Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
Rue de l'Industrie, 26-38
1040 Bruxelles
Tél. : 02/289.76.11
Fax : 02/289.76.09

COMMISSION DE RÉGULATION
DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ

ÉTUDE

(F)20100506-CDC-968

sur

« la structure de coûts de la production d'électricité par les centrales nucléaires en Belgique »

menée en application de l'article 23, §2, 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

6 mai 2010

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES 2

INTRODUCTION 4

I. METHODOLOGIE 6

I.1. Coûts de production 6
I.2. Coûts externes 7

II. CAS : BELGIQUE 10

II.1. Hypothèses 10
II.2. Composantes de coût 14
II.2.1. Dépenses combustibles : C_{fuel} 14
II.2.1.1. Cycle du combustible 14
II.2.1.2. Déterminant de C_{fuel} pour 2007 16
II.2.1.3. Benchmark 20
II.2.1.4. Conclusion 21
II.2.2. Coûts d'exploitation : $C_{exploit}$ 21
II.2.2.1. Coûts de personnel 22
II.2.2.2. Coûts d'assurance 22
II.2.2.3. Divers 34
II.2.2.4. Quote-part SPE 35
II.2.2.5. Benchmark 36
II.2.3. Coût d'amortissement : C_{dep} 40
II.2.4. Provisions : C_{prov} 42
II.2.4.1. Esquisse de la situation 42
II.2.4.2. Détermination de C_{prov} pour 2007 45
II.2.5. Aperçu du coût de production moyen 47
II.2.6. Coûts externes 48
II.2.6.1. Introduction 48
II.2.6.2. Coûts externes résultant du cycle du combustible 51
II.2.6.3. Coûts externes consécutifs à un accident nucléaire 58
II.2.6.4. Coûts externes totaux 64

III. MARGE DE L'EXPLOITANT NUCLEAIRE 70

III.1. Estimation de la marge 2007 70
III.2. Rectificatif de l'étude (F)091015-CDC-892 73

IV. CONCLUSION 76

LISTE DES TABLEAUX 79

LISTE DES FIGURES 81

ANNEXE 1 : 82

COUTS DE PRODUCTION 82

ANNEXE 2 : 83

PRESSURIZED WATER REACTOR (PWR) 83

ANNEXE 3 : DETAIL DU COUT DU COMBUSTIBLE FACTURE PAR ELECTRABEL A SPE 85

ANNEXE 4 : 86

CONVENTION DE PARIS 86

ANNEXE 5 : PROVISIONS SITUATION 2000 89

ANNEXE 6 : 90

COUTS EXTERNES ET ANALYSE D'IMPACT 90

ANNEXE 7 : 91

EXTERNE : ACCIDENTS NUCLEAIRES GRAVES 91

BIBLIOGRAPHIE 92

INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ (CREG), sur la base de l'article 23, §2, 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, peut, d'initiative ou à la demande du Ministre ou d'un gouvernement de région, effectuer des recherches et des études relatives au marché de l'électricité. Depuis la parution de la loi[1] du 8 juin 2008, la CREG est en outre chargée d'une mission supplémentaire, à savoir assurer un *monitoring* permanent du marché, tant au niveau du fonctionnement du marché qu'au niveau des prix. C'est à la lumière de ces deux dispositions qu'il convient de lire la présente étude.

Le 11 mars 2009, la CREG a reçu une lettre du ministre du Climat et de l'Énergie contenant une copie d'une lettre du ministre à Greenpeace. Dans cette lettre, le Ministre indique qu'il accède à la demande[2] de Greenpeace de charger la CREG d'une étude sur la structure de coûts de la production d'électricité provenant des centrales nucléaires en Belgique. L'objectif final est de réaliser une estimation des « *bénéfices monopolistiques* » que les producteurs réalisent sur leurs activités nucléaires. Ces bénéfices peuvent être exprimés sous la forme d'une marge (€/MWh) entre le prix de vente de l'énergie et le coût de production moyen, mais aussi comme un montant absolu estimé (€).

Le présent texte peut être divisé en quatre grandes parties. La première partie est intégralement consacrée aux éléments qui déterminent le prix de l'électricité. Elle établit d'abord une distinction importante entre les concepts de *coût de production* et de *coût externe*. À partir de ce cadre théorique, la deuxième partie présente une analyse de la structure de coûts des centrales nucléaires belges. Chaque composante de coût sera traitée séparément et, sur la base des chiffres disponibles, sera exprimée en termes monétaires. Il ne s'agit pas d'un exercice facile, étant donné que différentes composantes de coût sont notamment caractérisées par une grande incertitude, une faible probabilité et un horizon temporel très éloigné. Nous pensons ici respectivement aux coûts relatifs au traitement, au stockage et au dépôt des déchets, d'une part, et aux coûts liés à un accident nucléaire éventuel, d'autre part. Sans oublier que le secteur nucléaire est caractérisé par une certaine

[1] Loi du 8 juin 2008 : Loi portant des dispositions diverses : Titre IX. Énergie, Chapitre 1 : Modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité; Moniteur belge, 16 juin 2008, p. 30553.

[2] La lettre initiale au ministre, demandant de charger la CREG de la présente étude, était une initiative commune de Greenpeace, Test Achats, la CSC, la FGTB, Inter-Environnement Wallonie et le Bond Beter Leefmilieu.

mystique. C'est ainsi que des motifs de confidentialité sont fréquemment invoqués pour ne pas publier de données chiffrées.

Une troisième partie propose une estimation de la marge réalisée au moment de l'analyse par les exploitants nucléaires. Le prix nucléaire obtenu est ainsi mis en rapport avec le prix de vente de l'énergie et multiplié par la production nucléaire.

Enfin, une quatrième partie est consacrée à la conclusion.

Cette étude a été approuvée par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 6 mai 2010.

I. METHODOLOGIE

1. L'analyse de la structure de coûts d'une technologie de production spécifique en général et d'une unité de production en particulier (par ex. une centrale nucléaire) peut s'effectuer à plusieurs niveaux. Dans le cas des centrales électriques, la littérature établit surtout une différence entre les concepts de *coûts de production* (directs) et de *coûts externes* (externalités). Pour pouvoir jauger correctement les différentes alternatives[3] (par ex. l'énergie éolienne par rapport au nucléaire), il est souhaitable de tenir compte des deux sortes de coûts. Dans la pratique, nous constatons toutefois que les coûts externes sont souvent ignorés ou ne sont mentionnés qu'à titre qualitatif[4].

I.1. Coûts de production

2. Par coût de production, on entend généralement le coût relatif à un certain processus de production ayant pour objectif la fabrication d'un produit final. Ce coût *total* peut grosso modo être divisé en deux catégories : les *coûts totaux fixes*, d'une part, et les *coûts totaux variables*, d'autre part. Les coûts fixes sont (à court terme) indépendants du niveau de production (ex. : coût d'amortissement). Les coûts variables sont en revanche caractérisés par leur dépendance au niveau de production (ex. : dépenses combustibles).

3. Le coût (de production) *moyen* pour une quantité de production donnée représente le coût total imputable à ce niveau de production, divisé par la production. Le coût moyen est, tout comme le coût total, la somme d'une partie fixe et d'une partie variable. Le coût fixe moyen baissera toujours lorsque la production augmente. Ainsi, un doublement de la production se traduit implicitement par la division par deux des coûts fixes moyens.

4. Le coût *marginal* est la mesure dans laquelle le coût total varie à la suite d'une modification de la production d'une unité. Comme les coûts fixes totaux ne varient pas en fonction de la production, les coûts fixes marginaux sont (à court terme) toujours nuls. Implicitement, cela signifie que les coûts marginaux sont des coûts marginaux variables, c'est-à-dire que les coûts totaux variables évoluent à la suite de la modification de la production d'une unité.

---

[3] Bonduelle, A., et Lefevre, M., Débat sur l'Énergie et les Tensions Environnementales (DETENTE) « Éole ou Pluton ? » 2003, Rapport commandité par Greenpeace, 2003, 67p.
[4] CE Delft, 2007, Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland : De vergeten kosten in beeld, 122p.

5. Ces concepts relatifs aux coûts seront très souvent utilisés dans le texte qui suit. Le coût marginal de la dernière centrale engagée (la centrale marginale) est déterminant pour le prix du marché de l'énergie (cf. III. Marge de l'exploitant nucléaire). Le coût moyen d'une centrale électrique donnée est donc important pour déterminer la marge (par rapport au prix du marché) de la centrale. Les concepts de coûts sont repris sous la forme de graphiques et leurs relations mutuelles sont expliquées à l'Annexe 1.

6. En science économique, l'analyse se limite en général à la description et à la quantification des concepts de coûts que l'on vient de mentionner. On ne tient compte que des composants qui, pour le producteur (le propriétaire du processus de production) signifient effectivement un coût direct, autrement dit des éléments pour lesquels le producteur a dû consacrer des moyens financiers. Il arrive souvent que les effets (coûts) externes du processus de production ne soient (consciemment ou non) pas pris en considération.

7. La prise de conscience grandissante du changement climatique et du réchauffement de la terre ainsi que l'attention croissante portée aux questions d'environnement ont toutefois conduit à la naissance, dans le secteur de l'électricité, de nouveaux intérêts et de nouveaux marchés (par ex. pour les droits d'émission de CO_2). Dans cette problématique, les coûts externes (consécutifs à la production d'électricité) occupent souvent une place centrale.

I.2. Coûts externes

8. Par coûts externes, la science économique entend les coûts relatifs à un processus de production avec des conséquences négatives pour les possibilités de production et de consommation d'autres acteurs, sans paiement de compensations[5]. Il s'agit, en d'autres termes, des effets secondaires d'un processus qui ne sont pas supportés par l'entreprise ou le producteur. Implicitement, cela signifie que ces coûts doivent être supportés par d'autres parties : les pouvoirs publics, le contribuable, l'environnement, etc. Dans le cas de la production d'électricité, on mentionne notamment comme coûts externes les émissions de toute nature (CO_2, SO_2, etc.), les effets sur la santé découlant de rayonnements radioactifs, les accidents, le traitement et le stockage des déchets. La très grande partie des coûts qui accompagnent ces effets ne sont pas comptabilisés dans le prix final de l'électricité : ils ne sont pas *internalisés*.

[5] Eyckmans, J., & Pepermans, G., 2003, Is er een toekomst voor kernenergie in België ?, CES KU Leuven, 15p.

9. Le fait de ne pas prendre en compte les coûts externes peut être déterminant dans le choix[6] des producteurs de privilégier une certaine technologie de production plutôt qu'une autre. En effet, lorsque les coûts externes sont effectivement internalisés, le prix de la technologie de production augmente. L*'internalisation* des coûts réduit, *ceteris paribus*, la marge pour le producteur et son intérêt à investir dans cette technologie. Le rapport entre les coûts de production (directs) et les coûts externes varie très fortement d'une technologie à l'autre. La création de conditions de concurrence équitables (*level playing field)* où tous les coûts sont comptabilisés dans le prix de l'énergie produite est dès lors souhaitable mais n'est pas toujours simple.

Le fait de ne pas prendre en compte les effets externes implique que le fonctionnement du marché est perturbé et que le résultat le plus souhaitable[7] n'est pas atteint. Si le marché ne corrige pas lui-même ces effets externes, une intervention des pouvoirs publics est souhaitable. La manière dont cette intervention des pouvoirs publics doit être menée est une question qui sort du champ de la présente étude, mais en règle générale, il est admis qu'une intervention conforme au marché (par ex. une taxe environnementale) conduit à de meilleurs résultats que l'utilisation de prescriptions technologiques (cf. note de bas de page 5).

10. Une difficulté majeure à propos des coûts externes est celle de leur quantification. L'expression en termes monétaires des effets externes est en effet rendue complexe par plusieurs facteurs. D'une part, pour de nombreuses externalités, il n'existe pas de marché ou de commerce, ce qui implique qu'il n'existe pas de prix du marché. D'autre part, la quantification des effets externes va de pair avec l'analyse des risques, les théories des probabilités et un horizon temporel allant parfois jusqu'à des milliers ou des dizaines de milliers d'années[8]. Cela signifie que, pour parvenir à une expression en termes monétaires, il faut recourir à un prix fictif (*shadow pricing)* [9]. Il existe différentes manières de déterminer le prix fictif bien qu'en général on distingue deux groupes : les *coûts de dommage* et les *coûts de prévention*. Nous y reviendrons dans la partie II.2.6. Coûts Externes.

---

[6] Par exemple : supposons que les producteurs d'électricité ne reçoivent d'autorisation de production pour une centrale nucléaire que s'ils déclarent accepter une responsabilité illimitée dans le cas d'un accident nucléaire.

[7] Pour les économistes, le résultat le plus souhaitable est un optimum de Pareto : une situation où le bien-être d'un individu ne peut être amélioré sans détériorer le bien-être d'au moins un autre individu.

[8] Pour de plus amples informations sur la méthodologie en matière de calcul des risques et des dommages et de coûts externes de l'énergie nucléaire, voir notamment CE DELFT, 2008, Externe kosten van kernenergie: Hoe zwaar wegen calamiteiten ?, 31p.

[9] *Shadow pricing: the arbitrary assignment of monetary values to non-marketed goods.*

11. Un élément important dans cet exercice est le choix du taux d'actualisation appliqué. Comme nous l'avons déjà indiqué, certains effets externes ne se produiront que dans un avenir lointain. L'impact du taux d'actualisation sur l'expression en termes monétaires d'un effet externe est donc très important. Par exemple, un coût futur de 100 000,00 € dans 10 ans avec un taux d'actualisation de 6 % ou de 4 % correspond aujourd'hui à une valeur de respectivement 55 839,48 € et 67 556,42 €. Le même montant dans 100 ans, avec un taux d'actualisation de 6 % ou de 4 %, correspond aujourd'hui à une valeur de respectivement 294,72 € en 1 980,00 €. Les montants très loin dans l'avenir peuvent par conséquent être considérés aujourd'hui comme sans valeur. Certains auteurs[10] plaident dès lors pour l'application d'un taux d'actualisation de 0 % pour déterminer une limite supérieure aux coûts externes.

12. La problématique des coûts externes est abordée plus en détail dans la partie II.2.6. Coûts Externes.

[10] Davidson, M.D., A Social Discount Rate for Climate Damage to Future Generations Based on Regulatory Law, p.55-72.

II. CAS : BELGIQUE

II.1. Hypothèses

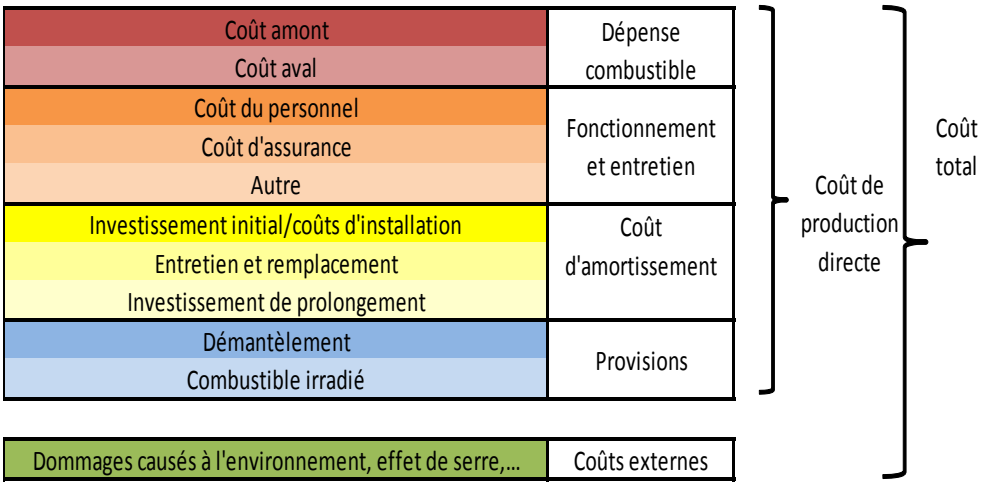
13. Cette partie s'efforce de présenter une estimation aussi juste que possible du coût moyen (€/MWh) de la production d'électricité via le parc nucléaire belge, et ceci pour l'exploitant nucléaire[11].

14. La période couverte par l'analyse se situe à la fin de l'année 2007. Le choix de cette période est une conséquence de la disponibilité de données fiables au moment du lancement de cette étude. Cela permet de réduire les suppositions et d'augmenter la pertinence de l'exercice.

15. En outre, il a été choisi d'estimer le spectre complet des coûts de la production d'électricité via le parc nucléaire belge. Dans un premier temps, on a calculé le coût direct de production. Un chapitre distinct présente une estimation des coûts externes. Pour ces derniers, la CREG se base principalement sur les études du projet ExternE de la Commission européenne.

16. Le tableau suivant donne un aperçu des composantes de coût nucléaire qui seront traitées dans la présente étude.

Figure 1 : Aperçu des composantes de coût nucléaire



[11] Par exploitant nucléaire, il faut comprendre Electrabel (GDF/Suez).

17. Le rapport entre les différentes composantes qui sont effectivement prises en compte dans le prix varie d'une source à l'autre. Eyckmans et Pepermans partent du principe, pour un réacteur du type PWR[12] que le prix d'un MWh nucléaire est constitué pour 60 % des coûts d'investissement[13], pour 20 % des dépenses combustibles et pour 20 % des coûts d'entretien et de fonctionnement. KPMG[14] se base sur une répartition comparable : 65 % pour la construction et le financement, 11 % pour les dépenses combustibles et 21 % pour les coûts d'entretien et de fonctionnement. Les 3 % restants sont attribués aux coûts de gestion des déchets et de démantèlement[15].

