ensemble de probabilités d'accident est représentatif du consentement à payer pour éviter celui-ci.

L'utilisation de l'écart type pour mesurer le risque est fréquente dans la théorie du choix de portefeuille, la moyenne et la variance servant à classer les portefeuilles les uns par rapport aux autres. Le modèle sous-jacent est celui de la maximisation de l'utilité attendue, dans le cas où la fonction d'utilité est une fonction quadratique. En réalité, on peut démontrer qu'une fonction d'utilité quadratique ne s'applique pas au cas de la décision en univers aléatoire, ce qui disqualifie la méthode.

- ***L'approche par l'utilité espérée***

Le principe de cette approche est d'utiliser une fonction d'aversion pour le risque qui dépend du revenu du ménage<sup>313</sup>. La prime de risque est estimée en calculant le prix de la sécurité. Les conséquences d'un accident sont analysées en termes d'interdictions de consommations alimentaires, de coût des évacuations et des relogements, ainsi que de dépenses médicales et de calculs concernant la valeur statistique de la vie humaine. La fonction d'aversion pour le risque serait en réalité fonction du carré du niveau de revenu. Un paramètre important dans cette méthode est le niveau de vie initial des individus touchés par l'accident.

---

<sup>312</sup> R. Ferguson, Environmental Costs of Energy Technologies, cité par H.J. Ewers, K. Rennings : Abschätzung der Schäden durch einen sogenannten 'SuperGAU', in : Prognos-Schriftenreihe Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung, Vol. 2, prognos, Bâle, 192.

<sup>313</sup> L. Eeckhoudt, C. Schieber, T. Schneider, Integration of Risk Aversion in the Calculation of the External Costs of a Nuclear Accident : Expected Utility Approach, ExternE – Task 1.5 Accidents, Improvement of the Assessment of Severe Accidents, Rapport final, mai 1998.

En tout état de cause, cette approche permet d'estimer un coefficient multiplicateur à appliquer au coût de l'accident nucléaire établi par l'approche par le risque. Ce coefficient serait de 20.

- *L'approche par les probabilités recomposées*

L'approche la plus récente - intitulée EURDP<sup>314</sup> - intègre les derniers acquis de la théorie du risque. Elle consiste à ajuster les probabilités des différents événements par une fonction de transformation<sup>315</sup>.

Par l'intermédiaire de cette fonction, le poids des événements peu probables est supérieur à celui des événements assortis d'une probabilité plus élevée. Ce mécanisme rend compte du fait que le public surestime généralement la probabilité d'occurrence d'un événement rare. Il rend compte aussi du fait que le public estime intuitivement que la probabilité d'un accident nucléaire est supérieure à celle énoncée par les experts. Concrètement, la forme de la fonction de transformation est tirée des travaux sur la théorie du risque.

Comme on peut s'y attendre, le résultat de cette approche, qui augmente la probabilité d'un accident nucléaire, fait croître dans des proportions considérables le coût calculé par l'approche par le risque.

Cette approche semble intéressante en ce qu'elle permet de réduire le fossé entre les conceptions du public et les dires d'experts. Toutefois, la détermination de la fonction de transformation reste un point critique et mérite en tout état de cause de trouver des justifications expérimentales solides.

\*

Au final, il apparaît que des recherches supplémentaires sont nécessaires pour déterminer une méthode totalement fondée que l'on pourrait appliquer au cas difficile de l'estimation des conséquences d'un événement très peu probable.

Dans le cours du deuxième chapitre du présent rapport, les limites de la méthode des coûts moyens actualisés ont été mises en évidence.

Contrairement à ce que l'on pourrait penser a priori, la théorie est également d'un faible secours pour traiter la question d'un accident nucléaire. Les tentatives actuelles peuvent au moins servir à décrypter les approches qualitatives et les rattacher à une grande catégorie de problématique, ce qui est loin d'être inutile, compte tenu de l'aspect polémique que prennent souvent les controverses sur la question du coût d'un accident nucléaire.

---

<sup>314</sup> EURDP : Expected Utility with Rank Dependent Probability

<sup>315</sup> S. Ascari et M. Bernasconi, The Economics of Risk and Uncertainty and the Valuation of Severe Accidents, ExternE – Task 1.5 Accidents, Improvement of the Assessment of Severe Accidents, Rapport final, mai 1998.

On peut aussi aller plus loin. Il est en effet nécessaire de rendre compte de l'aversion pour le risque. A cette fin, dans un premier temps, on peut partir du coût de l'accident nucléaire calculé par l'évaluation probabiliste du risque. Ce coût doit à l'évidence être ensuite majoré. En dernière analyse et pour le moment, il semble que le résultat le mieux assuré pour ce faire soit celui obtenu par l'approche de l'utilité espérée, ce qui revient à appliquer un coefficient égal à vingt au coût de départ.

**III. LA SYNTHÈSE PAR LE CALCUL DES EXTERNALITÉS AVEC EXTERNÉ : UNE PERÇE MÉTHODOLOGIQUE QUI CONFIRME L'INTÉRÊT ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL DU NUCLEAIRE**

La Direction générale XII (Science, Recherche et Développement) de la Commission européenne a fait réaliser, depuis le début des années 1990 et par un ensemble d'équipes de recherche et de scientifiques universitaires, une étude sur les coûts externes de l'énergie.

Cette étude fournit un cadre méthodologique détaillé et cohérent pour l'analyse des coûts sur la santé et l'environnement de chacune des étapes du cycle du combustible et de la production d'électricité. Ce cadre est d'ailleurs sensiblement le même que celui utilisé par le Department of Energy des Etats-Unis qui a été d'ailleurs associé à ExternE lors des travaux méthodologiques préliminaires

Un paramètre clé de la méthode des externalités est la valeur statistique de la vie humaine

Les méthodes de calcul de la « valeur » de la vie humaine peuvent être classées en deux grandes catégories.

La première catégorie est celle des évaluations institutionnelles élaborées par les Etats ou les secteurs économiques comme, par exemple, les compagnies d'assurance ou les compagnies aériennes. Ces évaluations institutionnelles correspondent à un point de vue extérieur à la personne humaine, celle-ci étant considérée essentiellement comme un agent économique.

La deuxième catégorie d'évaluations correspond à un point de vue individuel et subjectif où des personnes interrogées expriment un point de vue, lui-même entaché d'artefact.

L'étude ExternE a publié une série de résultats très complets en 1995, qui ont été ultérieurement discutés en profondeur non seulement par les différentes parties prenantes du projet mais également dans différents colloques et symposiums scientifiques.

Des modifications et des ajustements méthodologiques qui ont ensuite été réalisés, il résulte les résultats publiés en 1998, qui dénotent des changements des montants exacts de coûts externes de production de l'électricité, changements qui, toutefois, ne touchent pas les ordres grandeur.

En réalité, on peut considérer ExternE comme la référence en termes de méthode et de résultats pour l'évaluation des coûts externes de l'énergie. Comme toute méthode, ses limites doivent être posées ainsi que l'intervalle de confiance de ses résultats.

Ses limites proviennent principalement de l'utilisation de valeurs moyennes pour la concentration des polluants dans les modèles de transmission et d'exposition.

Ce fait néglige la possibilité d'accumulations ponctuelles et momentanées et leurs conséquences éventuelles à la fois sur la santé et l'environnement. Néanmoins, il faut considérer la prudence systématique des études, qui se traduit par le choix répété des valeurs les plus élevées pour les dommages.

Un élément renforce toutefois la crédibilité des résultats d'ExternE. C'est que cette étude est essentiellement comparative, ayant essentiellement pour objet de comparer les coûts de plusieurs énergies.

L'essentiel dans ce cas de figure est la mise au point d'une méthode pertinente pour chaque cas spécifique. Les valeurs absolues sont alors moins à retenir que les valeurs relatives. On peut donc considérer que les hiérarchies établies par ExternE ont une vraisemblance satisfaisante.

Pour améliorer l'évaluation des coûts externes du nucléaire, et pour aller dans le sens de la Commission européenne, des évaluations ont été faites par le CEPN, en intégrant l'aversion pour le risque et en prenant des hypothèses majorantes.

En réalité, il semble bien que l'approche monétaire touche à ses limites dans le cas difficile à traiter des accidents très peu probables.

Sans doute faudrait-il en premier lieu comparer entre eux les risques d'accidents liés à chacune des filières.

Sans doute faudrait-il également sur ce sujet raisonner avec une méthode faisant appel aux courbes d'indifférence entre le gain en termes de revenus et le risque d'accident et donc mettre au point une autre approche – spécifique cette fois – pour le traitement des accidents.

L'étude ExternE a récemment exposé une approche originale et prometteuse visant à déterminer les marges d'erreur pour les valeurs des coûts externes calculés pour la France.

Cette approche a pour objectif de définir une courbe enveloppe pour les résultats des coûts externes, en se basant sur les caractéristiques statistiques de la distribution des valeurs proposées pour les différents coûts.

Ainsi, compte tenu des incertitudes sur les émissions, sur la dispersion, sur l'exposition et sur les effets sanitaires, et au terme de raisonnements complexes sur les méthodes d'estimation, ExternE définit des intervalles de confiance assortis de probabilités.

On constate que les incertitudes sur les coûts externes *en fonctionnement normal* ne remettent pas en cause la hiérarchie des coûts.

La même démarche reste à faire pour l'évaluation des risques d'accident pour l'ensemble des filières de production de l'électricité.

**A. Les principes généraux de la méthode des externalités développée par l'étude ExternE**

L'étude ExternE<sup>316</sup>, conduite par la Commission européenne, porte sur l'évaluation des externalités environnementales de l'utilisation de l'énergie. Cette étude de très grande ampleur a mobilisé plusieurs équipes de recherche dans plusieurs pays de l'Union européenne et s'est déroulée en deux temps.

La première étape a commencé en 1991 et s'est achevée en 1995. Dans le cadre d'une coopération avec le Département de l'Énergie américain, une méthodologie globale a d'abord été mise au point pour la mesure des coûts environnementaux des différentes énergies. Cette méthodologie a ensuite été appliquée par la Commission, en coopération avec différents laboratoires ou organismes de recherche appartenant à différents pays membres de l'Union européenne.

La deuxième étape s'est achevée fin 1998. Elle est consacrée à l'approfondissement de questions fondamentales comme l'évaluation de l'impact des différentes énergies en termes d'effets de serre, comme la valeur statistique de la vie humaine, l'amélioration de la prise en compte des accidents majeurs, et la définition d'intervalles de confiance pour les résultats obtenus.

Les développements qui suivent font le départ entre les résultats de 1995 et ceux de 1997, dans la mesure où des améliorations significatives ont été apportées à la méthodologie, sans toutefois rendre totalement obsolètes les résultats initiaux.

**1. L'objectif de l'étude : le chiffrage des coûts environnementaux des différentes filières de production de l'électricité**

C'est l'impact sur l'environnement et la santé qui est étudié pour chacune des énergies, impact mesuré en termes physiques et en termes monétaires. La totalité du cycle du combustible est prise en compte dans les évaluations, depuis l'extraction jusqu'à la gestion des déchets en passant par la production d'énergie, celle-ci incluant l'exploitation et les accidents.

En outre, pour certaines formes d'énergie, en particulier les énergies renouvelables, la fabrication des matériaux utilisés dans le cycle est également intégrée, si elle n'est pas négligeable c'est-à-dire du second ordre. C'est le cas pour l'éolien du fait de la technicité et du contenu relatif en émissions de CO<sub>2</sub> des matériaux utilisés.

---

<sup>316</sup> ExternE, Externalities of Energy, Commission européenne, DG XII, Eur 16520EN, Bruxelles, 1995.



Tableau 3 : Champs de l'étude ExternE<sup>317</sup>

Energies prises en compte	Polluants recensés	Dommages chiffrés sur :
a) combustibles fossiles - charbon - pétrole - gaz - lignite - orimulsion - tourbe	- SO2 - Nox - Particules (PM10) - Aérosols (sulfates et nitrates)	- santé publique - ressources minérales - récoltes - forêts - ressources halieutiques - systèmes écologiques libres
b) nucléaire	- Radionucléides	- accidents internes aux sites
c) énergies renouvelables : - photovoltaïque - solaire thermique - biomasse - éolien - hydro - biogaz	- Méthane (CH4) - N2O - CO2	- accidents à portée externe - bruit - occupation des sols - emprise visuelle - potentiel d'effet de serre
d) économies d'énergie		
e) transport		

• *Les résultats d'ExternE fondée sur les contextes nationaux*

Ce sont des équipes de recherche nationales qui ont eu la responsabilité de mener à bien les évaluations d'ExternE. Les informations détaillées nécessaires à la réalisation des calculs ont pu être puisées dans les systèmes nationaux.