18. Pour pouvoir exprimer chacune des composantes de coût de la Figure 1 en termes monétaires, une lettre[16] a d'abord été envoyée à Electrabel et à SPE. Une première réaction d'Electrabel a été reçue le 20 mai 2009. SPE a réagi par une lettre en date du 9 juin 2009. Le matériel chiffré livré n'était pas de nature à permettre de déduire le coût de production moyen. D'autres acteurs du secteur nucléaire ont par conséquent été contactés. C'est ainsi qu'une lettre a été envoyée à Synatom (la société qui gère les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires belges et le cycle du combustible) et à l'ONDRAF (l'Organisme National des Déchets Radioactifs et des matières Fissibles enrichies). Synatom a réagi le 10 septembre 2009 par une lettre[17] :

> *« Synatom estime ne pas tomber sous le coup de la loi électricité : en effet, elle n'est ni producteur, ni distributeur, ni fournisseur, ni intermédiaire au sens défini par la loi électricité.*
> *Nous sommes donc libres de transmettre votre demande d'information à Electrabel SA, en priant celle-ci de donner à votre demande la suite qui convient. »*

L'ONDRAF a pour sa part a apporté sa collaboration. Une rencontre a été organisée sur place et la CREG a reçu des informations complémentaires le 25 septembre 2009[18].

---

[12] PWR= Pressurized Water Reactor, le type de réacteur qui est opérationnel à Doel et à Tihange.
[13] Pour le parc nucléaire belge actuel, ce rapport n'est plus d'application puisque toutes les centrales sont intégralement amorties et le coût d'amortissement est minime (négligeable).
[14] KPMG, 2007, Belgian Nuclear power plants: impact of prolonged operational lifetime, 29p.
[15] Selon la World Nuclear Association, les coûts de gestion des déchets et de démantèlement font partie des dépenses combustibles (le cycle aval). Chacun de ces éléments représente +/- 5 % du coût de production.
Le Nuclear Energy Institute (NEI) se base, pour un PWR de 1 000 MW (comparable à Tihange 2 et 3, et à Doel 3 et 4) aux États-Unis pour l'année 2007, sur les proportions suivantes : 27 % pour les dépenses combustibles (y compris pour les coûts de gestion des déchets) et 73 % pour les coûts d'entretien et de fonctionnement. Le NEI tient compte, dans le coût de combustible, du coût de la gestion des déchets (+/- 4,5 % du coût de production total). Les coûts de démantèlement ne sont pas repris dans le concept des coûts de production.
[16] Lettres CREG : DIRP/GCA/NCO/kfe/09/109 et DIRP/GCA/NCO/kfe/09/110 en date du 15 avril 2009.
[17] Référence de la lettre : 200.400 - 65.427 – gc/cl
[18] Référence de la lettre : MBR/mvl/2009-2044

19. De plus, des informations pertinentes ont été obtenues au cours des rencontres avec des employés/représentants d'Electrabel, de SPE et du Service public fédéral Économie.

20. Pour pouvoir le mieux possible cadrer et vérifier ces chiffres, les documents du Comité de contrôle de l'électricité et du gaz (CCEG) ainsi que des études (inter)nationales ont été consultés.

21. Outre les facteurs de coût, la production des centrales constitue également un paramètre qui influence le coût de production moyen (€/MWh). Le parc nucléaire belge se compose de sept centrales nucléaires, réparties sur deux sites : Doel (4) et Tihange (3). En Belgique, tout comme dans les autres pays européens, ces centrales ont été construites et mises en service dans les années 70 et 80. Le tableau ci-après donne un aperçu des unités, accompagnées de leur date d'entrée en service et de leur puissance installée individuelle à la fin 2007.

Tableau 1: Parc de production nucléaire en Belgique

Unité	Date de la mise en service industrielle	Puissance développable nette (MW)	Total par site
Doel			2.839,5
Doel 1	15 février 1975	392,5	
Doel 2	1er décember 1975	433	
Doel 3	1er octobre 1982	1.006	
Doel 4	1er juillet 1985	1.008	
Tihange			2.985,0
Tihange 1	1er octobre 1975	962	
Tihange 2	1er février 1983	1.008	
Tihange 3	1er septembre 1985	1.015	
Total			5.824,5

Source : Rapport d'activité Electrabel 2007, réponses d'Electrabel et de SPE à des lettres de la CREG.

Le parc nucléaire total[19] assurait en 2007 une capacité totale de 5 824,5 MW. Depuis lors, des autorisations de production[20] ont été octroyées pour le développement de 122 MW en

[19] La capacité nucléaire développable totale évolue depuis 1985 à la suite de révisions intermédiaires et de remplacements au cœur des centrales de production (générateur de vapeur, rotor, stator, etc.). La capacité totale installée à l'origine en 1985 était de 5 415 MW, elle est aujourd'hui de 5 824,5 MW et atteindra 5 946 MW à la fin 2010. Le présent texte (sauf indications expresses contraires) travaille avec la capacité installée en 2007 et la production y afférente.

termes de capacité supplémentaire. Cette capacité élargie a été mise en service en 2010 et fait suite à des investissements de remplacement (générateurs de vapeur, rotors et stators). Les réacteurs sont tous de type PWR[21].

22. La production des centrales nucléaires est notifiée chaque mois par Elia (le gestionnaire du réseau de transmission) à la CREG dans le cadre du calcul du paramètre N_c. Le tableau ci-après indique la production par centrale pour la période[22] 2002-2007.

Tableau 2: Production (MWh) des centrales nucléaires pour la période 2002-2007

	Doel 1	Doel 2	Doel 3	Doel 4	Tihange 1	Tihange 2	Tihange 3	Total	Utilisation (%)
2002	3.087.304	3.091.237	7.912.937	7.928.668	7.566.844	7.928.668	7.983.728	45.499.385	89,79%
2003	3.024.596	3.142.623	7.870.794	7.781.230	7.990.433	7.600.973	7.661.534	45.072.183	88,34%
2004	2.979.058	2.940.222	7.935.891	7.499.034	7.587.396	8.496.934	7.898.157	45.336.692	88,86%
2005	3.062.649	3.506.722	7.962.734	7.394.835	6.810.954	7.890.014	8.707.531	45.335.439	88,85%
2006	3.100.483	3.399.318	7.708.735	7.461.966	8.186.914	7.219.316	7.237.585	44.314.317	86,85%
2007	**3.028.971**	**3.483.142**	**7.697.092**	**8.496.877**	**7.055.899**	**8.751.569**	**7.339.396**	**45.852.946**	**89,87%**

Source : ELIA

23. En moyenne (période 2002-2007), la production nucléaire s'élève à 45.235.160 MWh par an. Cela correspond à une utilisation[23] des capacités de 88,76 %. Cette production couvre environ 55 % de la consommation totale en Belgique.

24. Les chiffres représentent la production totale, comme si toute l'énergie produite appartenait à Electrabel (l'exploitant nucléaire). En fait, différentes entreprises ont une participation dans l'une des unités nucléaires belges. C'est ainsi que SPE[24] disposait en 2007 d'une participation (*quote-part*) de 4 % dans Doel 3 et 4 et Tihange 2 et 3, et qu'EDF a une participation dans Tihange 1 de 50 %. Cependant, comme la lettre du 15 avril 2009 demandait à Electrabel de *« fournir tous les chiffres comme si Electrabel était propriétaire à 100 % des 7 unités nucléaires belges »,* il convient de conserver la même logique pour ce qui concerne la production. L'analyse de la manière dont le décompte s'établit entre les différentes parties n'est pas un objectif de la présente étude. Toutefois, les factures

[20] Concrètement, cela concerne trois autorisations de production octroyées par le ministre : Doel 4 (40 MW; 17/8/2007), Tihange 3 (40 MW; 13/11/2007) et Doel 1 (42 MW; 18/02/2008).
[21] Davantage d'explications sur ce type de réacteur sont reprises dans l'Annexe 2 : Pressurized Water Reactor (PWR).
[22] Pour la période 2002, sur la base de l'Annexe 2 du document CGEE 4168 *Adaptation du calcul du paramètre Nc – Dossier Technique* et d'une capacité installée de 5.784,5 MW, on atteint une production nucléaire de 45.499.385 MWh.
[23] Pour calculer le taux d'utilisation, nous multiplions la capacité installée (MW) par 24 (h) (nombre d'heures dans une journée) et ensuite par 365 (nombre de jours dans une année). Cela donne pour 2007 : 5 824,5 MW*24 h*365 = 51 022 620 MWh. Nous situons la production réelle par rapport à ce seuil maximal. Pour 2007, cela donne : 45 852 946 MWh/51 022 620 MWh ou 89,87 %.
[24] Depuis le 1er mars 2009, la participation de SPE dans ces quatre centrales est passée à 10,2 %.

qu'Electrabel envoie à SPE, dans le cadre de la *quote-part* de SPE, fournissent des informations complémentaires.

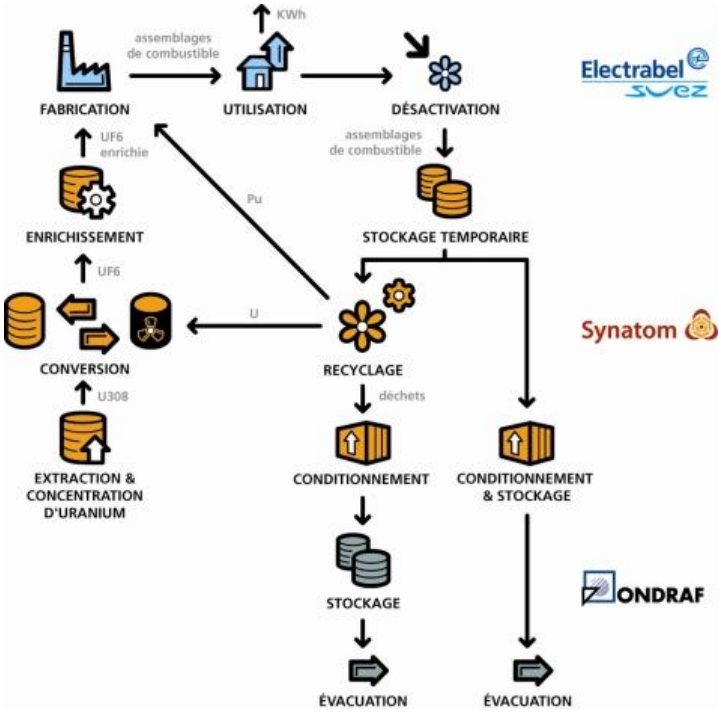
II.2. Composantes de coût

II.2.1. Dépenses combustibles : C_{fuel}

II.2.1.1. Cycle du combustible

25. En Belgique, la gestion du cycle du combustible est actuellement confiée dans son intégralité à une seule entreprise, à savoir Synatom, filiale à 100 % d'Electrabel. Synatom[25] gère la totalité du cycle des centrales nucléaires belges et est propriétaire des éléments de combustible. Le cycle du combustible peut être divisé en un cycle amont (ou *front-end*) et un cycle aval (ou *back-end*). La figure ci-dessous donne un aperçu de cette structure.

Figure 2 : Cycle du combustible



Source : Synatom

[25] Synatom était initialement un regroupement de participations d'entreprises électriques belges dans des projets nationaux et internationaux (le Syndicat pour l'étude de centrales nucléaires de grande puissance, constitué en 1965). Depuis 1977, Synatom se focalise sur le cycle du combustible. Par la loi, Synatom est devenue en 1980 une société de droit public à 50 %. La part de l'État était détenue depuis 1983 par la Société nationale d'investissement. (Source : Laes, E. et al, 2007, Kernenergie (on)besproken, Acco, 367p). Outre la gestion du cycle du combustible, la loi du 11 avril 2003 confie également à Synatom la gestion des provisions pour le démantèlement et la gestion des matières fossiles irradiées.

26. Le cycle amont comprend l'approvisionnement en uranium (achat ou production d'uranium, U), la conversion de U en UF_6 (Uranium Hexafluoride), l'enrichissement et la fabrication des éléments combustibles. Le cycle aval consiste en la gestion du combustible irradié après son déchargement du réacteur (stockage temporaire puis retraitement ou entreposage définitif).

27. Pour ce qui concerne le cycle aval, on distingue généralement un *cycle fermé* et un cycle *ouvert*. Dans le cas d'un cycle fermé, le combustible irradié est recyclé et retraité pour la fabrication de nouveaux éléments combustibles. L'uranium utilisé est ainsi renvoyé vers l'unité de conversion où il est de nouveau converti en UF_6. Le plutonium est libéré et transféré vers une unité qui compose des éléments combustibles. Le plutonium est généralement traité en éléments MOX. Ces éléments MOX (*mixed oxides*) sont composés de plutonium et d'uranium. Il s'agit d'éléments combustibles à part entière qui peuvent être utilisés dans des centrales nucléaires. En Belgique, toutefois, on ne fait pas (pour l'instant) appel à cette option du retraitement. Cela implique qu'il n'y a pas (pour l'instant) en Belgique de libération de plutonium.

28. Dans un cycle ouvert, le combustible irradié est conditionné et stocké temporairement sur le site en attendant une destination définitive. Ce stockage temporaire est nécessaire afin de faire baisser la température du combustible utilisé. Il s'effectue à Doel dans des containers, à Tihange dans des piscines de stockage.

29. Au niveau politique[26] en Belgique, on avait au départ opté pour le retraitement, autrement dit pour le cycle fermé. Entre 1976 et 1978, des contrats ont été conclus entre Synatom et la COGEMA[27] pour le retraitement de 140 tonnes de combustible utilisé. Cette stratégie du retraitement a été observée pendant une longue période puis, dans les années 1980, aucun nouveau contrat de retraitement n'a été signé. Le combustible utilisé était encore envoyé à La Hague (en France) selon les dispositions des contrats précités, mais les conceptions relatives au combustible utilisé se trouvaient à un tournant. Tout compte fait, le cycle fermé a été adopté pour 671,5 tonnes de combustible utilisé, avec retraitement à La Hague, transport et retour des déchets vitrifiés[28] vers la Belgique. En 1993, le gouvernement

[26] Laes E. et al, 2007, Kernenergie (on)besproken, p.84 : par ex. dans le premier rapport de la Commission des Sages (1976), dans le *Livre blanc* sur la politique de l'énergie (1979), ou plus tard dans les résolutions issues du débat parlementaire sur l'énergie (1982-1983).
[27] COGEMA : Compagnie Générale de Matières Nucléaires.
[28] La vitrification des déchets est une conséquence du choix du retraitement. Le retraitement est la première étape d'un processus de recyclage qui permet de séparer les 97 % de matériaux réutilisables pour la production d'électricité des 3 % de déchets radioactifs. Ces produits combustibles hautement radioactifs sont mélangés à très haute température avec un type de verre spécialement

a décidé de renoncer (à titre temporaire) au cycle fermé et a opté à nouveau pour le cycle ouvert. En attendant une décision définitive, Synatom stocke actuellement le combustible utilisé à proximité des centrales nucléaires.

30. Aucun choix définitif n'a encore été opéré en Belgique en matière d'entreposage. Ce dernier peut s'effectuer en surface bien que de nombreuses recherches soient également consacrées à l'entreposage souterrain (par ex. dans des couches d'argile). L'avenir dira quelle option est la plus intéressante.

31. La raison pour laquelle nous citons ces différentes options en matière de cycle aval est qu'elles jouent un rôle dans la détermination du prix unitaire que les exploitants nucléaires doivent payer à l'ONDRAF pour la gestion de leurs déchets nucléaires. Ces options jouent un rôle dans la méthodologie qui définit le niveau des provisions. L'ONDRAF fixe les provisions pour les combustibles irradiés sur la base de la solution la plus onéreuse, à savoir le retraitement. Une certaine sécurité est ainsi garantie.

II.2.1.2. Déterminant de C_{fuel} pour 2007

32. Comme indiqué dans la description des hypothèses, l'obtention de données cohérentes et fiables n'a rien d'une sinécure. Pour la détermination du coût du combustible pour le parc nucléaire belge, la source la plus évidente est Synatom. Cette dernière, dans sa lettre du 10 septembre 2009, a cependant indiqué qu'elle ne tombait pas sous le coup de la loi électricité et a donc renvoyé la question de la CREG à Electrabel.

33. Electrabel a fourni, via sa lettre du 20 mai 2009, les données suivantes :

Tableau 3a: Coût du combustible (€) pour toutes les centrales nucléaires en Belgique

[Confidentiel]

Lorsque nous divisons ces valeurs par la production totale reprise dans le Tableau 2, nous obtenons le résultat suivant :

---

produit pour l'occasion. Le mélange est ensuite versé dans un container en acier inoxydable qui est hermétiquement fermé. Le verre choisi est chimiquement stable et très compact, et il est comparable à la lave vitrifiée de formation naturelle qui ne subit pas le moindre changement pendant plusieurs millions d'années. Les containers où l'on verse les déchets vitrifiés sont des cylindres en acier inoxydable de 1,34 m de haut et 43 cm de diamètre. (Source : Terugkeer van verglaasd afval vanuit Frankrijk naar België : Transporten van verglaasd afval in alle veiligheid, 2002).

Tableau 3b: Coût du combustible (€/MWh) pour toutes les centrales nucléaires en Belgique

[Confidentiel]

34. Nous constatons que le coût total du combustible pour la période 2002-2006 a connu une baisse relativement importante [confidentiel]. On observe toutefois une légère progression en 2007. Si nous examinons en détail les différentes données de production, nous constatons que l'évolution de la partie amont est limitée dans le temps et est dans une large mesure tributaire des fluctuations du prix de l'uranium. Comme ce prix est fixé par Synatom dans des contrats d'achat à long terme, il s'agit d'un élément constant (cf. infra). La partie *fabrication* évolue à peine et tourne autour de [confidentiel]. Enfin, la partie *aval* a connu un net recul [confidentiel] sur la période 2002-2007 et atteint [confidentiel] en 2007.

35. Sur la base de ces données, on obtient, pour 2007, un coût du combustible de [confidentiel]. Selon Electrabel, ce chiffre est le même pour chaque unité nucléaire :

> *« Depuis 1995, les coûts de carburant sont calculés au niveau du parc nucléaire : chaque unité nucléaire a par conséquent les mêmes dépenses combustibles par unité de production. Les dépenses combustibles totales sont ventilées par unité au prorata de leur part dans la production totale d'énergie par an. »*

36. Dans les paragraphes qui suivent, nous comparons ce chiffre avec des données provenant d'autres sources. Une première source est la facturation d'Electrabel à SPE pour sa *quote-part* dans Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3. Sur la base du Tableau 2, nous calculons dans le tableau ci-après la *quote-part* de SPE dans la production de 2007.

Tableau 4: *Quote-part* de SPE (4 %) dans la production (MWh, 2007)

[confidentiel]

37. À partir de la facturation mensuelle d'Electrabel à SPE, la CREG a obtenu pour l'année 2007 les dépenses combustibles pour Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3. La proposition et l'explication détaillées sont reprises à l'Annexe 3. Seul le résultat final est repris ici.

Tableau 5: Coût du combustible en 2007

[confidentiel]

38. Ces chiffres révèlent principalement deux choses : tout d'abord, nous constatons que dans la facturation à SPE, Electrabel impute un prix différent par centrale, ce qui est contraire aux informations fournies dans la lettre du 20 mai 2009. Ensuite, le prix (HTVA) qui est facturé à SPE est nettement supérieur au prix qui a été obtenu plus haut (cf. point 35). La différence atteint environ [confidentiel]. Nous avons demandé à Electrabel[29] d'expliquer cette marge. La réponse[30] mentionne seulement les dispositions générales pour la facturation du coût du combustible, mais n'aborde pas l'écart :

[confidentiel]

39. Une dernière référence au coût du combustible pour le parc nucléaire belge figure dans le document CGEE[31] (4168) du 23 avril 2003 intitulé *Adaptation du calcul du paramètre Nc – Dossier Technique*. Le Comité de gestion y consacre un paragraphe au « *combustible nucléaire* ». La valeur qui y est retenue pour le coût du combustible en 2002 est de [confidentiel][32]. Elle comprend à la fois les coûts du cycle amont et ceux du cycle aval. Le Comité de gestion indique que le coût du combustible évolue peu durant cette période, avec une légère tendance à la baisse. Cette baisse serait la conséquence de l'effet des produits financiers dans lesquels sont investis les fonds des provisions pour le cycle aval. Sur la base des valeurs du Tableau 3b, on peut constater que cette prévision s'est réalisée. La baisse des dépenses combustibles totales est principalement imputable à une baisse des coûts au stade de l'aval, entre autres s'agissant de la provision pour la gestion des combustibles irradiés (cf. II.2.4. Provisions : C_{prov}).

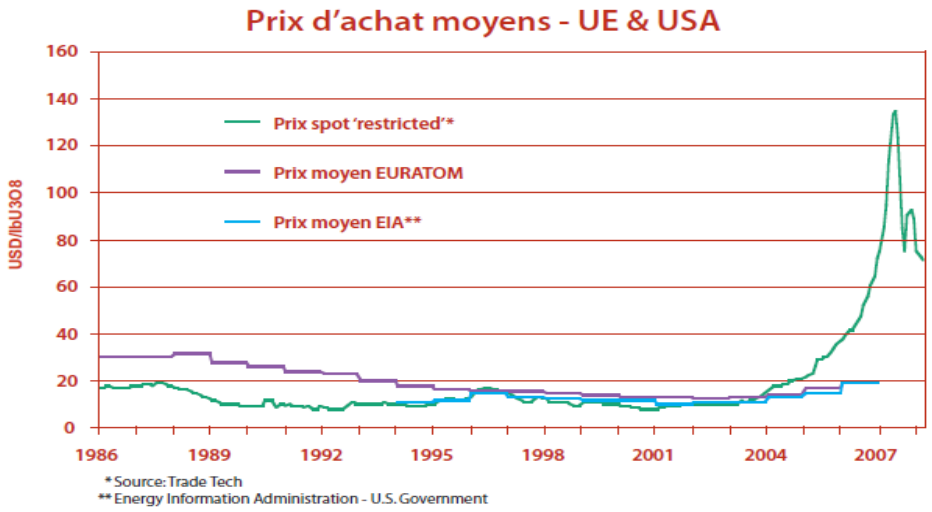
40. Outre les provisions, le prix de l'uranium représente lui aussi un élément important dans l'influence du coût du combustible. Le Comité de gestion (CGEE (4168)) évoque (en 2002) notamment une hausse possible du prix de l'uranium en raison d'une demande accrue due aux nouveaux projets nucléaires (principalement en Asie, en particulier en Chine et en Corée du Sud). Toutefois, on constate que le prix d'achat de l'uranium est bien moins volatile que celui des carburants fossiles comme, par exemple, le gaz naturel et le charbon.

41. Cette caractéristique apparaît également quand on étudie la situation belge. La politique systématique de Synatom est basée sur la conclusion de contrats à long terme et

[29] Mails à M. De Groof les 26 février et 26 mars 2010.
[30] Réponse de M. De Groof le 26 mars 2010.
[31] CGEE = Comité de Gestion des Entreprises d'Electricité ou BCEO = BeheersComité der ElektriciteitsOndernemingen.
[32] Nous constatons que ces [confidentiel] du CGEE (Comité de Gestion des Entreprises d'Électricité) correspondent au chiffre fourni par Electrabel pour 2002 [confidentiel].

la constitution de stocks conformément aux recommandations d'Euratom. Cette stratégie a eu pour résultat qu'au cours des vingt dernières années, les prix d'approvisionnement de Synatom ont chaque fois été inférieurs à ceux de ses homologues européens (Source : Rapport annuel Synatom 2007). En constituant des stocks, Synatom peut « attendre », avant de conclure de nouveaux contrats à long terme, le moment où les conditions sont les plus favorables. Ce faisant, les effets de la spéculation sur le marché de l'uranium ne se reflètent qu'à peine sur le prix de l'uranium payé par Synatom. Ce phénomène est illustré dans le graphique ci-dessous.

Figure 3: Prix moyen d'achat de l'uranium dans l'UE & aux USA



Source : Rapport annuel Synatom 2007

Le prix d'achat moyen, tant dans l'UE qu'aux USA, montre peu de volatilité. Durant les années 90, ce prix a connu une baisse constante tandis que depuis le début des années 2000, il est légèrement reparti à la hausse. Toutefois, l'évolution du prix d'achat (2007 : +/- 20 $/pond)[33] contraste avec le pic spectaculaire que le prix spot a connu en juillet 2007. Depuis la fin 2004, le prix de l'uranium a grimpé sur le marché spot (conséquence de la spéculation) jusqu'à des hauteurs inconnues (juillet 2007 : 135 $/pond). Cette forte poussée s'explique par un certain nombre d'événements non récurrents en 2003, qui ont conduit à une réduction temporaire de l'offre : une inondation a eu lieu dans l'une des plus importantes mines du Canada, les livraisons contractuelles russes qui sont couplées aux contrats de démantèlement des armes nucléaires ont été remises en question et une usine de conversion a interrompu ses activités, privant le monde occidental d'un quart de ses capacités.

[33] 1 pond = 0,454 kg; 1kg = 2,203 ponds => 44,06 $/kg

42. Ces constatations relatives aux prix d'achat de l'uranium expliquent l'évolution des chiffres pour le stade amont dans le Tableau 3b; une tendance baissière jusqu'en 2005 suivie d'une légère progression.

II.2.1.3. Benchmark

43. La comparaison des composantes de coût doit être réalisée avec prudence. S'agissant des dépenses combustibles, il faut avant tout veiller à comparer des réacteurs du même type. La grande différence entre les générateurs de la deuxième génération (par ex. PWR) et ceux de la troisième génération (par ex. EPR) réside dans le fait que la nouvelle technologie a besoin de moins de combustible pour une production identique (centrales plus efficientes) et qu'elle produit relativement moins de déchets.

44. Ensuite, il importe de savoir ce que l'on calcule dans les dépenses combustibles. S'agissant du cycle amont, il y a en général peu de différence, tandis que le calcul des coûts relatifs au cycle aval varie d'un pays à l'autre.

45. Une fois tous ces éléments pris en compte, les chiffres du Nuclear Energy Institute (USA) offrent une bonne base de comparaison. Cet institut dispose de données à jour sur le secteur nucléaire américain. Le type de réacteur analysé est un PWR de 1 000 MW, comparable aux centrales belges (cf. Tableau 1). Pour 2007, le coût constaté pour les dépenses combustibles est de 5,00 $/MWh. Converti au taux de change moyen de 2007 (1$ = €0,72959), cela donne 3,65 €/MWh. Ce chiffre est nettement inférieur aux [confidentiel] obtenus sur la base des chiffres d'Electrabel.

46. Un coup d'œil sur la composition du coût du combustible en Belgique et aux États-Unis donne une indication des postes où l'on peut constater une différence[34]. La figure suivante indique l'importance (en %) du coût de chaque phase[35] du cycle du combustible.

Figure 4 : Coût du combustible : Belgique *vs* USA (2007)

[confidentiel]

47. En Belgique, l'importance des coûts n'est pas très différente en amont et en aval. Aux États-Unis, en revanche, le coût du cycle amont est bien plus important (+/- 75 %) que

[34] Le taux de change avantageux de l'euro par rapport au dollar constitue un facteur important, que nous ne considérerons pas ici. Si nous supposons une situation de un pour un, *ceteris paribus*, nous devons comparer 4,7 $/MWh avec [confidentiel].

[35] Pour les USA, les composantes uranium, enrichissement et conversion sont regroupées dans la catégorie amont.

le coût du cycle aval. Ce phénomène est principalement la conséquence de la très faible contribution (17 %) aux dépenses combustibles de la composante gestion des déchets (en chiffres absolus 1 $/MWh).

II.2.1.4. Conclusion

48. La CREG retient pour 2007 des dépenses combustibles de [confidentiel], comme indiqué par Electrabel. L'évolution des dépenses combustibles (Tableau 3b) est conforme à ce qui peut être déduit d'autres documents (tant pour le cycle amont que pour le cycle aval). La valeur pour 2002 est similaire à celle qui figurait dans le document du Comité de gestion (CGEE (4168)). Les évolutions qui ont été rapportées depuis sont conformes à ce que l'on peut retrouver dans d'autres documents : d'une part, une baisse constatée des coûts dans le cycle aval (à la suite de la diminution des provisions pour la gestion du combustible irradié) ; d'autre part, en 2007, une légère augmentation des coûts dans le cycle amont (à la suite de la hausse des cours de l'uranium depuis 2005).

II.2.2. Coûts d'exploitation : $C_{exploit}$

49. Les coûts d'exploitation représentent une deuxième composante de coût importante. En fonction de la source et de l'approche, ces coûts recouvrent des éléments différents. Dans un premier temps, nous partirons dans ce texte des informations fournies par Electrabel le 20 mai 2009. La réponse d'Electrabel reprend quatre composantes de coût : personnel, assurances, entretien et administration.

50. Contrairement à l'analyse du coût du combustible, il existe peu de sources (secondaires) disponibles auxquelles confronter les informations fournies par Electrabel. Il faut dès lors principalement faire appel à des analyses comparables dans des études (internationales). Par ailleurs, lors d'une réunion (en date du 15/06/2009), Electrabel a indiqué qu'il n'existait pas pour les centrales nucléaires de rapports de management spécifiques au niveau financier, mais seulement au niveau technique.

51. Par conséquent, ce paragraphe doit aussi être considéré comme offrant la meilleure estimation possible sur la base des données disponibles (*best estimate*). Une exception doit être faite pour le poste assurances : cette composante a en effet pu être vérifiée sur la base des polices.

II.2.2.1. Coûts de personnel

52. Pour la période 2002-2007, nous avons résumé les coûts de personnel dans le Tableau 6. De 2002 à 2004, les coûts de personnel connaissent manifestement une tendance baissière. Depuis lors, on observe une stagnation. Pour 2007, les coûts de personnel se montent à [confidentiel].

Tableau 6 : Coûts de personnel

[confidentiel]

II.2.2.2. Coûts d'assurance

53. Les coûts d'assurance d'une centrale nucléaire constituent de manière typique une composante de coût qui peut être caractérisée par une partie internalisée et une partie externe. Le présent paragraphe n'analyse que la partie internalisée, c'est-à-dire les dotations faites par les exploitants nucléaires dans le cadre de leurs polices d'assurance. Le risque non assuré est traité en détail dans la section des coûts externes (II.2.6. Coûts externes).

- *Cadre juridique*

54. Avant d'analyser les chiffres, il est important d'indiquer quelles sont les dispositions juridiques qui déterminent le cadre dans lequel les exploitants nucléaires doivent opérer en Belgique.

55. Au niveau international, il existe deux courants en matière de responsabilité nucléaire : d'une part, le régime de l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) ; d'autre part, le système de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA). Les deux régimes sont constitués de conventions et de protocoles que les pays peuvent ratifier afin de mettre en place un système de responsabilité nucléaire sur leur territoire.

56. Dans le cadre de cette étude, nous approfondirons le régime[36] de l'AEN, l'agence spécialisée au sein de l'OCDE. L'AEN compte 28 membres, situés en Europe (dont la Belgique), en Amérique du Nord et en Asie. Ces 28 membres représentent 85 % des capacités nucléaires installées à travers le monde.

[36] Pour obtenir davantage d'informations sur le régime de l'AIEA : http://www.iaea.org

57. Les principaux instruments de l'AEN sont la Convention de Paris du 29 juillet 1960, la Convention de Bruxelles du 31 janvier 1963 et les protocoles qui les modifient. Le tableau ci-dessous donne un aperçu schématique du régime de responsabilité de l'AEN.

Tableau 7 : Aperçu du régime de l'AEN (OCDE)

	1ère génération	**2ème génération**
Régime AEN	Convention de Paris relatif à la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire, Paris	Protocole modifiant la Convention de Paris du 29 juillet 1960 relatif à la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire
	29/07/1960	*12/02/2004*
	en vigueur au 01/04/1968	*pas encore en vigueur*
	Convention de Bruxelles complémentaire au Traité de Paris du 29 juillet 1960 relatif à la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire, Bruxelles	Protocole modifiant la Convention de Bruxelles du 31 janvier 1963 relatif à la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire
	31/01/1963	*12/02/2004*
	en vigueur au 04/12/1974	*pas encore en vigueur*

Les protocoles, qui modifient les conventions initiales, sont désignés par l'appellation « de deuxième génération ». Enfin, il faut encore mentionner le Protocole commun du 21 septembre 1988, qui lie le régime de responsabilité de l'AEN avec celui de l'AIEA.

58. L'élément important à retenir des conventions et des protocoles est la manière dont ils déterminent la responsabilité et jusqu'à quel montant les parties sont tenues pour responsables en cas d'accident nucléaire. Le tableau qui suit en donne un aperçu.

Tableau 8 : Aperçu du régime de responsabilité de l'AEN (OCDE)

	couverture minimale	responsabilité maximale	tranche 1 à charge de l'opérateur nucléaire	tranche 2 à charge de l'autorité nationale	tranche 3 à charge du pool international des pays contractants
Convention de Paris (29/07/1960) - EN VIGUEUR	5.000.000 droits de tirages spéciaux	15.000.000 droits de tirages spéciaux			
	€ 5.367.300,00	€ 16.101.900,00			
Convention de Bruxelles (31/01/1963) - EN VIGUEUR			au moins 5 millions de droits de tirages spéciaux	entre 5 millions de droits de tirages spéciaux et 175 millions de droits de tirages spéciaux	entre 175 millions de droits de tirages spéciaux et 300 millions de droits de tirages spéciaux
			€ 5.367.300,00	€ 5.367.300 - € 187.855.500	€ 187.855.500 - € 322.038.002
Protocole commun relatif à l'application de la Convention de Vienne et de la Convention de Paris (21/09/1988) - EN VIGUEUR	-	-	-	-	-
Protocole modifiant la Convention de Paris (12/02/2004) - PAS ENCORE EN VIGUEUR		€ 700.000.000,00			
Protocole modifiant la Convention de Bruxelles (12/02/2004) - PAS ENCORE EN VIGUEUR			€ 700.000.000,00	€ 700.000.000 - € 1.200.000.000	€ 1.200.000.000 - € 1.500.000.000

59. Examinons brièvement les principales contributions de chacun de ces conventions et protocoles :

- La Convention de Paris (29/07/1960) est à l'origine du régime de responsabilité de l'AEN. Elle s'articule autour de cinq principes essentiels[37]: *strict liability, legal channeling of the liability to the nuclear operator, limitation of liability, compulsory insurance* et *exclusive jurisdiction of one court.*

- La Convention de Bruxelles (31/01/1963) ajoute un élément important au régime de responsabilité : elle instaure un système dit *three-tier.* Cela implique que lorsque les moyens financiers de l'opérateur nucléaire (*first tier*) ne sont pas suffisants, des moyens complémentaires doivent être apportés par l'État (*second tier*) où se situe l'unité nucléaire, et par le pool international des États signataires du traité (*third tier*). Les implications financières pour chacune des parties sont présentées au Tableau 8.

[37] Pour plus de détails sur ces principes, voir l'Annexe 4.

- Le Protocole commun[38] (21/09/1988) crée un pont entre les deux régimes de responsabilité (AEN et AIEA). Il a pour conséquence que les victimes des parties contractantes à l'une des conventions peuvent également bénéficier des avantages lorsque l'opérateur responsable est signataire de l'autre convention.

- Le Protocole portant modification de la Convention de Paris (12/02/2004) relève la limite de responsabilité de la Convention de Paris de 15 millions de droits de tirage spéciaux supplémentaires[39] (16 769 580,00 €) à 700 000 000,00 €.