Du fait de la disparité des structures énergétiques nationales et sans doute aussi dans une certaine mesure, des différences de performances des filières de production de chacun des pays, la mention du contexte national est systématiquement faite pour les résultats.

Le tableau suivant présente les auteurs des différentes évaluations ainsi que les bases concrètes de celles-ci, pour l'ensemble des filières étudiées.

<sup>317</sup> P. Valette, DG XII – Commission européenne, audition du 19/11/98, Paris.

Tableau 4 : Principaux organismes contributeurs et principales références technologiques de l'étude ExternE<sup>318</sup>

	<b>charbon</b>	<b>lignite</b>	<b>fioul</b>	<b>gaz</b>	<b>nucléaire</b>
organismes responsables de l'étude	<b>Royaume Uni :</b> - ETSU, Harwell Didcot - Eyre Energy Environment, Carnforth - Institute of Occupational Medicine, Edinburgh - Institute of Terrestrial Ecology, Grange-over-Sands - Metroeconomica <b>Allemagne :</b> - IER, Universität Stuttgart - IWS, Universität Stuttgart	<b>Allemagne :</b> - IER, Universität Stuttgart - BM, Berlin - Universität Stuttgart - Universität Bremen	<b>Allemagne :</b> - IER, Universität Stuttgart - Universität Kiel - BM, Berlin	<b>Royaume Uni :</b> - ETSU, Didcot - AEA Technology	<b>France :</b> - CEPN <b>Royaume Uni :</b> - ETSU, Didcot
cas de référence	- centrale thermique de West Burton 'B' : 1800 MW, rendement thermique : 37,5 % ; mise en service industriel : projet hypothétique abandonné - centrale thermique de Lauffen : 689 MW, rendement thermique : 37,6 ; projet hypothétique abandonné	- centrale thermique de Grevenbroich : 624 MW ; rendement thermique : 26,2 % ; projet hypothétique abandonné	- centrale thermique de Heizöl EL : 157 MW, fonctionnant en pointe ; mise en service industriel : 1989 - centrale thermique de Heizöl S : 548 MW ; cycle combiné gaz-vapeur à partir de fuel lourd ; mise en service industriel : 2005	- gisement de Caister (mer du Nord) - centrale à cycle combiné gaz-vapeur (3 turbines ABB GT13E de 145 MW et une turbine à vapeur de 227 MW)	- mine d'uranium de Lodève - site de transformation de Malvesi - conversion, enrichissement, fabrication du combustible à Tricastin - réacteurs nucléaires (4) de 900 MWe de Tricastin - retraitement à La Hague - centre de l'Aube pour les déchets A - centre hypothétique d'Auriat (granite) près de Limoges pour le stockage des déchets de haute activité

<sup>318</sup> source : Externalities of Energy « ExternE » - Vol. 5, Nuclear, EUR 16524 EN, DGXII Science, Recherche et Développement, Commission Européenne, Office des Publications officielles des Communautés européennes, 1995.

On voit qu'ont été mises à contribution des équipes de recherche, le plus souvent universitaires, de plusieurs pays. Par ailleurs, dans le cas du nucléaire, les évaluations réalisées par la France en 1995 et en 1998 ont été doublées d'évaluations britanniques pour 1998.

## **2. Le cadre méthodologique d'ExternE**

L'étude ExternE se caractérise par des limites générales et des limites spécifiques au nucléaire.

Le coeur de cible d'ExternE a été défini comme étant la production d'électricité et les transports<sup>319</sup>. Ce n'est que par raccroc que l'étude a porté sur l'utilisation de l'énergie dans l'habitat, au travers des économies d'énergie.

Il semble que ceci soit un biais important, même si l'on peut reconnaître que le traitement méthodologique des économies d'énergie est particulièrement difficile. En effet le traitement des rejets est beaucoup plus efficace sur un plan technique pour des sites centralisés de production d'électricité que pour des sites décentralisés. Ceci pourrait ainsi fausser l'évaluation des impacts des politiques de réduction des émissions polluantes.

Par ailleurs, les externalités positives ou économies externes ne sont pas prises en compte expressément par l'étude. Des études complémentaires ont été faites pour la sécurité d'approvisionnement. Mais la création d'emplois directs et induits et l'impact sur la balance des paiements ne sont pas pris en compte.

---

<sup>319</sup> Ce champ est totalement laissé de côté, compte tenu de l'objet du présent rapport.

Tableau 5 : Principales options méthodologiques d'ExternE<sup>320</sup>

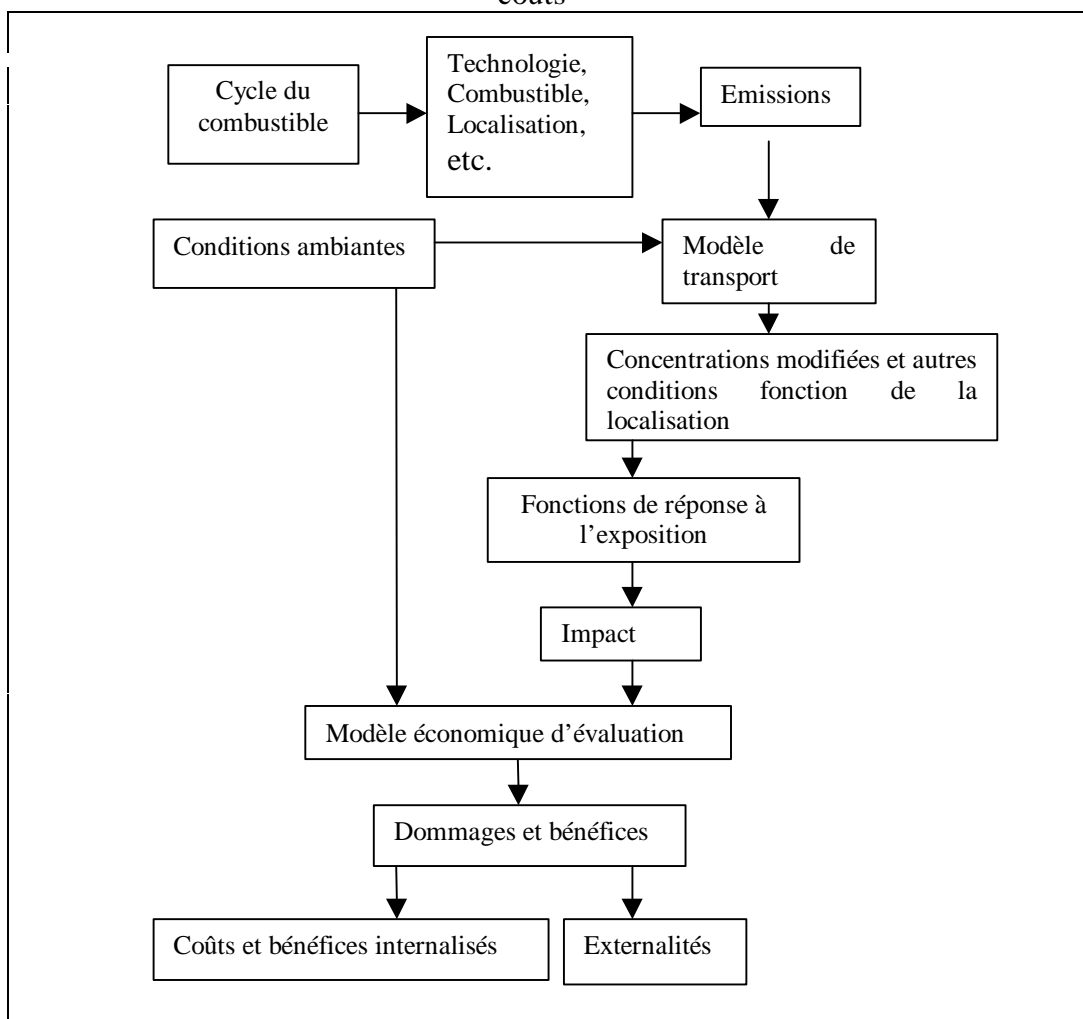
	<b>Combustibles fossiles</b>	<b>nucléaire</b>	<b>énergies renouvelables</b>
impact principal	santé systèmes biologiques effet de serre	santé	agrément
principales étapes du cycle	production d'électricité	9	cycle de vie et production d'électricité
type d'approche des événements	déterministe	déterministe et probabiliste	déterministe
échelles de temps	du court au long terme	du court au très long terme	court terme
champ d'action	du local au global	du local au global	local
type d'installations concernées	coût marginal ou incrémental, c'est-à-dire coûts relatifs à de nouvelles unités de production		
type de coût	pas de coût moyen pour une filière mais calcul spécifique à une installation d'une technologie spécifique et pour un combustible donné		
méthode de calcul	utilisation de fonctions de dommage : il s'agit des valeurs que la population serait prête à donner à la réparation de telle ou telle nuisance (évaluations fondées sur le consentement à payer)		

L'évaluation des dommages sur la santé suppose une valeur donnée à la vie humaine. L'étude ExternE adopte une valeur située plutôt dans le haut de l'intervalle des estimations disponibles, avec un montant de 2,6 millions d'euros.

<sup>320</sup> P. Valette, op. cit.

### 3. L'approche par les chemins d'impact

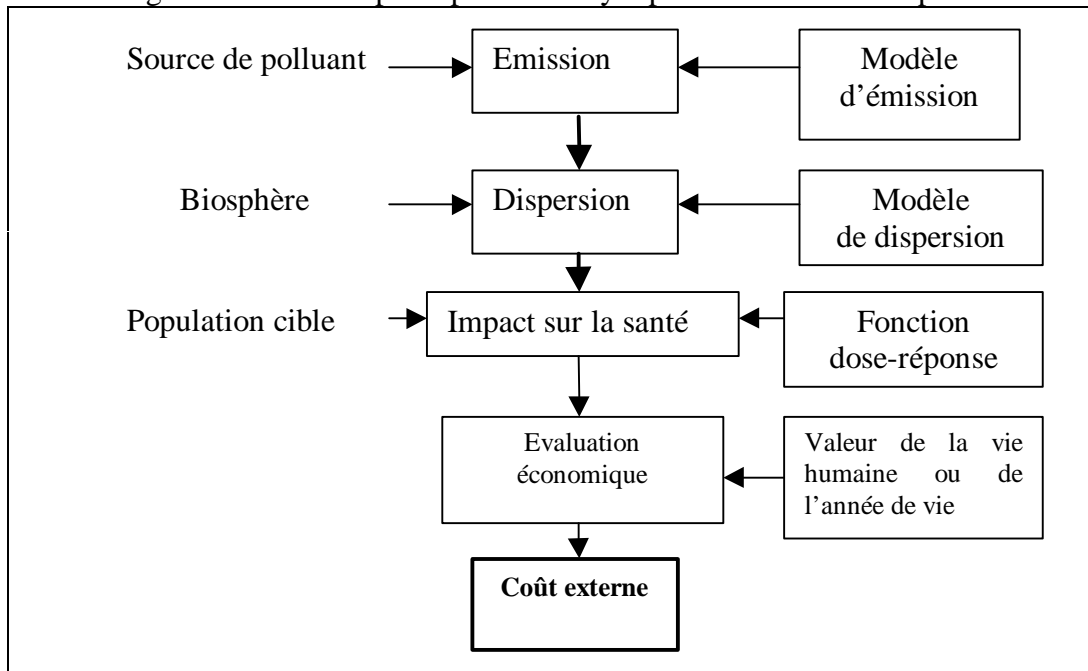
Figure 2 : L'approche par les chemins d'impact des rejets et l'évaluation de leurs coûts<sup>321</sup>



Parmi les différentes étapes de l'analyse, certaines sont critiques. Le schéma simplifié présenté ci-après permet de resituer les enjeux de la méthode générique utilisée par l'étude ExternE.

<sup>321</sup> P. Valette, op. cit.

Figure : Schéma de principe de l'analyse par les chemins d'impacts



A chacune des étapes – évaluation des caractéristiques de l'émission, évaluation de la dispersion, impact sur la santé et au final évaluation économique – intervient une modélisation physique, biologique ou économique qui comporte des hypothèses pour permettre l'indispensable simplification de la réalité et sa représentation.

Cette analyse est appliquée dans l'étude ExternE à chaque étape du cycle complet de chacune des filières de production de l'électricité selon le schéma ci-après.

Figure : Application de la méthode des chemins d'impact au cycle de production de l'électricité

Chemins d'impact / étape du cycle de production	émission	dispersion	fonction dose-réponse	évaluation économique
extraction du combustible				
transport				
production d'électricité				
transmission de l'électricité				
gestion des déchets				
démantèlement des installations				

Les solutions apportées dans le cadre d'ExternE pour différentes étapes délicates sont discutées dans la suite.

- *L'addition des coûts externes entre eux*

La question est la suivante. Une centrale électrique d'une technologie donnée occasionne plusieurs nuisances. Supposons que l'on sache mesurer avec une

précision raisonnable le coût de chacune de ces nuisances. Est-il possible d'additionner chacun de ces coûts pour avoir le coût global ?

Il existe une solution théorique à cette question. Mais elle est difficile à mettre en œuvre. Elle suppose en tout état de cause que les composantes du coût soient des variables indépendantes.

Il s'agit d'une hypothèse forte. En effet on peut considérer par exemple que la sensibilité au NOx et donc le dommage occasionné à l'organisme par ce polluant ne soient pas indépendants de la présence d'un autre polluant comme les SOx.

En tout état de cause, les études croisées sur les interactions des polluants sont rares et semblent constituer une limite aux connaissances épidémiologiques actuelles. L'étude ExternE ne peut que refléter cette indépendance supposée des effets des polluants.

- ***Une solution cohérente pour additionner coûts privés et coûts externes***

La méthode des externalités apporte une réponse intéressante à la difficile question de l'addition de coûts privés et de coûts externes.

Les coûts privés sont les coûts assumés par le producteur dans le cadre de son activité. Les coûts externes sont assumés par l'environnement et par la collectivité.

Les coûts privés de production sont calculés par les exploitants. Ils dépendent du système de prix des facteurs et des biens de production. Ils sont également tributaires des conventions comptables internes à l'entreprise, conventions elles-mêmes issues de choix nationaux en la matière.

Les coûts externes sont soit dérivés de systèmes de prix soit forgés à partir de méthodes de substitution.

A supposer qu'ils existent, les systèmes de prix invoqués dans l'estimation des coûts externes ne sont pas automatiquement en mesure de donner une appréciation correcte des coûts. Quand les systèmes de prix n'existent pas, ce qui est le cas le plus fréquent, des systèmes de substitution sont utilisés. On recourt au sondage, au vote ou à un marché fictif pour conduire les consommateurs à révéler leurs préférences. Il n'est pas acquis que ces substituts soient performants.

La deuxième question porte sur les incertitudes entachant les évaluations respectives des coûts privés et celles des coûts externes.

La comptabilité analytique des entreprises permet de cerner avec une erreur très faible les coûts de production. L'incertitude provient essentiellement des règles et des méthodes comptables utilisées. En revanche la question des marges d'erreur

sur les coûts externes est importante. Ces erreurs sont sensiblement plus élevées que pour les coûts privés. L'addition des coûts nécessite donc des précautions.

- *Un champ d'investigation de plus en plus large*

Le tableau suivant montre le champ couvert par ExternE, qui s'est élargi au fur et à mesure du temps et atteint presque l'exhaustivité.

Tableau 6 : Opérations dont les coûts externes sont pris en compte par ExternE pour chaque filière <sup>322</sup>

Nucléaire	Charbon (a)	Fuel	Gaz naturel
<i>Opérations habituelles</i>			
extraction et traitement du minerai	extraction	extraction du pétrole	exploration et extraction fonctionnement des gazoducs offshore
conversion			traitement du gaz
enrichissement			fonctionnement des gazoducs
fabrication du combustible	extraction du calcaire (si désulfuration)	raffinage	
production d'électricité : construction de la centrale exploitation démantèlement	production d'électricité : construction de la centrale exploitation démantèlement	production d'électricité : construction de la centrale exploitation démantèlement	production d'électricité : construction de la centrale exploitation démantèlement
retraitement			
stockage <sup>323</sup> des déchets A et B	stockage des déchets	stockage des déchets	stockage des déchets
stockage profond des déchets C			
Transport	transport des matières et du personnel	transport des matières et du personnel	transport des matières et du personnel
	acheminement de l'électricité au réseau	acheminement de l'électricité au réseau	acheminement de l'électricité au réseau
<i>Situations accidentelles</i>			
production d'électricité	tous les risques pris en compte mais	toutes les étapes prises en compte	toutes les étapes prises en compte
transport	importance relative forte des accidents miniers	importance relative forte des accidents d'extraction et de transport	importance relative forte des accidents d'extraction

<sup>322</sup> P. Valette, op. cit.

<sup>323</sup> stockage au sens de dépôt définitif sans reprise ultérieure.



**4. Une question au coeur de la méthode des externalités : la « valeur » statistique de la vie humaine**

Les méthodes de calcul de la valeur statistique de la vie humaine peuvent être classées en deux grandes catégories<sup>324</sup>.

La première catégorie est celle des évaluations institutionnelles élaborées par les Etats ou les secteurs économiques comme, par exemple, les compagnies d'assurance ou les compagnies aériennes. Ces évaluations institutionnelles correspondent à un point de vue extérieur à la personne humaine, celle-ci étant considérée essentiellement comme un agent économique.

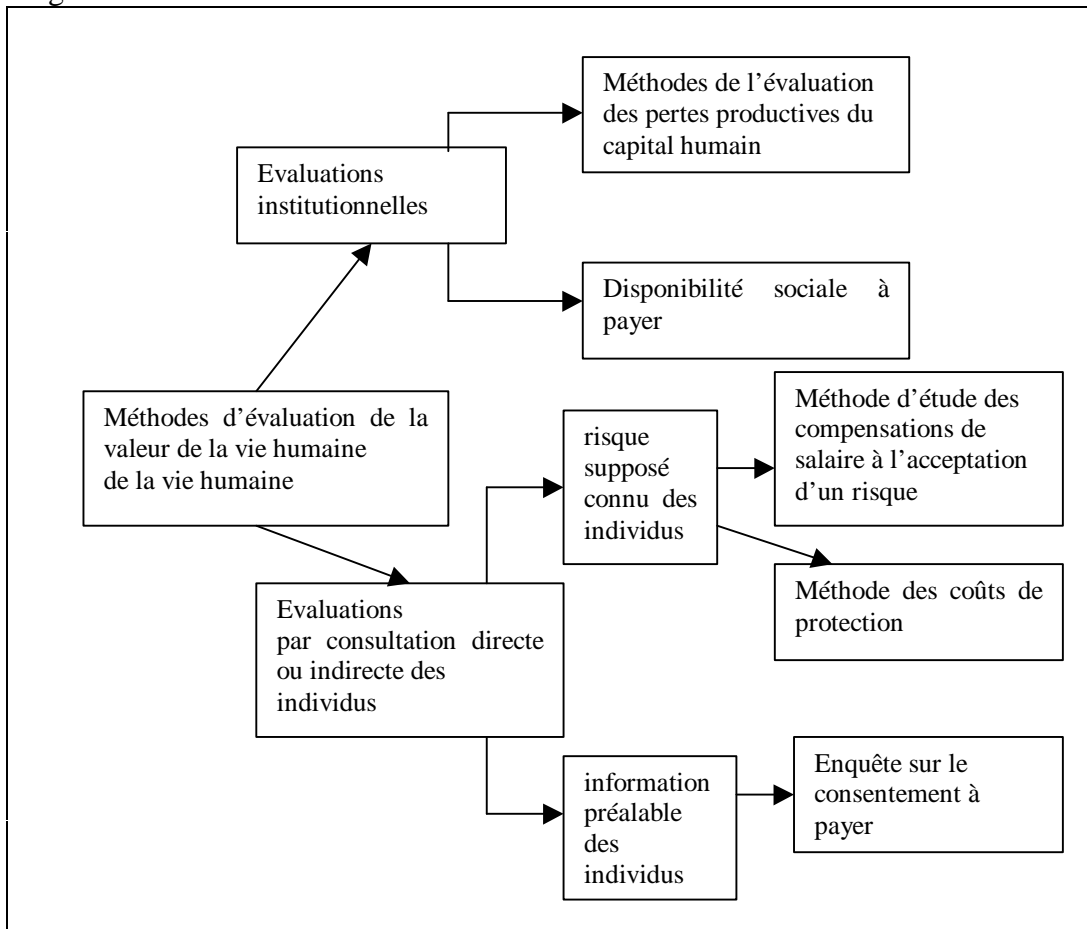
La deuxième catégorie d'évaluations correspond à un point de vue individuel et subjectif où des personnes interrogées expriment un point de vue, lui-même entaché d'artefact.

Le schéma suivant indique la classification que l'on peut faire des méthodes utilisées.

---

<sup>324</sup> O.Chanel, G. Genieaux, F. Rychen, C. Deniau, B. Ghattas, Evaluation monétaire des effets à court terme de la pollution atmosphérique sur la santé. Application à l'Ile-de-France, groupement de recherche en économie quantitative d'Aix-Marseille, 1996, cité dans M. Cohen de Lara et D. Dron, Evaluation économique et environnement dans les décisions publiques, Rapport au ministre de l'environnement, Paris, 1997.

Figure : Classification des méthodes de calcul de la « valeur » de la vie humaine



### *a) les estimations institutionnelles*

La méthode institutionnelle la plus usitée est celle des pertes productives. On considère l'individu dans sa seule dimension d'agent économique, sa contribution productive étant représentée par ses revenus du moment. La valeur de la vie à un instant donné est égale à la somme actualisée des revenus espérés durant le reste de vie. Au-delà de ces postulats restrictifs, des imperfections de la connaissance des revenus par âge et des espérances de vie par classe d'âge, le choix du taux d'actualisation est d'une grande importance.

Le second grand type d'évaluations institutionnelles est celui de la disponibilité sociale à payer que l'on peut considérer comme l'estimation sociale consensuelle.

On trouvera ci-après quelques estimations datant de 1989 dont les disparités soulignent les difficultés de l'exercice.

Tableau : Estimations institutionnelles de la valeur statistique de la vie humaine

Pays	coûts en milliers d'Ecu 1989	Méthode
Allemagne	630	coûts et pertes de production bruts
Australie	407	Coûts et pertes de production bruts
Autriche	545	Coûts et pertes de production bruts
Belgique	300	coûts et pertes de production bruts
Danemark	600	coûts et pertes de production bruts
Espagne	145	Perte de production brute
Etats-Unis	441	Coûts et pertes de production bruts
Etats-Unis	2350	Disponibilité à payer
Finlande	1600	Disponibilité à payer
France	255	Valorisation du temps de vie
France	344	Coûts et pertes de production bruts
Luxembourg	330	Coûts et pertes de production bruts
Norvège	340	Coûts et pertes de production bruts
Nouvelle-Zélande	300	Coûts et pertes de production bruts
Pays-Bas	85	Coûts et pertes de production nets
Portugal	12,5	Coûts et pertes de production bruts
Royaume Uni	890	Disponibilité à payer
Suède	1070	Disponibilité à payer
Suisse	1665	Disponibilité sociale à payer

Le premier paramètre est le niveau de développement du pays considéré. Entre le Portugal et la France, par exemple, le rapport des estimations de la « valeur » de la vie humaine est de 1 à 20. Le deuxième paramètre est celui de la méthode utilisée, avec une différence considérable entre le résultat calculé par la méthode des coûts et pertes de production bruts et celui obtenu par la disponibilité à payer.

Ces divergences de résultats peuvent être un obstacle important au bon déroulement des négociations internationales.