Les autres modifications importantes introduites par ce protocole sont les suivantes :

- Le Protocole couvrira un plus large éventail de dégâts que ce n'était le cas précédemment : outre les dommages corporels et matériels, le traité révisé prévoit également la couverture de certaines formes de perte économique, des coûts des mesures pour porter remède aux dommages à l'environnement, de la perte de revenus à la suite de la pollution de l'environnement, et des coûts des mesures de prévention, y compris la perte ou le dommage causé par de telles mesures.

- Le Protocole rend également la Convention de Paris applicable pour les dommages causés par un accident nucléaire dans un État non signataire du traité (y compris les zones maritimes) si cet État (a) est partie contractante à la Convention de Vienne et au Protocole commun, (b) n'a pas d'installation nucléaire sur son territoire, ou (c) dispose d'une législation qui accorde des avantages équivalents sur une base de réciprocité, et qui repose sur des principes identiques à ceux de la Convention de Paris.

[38] Le site Internet précité présente la liste des États membres qui ont adhéré au Protocole commun et cela qu'ils l'aient ou non ratifié dans leur législation nationale.
http://www.iaea.org/Publications/Documents/Conventions/jointprot_status.pdf

[39] Les droits de tirage spéciaux (Special Drawing Rights, SDR) sont un concept qui a été créé par le Fonds monétaire international (FMI) en 1969 dans le but de compléter les réserves officielles de ses membres. À l'origine, la valeur d'un DTS était estimée comme équivalant à 0,888671 grammes d'or (Bretton Woods et étalon-or). La valeur d'un tel droit est actuellement calculée sur la base d'un panier de quatre monnaies internationales : l'euro, le yen japonais, le dollar américain et la livre britannique. Un DTS peut être échangé contre des devises (*freely usable currencies*). La valeur qui est retenue dans cette étude pour procéder à la conversion des DTS en euro est la valeur moyenne pour l'année 2007 : 1 SDR= 1,117972 €.
Pour de plus amples informations sur les droits de tirage spéciaux, voir le site Internet du FMI : http://www.imf.org/external/np/exr/facts/fre/sdrf.htm

- Le Protocole porte à 30 ans (au lieu de 10 ans) le délai de péremption pour les actions en réparation du fait de décès ou de dommages aux personnes.

- Le Protocole portant modification de la Convention complémentaire de Bruxelles (12/02/2004) augmente également, dans la foulée du Protocole portant modification de la Convention de Paris, les limites de responsabilité de l'article 3, comme suit :

  - Une 1e tranche, jusqu'à 700 millions €, à charge de l'opérateur nucléaire ;
  - Une 2e tranche, de 700 millions € à 1,2 milliard €, à charge des autorités nationales ;
  - Une 3e tranche, de 1,2 milliard € à 1,5 milliard €, à charge du pool international des pays signataires.

60. La Belgique a ratifié la Convention de Paris et la Convention complémentaire de Bruxelles. La responsabilité de l'exploitant nucléaire est en outre déterminée par la loi du 22 juillet 1985 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire.

Cette loi spécifie les modalités d'application de la Convention de Paris pour ce qui concerne la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire belge. Le niveau de la responsabilité de l'exploitant a été modifié par la loi du 11 juillet 2000 pour la porter en principe à 297 472 300,00 € par accident nucléaire et par site. Néanmoins, le Roi, par un arrêté décidé en conseil des ministres, peut augmenter ou réduire le montant de la responsabilité de l'exploitant.

61. Le tableau qui suit donne un aperçu de la situation belge.

Tableau 9 : Situation en Belgique

	Convention de Bruxelles	Belgique
tranche 1 à charge de l'opérateur nucléaire	limite fixée par l'Etat, min 5 millions STR	fixé à € 297.500.000 par l'Etat belge
tranche 2 à charge de l'autorité nationale	la différence de la tranche 1 à 175 millions STR	€ 187.855.500
tranche 3 à charge du pool international des pays contractants	la différence de la tranche 2 à 300 millions STR	€ 322.038.000

62. Avant d'entamer l'analyse économique, il convient encore d'examiner le monde de l'assurance nucléaire. Des risques très considérables et exceptionnels comme des accidents nucléaires sont couverts par des associations de différents assureurs, sous la forme de pools d'assurance. Ces pools organisent la couverture du risque nucléaire sur une base nationale. Cela implique que les entreprises nationales qui le souhaitent peuvent couvrir une partie de leur risque nucléaire. Ces pools d'assurance nucléaire assurent une couverture tant pour les propres dégâts de l'exploitant que pour la responsabilité vis-à-vis des tiers[40].

63. Un argument important pour la Commission bancaire, financière et des assurances (CBFA) pour autoriser la formation de pools d'assurance réside dans le fait que cette formule permet aussi aux petites compagnies d'assurances de couvrir une partie du risque. D'autre part, la question se pose, à la lumière d'une expérience de nombreuses années accumulée par les pools, de savoir s'il n'est pas urgent d'autoriser la concurrence entre eux. Ce ne sont pas les différents pools proprement dits qui posent un problème, mais l'exclusion de la concurrence entre ces différents pools : les pools nucléaires nationaux n'assurent en effet que les installations nucléaires situées sur leur territoire. Il semble bien que cette impossibilité de la concurrence n'est pas (ou n'est plus) nécessaire pour couvrir le risque nucléaire, en particulier pour la couverture des risques propres et en matière d'assurance des travailleurs de l'exploitant. Le fait que le marché de l'assurance nucléaire n'est pas concurrentiel a bien entendu un impact sur la hauteur des primes.

64. La couverture des risques nucléaires fournie par SYBAN[41], le pool national d'assurance en Belgique, est souscrite en coassurance par SYBAN à hauteur de son propre risque. Au-delà de ce seuil, SYBAN place, pour le compte commun des membres, l'excédent de couverture nécessaire en réassurance auprès des pools étrangers. De cette manière, un réseau mondial de répartition des risques se trouve mis sur pied, avec l'avantage que les très nombreuses compagnies d'assurances intéressées ne participent

[40] Aux États-Unis, le système est différent. Le pool ANI (American Nuclear Insurers) est depuis 1998 le seul pool d'assurance nucléaire qui offre une couverture dans le cadre de la responsabilité vis-à-vis de tiers. Les dommages propres à l'exploitant sont traités par NEIL (Nuclear Electric Insurance Limited), un système d'assurance mutuelle établi par les opérateurs. En 1999, NEIL a créé une filiale (ONEIL – Overseas Nuclear Electric Insurance Limited) afin de mener également ses activités au plan international.

[41] SYBAN a été constitué le 23 juillet 1957 en tant que Syndicat belge d'assurance et de réassurance des risques nucléaires. Dès cette date, 56 compagnies y ont adhéré, alors que 46 autres donnaient leur accord de principe sous réserve de confirmation ultérieure. Les plus importantes compagnies d'assurances sur le marché belge sont membres de SYBAN. S'agissant d'un syndicat, un membre du pool opère comme *fronting company*. Il existe aussi des pools d'assurance où le pool jouit d'une personnalité juridique propre.

seulement qu'à raison de leurs risques propres[42].

65. La Belgique est également représentée tant dans l'EMANI[43] que dans l'ELINI[44] par l'entremise des entreprises nucléaires suivantes :

- EMANI :
  - ~ Belgoprocess SA (membre assuré)
  - ~ FBFC International SA (membre assuré)
  - ~ SCK-CEN (membre assuré)

- ELINI :
  - ~ Belgoprocess SA (membre assuré)
  - ~ Electrabel SA (membre non assuré)
  - ~ FBFC International SA (membre assuré)
  - ~ SCK-CEN (membre assuré)

- *Analyse économique*

66. Les assurances pour un exploitant nucléaire peuvent être réparties en trois catégories :

- Responsabilité ;
- Dommage ;
- Accidents du travail et santé du personnel.

[42] À leurs risques propres signifie que la participation des diverses compagnies d'assurances n'est pas réassurée.

[43] En réaction aux pools d'assurance nucléaire, et dans le but de faire baisser les primes d'assurance, les opérateurs nucléaires ont créé l'association mutuelle d'assurances EMANI (European Mutual Association for Nuclear Insurance). Cette association d'assurances offre une couverture à ses membres pour certains risques (dommages matériels et arrêt non programmé du réacteur) liés aux installations nucléaires et à d'autres entreprises actives dans le secteur nucléaire dans différents pays européens. Comme l'EMANI est une association mutuelle d'assurances des opérateurs nucléaires, elle offre une capacité supplémentaire et indépendante par rapport aux capacités proposées par les pools nationaux d'assurance.

[44] L'association mutuelle belge d'assurances ELINI (European Liability Insurance for the Nuclear Industry) a été créée en 2002 avec pour objectif d'offrir à ses membres une couverture en responsabilité nucléaire. Tout comme l'EMANI, l'ELINI offre à ses membres une couverture d'assurance supplémentaire et autonome. Contrairement à (O)NEIL, qui proposent principalement une assurance pour risques propres, l'ELINI est la première association mutuelle d'assurances au monde à offrir une couverture d'assurance pour la responsabilité dans les dommages à des tiers. Dès lors, l'ELINI n'est pas seulement active sur le même marché que les pools nationaux d'assurance, mais elle offrira avant tout des capacités supplémentaires. Il est important que l'ELINI offre une couverture pour des risques nucléaires spécifiques comme l'assurance en cas d'attentat terroriste, etc.

67. L'*assurance en responsabilité civile* couvre le dommage (hors du site) que l'exploitant pourrait causer à des tiers à la suite d'un accident nucléaire. Les dispositions juridiques en la matière sont déterminées par les conventions internationales et la législation belge[45]. Cette assurance est conclue par l'exploitant belge affilié au pool national d'assurance SYBAN.

68. L'*assurance de dommage* couvre le dommage sur le site (à la suite d'un accident) que pourraient encourir les installations de l'exploitant ou les biens personnels des travailleurs ou de tiers. En outre, cette assurance couvre aussi le « dommage » dû à une interruption non planifiée de l'installation. L'exploitant nucléaire conclut d'une part une police d'assurance relative au *material damage & machinery breakdown*. Cette police est conclue auprès d'ONEIL, la filiale irlandaise de NEIL, le système d'assurance mutuelle établi par les opérateurs aux États-Unis. D'autre part, l'exploitant conclut une police d'assurance relative au *forced outage & premium recall* auprès de la compagnie d'assurances MARSH (précédemment Fortis).

69. Il convient enfin de mentionner l'*assurance accidents du travail et santé du personnel.* L'exploitant nucléaire conclut différentes polices en la matière, auprès de différentes compagnies d'assurances (Ethias, AG Insurance et Justitita).

70. Les paragraphes suivants sont consacrés à un examen plus approfondi de ces assurances, afin de déterminer leur contribution au coût de l'électricité produite. Autrement dit, cela concerne ici la partie du risque qui est internalisée. Le risque non assuré sera traité lorsque nous examinerons les coûts externes (cf. II.2.6. Coûts externes). Enfin, les chiffres ont trait à l'année 2007 et aux dispositions juridiques alors en vigueur selon le régime de responsabilité de l'AEN (OCDE) et la législation belge. L'impact de la ratification possible, par la Belgique, des protocoles modifiant les conventions de Paris et Bruxelles est examiné plus loin.

71. Le tableau ci-dessous[46] offre un aperçu du coût annuel des assurances pour les sites de Doel et de Tihange pour ce qui concerne l'assurance en responsabilité civile de l'exploitant nucléaire auprès de SYBAN :

- L'exploitation de l'installation elle-même ;

[45] La loi du 22 juillet 1985 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire, modifiée par la loi du 11 juillet 2000.
[46] Pour parvenir à une expression en €/MWh, on a utilisé une production de 45 852 946 MWh (cf. Tableau 2).

- Le transport des matières nucléaires et des autres matériaux nucléaires.

Tableau 10 : Assurance en responsabilité civile (€)

[confidentiel]

72. Il importe de vérifier si SYBAN peut effectivement garantir l'assurance. Sur la base d'une estimation (fin 2001), le total des fonds propres de l'ensemble des membres de SYBAN a été estimé à plus de 5 milliards €. Le montant maximal couvert de 297,47 millions € par site ne représente donc que 6,40 % de ce total des fonds propres, si bien que la couverture accordée – même en ne tenant pas compte de la réassurance – ne pose aucun problème[47].

73. Le Tableau 11 donne un aperçu du coût annuel d'assurance en matière d'assurance des dommages.

Tableau 11 : Assurance de dommage

[confidentiel]

74. Les différentes polices d'assurance conclues auprès d'ONEIL comprennent des couvertures pour le dommage ou la destruction des biens propres assurés sur le site concerné, à la suite d'un accident, ainsi que la couverture des coûts dans le cadre d'une décontamination de ces biens afin de réduire ou d'éliminer les rayonnements radioactifs. Il est primordial à cet égard qu'un *accident* ait eu lieu (aucune couverture n'est donc prévue dans cette police pour l'entretien des installations nucléaires). Il ne doit cependant pas s'agir par définition d'un accident nucléaire. C'est ainsi que ces polices prévoient également la couverture des coûts qui ont nécessairement dus être exposés par le preneur d'assurance dans le but de se conformer aux obligations légales pour la protection du bien-être général et de la sécurité publique.

75. Les polices contractées auprès de MARSH/FORTIS prévoient des couvertures pour les situations d'arrêt non programmé des installations, ainsi qu'un « *premium recall* »[48].

[47] http://www.syban.be/Values.aspx

[48] ONEIL peut, suivant les polices conclues (jusqu'à 10 fois) demander à ses membres de payer chaque année une prime supplémentaire si un accident nucléaire survient sur l'un des sites qui sont assurés chez ONEIL ou NEIL et si ses propres réserves s'avèrent insuffisantes.

76. Enfin, nous présentons dans le tableau ci-dessous un aperçu des coûts annuels d'assurance pour les accidents du travail et la santé du personnel. Ces différentes polices prévoient des couvertures des dommages à la suite d'accidents au cours desquels des membres du personnel ou des contractants subissent des dommages.

Tableau 12 : Accidents et santé

[confidentiel]

77. Le tableau suivant regroupe les assurances que nous venons d'analyser en détail. On constate que, sur la base d'un examen détaillé des polices, le coût des assurances pour le parc nucléaire belge en 2007 était estimé à [confidentiel].

Tableau 13 : Coût total des assurances (police)

[confidentiel]

78. Dans sa lettre du 20 mai 2009, Electrabel reprend le tableau suivant relatif aux coûts d'assurance pour la période 2002-2007.

Tableau 14 : Coût total des assurances (Electrabel)

[confidentiel]

Pour 2007, un coût de [confidentiel] a été retenu. La différence entre cette valeur et celle qui a été obtenue sur la base des polices est de [confidentiel]. Aucune explication n'a pu être trouvée à ce sujet. Par conséquent, nous retenons comme fourchette pour le coût des assurances : [confidentiel].

79. Dans la section suivante, nous examinons de manière plus approfondie la possibilité de ratifier le protocole portant modification des conventions de Paris et de Bruxelles. Dans la dernière section, nous analyserons le système de compensation qui est en vigueur aux États-Unis.

- *Ratification du protocole*

80. Dans un avenir proche, une proposition (européenne) sera faite en vue de la ratification du Protocole portant modification de la Convention de Paris et du Protocole portant

modification de la Convention de Bruxelles. Cela impliquerait que la couverture pour l'exploitant nucléaire serait portée à 700 millions €.

Un tel élargissement de la couverture du risque a un impact sur le coût des assurances (adaptation de la police) de l'exploitant nucléaire. SYBAN confirme qu'il existe une capacité suffisante pour supporter cette augmentation[49]. Pour procéder à une estimation adéquate du nouveau coût, la CREG a contacté SYBAN, sans succès :

> *« L'adaptation des capacités et la fixation de la prime seront fonction de la manière dont les conventions internationales seront transposées dans la législation nationale. Pour l'instant, je ne dispose pas d'informations à ce sujet et il est donc prématuré de diffuser dès à présent des informations sur une hausse de la prime. En tout cas, ce point sera d'abord négocié avec le client. »*

81. Faute d'informations concrètes sur la nouvelle fixation du prix, la CREG a donc recalculé la prime pour une couverture de 297 472 300 € suivant une règle de trois, et *ceteris paribus*, pour avoir une idée de la future prime pour une couverture de 700 millions €. Le résultat obtenu[50] est une hausse du coût des assurances de [confidentiel].

- *Benchmark : le Price Anderson Act*

82. Le système américain de compensation nucléaire est basé sur le *Price Anderson Nuclear Industries Indemnity Act (*ci-après : *Price Anderson Act)*, qui a été appliqué pour la première fois en 1957 et révisé environ tous les 10 ans. L'objectif du *Price Anderson Act* était de trouver un équilibre entre les intérêts de l'industrie et ceux des victimes d'accidents nucléaires. À l'origine, le *Price Anderson Act* consistait en un système *two-tier* où une petite partie de l'indemnité de responsabilité était couverte par l'opérateur nucléaire (60 millions $), la plus grande partie (500 millions $) étant quant à elle couverte par des fonds publics.

83. Une importante révision du *Price Anderson Act* a eu lieu en 1975. À la suite de cette révision, tant l'indemnité au titre de la responsabilité individuelle de l'opérateur nucléaire que la partie collective de la responsabilité ont été financées par tous les opérateurs nucléaires américains reconnus (via un système de primes rétroactives), et donc plus par des fonds publics. Cela concerne les primes financées par tous les opérateurs nucléaires américains reconnus qui sont demandées si le dommage dépasse l'indemnité au titre de la responsabilité individuelle de l'exploitant concerné (60 millions $). Un transfert de

[49] Mail de M. M. Folens (General manager chez SYBAN) à la CREG en date du 23/02/2010.
[50] L'impact du relèvement du niveau de responsabilité est supposé ne s'exercer que sur l'assurance responsabilité et pas sur les deux autres composantes (dommages, accidents & assurance).

responsabilité financière des pouvoirs publics vers l'industrie s'est donc produit aux États-Unis, étant entendu que le montant total d'indemnisation disponible et que la responsabilité de l'exploitant restent limités.