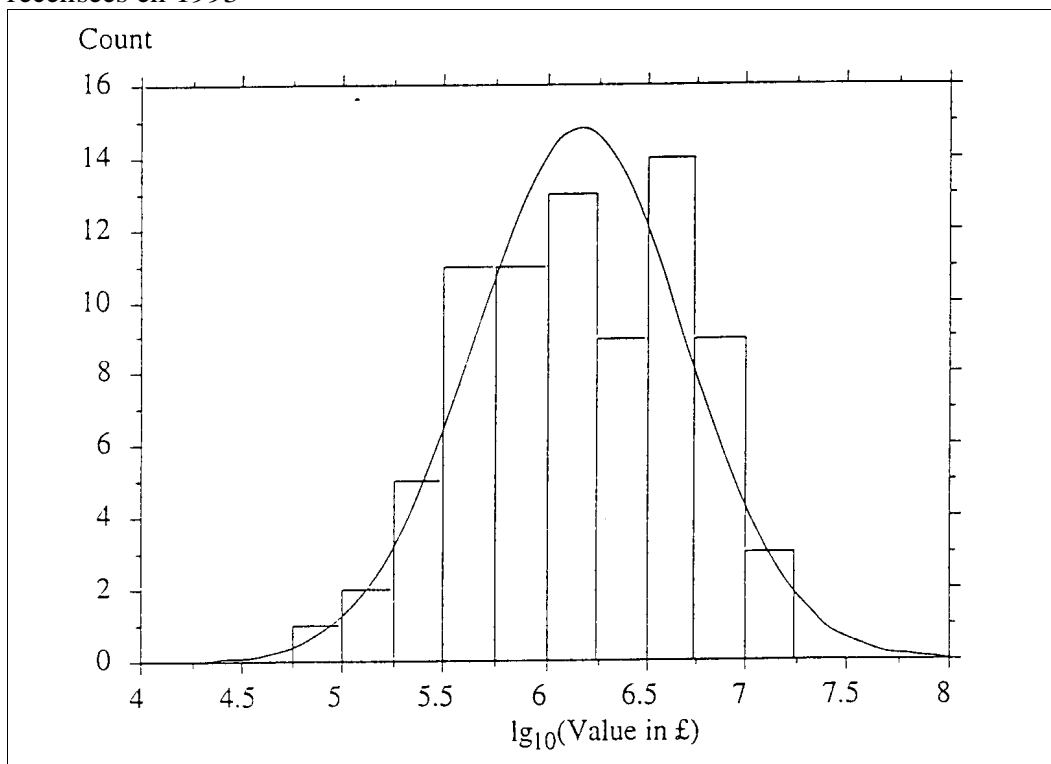
La figure suivante montre quelle est la dispersion des valeurs de référence telles qu'elles étaient utilisées en 1993 pour la protection de la vie humaine. L'échelle des abscisses est logarithmique et est exprimée en livres sterling de 1990.

On voit sur ce graphique la dispersion très importante des valeurs de références. Celles-ci s'étagent entre environ 100 000 francs et 100 millions de francs, avec une valeur moyenne d'un million de francs.

Ce graphique, établi à la suite d'un recensement effectué en 1993 par Ives<sup>325</sup>, montre aussi que les valeurs de référence de la vie humaine suivent une loi de probabilités « *log normale* ». Cette propriété est utilisée dans le calcul d'erreur sur les externalités (voir IIIème partie).

<sup>325</sup> DP Ives, RV Kemp, The statistical value of life and safety investment research, Report n°13, Norwich, Environmental Risk Assessment Unit, University of East Anglia, 1993, cité par E. Rabl et JV Spadaro, Damages and costs of air pollution, voir plus loin.

Figure : Distribution des valeurs institutionnelles de référence de la vie humaine utilisées pour la protection de la vie humaine, exprimées en £1990, telles que recensées en 1993<sup>326</sup>



***b) les estimations résultant de consultations du public***

La deuxième grande catégorie d'estimations résulte de consultations directes ou indirectes du public. On distingue alors deux situations, celle où le risque est supposé connu de la population interrogée et celle où une information préalable est nécessaire avant l'enquête proprement dite.

Au sein de cette catégorie d'estimations, intervient la méthode consistant en l'étude des compensations salariales. Cette méthode souffre la critique d'être fondée sur une notion de risque accepté plutôt que sur un risque imposé, de concerner des populations qui ne sont pas toujours représentatives de la population globale et de faire intervenir de près ou de loin des rapports de force sur un marché rarement parfait. Au demeurant les valeurs trouvées aux Etats-Unis selon cette approche se situent entre 8 et 42 millions de francs.

Le tableau suivant synthétise les principales valeurs récentes, en rappelant la méthode utilisée.<sup>327, 328, 329</sup>

<sup>326</sup> A. Rabl et JV Spadaro, Damages and Costs of Air Pollution : an Analysis of Uncertainties, Environment International, Vol. 25, n°1, 1999.

Tableau : Principales estimations récentes de la valeur statistique de la vie humaine

origine	date	valeur	méthode
France – sécurité routière, <sup>330 331</sup>	1994	3,6 millions de francs	perte de production
France <sup>332</sup>	1995	5,5 millions de francs	révélation des propensions à payer
Europe - ExternE <sup>333</sup>	1996	17 millions de francs	révélation des préférences individuelles
Etats-Unis – entreprises <sup>334</sup>	1992	15 – 35 millions de francs	primes de risque
Europe – ExternE	1998	20 millions de francs	révélation des préférences individuelles

### **5. Les questions connexes : les différents types d'atteinte à la santé et les aspects qualitatifs**

Les atteintes à la santé actuellement prises en compte dans les études sur les coûts externes sont essentiellement les atteintes graves pouvant se traduire par une augmentation des décès dans la population de référence.

Les pertes de qualité de la vie, due à des atteintes physiques non létales, ne sont pas chiffrées. Il est clair que ceci constitue une autre limitation importante à la méthode des coûts externes.

Cette limitation est en fait fréquente dans la plupart des méthodes d'évaluation. Pour la surmonter, il est nécessaire d'élaborer des indicateurs rendant compte de différences qualitatives, ce qui est une tâche difficile en soi, qui doit

<sup>327</sup> M. Cohen de Lara, D. Dron, Evaluation économique et environnement dans les décisions publiques, rapport au ministre de l'environnement, Documentation française, Paris, 1997.

<sup>328</sup> A. Markandya et al. Green Accounting in Europe, The Role of Damage Estimation, Four Case Studies, Commission européenne, DGXII, 1996.

<sup>329</sup> A. Rabl and J.V. Spadaro, Damages and Costs of Air Pollution, op. cit.

<sup>330</sup> M. Le Net, Le prix de la vie humaine, Commissariat général du Plan, Paris, 1992

<sup>331</sup> M. Le Net, Le prix de la vie humaine : calcul par la méthode des préférences individuelles, Commissariat Général du Plan, Paris, 1994.

<sup>332</sup> B. Desaignes, A. Rabl, Reference Values for Human Life, dans N. Schwab et N. Soguel (Eds), Contingent Valuation, Transport Safety and Value of Life, Kluwer, 1995.

<sup>333</sup> ExternE, Externalities of Energy, Commission européenne, DG XII (Science, Recherche, Développement), Eur 16520 EN.

<sup>334</sup> W. Viscusi, Fatal Tradoffs : Public and Private Responsibilities for Risk, Oxford University Press, New York, 1992.

s'accompagner, au surplus, de méthodes complémentaires pour additionner des aspects quantitatifs et des aspects qualitatifs.

## **B. Les coûts externes de la production d'électricité dans l'Union européenne, selon les résultats de 1995**

L'étude ExternE a publié une série de résultats très complets en 1995, qui ont été ultérieurement discutés en profondeur non seulement par les différentes parties prenantes du projet mais également dans différents colloques et symposiums scientifiques.

Bien que des ajustements méthodologiques aient été faits en conséquence, un bref rappel des principaux résultats de 1995 est utile et est fait dans la suite.

### **1. Principales hypothèses**

Les principales hypothèses d'ExternE dans sa version 1995 sont indiquées dans le tableau suivant. On remarquera qu'à cette date, la valeur statistique de la vie humaine est prise égale à 17 millions de francs. Par ailleurs, l'évaluation monétaire des décès est faite par une méthode majorante, consistant à multiplier le nombre de décès par la valeur statistique de la vie humaine. Enfin, la valeur de la tonne de CO<sub>2</sub> est de 2 à 20 euros.

Tableau : Principales hypothèses de l'étude ExternE de 1995

rubrique	valeur
valeur de référence de la vie	2,6 millions d'euros (17 millions de francs)
évaluation des décès prématurés	multiplication du nombre de décès par la valeur de la vie
fonction dose-réponse	pour la mortalité aiguë seulement
fonction dose-réponse pour les cancers	0,05 cancers fatals/homme. Sv
effet de serre	2-20 euros / tCO <sub>2</sub> (13 à 132 francs / tCO <sub>2</sub> )

Compte tenu des incertitudes sur les coûts externes du CO<sub>2</sub>, il paraît nécessaire de comparer les filières entre elles d'abord hors effet de serre et ensuite de les comparer entre elles vis-à-vis des rejets de CO<sub>2</sub>.

### **2. Les résultats de 1995 hors effet de serre**

Les résultats concernant les centrales thermiques classiques sont indiqués dans le tableau suivant. Ainsi, s'agissant des polluants classiques, les coûts externes du charbon représentent 8 centimes par kWh, contre 1,5 pour le gaz.

Tableau : Coûts externes de la production d'électricité avec les combustibles fossiles – résultats de 1995<sup>335</sup>

centimes (cF) / kWh	<b>Charbon</b>	<b>Pétrole</b>	<b>Gaz</b>
Santé publique	6,56	7,21	1,38
Maladies professionnelles	1,05	0,33	0,04
Agriculture	0,02	0,05	nc
Charpentes	0,01	0,03	0,00
Ecosystèmes terrestres	nc	nc	nc
Ecosystèmes aqueux	nc	nc	nc
Milieus marins – accidents	0,00	0,13	0,00
Ressources minérales	0,33	0,46	0,07
Bruit	nc	nc	nc
<b>Sous-total</b>	<b>7,97</b>	<b>8,21</b>	<b>1,48</b>

La figure suivante détaille les coûts externes pris en compte pour le nucléaire.

Tableau 7 : Coûts externes pris en compte pour le nucléaire – résultats de 1995<sup>336</sup>

- Travailleurs du nucléaire :	impacts radiologiques et non-radiologiques
- Rejets atmosphériques :	impacts radiologiques sur la santé publique
- Effluents liquides :	impacts radiologiques sur la santé publique
- Stockage des déchets en couche géologique :	impacts radiologiques sur la santé publique
- Transport des combustibles et des déchets :	impacts radiologiques et non-radiologiques sur les travailleurs et la santé publique
- Accidents :	impacts sur la santé publique et coûts des protections contre les radiations

Les résultats des calculs montrent une grande sensibilité au taux d'actualisation choisi. Ceci est dû au fait que l'actualisation écrase les coûts à long terme, qui sont majoritaires dans le cas du nucléaire.

<sup>335</sup> P. Valette, op. cit.

<sup>336</sup> P. Valette, op. cit.

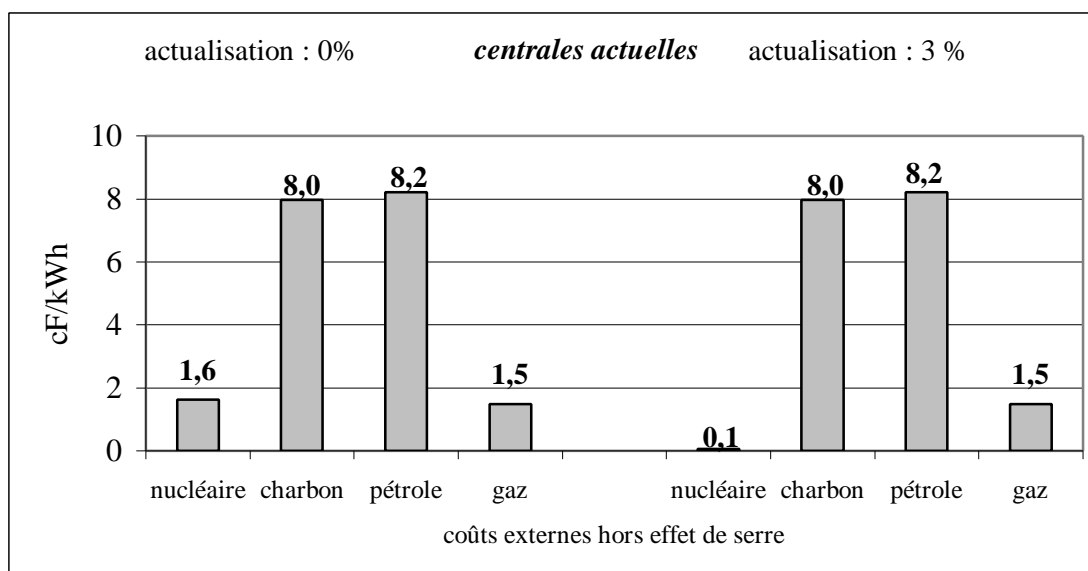


Tableau 8 : Coûts externes de la production d'électricité d'origine nucléaire – résultats de 1995 <sup>337</sup>

Nucléaire – coûts en centimes (cF) / kWh	local	local + régional	local + régional + global
<i>taux d'actualisation : 0 %</i>			
dommages à court terme	0,05	0,05	0,05
dommages à court et moyen terme	0,11	0,13	0,26
dommages à court, moyen et long terme	0,13	0,15	<b>1,64</b>
<i>taux d'actualisation : 3 %</i>			
dommages à court terme	0,04	0,04	0,04
dommages à court et moyen terme	0,05	0,05	0,07
dommages à court, moyen et long terme	0,05	0,05	0,07

La figure compare les coûts externes des différentes filières, en distinguant le cas où la méthode de l'actualisation est appliquée et celui où l'on n'y recourt pas.

Figure : Coûts externes en cF/kWh hors effet de serre de la production d'électricité, selon ExternE 1995.



Au total, il est intéressant de noter que le nucléaire présente les coûts externes les moins élevés dans le cas d'une actualisation à 3 %. En revanche, si l'on ne recourt à aucune actualisation, les coûts externes du gaz viennent à son niveau.

Le cas des énergies renouvelables a aussi été traité par ExternE. Le tableau suivant indique les résultats obtenus pour l'éolien et l'hydroélectricité.

<sup>337</sup> P. Valette, op. cit.

Tableau 9 : Coûts externes de la production d'électricité avec des énergies renouvelables – résultats de 1995 <sup>338</sup>

centimes (cF) / kWh	aérogénérateurs - Angleterre (a) et Pays de Galles (b)	hydroélectricité – Norvège
impact des pluies acides	0,46	
réchauffement global	0,13	
accidents à impact public	0,06	
accidents d'exploitation	0,20	0,00
bruit – (a)	0,66	0,00
bruit – (b)	0,05	
confort visuel		1,31
loisirs		1,31
écosystèmes		1,31
agriculture		0,01
forêts		0,00
approvisionnement en eau		0,01
Sous-total	1,50 (a)	3,95
	0,89 (b)	

Comme on peut s'y attendre, les coûts externes de l'éolien et de l'hydroélectricité sont extrêmement réduits. Toutefois, les coûts externes de cette dernière sont relativement élevés, supérieurs à ceux du gaz, ce qui ne laisse pas de surprendre si l'on ne prend pas en considération les atteintes au milieu naturel.

### 3. Les résultats de 1995 pour l'effet de serre

Le tableau suivant donne les résultats d'ExternE pour les coûts externes des différentes centrales thermiques classiques, en ne considérant que le seul effet de serre.

Tableau : Comparaison des coûts externes des différentes filières à combustibles fossiles en matière de CO2

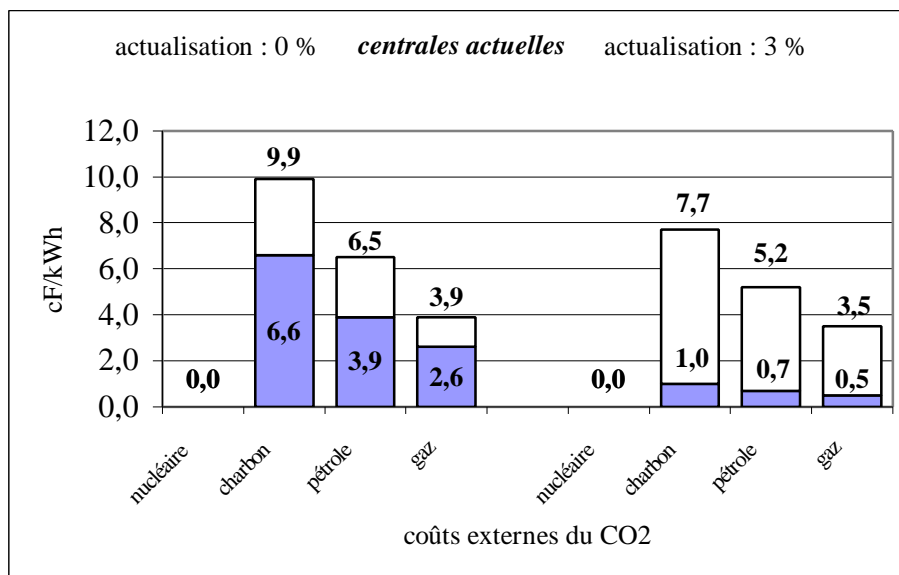
centimes (cF) / kWh	Charbon	Pétrole	Gaz
<i>Effet de serre : taux d'actualisation nul</i>			
Cline, 1992	9,84	6,56	3,94
Fankhauser, 1993	6,56	3,94	2,62
<i>Effet de serre : taux d'actualisation de 1%</i>			
Tol, 1995	11,81	7,87	5,25
<i>Effet de serre : taux d'actualisation de 3%</i>			
Cline, 1992	1,44	0,98	0,66
Fankhauser, 1993	0,98	0,66	0,46
Tol, 1995	7,67	5,18	3,48

Le coût externe du nucléaire en matière d'effet de serre est considéré comme nul. La figure suivante montre les valeurs minimales et maximales des coûts externes

<sup>338</sup> P. Valette, op. cit.

des centrales tels qu'ils résultent d'ExternE version 1995. On voit que le gaz est le mieux placé, quel que soit le taux d'actualisation retenu.

Figure : Coûts externes du CO<sub>2</sub> émis par les centrales électriques en cF/kWh selon ExternE 1995.



Hormis le nucléaire, dont le coût externe en matière d'effet de serre est considéré comme nul, le gaz apparaît comme le mieux placé, quel que soit le taux d'actualisation retenu.

### C. Les résultats d'ExternE 1998

Des modifications et des ajustements méthodologiques qui ont été réalisés par les équipes d'ExternE après la publication des résultats initiaux de 1995, il résulte les évaluations nouvelles publiées en 1998, qui dénotent des changements des montants exacts de coûts externes de production de l'électricité.

En réalité, on peut désormais considérer ExternE comme la référence en termes de méthode et de résultats pour l'évaluation des coûts externes de l'énergie. Comme toute méthode, ses limites doivent être posées ainsi que l'intervalle de confiance de ses résultats.

Ses limites proviennent principalement de l'utilisation de valeurs moyennes pour la concentration des polluants dans les modèles de transmission et d'exposition.

Ce fait néglige la possibilité d'accumulations ponctuelles et momentanées et leurs conséquences éventuelles à la fois sur la santé et l'environnement. Néanmoins, il

faut considérer la prudence systématique des études, qui se traduit par le choix répété des valeurs les plus élevées pour les dommages.

Un élément renforce la crédibilité des résultats d'ExternE. C'est que cette étude est essentiellement comparative, ayant essentiellement pour objet de comparer les coûts de plusieurs énergies.

L'essentiel dans ce cas de figure est la mise au point d'une méthode pertinente pour chaque cas spécifique. Les valeurs absolues sont alors moins à retenir que les valeurs relatives. On peut donc considérer que les hiérarchies établies par ExternE ont une vraisemblance satisfaisante.

### 1. Nouvelles méthodes et hypothèses

Le tableau suivant expose les valeurs des paramètres critiques pour l'estimation des coûts externes, que sont notamment la valeur statistique de la vie humaine, l'estimation des valeurs de la mortalité et de la morbidité et le coût externe du CO2.

Tableau : Principales innovations de méthode et nouvelles hypothèses de l'étude ExternE de 1998

rubrique	valeur
valeur de référence de la vie	3,1 millions d'Euros (20 millions de francs)
évaluation d'un décès prématuré	<ul style="list-style-type: none"><li>• au prorata de la réduction de l'espérance de vie ;</li><li>• valeurs de l'année de vie :<ul style="list-style-type: none"><li>- 0,155 million d'Euros (1,02 million de francs) pour la mortalité aiguë</li><li>- 0,083 million d'Euros (544 000 francs) pour la mortalité chronique</li></ul></li></ul>
fonction dose-réponse pour la santé	<ul style="list-style-type: none"><li>- linéarité de l'impact incrémental dû à une dose incrémentale</li><li>- linéarité de toutes les fonctions dose-réponse au dessus de la concentration préexistante</li></ul>
fonction dose-réponse pour les cancers	<ul style="list-style-type: none"><li>- 0,05 cancers fatals/homme.Sv</li><li>- 0,12 cancers non fatals/homme.Sv</li><li>- 0,01 effets héréditaires sévères /homme.Sv</li></ul>
effet de serre	18-46 Euros / tCO2 (118 à 302 francs / tCO2)

### 2. Les résultats d'ExternE 1998 pour le Royaume Uni

Les résultats 1998 d'ExternE pour le Royaume Uni, sont présentés avec une addition des coûts externes des polluants classiques aux coûts externes du CO2. Une ventilation des deux est néanmoins faite dans la suite.

L'intérêt des travaux menés au Royaume Uni est notamment de porter sur les énergies nouvelles renouvelables.

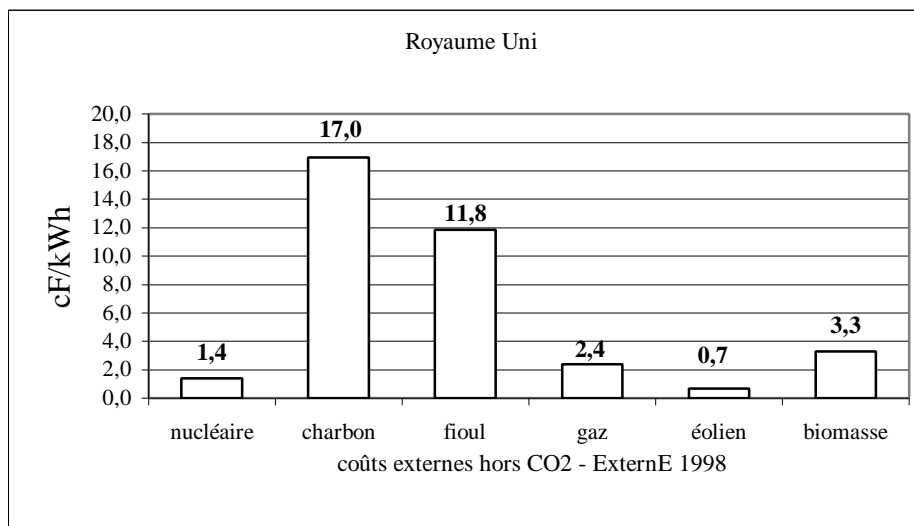
Tableau 10 : Coûts externes de la production d'électricité selon la filière utilisée au Royaume Uni – résultats ExternE 1998 <sup>339</sup>

centimes (cF)/kWh <sup>340</sup>	Nucléaire	Charbon	Pétrole	Gaz	Eolien	Biomasse
Santé publique	1,36	15,35	10,72	2,18	0,46	3,10
Maladies professionnelles	0,07	0,56	0,56	0,07	0,17	0,01
Récoltes	0,00	0,52	0,19	0,10	0,00	0,10
Ressources minérales	0,00	0,43	0,27	0,02	0,00	0,02
Bruit	0,00	0,10	0,10	0,02	0,05	0,07
<b>Sous-total hors CO2 (arrondi)</b>	<b>1,4</b>	<b>17,0</b>	<b>11,8</b>	<b>2,4</b>	<b>0,7</b>	<b>3,3</b>
Réchauffement global	0,5	18,8	13,7	8,5	0,9	0,3
<b>Sous-total</b>	<b>1,9</b>	<b>35,8</b>	<b>25,5</b>	<b>10,9</b>	<b>1,6</b>	<b>3,6</b>

Les coûts externes hors CO2 sont calculés sur la base des chemins d'impact d'ExternE. On constate que les énergies renouvelables que sont l'éolien et la biomasse n'ont pas un coût nul en matière de santé publique. Les étapes de la construction des moyens de production pour les deux et du combustible pour la biomasse ne sont pas exemptes de coûts, par exemple en matière de rejets ou d'accidents.

Les seuls coûts externes d'impact sur l'environnement pris en compte pour les éoliennes sont ceux occasionnés par le bruit. Les nuisances, en termes d'encombrement visuel et d'éclairage ne sont pas quantifiées.

Figure : Coûts externes hors CO2 de la production d'électricité selon la filière utilisée au Royaume Uni – résultats ExternE 1998



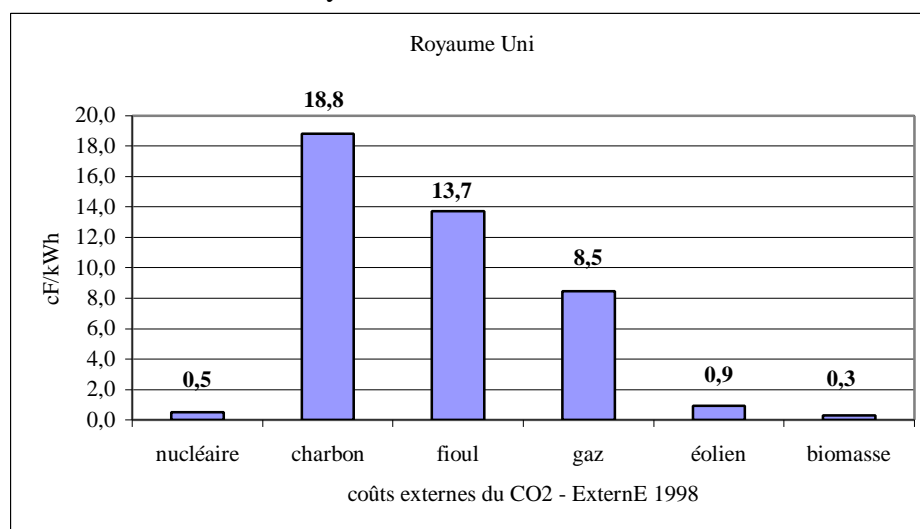
<sup>339</sup> P. Valette, op. cit.