84. La *Nuclear Regulatory Commission* (NRC) est compétente pour déterminer la prime et l'avait initialement établie en 1975 à 5 millions $[51]. Lors des révisions du *Price Anderson Act* en 2005, le montant total relatif à l'indemnité de responsabilité a été relevé à un montant total de 10,761 milliards €[52], avec une prime annuelle rétroactive maximale pour les opérateurs nucléaires de 15 millions $ par réacteur. Les c*laims* excédant ce chiffre de 10,761 milliards $ devaient être couvertes par les autorités fédérales. Le *Price Anderson Act* a été révisé pour une période de 20 ans, jusqu'en 2025 donc.

85. Le tableau suivant donne un aperçu schématique des principaux points du *Price Anderson Act* ainsi que de ses principales révisions.

Tableau 15 : *Price Anderson Act*

Année	Responsabilité individuelle de l'opérateur nucléaire ($)	Indeminisation de responsabilité complémentaire ($)		Indeminisation de responsabilité totale ($)
		Fonds publics	Primes rétrospectives à charge du secteur nucléaire	
1957	60.000.000	500.000.000	0	560.000.000
1975-1982	160.000.000	0	400.000.000	560.000.000
2005	300.000.000	0	10.461.000.000	10.761.000.000

86. Le montant total relatif à l'indemnité de responsabilité est donc très supérieur au montant total qui est prévu dans les conventions internationales et les protocoles afférents dans le cadre de l'AEN ! Cette indemnité de responsabilité est également supportée intégralement par l'industrie et pas par le budget des pouvoirs publics. Il faut faire remarquer à ce sujet qu'au fur et à mesure que, dans l'avenir, le nombre des réacteurs opérationnels diminuera, le montant total relatif à l'indemnité de responsabilité baissera également.

87. Durant les 43 ans d'existence du *Price Anderson Act* jusqu'en 2000, les pools d'assurance nucléaire ont payé un montant de 151 millions $[53] (dont 70 millions $ dans le

[51] Compensating nuclear damage: a comparative economic analysis of the US and international liability schemes, Prof Dr Michael G Faure & Dr Tom Vanden Borre, 2008.
[52] La composition de ce montant est la suivante : (95,8 milliards $ + 5 % (extra for legal costs) * 104 (nombre de réacteurs agréés en 2005)) avec une prime maximale annuelle de 15 millions $ par réacteur.
[53] Le texte « Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power Study - an interdisciplinary MIT study » indique que 202 millions $ ont été payés au titre de dommages depuis l'entrée en vigueur du *Price Anderson Act*.

cadre de l'accident de *Three Mile Island* en 1979[54]), alors que le ministère de l'Énergie payait un montant de 65 millions $[55]. L'accident de *Three Mile Island* montre que le système prévu dans le *Price Anderson Act* fonctionne, puisque les 70 millions $ ont été entièrement payés à partir des couvertures prévues par les pools d'assurance de première ligne et que pas un sou n'a été demandé aux assurances de seconde ligne[56].

88. En résumé, le système américain montre qu'un système sans intervention des pouvoirs publics est une alternative possible. Une condition à cet égard est que suffisamment d'opérateurs soient impliqués dans le système. Autrement dit un système analogue n'est pas opportun au niveau belge, mais cette condition est remplie au niveau européen.

II.2.2.3. Divers

89. Enfin, Electrabel a encore fourni deux autres tableaux qui appartiennent à la catégorie des coûts d'exploitation : ils sont repris ci-dessous.

Tableau 16 : Coûts d'entretien

[confidentiel]

Tableau 17 : Coûts administratifs

[confidentiel]

Ces tableaux n'étaient accompagnés d'aucun commentaire explicatif, si bien qu'il est impossible de savoir ce que ces catégories représentent. Comme indiqué plus haut, Electrabel a expliqué lors d'une réunion qu'aucun détail n'était fourni au niveau du rapport financier, contrairement au niveau technique.

90. Si nous additionnons les quatre composantes (personnel, assurances, entretien et administration) telles qu'Electrabel les a données, nous arrivons pour 2007 à un total de [confidentiel].

Tableau 18 : Total des coûts d'exploitation 2007 (Electrabel)

---

[54] Nuclear Energy Institute, Price-Anderson Act provides effective nuclear Insurance at no cost to the public,http://www.nei.org/keyissues/safetyandsecurity/factsheets/priceandersonact
Price Anderson Act, Background and principles of nuclear power plant financial assurance, http://deq.state.wy.us/out/downloads/Price%20Anderson%20Act.pdf

[55] Price Anderson Act, Background and principles of nuclear power plant financial assurance, http://deq.state.wy.us/out/downloads/Price%20Anderson%20Act.pdf

[56] http://www.ans.org/pi/ps/docs/ps54-bi.pdf

[confidentiel]

91. Jusqu'à présent, nous n'avons comparé la valeur avec une autre source que pour la composante des assurances (polices d'assurance).

92. Dans le paragraphe suivant, sur la base du contrat entre Electrabel et SPE au concernant la relation de participation de SPE dans Doel 3 et 4, et Tihange 2 et 3, nous allons à nouveau estimer la valeur des coûts d'exploitation pour 2007. Les sources accessoires pour cela seront les factures entre les deux parties ainsi qu'une présentation donnée par Electrabel à SPE le 3 décembre 2007 au sujet de la *quote-part* que l'on vient de mentionner.

II.2.2.4. Quote-part SPE

93. Les documents *Annexe 6 Convention relative à la gestion de l'indivision des unités nucléaires de Tihange 2 et 3 et de Doel 3 et 4* et *Annexe 7 Convention relative à la constitution d'une société interne pour l'exploitation des unit nucléaires de Tihange 2 et 3 et de Doel 3 et 4* (ci-après : Annexe 7) régissent les principes de base concernant la participation de SPE dans les unités nucléaires de Tihange 2 et 3, Doel 3 et 4. Ces deux documents datent du 26 juin 2003.

94. C'est principalement l'Annexe 7 qui se révèle pertinente dans le contexte de la présente étude parce qu'elle indique de manière plus détaillée ce qui est comptabilisé dans les coûts d'exploitation. L'article 5 de l'Annexe 7 définit les coûts d'exploitation comme suit :

[confidentiel]

95. De manière générale les coûts d'exploitation sont divisés en deux groupes dans le décompte. Certains coûts sont comptabilisés de manière forfaitaire, d'autres pas. Toutefois, ces deux groupes sont caractérisés par le fait qu'ils sont indépendants du niveau de la production. Autrement dit, ce sont des coûts fixes, contrairement aux dépenses combustibles (cf. II.2.1. Dépenses combustibles : C_{fuel}) qui dépendent pour leur part du niveau de production (coûts variables). Une annexe au document Annexe 7 détermine les composantes qui sont calculées de manière forfaitaire et celles qui ne le sont pas : il s'agit de l'*Annexe 3 à l'Annexe 7 « Convention relative à la constitution d'une société interne pour l'exploitation des unit nucléaires de Tihange 2 et 3 et de Doel 3 et 4 » : forfaitisation partielle des charges d'exploitation* (ci-après : Annexe 3 à l'Annexe 7).

96. Dans le contexte de la présente étude, la sous-répartition exacte ne revêt pas une importance primordiale. Toutefois, deux éléments doivent être mentionnés. Les éléments qui sont comptabilisés de manière forfaitaire entre les deux parties contiennent une marge d'insécurité de 10 %. Ce point est mentionné dans l'*Annexe A Détermination du forfait de charges d'exploitation* de l'*Annexe 3 à l'Annexe* 7. Il s'explique par la volonté de parer aux fluctuations auxquelles ces éléments de coût sont soumis dans la réalité. D'autre part, l'exploitant nucléaire (Electrabel) applique une marge de [confidentiel] sur les coûts d'exploitation, tant forfaitaires que réels, à l'exception des investissements, impôts, taxes et assurances. Sur ces trois derniers éléments, c'est un pourcentage de [confidentiel] qui est appliqué. Les investissements sont comptabilisés sur une base d'un pour un. On peut donc dire qu'en plus de la vente de l'énergie produite via les centrales nucléaires, Electrabel dispose d'une seconde source de revenus, certes beaucoup moins importante[57]. Enfin, nous devons encore mentionner que chaque année, les forfaits sont indexés[58] « *sur l'IPCH : c'est-à-dire l'indice des prix à la consommation harmonisé de la zone euro, publié par Eurostat* ».

97. Les dispositions qui précèdent nous permettent d'interpréter correctement le tableau suivant. Il rassemble les chiffres qui ont été présentés par Electrabel le 3 décembre 2007 dans le cadre de la *quote-part* de SPE dans Doel 3 et 4, et Tihange 2 et 3. Cela concerne les chiffres « *probables 2007* ».

Tableau 19 : Total des coûts d'exploitation (Electrabel-SPE)

[confidentiel]

La valeur moyenne pour les quatre centrales se monte à [confidentiel]. Comparé aux [confidentiel] rapportés par Electrabel, ce chiffre est inférieur de [confidentiel]. Les valeurs reprises dans le tableau ne tiennent pas compte des marges de [confidentiel] et de [confidentiel] facturées par Electrabel à SPE. Dans la partie *Forfait* des coûts d'exploitation, en revanche, la marge d'insécurité de 10 % est bien comptabilisée. Si nous éliminons ces 10 %, nous obtenons une valeur moyenne de [confidentiel].

II.2.2.5. Benchmark

- CCEG

[57] Sur la base de la présentation, cela concerne pour 2007 (*probable*) pour l'ensemble des quatre centrales : [confidentiel].
[58] Les salaires (qui font partie de ces forfaits) sont indexés sur la base de l'indice santé.

98. Le document C.C.(e) 2002/12 du CCEG sur les coûts d'exploitation en dehors des combustibles de l'activité Production-Interconnexion-Transport (PIT), donne un aperçu du coût d'exploitation pour l'ensemble du parc belge de production en 2001. Le document évalue les coûts d'exploitation à [confidentiel] dont [confidentiel] pour les rémunérations. À titre de comparaison, les chiffres livrés par Electrabel sont respectivement de [confidentiel] et de [confidentiel]. Dans la conception que le CCEG se fait des coûts d'exploitation, les éléments les plus importants sont les coûts ordinaires [confidentiel] et les travaux de révision [confidentiel]. Il convient toutefois de signaler que le document C.C. (e) 2002/12 du CCEG fournit une estimation de l'activité Production-Interconnexion-Transmission et dès lors pas uniquement pour l'activité Production. Nous aborderons cette problématique plus en détail plus loin dans ce texte (cf. III.2. Comparaison étude (F)091015-CDC-892).

- NEI

99. Le NEI (*Nuclear Energy Institute*) analyse les coûts pour les États-Unis d'un PWR de 1 000 MW. L'institut définit les coûts classés sous *Operations & Maintenance* dans les termes suivants :

> *« Il s'agit des coûts annuels liés au fonctionnement, à la maintenance, à l'administration et au soutien d'une centrale nucléaire. Ces coûts comprennent les coûts relatifs à la main-d'œuvre, aux matériel et équipements, aux services des contractants et aux frais de licence, ainsi que divers autres coûts tels que les dépenses salariales et les frais de régulation. »*

100. Cela correspond aux éléments qui ont été pris en compte plus haut. Le NEI retient pour 2007 un coût pour O&M de 1,36 c$/kWh ou 13,6 $/MWh. Converti en €/MWh avec un taux de change où €/$= 0,72959, cela donne 9,92 €/MWh. Cette valeur correspond à l'extrémité inférieure de la fourchette que nous avions retenue pour le parc belge [confidentiel].

- MIT

101. Le Massachusetts Institute of Technology (MIT) a publié en 2003 une étude intitulée « *Future of Nuclear Power ».* Elle indique que, pour le parc américain, le coût O&M varie entre 12 $/MWh et 18 $/MWh[59]. Sur la base d'un taux de change pour 2003 où 1$ =

[59] On remarque que les 13,6 $/MWh pour 2007 relevés par le NEI se situent dans cette fourchette.

€0,88373 cela donne une fourchette située entre 8,75 $/MWh et 13,13 $/MWh[60]. Ceci se rapproche fort de la fourchette qui avait été retenue dans la présente étude pour le coût d'exploitation : [confidentiel]- [confidentiel].

102. En outre, il est intéressant de relever quelques tendances dans les coûts O&M. Si nous analysons les chiffres du NEI pour la période 1997-2007, nous constatons qu'ils ont baissé de 19,7 $/MWh à 13,6 $/MWh, affichant ainsi un recul de 30 %. Cette baisse s'est réalisée principalement entre 1997 et 2002. Les coûts O&M aux États-Unis se sont ensuite stabilisés. Les chiffres donnés par Electrabel reflètent une tendance inversée, avec une progression des coûts depuis 2003 de 13 % au total, de [confidentiel] à [confidentiel] en 2007. C'est contraire à ce qui est généralement admis. Au fur et à mesure que la durée de vie des centrales nucléaires augmente, tout comme l'expérience en matière de gestion et d'organisation, on peut s'attendre à ce que les coûts O&M diminuent.

- France

103. Une étude française[61] nous offre un second *benchmark* pertinent. Elle se base sur les comptes officiels d'EDF pour l'année 2000. Le coût d'exploitation est calculé à l'aide d'une donnée fixe (380 F/kW) majorée d'une donnée variable (0,5 cF/kWh). Soit la formule :

Coût/kWh = 380 F/kWe + 0,5 centime/kWh

104. Les auteurs de l'étude constatent qu'au fur et à mesure que des progrès sont enregistrés sur le plan de la technique et de l'organisation, la donnée fixe de cette formule peut être ramenée, à la fin de la durée de vie des centrales nucléaires, à 280 F/kWe.

105. Une autre étude française[62] va encore plus loin. Elle indique que, pour le parc français, sur la base d'un taux d'utilisation de 70 % et de la formule que l'on vient de citer, on obtient un coût d'exploitation de 10,46 €/MWh en $€_{2003}$. Les auteurs indiquent en outre qu'il s'agit là d'une donnée fiable étant donné qu'elle est basée sur des données réelles concernant un grand nombre de réacteurs sur une longue période. Ils retiennent dès lors ce chiffre dans leur scénario de base.

[60] Par comparaison : le coût rapporté par Electrabel pour l'année 2003 est de [confidentiel].
[61] Charpin, J.M., et al, 2000, Rapport au Premier ministre, étude économique prospective de la filière électrique nucléaire, 274p.
[62] Bonduelle, A., et Lefevre, M., Débat sur l'Énergie et les Tensions Environnementales (DETENTE) « Éole ou Pluton ? », 2003, Rapport commandité par Greenpeace, 2003, 67p.

106. Si nous comparons ces 10,46 €/MWh avec les valeurs relatives au parc belge, il convient d'apporter un correctif concernant le taux d'utilisation. Le modèle français se base en effet sur un taux d'utilisation de 70 % tandis que le parc belge connaît un taux de +/- 90 %. Il convient aussi de tenir compte de la valeur temporelle de l'argent puisque les chiffres français sont exprimés en $€_{2003}$ et que nous exprimons un coût en $€_{2007}$. Nonobstant ces différences, on peut affirmer que les chiffres se situent dans le même ordre de grandeur. C'était également le cas de chiffres pour les États-Unis.

- IEA

107. Récemment (2010), l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) ont mené une étude sous le titre *Projected Costs of Generating Electricity*. Ce rapport traite les dernières données disponibles en matière de coûts de production pour un large éventail de technologies de production (charbon, gaz, nucléaire, etc.). Le *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) est calculé pour 200 unités de production, sur la base de données provenant de 21 pays. En outre, une analyse approfondie de sensibilité est appliquée sur les différents paramètres (taux d'actualisation, coût du combustible, coût du CO_2, etc.) pour pouvoir estimer l'impact de telles variations.

108. Le LCOE est exprimé comme la valeur actuelle nette du coût total du cycle de vie, divisée par la quantité d'énergie produite au long du cycle de vie de la centrale :

$$LCOE = P_{Electricity} = \Sigma_t((Investment_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + Decommissioning_t)*(1+r)^{-t}) \,/\, (\Sigma_t(Electricity_t*(1+r)^{-t}))$$

Ce concept est principalement utilisé lorsque l'on souhaite comparer les coûts de différentes technologies, présentant des capacités, des périodes d'investissement et des périodes de fonctionnement différentes. Tel n'est pas l'objectif de cette étude, mais les diverses composantes de coût utilisées nous permettent de faire une estimation du coût de production moyen.

109. L'étude contient, pour la Belgique, une estimation des coûts pour un réacteur du type EPR (*European Pressurized Reactor*). Ce type de réacteur est de la génération III+ tandis que les réacteurs actuels en Belgique sont du type PWR (*Pressurized Water Reactor*), génération II. Le réacteur EPR a une capacité installée de 1 600 MW. Les actuels réacteurs PWR opérationnels en Belgique ont une capacité installée de +/- 1 000 MW. Le taux

d'utilisation est établi à 85 % ; en Belgique, il était de 89,87 % pour 2007. Le taux de change retenu est une moyenne pour 2008 et a été fixé à 1$ = 0,68 euro.

110. Les coûts d'exploitation pour la Belgique sont estimés à 7,20 $/MWh, soit 4,90 €/MWh. Eurelectric[63] propose pour un même type de réacteur une estimation des coûts O&M de 11,80 $/MWh, soit 8,02 €/MWh.

II.2.3. Coût d'amortissement : C_{dep}

111. La quantification du coût d'amortissement du parc nucléaire belge n'est pas chose aisée. Tout comme pour les autres composantes de coût, nous sommes d'abord partis des chiffres fournis par Electrabel (lettre du 20 mai 2009). Le Tableau 20 donne un aperçu global.