<sup>340</sup> Taux de change : 1 Euro = 6,559 FF

Les résultats de 1998 relatifs au Royaume Uni confirment en tout état de cause que si l'on traite à part le cas du CO<sub>2</sub>, les coûts externes du nucléaire, du gaz et de l'éolien sont très proches les uns des autres.

En revanche, l'écart important déjà signalé pour le CO<sub>2</sub> est confirmé par les évaluations de 1998, le nucléaire, l'éolien et la biomasse étant cette fois encore pratiquement au même niveau.

Figure 11 : Coûts externes du CO<sub>2</sub> de la production d'électricité selon la filière utilisée au Royaume Uni – résultats ExternE 1998



### 3. Les résultats d'ExternE 1998 pour la France

Les calculs relatifs à la France ont été refaits en 1998 en tenant compte des changements d'hypothèses indiqués plus haut. On trouvera ci-dessous les résultats hors CO<sub>2</sub>, qui distinguent les coûts des différents polluants classiques pour les centrales thermiques classiques et les résultats relatifs aux coûts externes de l'effet de serre.

- *Les résultats hors effet de serre*

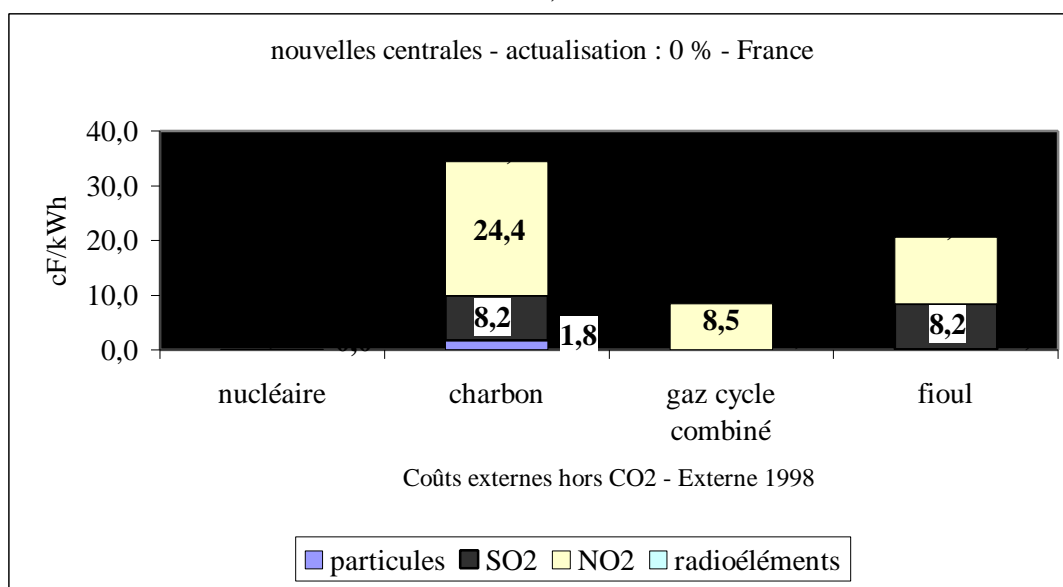
Les résultats de 1998 pour les coûts externes hors effet de serre et en fonctionnement normal, tendent à creuser l'avantage du nucléaire par rapport au gaz et aux autres combustibles fossiles.

Le tableau suivant donne ces résultats qui sont illustrés par le graphique ci-après.

Tableau : Coûts externes de la production d'électricité selon la filière utilisée en France - résultats ExternE 1998<sup>341</sup>

cF/kWh	charbon	gaz	fioul	nucléaire
particules	1,8	0,0	0,2	0
SO2	8,2	0,0	8,2	0
NO2	24,4	8,5	12,2	0
radioéléments	-	-	-	0,2
total	34,4	8,5	20,6	0,2

Figure : Coûts externes en cF/kWh hors effet de serre de la production d'électricité en France, selon ExternE 1998.



- **Les coûts externes du CO2**

Les coûts externes du CO2 ont été également recalculés, en prenant en compte les résultats obtenus en 1995 par l'IPCC. Les nouvelles valeurs adoptées pour ExternE sont présentées comme des intervalles de valeur, les bornes de ces intervalles correspondant à diverses hypothèses sur la valeur de la vie humaine ou le taux d'actualisation

Pour la première version de l'étude ExternE, qui date de 1995, le coût externe de la tonne de CO2 équivalent était comprise entre 2 à 20 Euros – soit entre 13 et 130 francs par tonne -.

Les valeurs adoptées pour l'étude ExternE de 1998 sont largement supérieures, comme l'indique la figure suivante. Les valeurs sont désormais comprises entre 18 et 46 Euros / tonne de CO2 équivalent – soit entre 118 et 302 F / tonne de CO2

<sup>341</sup> A. Rabl et JV Spadaro, Coûts externes et décisions à long terme des électriciens, Paris, novembre 1998.

équivalent. La méthode utilisée est toujours celle des dommages, dont on a vu précédemment les limites.

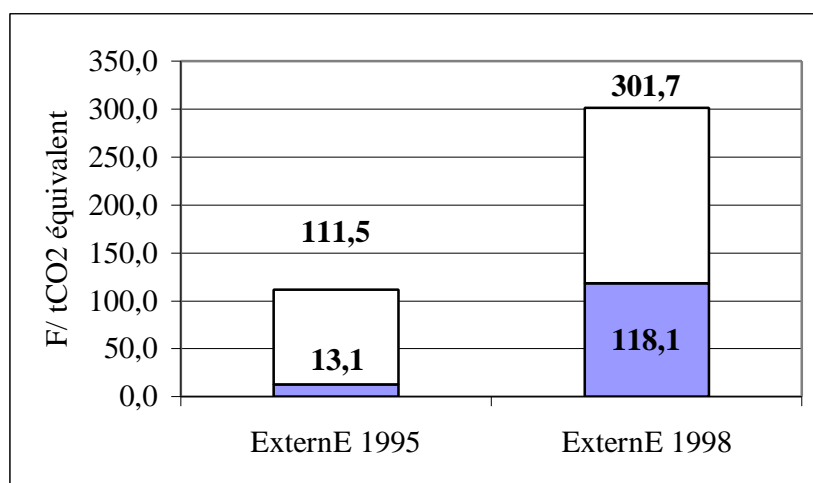
La révision à la hausse du coût de la tonne de CO<sub>2</sub> est due la prise en compte nouvelle de la mortalité anticipée résultant d'un réchauffement climatique – par exemple, inondations, vagues de chaleur, malaria, etc.-.

En outre, et c'est là le facteur décisif, la valeur utilisée de la vie humaine est nettement plus élevée que dans l'étude précédente. Pour déterminer cette valeur, on ne procède pas par la méthode de la valorisation du capital humain<sup>342</sup> qui prendrait comme seule référence le PIB/habitant.

Un transfert fictif de ressources au profit des pays en développement est effectué afin de rapprocher les valeurs de la vie humaine dans les pays en développement de celles utilisées dans les pays industrialisés.

Pour les calculs de 1998 relatifs à la France, l'étude ExternE adopte finalement la valeur centrale de 29 Euros / tonne de CO<sub>2</sub> équivalent, soit 189 francs par tonne de CO<sub>2</sub> équivalent.<sup>343</sup>

Figure : Ajustement des coûts externes du CO<sub>2</sub> entre 1995 et 1998, selon l'étude ExternE



On voit que la modification de la « valeur » de la vie humaine entre les deux études ExternE 1995 et ExternE 1998 conduit à faire passer le coût de la tonne de CO<sub>2</sub>équivalent de 38,1 à 188,7 F<sup>344</sup>, soit une multiplication par près de 5 du coût.

<sup>342</sup> Voir plus loin la discussion des méthodes de calcul de la « valeur » de la vie humaine.

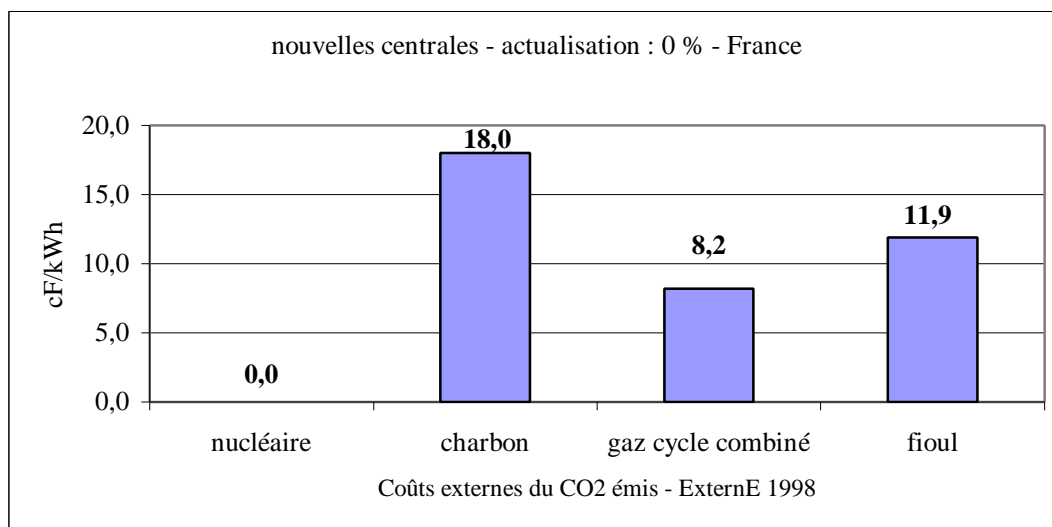
<sup>343</sup> Cette valeur centrale est la moyenne géométrique des deux valeurs extrêmes.

<sup>344</sup> Les deux valeurs moyennes sont des moyennes géométriques.



Ceci montre bien le rôle clé de la valeur de la vie humaine, dans l'estimation du coût externe du CO<sub>2</sub> par la méthode des dommages et les limitations de cette dernière.

Figure : Coûts externes du CO<sub>2</sub> émis par les centrales électriques en France en cF/kWh selon ExternE 1998.



La Commission indique clairement les limites de l'exercice ExternE pour le cas du nucléaire. Les estimations ne sont pas jugées fiables pour les accidents nucléaires, les déchets radioactifs à haute activité, la prolifération nucléaire et le terrorisme. Ces lacunes pourraient être significatives et doivent être clairement soulignées pour toute évaluation

**D. .... L'évaluation monétaire des conséquences d'un accident grave**

Les différentes évaluations de la compétitivité des différentes filières présentées précédemment correspondent au fonctionnement normal d'une centrale nucléaire.

Si les conséquences d'un accident grave devaient être incorporées au coût du kWh, le nucléaire serait-il encore compétitif ? Telle est la question qui semble fondamentale à nombre d'observateurs.

On a vu précédemment les difficultés d'évaluer les dommages entraînés par un accident nucléaire grave. L'approche par l'évaluation des risques présente des insuffisances manifestes en terme de vraisemblance, du fait de la non-acceptation par le public des dires d'experts.

On examine dans la suite les conclusions des méthodes classiques et celles des nouvelles méthodes.

En réalité, il semble bien que l'approche monétaire touche à ses limites dans le cas difficile à traiter des accidents très peu probables.

Sans doute faudrait-il en premier lieu comparer entre eux les risques d'accidents liés à chacune des filières.

Sans doute faudrait-il également sur ce sujet raisonner avec une méthode faisant appel aux courbes d'indifférence entre le gain en termes de revenus et le risque d'accident et donc mettre au point une autre approche – spécifique cette fois – pour le traitement des accidents.

**1. .... L'évaluation du coût d'un accident résultant de l'approche par les risques**

L'étude ExternE propose dans sa version 1995 une évaluation du coût d'un accident. Le tableau suivant en présente les résultats principaux.

Tableau : Estimation du coût d'un accident grave rapporté au kWh produit

scénario (terme source)	% du coeur rejeté dans l'atmosphère	probabilité de fusion du coeur	probabilité conditionnelle	coût total (millions de francs)	coût pondéré par la probabilité (millions de francs par réacteur et par an) (Col. F) <sup>345</sup>	coût rapporté au kWh (cF / kWh)
(Col. A)	(Col. B)	(Col. C)	(Col. D)	(Col. E)	(Col. F) <sup>345</sup>	(Col. G) <sup>346</sup>
ST23	0,01 %	10 <sup>-5</sup>	0,81	2 827	0,0197	0,0033
ST22	0,1 %	10 <sup>-5</sup>	0,19	21 900	0,0394	0,0059
ST21	1 %	10 <sup>-5</sup>	0,19	112 113	0,2099	0,0302
ST2	10 %	10 <sup>-5</sup>	0,19	546 049	1,0363	0,1509

La probabilité d'occurrence d'un accident de fusion du coeur du réacteur est assortie d'une probabilité de rupture de l'enceinte de confinement. Cette probabilité conditionnelle est évidemment déterminante pour la gravité de l'accident.

Les statistiques de NUREG montrent que dans 81 % des cas d'incident sur le coeur, il n'y a pas de rejet. C'est pourquoi dans le cas de l'accident le moins pénalisant correspondant au scénario ST23, la probabilité de fusion du coeur est multipliée par le coefficient de 0,81. Au contraire, les mêmes statistiques indiquent que dans 19 % des cas d'accident, il y a rejets dans l'atmosphère. Le coefficient de 0,19 est donc appliqué à la probabilité de fusion du coeur pour les autres scénarios et en particulier le scénario de référence (ST21).

Suivant cette méthode, le coût externe de l'accident de référence (SZT21) est de 0,03 centime par kWh.

## 2. Les nouvelles approches par l'aversion pour le risque

Le CEPN a recalculé en 1998 le coût d'un accident grave correspondant au scénario ST21. Les coûts indirects de l'accident sur l'économie régionale ont été intégrés. D'autre part, l'approche d'aversion du risque a également été utilisée. Les différents résultats obtenus sont indiqués au tableau suivant.

<sup>345</sup> Col. F = (Col. C)\*(Col. D)\*(Col. E)

<sup>346</sup> Col. G = (Col. F) / 7 TWh, 7 TWh correspondant à la production annuelle d'un réacteur 1300 MWe

Tableau : Evaluations 1995 et 1998 du coût d'un accident nucléaire, selon ExternE<sup>347</sup>

coût d'un accident rapporté au kWh produit	cF / kWh
<b>1995</b>	
coût de l'accident de référence (ST21) selon l'évaluation par le risque	0,0302
<b>1998</b>	
coût de l'accident de référence, après augmentation de 25 % des coûts indirects sur l'économie régionale	0,0308
coût révisé après application d'un coefficient d'aversion pour le risque de 20	0,616
coût social incluant le coût direct d'un accident (actualisation au taux de 3 %)	0,1312

Les dernières estimations intègrent une révision à la hausse pour mieux tenir compte des effets d'un accident nucléaire sur l'économie régionale. On considère en effet désormais les effets directs de l'accident sur l'économie locale, considérée dans un rayon de moins de 100 km. Aux coûts directs de relogement et aux pertes de production, s'ajoutent les effets de la baisse d'activité sur l'économie locale. C'est pourquoi ces coûts directs sont augmentés de 25 %.

Par ailleurs, un coefficient d'aversion pour le risque de 20 a été appliqué pour tenir compte des acquis des nouvelles méthodes (voir plus haut).

Enfin, une actualisation au taux de 3 % a été appliquée, afin de tenir compte du fait que les conséquences d'un tel événement se produisent à long terme. Ce taux apparaît comme un moyen terme entre les taux généralement choisis pour les durées de 30 ans et le taux intergénérationnel qui pourrait convenir pour intégrer les conséquences sanitaires héréditaires.

Le coût d'un accident grave, selon les derniers calculs ressort donc finalement à 0,1312 centime par kWh.

### **3..... Les limites de l'évaluation du coût d'un accident**

Si l'on accepte le principe de la méthode de l'évaluation par le risque, éventuellement complétée par l'incidence de l'aversion pour le risque, de multiples paramètres sont révisables.

D'une part, bien sûr, le terme source, la probabilité d'accident mais aussi la probabilité conditionnelle pourraient être fixés à d'autres niveaux, encore que les valeurs adoptées soient vraisemblables. On peut s'étonner aussi que l'accident de référence n'inclut pas de décès accidentel dans l'installation concernée.

D'autre part l'impact sur le fonctionnement de l'économie pourrait être réévalué.

---

<sup>347</sup> J. Lochard, The External Costs of the French Nuclear Fuel Cycle, CEPN, Juin 1998.

Par ailleurs, les évaluations actuelles ne tiennent pas compte des dommages sur l'environnement, telles que la perte éventuelles d'espèces végétales ou animales et donc l'altération de la biodiversité.

Enfin, les dommages qualitatifs ne sont pas non plus valorisés, alors que le « *pressium doloris* » en cas d'accident peut être considérable pour les populations concernées.

Les résultats des nouvelles méthodes d'approche conduisent à une ré-estimation des coûts des accidents. Si cette ré-estimation ne semble pas non plus entraîner l'adhésion, c'est parce qu'en réalité l'approche économique toute entière de ce type de problème heurte la sensibilité.

En tout état de cause il semble bien que l'analyse du risque et l'analyse des compétitivités doivent rester disjointes parce qu'elle n'appartienne pas au même ordre de réalités.

Il paraît en définitive indispensable de comparer terme à terme d'une part les compétitivités économiques des différentes filières et d'autre part les risques d'accident correspondant à chacune d'entre elles. A cet égard, il serait judicieux de pouvoir comparer les risques d'accident nucléaire englobant l'ensemble du cycle nucléaire avec les risques relatifs à la filière charbon englobant les accidents miniers ou avec ceux de la filière gaz en incluant les accidents survenant sur le réseau ou chez les utilisateurs.

## **E. Des incertitudes chiffrées**

Le calcul d'erreur est inséparable de toute méthode scientifique de mesure d'un phénomène, quel qu'il soit. Toute mesure présente une incertitude. En particulier, dans les cas de mesure de phénomènes physiques, toute valeur centrale est assortie d'une erreur relative d'un certain pourcentage lié à la précision de l'appareil de mesure. Au demeurant, le calcul d'erreur est toujours un exercice indispensable d'humilité et de réflexion sur la valeur des résultats trouvés.

Pour autant, dans la vie courante, l'usage est malheureusement à la publication de chiffres bruts, sans aucune mention de la précision avec lesquels ils sont déterminés. Rares sont les médias qui rendent compte des incertitudes relatives aux sondages, par exemple, ou qui assortissent les prévisions économiques des probabilités de réalisation qui conviennent.

L'étude ExternE a, quant à elle, récemment exposé une approche originale et prometteuse visant à déterminer les marges d'erreur pour les valeurs des coûts externes calculés pour la France<sup>348</sup>.

Dans le cas des coûts externes de la production de l'électricité, il ne peut y avoir de mesure directe des dommages à l'environnement ou à la santé. En conséquence, le calcul des marges d'erreur des évaluations proposées repose sur la détermination des lois statistiques que suivent les différents phénomènes et sur celle des liens qui peuvent exister ou non entre les différentes variables.

Pour exposer les grandes lignes de la méthode proposée dans l'étude ExternE, il est utile de commencer par les polluants classiques pour lesquels les résultats des calculs semblent les mieux justifiés, pour aller ensuite vers les considérations concernant les radioéléments qui ne constituent encore qu'une première approche..

### **1. La portée théorique du problème**

Le problème est simple à énoncer. Sachant qu'une centrale thermique émet plusieurs types de polluants, comment peut-on calculer l'incertitude sur le coût externe de ces rejets ?

L'objectif dans ce type de problème est de déterminer la loi de probabilité suivie par le coût externe total et en premier lieu de savoir de quelles variables dépend ce coût.

---

<sup>348</sup> A. Rabl and JV Spadaro, Damages and Costs of Air Pollution : an Analysis of Uncertainties, Environment International, Vo. 25, n°1, 1999.

Il existe une réponse théorique à cette question, celle apportée par la méthode de Monte Carlo.

La méthode de Monte Carlo permet de résoudre la question statistique de l'estimation d'une fonction dépendant de plusieurs variables<sup>349</sup>.

Cette méthode consiste en premier lieu à déterminer la distribution de probabilités de chacune des variables indépendantes. On constitue ensuite un échantillon représentatif sur la base d'une table de nombres au hasard. Cet échantillon permet d'estimer la fonction.

La méthode de Monte Carlo concerne le cas d'une fonction de variables indépendantes les unes des autres. C'est une condition essentielle à son application.

Cette méthode n'est pas utilisée dans le cas des coûts externes car elle est complexe et longue à mettre en oeuvre. Une méthode de substitution a été mise au point dans le cadre du projet ExternE.

Il s'agit d'une méthode d'approche que l'on pourrait qualifier de méthode d'ingénierie, c'est-à-dire une méthode qui cherche en premier lieu à résoudre les problèmes d'indétermination et à définir des ordres de grandeur. L'objectif n'est pas d'apporter un modèle théorique détaillé et fondé dans tous ses éléments. Le but est d'essayer de trouver une estimation aussi bonne que possible des valeurs recherchées et d'apporter des résultats dont les ordres de grandeur soient plausibles.

## **2..... Les incertitudes des coûts externes des polluants émis par les centrales thermiques à combustible fossile**

Le résultat essentiel d'ExternE pour le calcul des incertitudes relatives aux coûts externes des polluants classiques (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, poussières) est que les dommages de ces polluants peuvent être calculés à partir d'une formule multiplicative. En conséquence, les différents types de coûts externes correspondants peuvent valablement être additionnés.

- ***Le dommage total causé par un polluant est le produit de plusieurs variables***

La méthode proposée par ExternE repose sur le fait que les dommages occasionnés par les polluants classiques peuvent être estimés avec une formule multiplicative.

---

<sup>349</sup> V. Giard, Statistique appliquée à la gestion, 7<sup>ème</sup> édition, Economica, Paris, 1995.

$$D = D_{\text{uni}} = f_{\text{E-R}} \cdot \rho_{\text{uni}} \cdot Q / k_{\text{uni}} \quad (\text{A})$$

avec

D :	dommage
$f_{\text{E-R}}$ :	pente de la fonction dose-réponse
$\rho_{\text{uni}}$ :	densité des récepteurs
Q :	quantité de polluants émise par la source
$k_{\text{uni}}$ :	vitesse de disparition (cm/s)

La formule ci-dessus permet de calculer le nombre de décès par quantité émise de polluants. Sa validité a été testée et confirmée dans le cas des polluants classiques sur 50 sites en Europe.

Les auteurs du volet incertitude d'ExternE montrent que la loi de distribution statistique correspondante est une loi « *log normale* ». Mais qu'est-ce qu'une loi de probabilités « *log normale* » ?

La distribution de probabilités d'une variable  $x$  est « *log normale* » lorsque le logarithme de  $x^{350}$  suit une distribution normale. Pour mémoire, la densité de probabilité de la loi Normale est indiquée ci-après.

Figure : Densité de probabilité de la loi Normale

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left[ \frac{x - \bar{x}}{\sigma} \right]^2} \quad (\text{B})$$

Dans le cas de chacun des polluants SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> et poussières, on peut estimer les différents paramètres du dommage, selon la formule (A). Les observations montrent que la plupart d'entre eux suivent une loi « *log normale* ».

Peut-on considérer pour autant que le dommage, produit des paramètres suivant une loi « *log normale* » suit lui-même une loi « *log normale* » ? Par ailleurs, une centrale électrique d'une technologie donnée émettant plusieurs types de polluants, peut-on à partir de l'évaluation du dommage de chacun de ces polluants calculer le dommage total ?

---

<sup>350</sup> Si  $z=10^y$ , alors  $\log z = y$ .



- ***La loi de probabilités suivie par la somme de plusieurs variables***

Le théorème de la limite centrale indique que si plusieurs variables aléatoires indépendantes suivent la même loi de probabilité, la somme de ces variables tend à suivre une loi normale à condition que le nombre de ces variables soit grand.

Dans le cas considéré, à savoir les polluants dits classiques émis par une centrale thermique à charbon ou à gaz, les paramètres du dommage (formule A) et les polluants émis sont peu nombreux. Pour l'analyse statistique, le nombre de variables n'est donc pas grand. Le théorème de la limite centrale ne s'applique donc pas.

L'étude Externe propose en conséquence une méthode pour surmonter cette difficulté. Cette méthode consiste à estimer l'écart type pour chacune des variables, à comparer les valeurs de ces écarts types et à en déduire une proposition pour avancer.