Tableau 20 : Amortissements

[confidentiel]

112. On peut constater d'après ce tableau que le coût d'amortissement a été relativement faible durant la période 2003-2007, et qu'il a même été négligeable pendant deux ans. Cette situation contraste avec celle de la période précédente (en particulier pour les années 80 et 90), ce qui est logique : à cette époque, toutes les centrales contribuaient encore pleinement au coût d'amortissement. Les sept unités se trouvaient toutes à un certain stade des vingt premières années de leur cycle de vie. Après 1995, le coût d'amortissement des trois centrales les plus anciennes (et les plus modestes) a disparu, ce qui a déjà eu un impact, même limité, sur le coût d'amortissement : celui-ci a baissé de quelque 25 % entre 1995 et 2000. Cette tendance s'est poursuivie au cours de la décennie écoulée, au fur et à mesure que les quatre plus récentes (et plus grosses) centrales se sont trouvées amorties selon une formule accélérée (au bout de 20 ans, la dernière l'étant donc en 2004).

113. La raison qui justifie l'ampleur des montants consacrés aux amortissements (depuis les années 80 et 90) est à trouver dans la politique d'amortissement menée par le Comité de contrôle de l'électricité et du gaz (CCEG)[64]. Pour promouvoir les investissements dans les unités de production, le CCEG avait en effet autorisé leur amortissement accéléré.

[63] EURELECTRIC est l'association du secteur qui représente les intérêts communs de l'industrie électrique au niveau paneuropéen. Cette association est née de la fusion d'UNIPEDE et d'EURELECTRIC en décembre 1999.

[64] Pour de plus amples détails sur les amortissements dans le secteur nucléaire, nous renvoyons à l'étude (F)091203-CDC-892 sur « les centrales nucléaires en Belgique : *stranded benefits* comme conséquence des amortissements accélérés durant la période captive et *windfall profits* à la suite de la prolongation éventuelle de leur durée de vie ».

114. Pour resituer les données (peu détaillées) qui précèdent et en vérifier le caractère adéquat, nous avons analysé les tableaux d'amortissement fournis sous forme électronique par Electrabel entre le 16 et le 24 février 2009. Ces tableaux présentent la valeur totale d'acquisition à la fin de l'exercice, la dotation annuelle pour amortissement et le total du fonds d'amortissement par centrale nucléaire.

115. La figure suivante présente les dotations pour amortissement pour les années 2003 et 2007, par rapport à la dotation moyenne pour amortissement au cours des 20 premières années suivant la mise en service.

Figure 5 : Dotations pour amortissement pour les unités nucléaires

[confidentiel]

Les chiffres confirment nos suppositions. Les dotations pour amortissement sont d'un autre ordre de grandeur si on les compare au niveau des dotations pour amortissement d'il y a 10 à 15 ans. Nous constatons néanmoins que, par exemple, pour Doel 2, le coût d'amortissement a connu pour l'année 2007 une forte progression par rapport à 2003. Cette hausse est la conséquence du remplacement du générateur de vapeur en 2004 (investissement de +/- 72 millions €). Cet investissement est repris dans l'actif et amorti sur le nombre d'années qui restent encore jusqu'au terme de la durée de vie prévue par la loi. Dans le cas de la centrale Doel 2, au moment de l'investissement, ce terme se situait en 2014, soit un amortissement sur 10 ans.

116. Concrètement, pour 2007, les tableaux d'amortissement fournis par Electrabel indiquent encore un total de [confidentiel] en dotations d'amortissement pour l'ensemble du parc nucléaire. Si nous confrontons ce chiffre à la production nucléaire totale de 2007, soit 45 852 946 MWh, nous arrivons à une contribution au coût nucléaire de [confidentiel] pour les amortissements.

117. Ce chiffre est significativement inférieur à celui qui a été fourni par Electrabel dans sa lettre du 20 mai 2009. Dès lors, nous retenons pour les coûts d'amortissement de 2007 une fourchette allant de [confidentiel] à [confidentiel].

118. Il convient de faire remarquer qu'à l'avenir, le coût d'amortissement subira une hausse. D'une part, le ministre a accordé trois autorisations de production pour un total de 122 MW : Doel 4 (40 MW ; 17/8/2007), Tihange 3 (40 MW ; 13/11/2007) et Doel 1 (42 MW ;

18/02/2008). La valeur de ces investissements[65] est estimée par l'exploitant à un total de [confidentiel] et ajoutée à la base d'amortissement :

- Doel 4 : [confidentiel] (LD-rotor & stator)
- Tihange 3 : [confidentiel] (LD-rotor & stator)
- Doel 1 : [confidentiel] (générateur de vapeur)

119. D'autre part, le 22 octobre 2009, le gouvernement belge a signé avec le groupe français GDF Suez un accord global ayant pour objet la prolongation de 10 ans de la durée de vie des centrales Doel 1, Doel 2 et Tihange 1. La sécurité d'approvisionnement de la Belgique pour l'avenir proche se trouve ainsi garantie. L'exploitant nucléaire doit consentir les investissements nécessaires pour maintenir en activités ces centrales pendant 10 années supplémentaires. Electrabel estime le coût de cette prolongation à un total de 800 millions €. EDF indique que l'investissement requis pour une prolongation de 10 ans d'un réacteur de type PWR avec une capacité installée de 900 MW est de 400 millions €. Ce chiffre est conforme à celui d'Electrabel puisque la capacité installée de Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 atteint un total cumulé de 1827 MW (en tenant compte de l'augmentation de capacité prévue en 2010 pour Doel 1). Ces investissements seront ajoutés à la base d'amortissement, et augmenteront par conséquent le coût d'amortissement (pour les années suivantes). Pour l'impact exact, il faut attendre les modalités de l'accord entre le gouvernement fédéral et GDF/Suez.

II.2.4. Provisions : C_{prov}

II.2.4.1. Esquisse de la situation

120. La mise en service d'une installation nucléaire implique la constitution de provisions pour couvrir les coûts futurs liés à cette activité. On distingue ici deux types de provisions : d'une part des provisions pour le démantèlement, d'autre part des provisions pour le traitement et le stockage des déchets.

- Provisions pour le démantèlement

[65] Les investissements seront tous trois entièrement supportés sur fonds propres. Voir à ce sujet les propositions de la CREG : Proposition (E)070628-CDC-695 du 28 juin 2007 relative à l'octroi d'une autorisation individuelle pour l'adaptation de l'installation de production d'électricité à Doel 4, Proposition (E)070830-CDC-708 du 30 août 2007 relative à l'octroi d'une autorisation de puissance de l'unité 3 de la centrale nucléaire de Tihange et Proposition (E)071004-CDC-720 du 4 octobre 2007 relative à l'octroi d'une autorisation individuelle pour l'adaptation de l'installation de production d'électricité à Doel 1.

121. Les provisions pour le démantèlement sont constituées, depuis le 1er juillet 1985, dans ce que l'on appelle le Fonds de démantèlement et suivant les modalités déterminées dans la note P (e) 1171.0 du CCEG. Les principes à la base de ces provisions ont fait l'objet d'une convention conclue le 09.10.1985 entre l'État belge et les producteurs d'électricité. À l'origine, il avait été décidé de réexaminer tous les cinq ans (1990, 1995, etc.) la méthodologie et le niveau suffisant des provisions.

122. Le document CC (e) 97 du 22 décembre 1995 présente une évaluation des « *provisions pour le démantèlement et la dépollution des sites d'implantation des centrales nucléaires* ». Les principes les plus importants sont les suivants :

- Les provisions doivent couvrir les charges prévues du démantèlement et de la dépollution des sites d'implantation ;

- Les provisions seront versées 30 ans après la mise en service industrielle de l'entité concernée ;

- La constitution des provisions est étalée dans le temps selon un principe de capitalisation […].

123. Les modalités d'exécution de la convention stipulent que les frais de démantèlement, en francs constants, sont estimés à 12 % de l'investissement initial (intérêts intermédiaires non compris). La constitution du fonds doit s'effectuer en ajoutant à la provision des annuités pendant les 20 premières années de la période concernée, ainsi que les intérêts sur le montant cumulé. Durant les 10 dernières années, seuls les intérêts doivent encore être ajoutés au montant cumulé (donc pas de versements supplémentaires sous la forme de capital nouveau). Il est important à cet égard de savoir que le calcul des intérêts de capitalisation depuis 1990 se fait en utilisant un taux d'actualisation de 8,6 %, indexé avec les valeurs moyennes des paramètres s et Mx. Le choix de ce taux[66] n'est pas déterminant pour le montant à atteindre, mais pour sa constitution au fil du temps.

124. Il avait été décidé en outre que, pour les entités Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, l'ajout par annuités complètes devrait se poursuivre jusqu'à l'évaluation faite en 2000 (où il était prévu de ne plus ajouter que les intérêts pour ces unités).

[66] CC (e) 97/8 Provisions pour démantèlement : mécanisme de calcul. Plus le taux d'intérêt est bas, plus les cotisations au début de la période doivent être supérieures à ce qu'elles auraient été avec un taux d'intérêt plus élevé. Si tel n'était pas le cas, le montant prévu ne serait jamais atteint.

125. Pour procéder à une estimation des coûts de démantèlement, on est parti d'un modèle conçu par le bureau d'études allemand NIS Ingenieurgesellschaft mbH. Ce modèle est mieux adapté à la situation belge que d'autres modèles, français ou canadien.

126. Le document CC (e) 2001/56 du 26 janvier 2001 procède à une nouvelle évaluation des provisions pour l'année 2000. Le modèle allemand y est discuté plus en détail et toutes les hypothèses[67] relatives au démantèlement y sont exposées. Le texte offre aussi un aperçu du niveau du Fonds de démantèlement et de son caractère suffisant – voir figure ci-dessous.

Figure 6 : Fonds de démantèlement (MBEF 1999)

[confidentiel]

127. Cette figure montre que le niveau des provisions en 1999 peut être considéré comme suffisant. Le montant disponible pour le parc nucléaire total atteint sur la base du mécanisme en vigueur à l'époque [confidentiel] BEF. Ce chiffre est très proche de l'hypothèse élevée, et d'une actualisation à 3 % qui donne [confidentiel] BEF (à titre comparatif cf. Annexe 5). Le CCEG concluait dès lors son évaluation en décidant de conserver le mécanisme actuel de constitution des provisions jusqu'à l'évaluation suivante, en 2005.

- Provisions pour la gestion des matières fissibles irradiées

128. Les provisions pour la gestion des matières fissibles irradiées sont majorées chaque année en proportion des quantités de matières fissibles irradiées produites l'année en question. D'autre part, une partie est également déduite chaque année, en proportion des quantités de matières fissibles irradiées qui sont cédées à l'ONDRAF.

- Synatom et la gestion des provisions

129. La loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissibles irradiées dans ces centrales introduit une modification importante dans le cadre législatif. Cette loi est la conséquence de

[67] 1. L'arrêt définitif de la production s'effectue 40 ans après la mise en service industrielle de l'entité ; 2. Le démantèlement est étalé sur une période d'environ 13 ans ; 3. Une meilleure précision dans le calcul des coûts fait baisser la marge d'incertitude jusqu'à 20 % du coût de démantèlement en considérant une hypothèse peu élevée (15 %) et une hypothèse élevée (25 %). Cette marge permet de couvrir les incertitudes et les coûts de la période post-opérationnelle ; 4. Les dépenses sont actualisées au moment de la comparaison avec un taux d'actualisation de 3 % à 4 %, exprimé en francs constants. De telles valeurs sont généralement acceptées pour les schémas de dépenses étalés sur de longues périodes.

l'accord de gouvernement du 7 juillet 1999 qui prévoyait notamment l'installation d'un système de contrôle sur les provisions.

130. La loi du 11 avril 2003 installe un Comité de suivi pour les mécanismes liés aux provisions pour le démantèlement et la gestion des matières fissibles irradiées. Un point plus important est cependant que toutes les provisions, à partir de l'entrée en vigueur de la loi en question, sont gérées par la société de provisionnement nucléaire, à savoir la société anonyme Société belge des Combustibles nucléaires Synatom (Art.11). L'article 11, §1er, second paragraphe indique dès lors :

> *« Les exploitants nucléaires sont tenus de payer à la société de provisionnement nucléaire des montants correspondant aux dotations pour les provisions pour le démantèlement et la gestion de matières fissibles irradiées. »*

131. Une importante modification résulte de l'article 11, §3, premier paragraphe de la loi du 11 avril 2003. Celui-ci stipule en effet que les provisions pour le démantèlement couvriront pour chaque centrale nucléaire l'intégralité du montant actualisé des coûts de démantèlement quarante ans après la date de mise en service. Cela signifie une prolongation de 10 ans par rapport à la dernière évaluation du CCEG en 2000. Cette modification est favorable pour les exploitants nucléaires, qui peuvent désormais répartir leur contribution sur une plus longue période.

132. La société de provisionnement nucléaire peut prêter maximum 75 % du montant total aux exploitants nucléaires (jusqu'au 14 juillet 2005, il s'agissait de 100 %). Les 25 % restants doivent être investis en actifs en dehors de l'exploitant nucléaire.

133. S'agissant de la méthodologie pour l'estimation des provisions, Synatom a, en 2004 et 2007, comme prévu par l'article 7, §1er de la loi du 11 avril 2003, procédé à une révision. Le Comité de suivi (depuis 2007 sous l'appellation de Commission des provisions nucléaires) a chaque fois accepté les révisions et la nouvelle méthodologie, moyennant le respect d'un certain nombre de recommandations.

II.2.4.2. Détermination de C_{prov} pour 2007

134. La situation à la fin 2007 en matière de provisions est présentée dans le tableau suivant.

Tableau 21 : Aperçu des provisions (en millions d'euros)

[confidentiel]

135. Nous constatons qu'à la fin 2007, le total des provisions était estimé à 4,905 milliards €. Il est intéressant de constater le rapport entre les deux groupes de provisions : 35 % pour le démantèlement, 65 % pour la gestion des matières fissibles irradiées.

136. Ces chiffres sont conformes aux données fournies par Electrabel le 20 mai 2009.

137. Toutefois, la question qui doit être posée ici est de savoir si la différence entre le total des provisions en 2006 et 2007 (+/- 372 millions €) est un coût pour l'exploitant nucléaire et si elle contribue en tant que tel au coût de l'électricité produite. Pour y répondre, nous avons analysé les comptes annuels de Synatom, le document de Synatom intitulé « Révision des provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissibles irradiées dans ces centrales » du 15 janvier 2007, ainsi que les chiffres fournis par Electrabel.

138. Les comptes annuels 2007 de Synatom mentionnent en annexe qu'en 2007, les montants constitués pour les provisions étaient de 471 395 754,00 €. Des montants ont en outre été repris sur ces provisions [confidentiel] ou utilisés [confidentiel] pour un montant total de 99 020 806,00 €. L'augmentation nette du total des provisions a donc été de 372 374 948,00 €, ce qui peut aussi se déduire du tableau ci-dessus. La différence entre les provisions totales à la fin de 2007 et à la fin de 2006 est de 372 millions d'euros (4 905 – 4 533 = 372).

139. La constitution peut être répartie en deux catégories : une partie provenant des intérêts, d'une part, et une partie provenant de versements en capital, d'autre part.

140. Comme indiqué plus haut, dans le cas de provisions pour démantèlement, aucun versement de capital n'est normalement prévu : la provision s'accroît seulement par le jeu des intérêts. La partie générée par les intérêts est fixée par Synatom à [confidentiel]. Electrabel indique toutefois avoir procédé à une dotation au fonds de démantèlement de [confidentiel]. Cela représente une différence de [confidentiel]. C'est là la conséquence de la révision de la méthodologie intervenue quand il avait été constaté que les provisions constituées pour le démantèlement étaient à ce moment-là trop faibles et qu'il fallait opérer un mouvement de rattrapage.

141. Comme ce mouvement de rattrapage est en fait une correction de la période 2005-2007 (dernière révision méthodologique en 2004), nous retenons donc un tiers du montant [confidentiel] comme coût effectif des provisions pour démantèlement : [confidentiel]. Les intérêts qui sont générés par le capital restant contribuent aux provisions mais ne constituent pas un coût pour l'exploitant nucléaire.

142. Le même raisonnement peut être tenu à propos des provisions pour la gestion des matières fissibles irradiées. Toutefois, chaque fois que l'exploitant nucléaire paie le loyer à Synatom, un élément du capital est adjoint au fonds (dotations). Le second élément des constitutions est une composante en intérêts.

143. La CREG ne retient encore une fois que la composante en capital, à savoir [confidentiel]. Ici, nous devons toutefois déduire les reprises pour une valeur de [confidentiel]. Nous répartissons ce montant sur trois ans, ce qui signifie pour 2007 une déduction de [confidentiel]. Cela porte le total des provisions pour les matières fissibles irradiées à [confidentiel].

144. Nous ne pouvons cependant pas tenir compte de ce coût des provisions pour les matières fissibles irradiées, étant donné qu'il a déjà été comptabilisé en tant que coût du combustible. Si nous le faisons quand même, cela représenterait un double comptage. Par conséquent, nous ne déduisons que les reprises pour [confidentiel]. On pourrait considérer cela comme une note de crédit relative aux dépenses combustibles.

145. Tous ces éléments cumulés donnent une constitution nette de provisions (démantèlement + matières fissibles irradiées) pour 2007 de [confidentiel] ([confidentiel] - [confidentiel]). Pour obtenir la contribution au coût de production, nous divisons ce montant par la production totale pour 2007 (cf. Tableau 2 : 45 852 946 MWh) et nous obtenons un coût pour les provisions de [confidentiel].

II.2.5. Aperçu du coût de production moyen

146. Le coût de production moyen retenu par la CREG est la somme des composantes de coût qui ont été examinées ci-dessus :

$$C_{prod} = C_{fuel} + C_{exploit} + C_{dep} + C_{prov}$$

147. Pour résumer le tout, nous avons retenus deux scénarios dans le tableau suivant : le premier retient les valeurs les plus fiables obtenues ci-avant, et le second retient les valeurs les plus élevées.

Tableau 22 : Coût de production moyen (€/MWh)

[confidentiel]

Le coût de production moyen pour l'exploitant nucléaire en Belgique est compris, en d'autres mots, entre [confidentiel] et [confidentiel]. La grande différence avec les chiffres du CCEG réside dans le poste consacré aux amortissements. Il s'agit d'une conséquence de la politique d'amortissement qui a été traitée sous II.2.3. Coût d'amortissement : C_{dep}.

148. Ces valeurs ne tiennent pas encore compte des coûts externes, que nous allons examiner au paragraphe suivant.

II.2.6. Coûts externes

II.2.6.1. Introduction

149. Les effets externes sont des effets secondaires d'une activité sociale ou économique dont les coûts et les profits ne reviennent pas au groupe qui a initié l'activité. Les coûts ne sont dès lors pas traités dans le coût de production, mais supportés par d'autres parties comme les pouvoirs publics, la population, etc. et sont donc externes[68]. Chaque processus de production ou activité a des effets externes dont les coûts et les profits ne reviennent pas à l'entreprise. Les effets externes de la production d'électricité dans une centrale nucléaire sont notamment les effets sur la santé du rayonnement radioactif, les accidents dans la centrale, les problèmes sociaux souvent observés dans les pays d'où proviennent les matières premières, le changement climatique et l'acidification causés par toutes sortes d'émissions, etc. La plupart des coûts qui sont liés à ces effets ne sont pas répercutés dans le prix final de l'électricité et ne sont donc pas internalisés.

150. La littérature fait apparaître qu'il n'est pas simple de déterminer de manière exhaustive et claire les coûts externes (liés à la production d'électricité), notamment à cause des facteurs suivants :

- Incertitude quant aux effets exacts d'une émission ;

[68] Externe kosten van kernenergie - Hoe zwaar wegen calamiteiten?, M. N. Sevenster, F. de Jong, M. D. Davidson, H. J. Croezen, Delft, décembre 2008.
ExternE, Étude : External Costs - Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport, 2003; http://www.externe.info/.
Nuclear Electricity Generation: What are the external costs?, OCDE - AEN, 2003.

- Incertitude quant à la valorisation financière de ces effets ;
- Discussion sur le caractère externe d'un effet ;
- Etc.

151. Il existe diverses manières de quantifier des coûts externes[69]. Certains effets externes peuvent être quantifiés à l'aide des prix en vigueur sur le marché (par exemple les droits d'émission CO_2). Les effets externes auxquels il est difficile d'associer un prix du marché peuvent être divisés en deux groupes principaux selon que la détermination du coût externe se fait à l'aide du coût du dommage ou du coût de la prévention.

Pour déterminer les coûts de dommage, tous les effets d'une émission sont pris en compte, jusqu'aux différents dommages (à la santé, à la nature, aux cultures, etc.) pouvant se produire. Ce n'est qu'après que les coûts sont définis. Il y a d'une part les coûts économiques directs comme une hospitalisation, et d'autre part les coûts économiques indirects éventuels, qui peuvent être déterminés à l'aide de la méthode *willingness to pay (WTP)* – combien une personne serait prête à payer pour ne pas avoir d'accident, par exemple –, ou de la méthode *willingness to accept (WTA)* – à combien s'élèverait l'indemnité à verser à une personne pour, par exemple, qu'elle aille habiter à proximité d'un aéroport.

Pour déterminer les coûts de prévention, on examine les objectifs politiques actuels ou les objectifs scientifiques éventuels de réduction d'une émission ainsi que le prix à payer pour atteindre cet objectif. La société choisit de payer ce prix pour la réduction. Le prix est par conséquent une mesure des coûts externes et, en un certain sens, un WTP au niveau social.

152. Un point important dans la détermination des coûts externes est l'évaluation d'un flux de coûts au fil du temps. La méthode classique dans l'analyse des coûts et des bénéfices pour évaluer un flux de coûts au fil du temps consiste à utiliser un taux d'actualisation. La détermination de la valeur utilisée pour le taux d'actualisation avec lequel les coûts qui s'étalent sur une très longue période seront comptabilisés jusqu'au présent revêt donc une

[69] Par exemple :
- Taxe aéroportuaire plus élevée pour les avions plus bruyants ;
- Taxes portuaires plus élevées pour les navires plus polluants ;
- Subventions pour l'utilisation d'une énergie durable (en partie comme compensation « déguisée » pour des coûts externes non répercutés dans d'autres filières énergétiques);

extrême importance[70]. Le taux d'actualisation a une influence considérable sur l'évaluation des dommages dans le futur. Les coûts et les revenus futurs reçoivent ainsi moins de poids que les coûts et les revenus actuels. Cette technique a pour effet que les coûts importants situés dans un futur éloigné représentent à peine une valeur dans les décisions actuelles lorsque l'on emploie un taux d'actualisation d'une valeur supérieure à 0 %. On peut donc dire qu'un taux d'actualisation de 0 % constitue un seuil maximal pour les coûts externes.

153. Le stockage des déchets nucléaires pour une période de dizaines de milliers d'années ou le changement climatique futur à la suite de l'émission de gaz à effet de serre sont des exemples de ces effets à extrêmement long terme. Les problèmes du recours à un taux d'actualisation ne concernent pas uniquement l'énergie nucléaire mais se posent aussi pour d'autres technologies de production[71]. Il convient en outre d'attirer l'attention sur le fait que les producteurs belges d'électricité contribuent actuellement à un fonds pour le financement du démantèlement des centrales nucléaires et du stockage des déchets. Ces cotisations concernent également des coûts internalisés (cf. : II.2.4. Provisions : C_{prov}). Seuls les coûts supplémentaires qui, une fois épuisées les ressources du fonds, devraient être payés pour financer le stockage des déchets radioactifs peuvent être considérés comme des coûts externes.

154. L'horizon temporel où les effets externes pourront se produire, tout comme la distance géographique à laquelle la diffusion des effets se fait sentir, jouent également un rôle important dans la détermination du coût externe. En raison de la longue durée de vie de certaines particules radioactives, une petite dose peut encore avoir un impact sur une longue distance et jusque dans un avenir lointain. Plus cette durée s'allonge, plus s'accroît l'incertitude des modèles. Pour ce dernier motif, nous avons utilisé dans la présente étude une limite de 100 000 ans.

155. Nous suivons dans la présente étude la méthodologie ExternE, parce qu'il s'agit de la méthode la plus acceptée et la plus connue dans l'Union européenne pour l'évaluation des coûts externes, mais cette méthode n'englobe naturellement pas tous les aspects de la question.

---

[70] .Working paper series n° 2003-13 - Is er een toekomst voor kernenergie in België?, J. Eyckmans et G. Pepermans, novembre 2003.

[71] L'énergie nucléaire pose des problèmes à long terme parce que les déchets hautement radioactifs ont besoin de dizaines de milliers d'années pour que le niveau de rayonnement retombe à un niveau acceptable. Dans le cas de l'émission de gaz à effet de serre, le changement actuel du climat entraîne des dommages à l'environnement pour les générations futures durant les prochains siècles.

156. ExternE - *Externalities of Energy* est un projet de recherche de la Commission européenne sur l'évaluation des effets externes de la production d'électricité. Depuis 1991, avec plus de 50 équipes de recherche dans 20 pays différents, le projet ExternE est devenu une référence dans le cadre de cette problématique (en termes de méthodologie et de résultats). Pour l'estimation et la quantification des coûts externes du parc nucléaire belge, nous nous basons dans la présente étude principalement sur les données (datant de 1995) qui figurent dans différents rapports d'ExternE[72], complétées par les résultats d'autres projets de recherche.

157. Avant d'examiner les coûts externes du risque (non couvert) en cas d'accident grave dans une centrale nucléaire, il convient d'attirer l'attention sur l'évaluation du traitement des déchets nucléaires résultant du cycle du combustible.

II.2.6.2. Coûts externes résultant du cycle du combustible

158. La méthodologie d'ExternE consiste en les étapes suivantes :

- *Life Cycle Analysis (LCA)*
    - Description de toutes les étapes et activités du cycle de production du combustible ;
    - Information sur les flux de matériel et d'énergie et charges sur l'environnement découlant de chaque activité.

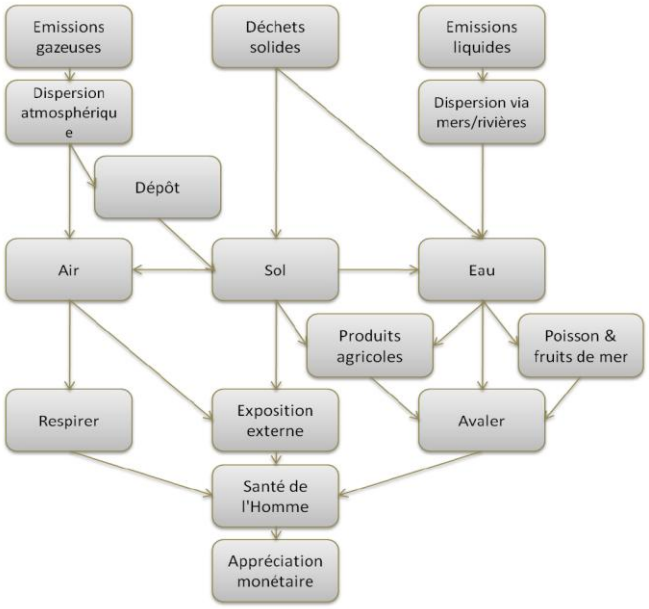
- *Impact Pathway Analysis (IPA)*
    - Estimation de l'impact sur la santé humaine et l'environnement des charges identifiées à l'étape précédente ;
    - Évaluation des coûts de l'impact identifié.

159. Dans un premier temps, on examine le parcours accompli par les émissions générées par les différentes activités du cycle du combustible. Ensuite, on estime l'impact

[72] Les différents rapports d'ExternE utilisés comme base dans la présente étude sont les suivants :
ExternE, Externalities of Energy - Volume 5 - Nuclear, European Commission, 1995; http://www.externe.info/.
ExternE, Externalities of Energy - Volume 10 - National implementation European Commission, 1995; http://www.externe.info/.
ExternE, Study: External Costs - Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport, European Commission, 2003; http://www.externe.info/.
ExternE, Externalities of energy - methodology 2005 update, European Commission, 2005; http://www.externe.info/.

possible sur les hommes et l'environnement. La figure suivante présente schématiquement la méthodologie adoptée.

Figure 7 : *Impact Pathway Analysis*



Source : AEN

160. Les émissions sont subdivisées en trois catégories : rejet dans l'atmosphère, rejet dans les mers et les cours d'eau, et stockage souterrain des déchets. Ces catégories sont explicitées ci-après :

- Rejet dans l'atmosphère
  - Respiration d'air pollué
  - Exposition à la suite des nuages radioactifs dans l'air
  - Exposition aux dépôts sur le sol[73]
  - Consommation de produits alimentaires pollués par les dépôts sur le sol

- Rejet dans les mers et les cours d'eau
  - Utilisation de l'eau des cours d'eau et des mers sous la forme d'eau potable ou pour l'irrigation
  - Consommation de poissons d'eau douce ou de mer

[73] « Dépôt » signifie le dépôt de polluants atmosphériques sur le sol, les eaux, les plantes, les animaux ou les bâtiments.

- Stockage souterrain des déchets
  - Stockage souterrain des déchets tout juste sous la surface du sol
  - Stockage des déchets en profondeur sous les plaques géologiques

161. On examine la diffusion[74] et l'exposition[75], afin d'établir ensuite une relation dose-effet et d'en venir enfin à l'évaluation financière de l'effet. L'effet le plus important du cycle de production du combustible peut toujours s'observer :

- Au niveau de la santé humaine ;
- Au niveau des cultures agraires et des matériaux de construction ;
- Au niveau des intérêts sociaux.

Les autres effets éventuels sur l'environnement ne contribuent pas de manière significative à l'impact global. L'impact au niveau de la santé humaine est subdivisé entre, d'une part, les effets non radiologiques sur la santé (par exemple les morts et blessés à l'occasion d'accidents durant le transport) et, d'autre part, les effets radiologiques (par exemple : cancer létal ou non, maladies héréditaires graves, maladies et/ou décès prématurés).

162. Les dommages aux cultures agraires et aux matériaux de construction constituent des dommages économiques directs.

S'agissant des dommages pour la santé, une distinction est faite entre la mortalité, qui concerne les maladies (qui peuvent être aiguës ou chroniques) qui entraînent réellement un décès prématuré, et la morbidité, qui concerne des maladies de longue durée qui influencent le fonctionnement du malade.

- La mortalité s'exprime en *Years Of Life Lost (YOLL)* et se fonde sur une *Value Of Life Year (VOLY)*; la valeur WTP (*willingness to pay*) recommandée pour les cas de décès aigus se situe entre 50 000,00 € et 75 000,00 €.

  Pour les décès consécutifs à un accident mortel ou à une maladie grave, ou pour les affections héréditaires graves, on part de la vie elle-même, ce que l'on appelle la *Value of Statistical Life (VSL)* ; la valeur WTP (*willingness to pay*) recommandée pour ces cas atteint 1 000 000,00 €.

[74] Les circonstances atmosphériques constituent à cet égard un facteur important étant donné que la direction du vent, le rayonnement UV et les précipitations peuvent influencer la dispersion.
[75] La localisation de l'émission est importante à ce sujet, en termes de distance par rapport à des zones (fortement) peuplées et/ou agricoles.

- Pour la morbidité, un certain nombre de postes de coût sont rassemblés, comme les coûts *resource*[76], les coûts d'opportunité[77] et les coûts de *disutility*[78]. ExternE contient, sur les différents coûts externes par effet[79], des données détaillées qui sont recommandées.

  Pour les cancers non létaux, le chiffre utilisé pour les dommages est de 250 000,00 €.

Pour les émissions radiologiques, l'horizon temporel utilisé revêt une grande importance parce que les matières radioactives peuvent continuer à exister encore, et donc continuer de faire sentir leurs effets, pendant des centaines de milliers d'années. C'est pourquoi on emploie souvent un horizon temporel de 100.000 ans avec un taux de décote de 0%.

163. Le changement climatique est l'effet sur l'environnement occasionné entre autres par l'émission de gaz à effet de serre. La littérature montre qu'il n'est pas simple d'évaluer les dommages qui accompagnent ces émissions. Cette difficulté s'explique par le fait que les gaz à effet de serre ont généralement une longue durée de vie et, dès lors, leur effet peut continuer à se faire sentir pendant des centaines d'années. Cet effet est par ailleurs entouré d'une grande incertitude : quelle sera la hausse moyenne des températures, quel sera l'impact sur les conditions climatiques extrêmes, le niveau des mers et la diffusion des maladies, quels sont les dommages et les coûts qui en résulteront ? Dans la première version d'ExternE (1995), l'utilisation d'une fourchette était recommandée ; ExternE (2005) a décidé d'utiliser une valeur recommandée de 19,00 €/tonne de CO_2 avec une valeur inférieure de 9,00 €/tonne de CO_2 et une valeur supérieure de 50,00 €/tonne de CO_2 pour les éventuelles analyses de sensibilité. Les effets consécutifs à un changement climatique[80] sont également importants. Il est dès lors recommandé de tenir compte du total des coûts d'adaptation prévus à la suite du changement climatique, même si en pratique, il n'existe pas d'estimations concrètes de ces coûts d'adaptation.

---

[76] Les coûts *Resource* comprennent les coûts médicaux ainsi que les autres coûts directs, payés ou non par une assurance soins de santé ou une compagnie d'assurances, et d'autres coûts directs sur la base des prix du marché.

[77] Les coûts d'opportunité comprennent les coûts résultant de dommages dus à une moindre productivité et à l'utilisation du temps libre (sur la base des prix du marché).

[78] Les coûts de *Disutility* comprennent les autres coûts sociaux et économiques résultant du dommage, en termes de douleur, de soucis, de traumatisme dans le chef des personnes concernées (sur la base de WTP et WTP).

[79] Passage en hôpital, activité limitée, etc.

[80] Le risque d'ouragans causant de graves dégâts augmentera, par exemple, et des populations devront déménager à la suite de la montée du niveau de la mer, etc.

164. L' Annexe 6 présente un aperçu du coût externe de l'énergie et des transports tel qu'il a été retenu par *ExternE* dans son étude. À cet égard, une distinction doit être faite entre différentes catégories d'impact. L'Annexe 7 offre une vue d'ensemble des normes économiques qui sont utilisées dans les études ExternE.

165. Selon le volet belge de l'étude ExternE[81], le tableau ci-dessous fait apparaître le coût externe moyen suivant :

- Sans réchauffement climatique : 4,4905 €/MWh
- Avec un réchauffement climatique : 4,7490 €/MWh

[81] ExternE, Externalities of Energy - Volume 10 - National implementation European Commission, 1995, http://www.externe.info/.