La proposition d'ExternE est que, dans la mesure où les écarts types de chacune des variables ne sont pas très différents les uns des autres, on peut considérer en première approximation que la somme de variables suivant une loi « *log normale* » de paramètres proches les uns des autres, suit elle-même une « *loi log normale* ».

Si les écarts types des paramètres et les dommages occasionnés par chacun des paramètres sont proches les uns des autres, alors le problème est résolu selon ExternE.

Les deux points clés de la méthode sont donc les suivants : la distribution « *log normale* » des paramètres et la cohérence des écarts types.

- ***La possibilité d'en déduire des intervalles de confiance***

Compte tenu des caractéristiques de la loi de probabilités « *log normale* » qui sert de base à l'analyse, la moyenne et l'écart type diffèrent de ceux utilisés classiquement avec une loi normale. On utilise ici d'une part la moyenne géométrique notée  $\mu_g$  et d'autre part l'écart type géométrique noté  $\sigma_g$ . Il est possible de définir, comme avec une loi normale, des intervalles de confiance.

Les intervalles de confiance pour une variable x suivant une loi « *log normale* » sont indiqués dans la figure suivante.

Figure : intervalle de confiance pour une loi « *log normale* »

$$\frac{\mu_g}{\sigma_g} \leq x \leq \mu_g \sigma_g \quad \text{probabilité : 68 \%}$$

$$\frac{\mu_g}{\sigma_g^2} \leq x \leq \mu_g \sigma_g^2 \quad \text{probabilité : 95 \%}$$

• *Les valeurs des écarts types pour les paramètres et pour les dommages*

Le constat de base fait dans la méthode d'évaluation des incertitudes proposée par ExternE est que les écarts types des différents paramètres sont proches les uns des autres, ainsi que le tableau ci-après le montre.

Tableau : Caractéristiques statistiques des paramètres du coût externe des émissions de particules pour les centrales thermiques au charbon

étape du chemin d'impact	Nature de la loi de distribution de probabilités	écart type géométrique		
		Fonction dose-réponse : mortalité chronique	Fonction dose-réponse : mortalité aigüe	Fonction dose-réponse : hospitalisation
Emission	log normale (approximativement)	1,2	1,2	1,2
Dispersion	log normale	2	2	2
durée	log normale (probablement)	-	-	1,2
nombre d'années de vie perdues	log normale (probablement)	1,5	4	
valeur statistique de la vie	log normale	2	2	
valeur de l'année de vie perdue	inconnue	1,3	1,3	
total		4,0	6,6	2,9
sous total (sans la valeur statistique de la vie)		3,2	5,6	2,9

### **3..... Les incertitudes des coûts externes du CO2**

La question qui se pose à propos du CO2 dans l'application de la méthode des externalités est double.

Il s'agit d'une part de savoir quelle marge d'erreur on doit affecter aux estimations relatives au CO2. Il s'agit d'autre part de déterminer si le coût externe dû au CO2 peut être ajouté aux autres coûts. Ces deux questions sont essentielles dans la mesure où la prise en compte du CO2 dans les coûts externes peut conduire à réviser l'utilité des différentes filières de production de l'électricité vis-à-vis de la protection de l'environnement.

Deux paramètres ont une influence particulière sur les évaluations du coût des émissions de CO2. Ce sont d'une part le valeur attribuée à la vie humaine et d'autre part le montant de l'élévation du niveau des mers.

Les différentes évaluations produites dans l'étude ExternE, au demeurant très dispersées, obéissent à une loi de distribution log normale. Le facteur de dispersion est de 2 à 3. Par précaution, un facteur de 4 est adopté, dans la mesure où toutes les incertitudes ne sont pas prises en compte.

Dans cette hypothèse, on peut justifier l'ajout du coût externe du CO2 aux autres coûts externes

Si l'on admet – sans pour autant que des explications soient nécessaires à cet égard - que les estimations des coûts du CO2 suivent une loi de distribution log normale, alors il est possible d'ajouter le coût externe dû au CO2 aux autres coûts.

La valeur recommandée par ExternE en 1998, est, on l'a vu plus haut, comprise entre 18 et 46 Euro / tCO2, contre des évaluations de 2 à 17 Euros / tCO2.

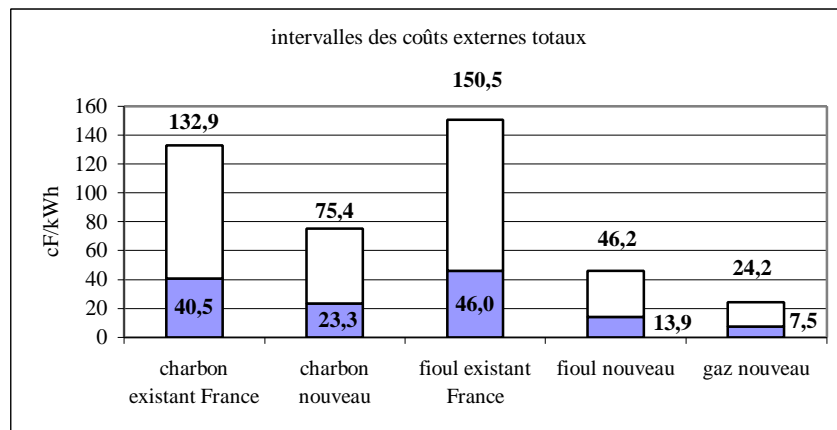
- ***Le coût externe total du kWh produit avec les combustibles fossiles***

La figure suivante rend compte des incertitudes sur les coûts externes totaux du kWh produit avec les combustibles fossiles. Les chiffres relatifs à une énergie en particulier doivent être lus de la manière suivante.

Les coûts externes totaux relatifs à la production d'électricité avec une centrale thermique de nouvelle génération sont compris 23,3 et 75,4 centimes par kWh, avec une probabilité de 95 %.

Ou bien encore, la probabilité pour que les coûts externes du kWh produit avec un cycle combiné à gaz soient compris entre 7,5 et 24,2 centimes est de 95 %.

Figure : Intervalles des valeurs des coûts externes totaux de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles correspondant à une probabilité de 95 %



#### 4. Les incertitudes concernant les coûts externes des énergies renouvelables

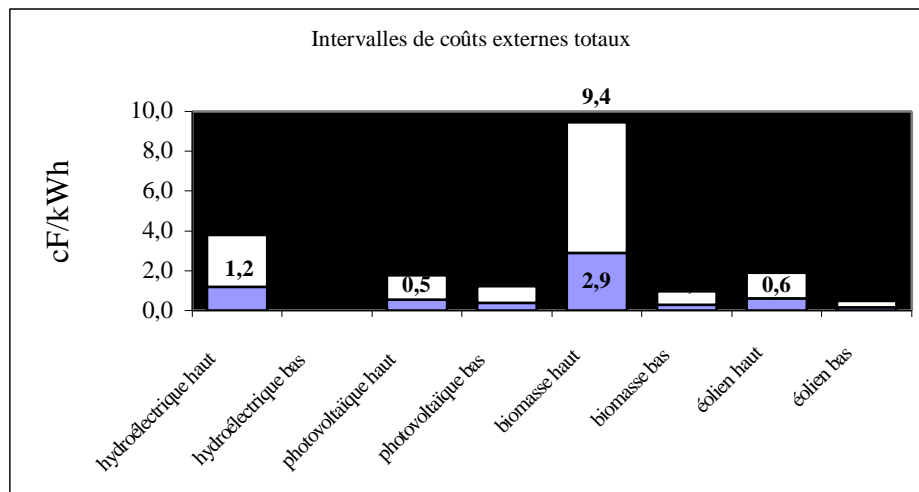
Les coûts externes des énergies renouvelables sont faibles au regard de l'expérience actuelle.

Sur la base des coûts déterminés par les différentes équipes en charge des différentes parties, des calculs d'incertitude ont été effectués selon la même méthode que celle exposée pour les polluants atmosphérique des centrales thermiques classiques.

Toutefois, compte tenu de l'importance très grande du site et de l'emprise au sol pour les coûts externes générés par une installation hydroélectrique ou une éolienne, les équipes ExternE ont produit diverses estimations, dont la plus haute et la plus basse ont à chaque fois été retenues pour les calculs d'incertitude.

On trouvera ci-après les résultats de ces calculs. Comme la précédente, cette figure représente les intervalles de valeurs des coûts externes correspondant à une probabilité de 95 %, ce qui veut dire que, selon la méthode précitée, la probabilité que le coût externe de l'éolien dans l'hypothèse basse soit compris entre 0,1 et 0,5 est de 95 %.

Figure : Intervalles des valeurs des coûts externes totaux de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles correspondant à une probabilité de 95 %



## 5. Le cas du nucléaire

Le calcul d'incertitude concernant le coût externe du nucléaire repose sur les caractéristiques statistiques des différents impacts, telles qu'indiquées au tableau suivant.

Le cas traité est bien évidemment celui du fonctionnement normal. Le tableau suivant récapitule la connaissance statistique que l'équipe d'ExternE chargée des évaluations a de chacun des impacts.

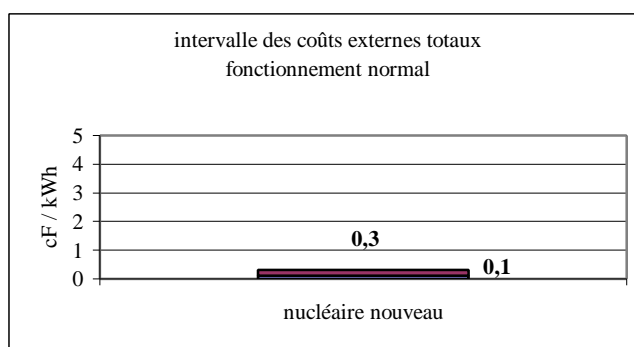
Tableau : Caractéristiques statistiques des paramètres du coût externe des émissions de radioéléments

étape du chemin d'impact	Nature de la loi de distribution de probabilités	Cancers dus aux radioéléments écart type géométrique
émission	log normale (approximativement)	1,5
dispersion	log normale	2
facteur pour les chemins autres que l'inhalation	log normale (probablement)	2 à 5
pente de la fonction dose-réponse pour un risque unitaire	indéterminée	2
facteur d'efficacité <sup>351</sup>		2,5
% des décès		1,3
nombre d'années de vie perdues	log normale (probablement)	1,5
valeur statistique de la vie	log normale	2
valeur de l'année de vie perdue	inconnue	1,3
total		6,1 – 9,9
sous total (sans la valeur statistique de la vie)		5,2 – 8,8

Malgré les inconnues statistiques, l'équipe d'ExternE estime possible de considérer que les évaluations du coût externe total du nucléaire suivent une loi log normale d'écart type géométrique 6.

L'intervalle de coût externe du nucléaire serait donc de 0,1 à 0,3. Autrement dit, la probabilité que le coût externe soit compris entre 0,1 et 0,3 cF / kWh est de 95 %.

Figure : intervalle des valeurs du coût externe total du kWh nucléaire pour des installations nouvelles



\*

<sup>351</sup>  $H = D \cdot Q$ , avec H : dose exprimée en Sv ; D : quantité d'énergie exprimée en Joule/kg ; Q : facteur d'efficacité.

L'étude ExternE a récemment exposé une approche originale et prometteuse visant à déterminer les marges d'erreur pour les valeurs des coûts externes calculés pour la France.

Cette approche a pour objectif de définir une courbe enveloppe pour les résultats des coûts externes, en se basant sur les caractéristiques statistiques de la distribution des valeurs proposées pour les différents coûts.

Ainsi, compte tenu des incertitudes sur les émissions, sur la dispersion, sur l'exposition et sur les effets sanitaires, et au terme de raisonnements complexes sur les méthodes d'estimation, ExternE définit des intervalles de confiance assortis de probabilités pour toutes les filières considérées dans leur *fonctionnement normal*.

Il reste que les incertitudes sur les coûts des accidents graves semblent hors de portée des moyens d'analyse actuels.

\*

### *Conclusion*

Il semble désormais établi que l'étude ExternE constitue une avancée méthodologique de nature à guider très utilement les travaux d'évaluation des coûts externes de la production d'électricité.

Si des progrès restent à faire en matière d'évaluation des dommages, quelquefois sur des points capitaux, il convient toutefois que le Secrétariat d'Etat à l'industrie l'intègre à sa réflexion concernant l'évaluation des coûts de référence de la production d'électricité.

Il paraît par ailleurs souhaitable que, dans la mesure où la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> a été décidée par les gouvernements, l'impact de celle-ci sur le coût du kWh soit pris en compte.