Tableau 23 : Aperçu pour le cycle du combustible ouvert en Belgique

Taux d'escompte : 0 %	Coût externe	codes
Power generation		
Bien commun		
mortalité YOLL*	0,20000	A1
*VSL***	*0,30000*	*B1*
morbidité (2)	0,17000	C
Maladies professionnelles		
YOLL	0,04300	A2
VSL	*0,04800*	*B2*
Autres activités du cycle combustible		
Bien commun		
YOLL	3,30000	A3
VSL	*4,10000*	*B3*
Maladies professionnelles		
YOLL	0,19000	A4
VSL	*0,22000*	*B4*
Consommation d'énergie nucléaire pour la dispersion	0,12000	D
Sous-total (YOLL) (A1+A2+A3+A4+C+D)	**4,02300**	**E**
Sous-total (VSL) (B1+B2+B3+B4+C+D)	***4,95800***	**F**
Réchauffement climatique		
scénario 1 : bas	0,01900	G1
scénario 2 : moyen 3 %	0,09000	G2
scénario 3 : moyen 1 %	0,23000	G3
scénario 4 : élevé	0,69500	G4
Total (YOLL)		
scénario 1 : bas	4,04200	E+G1
scénario 2 : moyen 3 %	4,11300	E+G2
scénario 3 : moyen 1%	4,25300	E+G3
scénario 4 : élevé	4,71800	E+G4
Total (VSL)		
scénario 1 : bas	4,97700	F+G1
scénario 2 : moyen 3 %	5,04800	F+G2
scénario 3 : moyen 1 %	5,18800	F+G3
scénario 4 : élevé	5,65300	F+G4

(1) mortalité : il s'agit de maladies menant effectivement à une mort prématurée ; cela peut être aigu ou à terme ("chronique")

(2) morbidité : il s'agit de maladies longues influençant le fonctionnement et le confort du malade

* YOLL morts selon l'approche 'Years Of Life Lost'

** VSL morts selon l'approche 'Value of Statistical Life'

Il est frappant que globalement, il n'y ait pas de différence significative dans le coût externe entre cycle fermé ou ouvert. Cependant, une analyse plus approfondie d'ExternE a montré que dans le cycle ouvert, l'activité « extraction et concentration de l'uranium » est le plus important facteur de ces coûts externes, alors que dans le cycle fermé, le moindre coût externe de cette activité « extraction et concentration de l'uranium » s'accompagne d'un coût plus élevé pour les activités de « retraitement » et de « stockage des déchets ». La CREG retient les données pour le cycle ouvert puisque la Belgique connaît un cycle ouvert en 2007.

166. Ce volet belge de l'étude ExternE indique en outre que si l'on considère une période de 100 000 ans (le tableau ci-dessus considère une période de 10 000 ans), le coût externe moyen total pour le cycle ouvert se monte à 22,6 €/MWh.

167. Le tableau ci-dessous donne un aperçu des coûts externes pour la production d'électricité dans les pays de l'UE (Source : ExternE[82]).

Tableau 24 : Coûts externes pour la production d'électricité dans les pays de l'UE (c€/kWh)

Données pour le coût externe de production d'électricité dans l'UE pour les technologies existantes (en €/MWh) *									
Pays	Charbon et lignite	Tourbe	Pétrol	Gaz	Nucléaire	Biomasse	Hydro	PV	Eolien
AT				10,00 - 30,00		20,00 - 30,00	1,00		
BE	40,00 - 150,00			10,00 - 20,00	5,00				
DE	30,00 - 60,00		50,00 - 80,00	10,00 - 20,00	2,00	30,00		6,00	0,50
DK	40,00 - 70,00			20,00 - 30,00		10,00			1,00
ES	50,00 - 80,00			10,00 - 20,00		30,00 - 50,00 **			2,00
FI	20,00 - 40,00	20,00 - 50,00				10,00			
FR	70,00 - 100,00		80,00 - 110,00	20,00 - 40,00	3,00	10,00	10,00		
GR	50,00 - 80,00		30,00 - 50,00	10,00		0,00 - 8,00	10,00		2,50
IE	60,00 - 80,00	30,00 - 40,00							
IT			30,00 - 60,00	20,00 - 30,00			3,00		
NL	30,00 - 40,00			10,00 - 20,00	7,00	5,00			
NO				10,00 - 20,00		2,00	2,00		0,00 - 2,50
PT	40,00 - 70,00			10,00 - 20,00		10,00 - 20,00	0,30		
SE	20,00 - 40,00					3,00	0,00 - 7,00		
UK	40,00 - 70,00		30,00 - 50,00	10,00 - 20,00	2,50	10,00			1,50

* sous-total pour les externalités quantifiables (comme le réchauffement de la terre, la santé publique, la santé au travail, les dommages matériels)

** biomasse combustionnée à l'aide de lignite

Cela donne pour le cycle de production du combustible nucléaire un coût externe de 0,005 €/kWh (5,00 €/MWh) pour la Belgique, de 0,002 €/kWh (2,00 €/MWh) pour l'Allemagne, de 0,003 €/kWh (3,00 €/MWh) pour la France, de 0,007 €/kWh (7,00 €/MWh) pour les Pays-Bas et de 0,0025 €/kWh (2,50 €/MWh) pour le Royaume-Uni, en tenant également compte d'un taux d'actualisation de 0 %. On ne voit pas clairement si ces chiffres concernent seulement les coûts externes consécutifs au cycle ordinaire de production du combustible nucléaire, ou si les coûts externes consécutifs à un accident nucléaire sont également compris, même si on peut présumer que cela ne concerne que les coûts externes consécutifs au cycle ordinaire de production du combustible nucléaire puisque l'étude décrit l'*Impact Pathway Analysis*.

168. L'étude « Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland - de 'vergeten' kosten in beeld » de Sevenster, de Jong, Davidson et Croezen, qui utilise la méthodologie d'ExternE, obtient

[82] ExternE, Étude : External Costs - Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport, Commission européenne, 2003, http://www.externe.info/.

comme résultat pour les coûts externes, à l'exclusion des accidents, des valeurs qui se situent entre 0,00012 €/kWh et 0,0105 €/kWh[83] (0,12 €/MWh à 10,50 €/MWh)[84].

169. Bonduelle[85] et al. proposent dans leur rapport une fourchette de 2,5 €/MWh - 7,4 €/MWh avec comme valeur médiane 4,95 €/MWh.

170. La CREG constate que les études susmentionnées fournissent des données comparables et retient dès lors comme valeur moyenne pour les coûts externes résultant du cycle ordinaire du combustible nucléaire une valeur de 4,96 €/MWh.

II.2.6.3. Coûts externes consécutifs à un accident nucléaire

171. Des accidents à grande échelle peuvent se produire dans toutes les filières énergétiques. Dans le cycle de production nucléaire, la centrale elle-même est une source de risque. Grâce à des normes de sécurité strictes, les accidents sont très rares mais les conséquences sont potentiellement énormes et peuvent en outre se faire sentir sur une très longue période. ExternE, dans ses études, a simulé quatre scénarios possibles pour le cycle de production nucléaire, allant du *worst case* (avec *core melt with a total containment breach*) au scénario le plus optimiste (où toutes les règles de sécurité ont fonctionné de manière optimale).

172. Dans ses études, ExternE suit la même méthodologie IPA[86], telle qu'elle a été décrite depuis le point 155, afin d'évaluer l'impact des effets d'accidents graves. Une partie des coûts externes consécutifs aux accidents est toutefois déjà internalisée via des assurances, primes de risque, etc. Il convient à cet égard d'établir une distinction entre les accidents liés au travail[87] et les accidents non liés au travail[88] :

---

[83] Si l'on tient compte de la valeur supérieure pour le dommage pouvant survenir à la suite d'un rejet de gaz à effet de serre pour une valeur de 50,00 €/tonne de CO_2, on obtient ici une valeur supérieure pour le coût externe total, à l'exclusion des accidents, de 0,0106 €/kWh (10,60 €/MWh). Cela montre que l'effet du changement du climat sur le cycle de production nucléaire est très faible.

[84] Externe kosten van kernenergie - Hoe zwaar wegen calamiteiten?, M. N. Sevenster, F. de Jong, M. D. Davidson, H. J. Croezen, Delft, décembre 2008.
Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland - De 'vergeten kosten in beeld', M. N. Sevenster, H. J. Croezen, M. Blom, F. Rooijers, Delft, avril 2007.

[85] Bonduelle, A., et Lefevere, M., Débat sur l'Énergie et les Tensions Environnementales (DETENTE) « Éole ou Pluton ? » 2003, Rapport commandité par Greenpeace, 2003, 67p.

[86] IPA : Impact Pathway Analysis

[87] Dans les accidents liés au travail, les seules victimes sont des travailleurs et non le grand public.

[88] Dans les accidents non liés au travail, les victimes peuvent aussi bien être des travailleurs que des personnes du grand public.

- Accidents liés au travail :
  - Pays de l'OCDE : 80 % d'internalisation
  - Pays hors OCDE : 50 % d'internalisation

- Accidents non liés au travail :
  - Pays de l'OCDE : 50 % internalisation
  - Pays hors OCDE : 20 % internalisation

173. On peut ainsi partir du principe que la valeur pour un décès à la suite d'un accident avec une valeur VSL[89] de 1 000 000,00 € (voir point 159) pour un pays de l'OCDE ne contient que 200 000,00 € en tant que coût externe pour un accident lié au travail et que 500 000,00 € pour un accident non lié au travail.

174. Les coûts externes des risques (non couverts) en cas d'accident sont déterminés par deux facteurs : la valeur d'attente[90] du risque et l'aversion au risque[91] ; cette dernière donnée est d'une grande importance pour les risques à faible probabilité mais aux conséquences importantes. Lorsque l'assureur est réticent au risque, cela veut dire que les coûts externes d'un accident causant de grands dommages mais d'une faible probabilité sont supérieurs à ceux d'un accident causant des dommages limités mais d'une probabilité élevée, même si les deux accidents affichent la même valeur d'attente. Bien que, dans le cadre du calcul du coût total de l'énergie nucléaire, il soit d'une importance cruciale de tenir compte de l'aversion au risque, la littérature n'offre que peu ou pas de calculs à cet égard. Dans la pratique, les individus travaillent surtout à l'instinct, alors que le monde de l'assurance adopte une approche plus rationnelle. Dans les deux cas, il se fait que l'aversion au risque résulte d'une « fonction d'utilité »" déterminée, différente pour chaque personne, et peut donc difficilement être traduite dans une formule bien déterminée. L'estimation des coûts externes et du risque en cas d'accident nucléaire grave est donc très difficile. L'existence d'une aversion au risque peut se traduire par des coûts externes des dizaines de fois plus élevés.

---

[89] VSL : Value of Statistical Life

[90] La valeur d'attente d'un risque est le produit de la probabilité et de l'effet.
Les accidents liés à l'énergie sont inscrits dans des bases de données. On peut dès lors, sur la base de ces banques de données, calculer le risque d'un accident dans un environnement déterminé (nombre de décès et de blessés). L'institut suisse Paul Scherrer gère l'ENSAD, *ENergy-related Severe Accident Database*.

[91] L'aversion au risque renvoie au phénomène suivant lequel des individus (ou des entreprises) n'attribuent pas la même valeur à des risques ayant une valeur d'attente identique.

175. La catastrophe nucléaire de Tchernobyl est un exemple d'accident à faible probabilité mais causant d'importants dommages. L'ampleur des dommages pour l'Ukraine et la Biélorussie seules est estimée déjà à 436 milliards $[92] sur les 30 premières années suivant la catastrophe. Cela montre également que les couvertures d'assurance conventionnelles sont insuffisantes pour couvrir tous les dommages[93]. En dehors des accidents nucléaires de Tchernobyl en 1986 et de Three Mile Island en 1979, il n'existe pas d'exemples concrets de grands accidents nucléaires[94]. Si ces coûts étaient répartis sur la production mondiale des 30 dernières années[95], cela reviendrait, selon l'étude Sevenster, à environ 5,00 €/MWh en cas d'approche neutre par rapport au risque. En cas d'approche réticente au risque, ce coût doit être multiplié au moins par un facteur dix, ce qui revient à 50,00 €/MWh. Ce dernier coût est également avancé dans différentes études de Greenpeace[96] comme hausse de la prime d'assurance lorsque l'opérateur nucléaire est rendu responsable pour supporter le coût intégral en cas d'accident nucléaire du type *worst case*. Le coût économique du risque non assuré peut donc être établi selon ces études à 50,00 €/MWh.

176. Dans la pratique, des analyses des risques sont effectuées, au cours desquelles des experts donnent leur avis sur le risque d'accidents à chaque étape du processus de production[97]. Cette sorte d'analyse, dans le cadre du projet ExternE[98], débouche sur un risque d'accident d'environ 0,104 €/MWh pour les accidents de la catégorie la plus grave et allant jusqu'à moins de 0,0023 €/MWh pour les accidents où la contamination radioactive est moins importante (cf. Tableau 25). Il convient encore une fois de remarquer que seuls les coûts d'accident supérieurs à ce qui est couvert par l'assurance responsabilité et les primes de risque peuvent être qualifiés de coûts externes.

---

[92] Externe kosten van kernenergie - Hoe zwaar wegen calamiteiten?, M. N. Sevenster, F. de Jong, M. D. Davidson, H. J. Croezen, Delft, décembre 2008.
Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland - De 'vergeten kosten in beeld', M. N. Sevenster, H. J. Croezen, M. Blom, F. Rooijers, Delft, avril 2007.
[93] The economics of nuclear power - Research report 2007, Stephen Thomas, Peter Bradford, Antony Froggatt & David Milborrow.
[94] Working paper series n° 2003-13 - Is er een toekomst voor kernenergie in België?, J. Eyckmans et G. Pepermans, novembre 2003.
[95] Sur la base d'une capacité moyenne de 300 GW et d'un nombre annuel d'heures productives de 7 400.
[96] The economics of nuclear power - Research report 2007, Stephen Thomas, Peter Bradford, Antony Froggatt & David Milborrow.
Het onverzekerde risico van kerncentrales: de risico's voor de bevolking, de winsten voor Electrabel, Greenpeace, 23 juin 2009.
[97] The economics of nuclear power - Research report 2007, Stephen Thomas, Peter Bradford, Antony Froggatt & David Milborrow;
Factsheet 5 - Hoge maatschappelijke kost van kernenergie, Greenpeace, avril 2005.
[98] Working paper series n° 2003-13 - Is er een toekomst voor kernenergie in België?, J. Eyckmans en G. Pepermans, november 2003.
ExternE, Externalities of Energy - Volume 5 - Nuclear, European Commission, 1995, http://www.externe.info/.

Tableau 25 : Valeur du risque d'accident pour les scénarios considérés

taux d'escompte : 0 %	**Total**
Accidents	
scénario 1 : optimiste*	0,00230
scénario 2 : base	0,00420
scénario 3 : base	0,02100
scénario 4 : worst case**	0,10400
Retenir : scénario 4	**0,10400**

* toutes les mesures de sécurité installées ont fonctionné effectivement et efficicacement, limitant les dommages à un minimum

** les mesures de sécurité installées n'ont pas fonctionné, ayant pour conséquence les dommages les plus élevés possibles

177. ExternE (2005) ajoute que les comparaisons *cross country* ne sont pas évidentes en raison des différences entre les catégories d'émission et les valeurs d'attente qui sont attribuées à ces émissions. Pour l'Allemagne, on indique une fourchette entre 0,0000034 €/kWh (0,0034 €/MWh) et 0,0000046 €/kWh (0,0046 €/MWh) avec un taux d'actualisation de 0 % ; pour la France, une valeur comparable de 0,000005 €/kW (0,005 €/MWh), malgré des hypothèses et des valeurs d'attente différentes. Selon le volet belge des études ExternE, pour les *major accidents (nuclear),* la fourchette indiquée se situe entre 0,0008 €/MWh et 0,35 €/MWh (voir plus loin, point 182).

178. Si l'on veut tenir compte de l'aversion au risque, ces résultats doivent être multipliés par un facteur 20. Les auteurs ayant une autre approche du risque et par conséquent une autre mesure du risque pour quantifier l'aversion au risque arrivent parfois à des résultats 35 fois plus élevés que les résultats donnés par ExternE.

179. Sevenster et al. prennent comme base les données fournies dans Hirschberg (2004) et Bergher (2004) pour établir le coût consécutif à un accident nucléaire. Il est également tenu compte à cet égard d'une internalisation partielle des coûts externes, pour laquelle une distinction est également faite entre les pays OCDE et les autres pays. Le Tableau 26 donne un aperçu des coûts des dommages et des coûts externes consécutifs à des décès directs dans un accident grave.

Tableau 26 : Aperçu des coûts des dommages et des coûts externes en cas d'accident grave (€/MWh)

	Coûts des dommages	Coûts externes
Nucléaire (Tchernobyl)	0,0055	0,0028

180. Les données précitées sont également basées sur une approche neutre par rapport au risque, ce qui signifie qu'elles constituent un seuil inférieur. Pour avoir une impression de la sensibilité à la mesure du risque, cette étude a examiné une mesure réticente au risque pour déterminer le risque pour le plus grand accident de l'histoire. La probabilité d'un accident a été calculée. Dans le cycle de production nucléaire, il n'y a dans l'histoire encore eu qu'une seule catastrophe nucléaire, Tchernobyl, avec une probabilité de 2:10 000 (Hirschberg, 2004)[99]. Le Tableau 27 indique les coûts des dommages en cas d'accidents graves avec une mesure du risque neutre et réticente. Ce tableau montre également que plus le risque d'accident est faible, plus le facteur d'aversion est élevé. Les coûts des dommages neutres en termes de risque obéissent au même modèle que la probabilité, alors que les coûts des dommages réticents au risque suivent un autre modèle : si la probabilité est 100 fois plus petite, les coûts neutres en termes de risque baissent aussi suivant un facteur 100, alors que les coûts des dommages réticents au risque ne baissent que selon un facteur 10. On propose une valeur de 50,00 €/MWh comme un coût raisonnable pour une assurance « complète ».

Tableau 27 : Aperçu des coûts des dommages en cas d'accident grave (€/MWh)

	Probabilité par an GW	Facteur d'aversion	Neutre*	Aversion
Nucléaire (ExternE 1995)	1:100.000	317	0,1	32
Nucléaire (Tchernobyl ; Hirschberg)	2:10.000 (1 fois en 30 ans)	72	5	360
Nucléaire (Tchernobyl ; Hirschberg)	2:1.000.000 (1 fois en 3.000 ans)	708	0,05	35,4

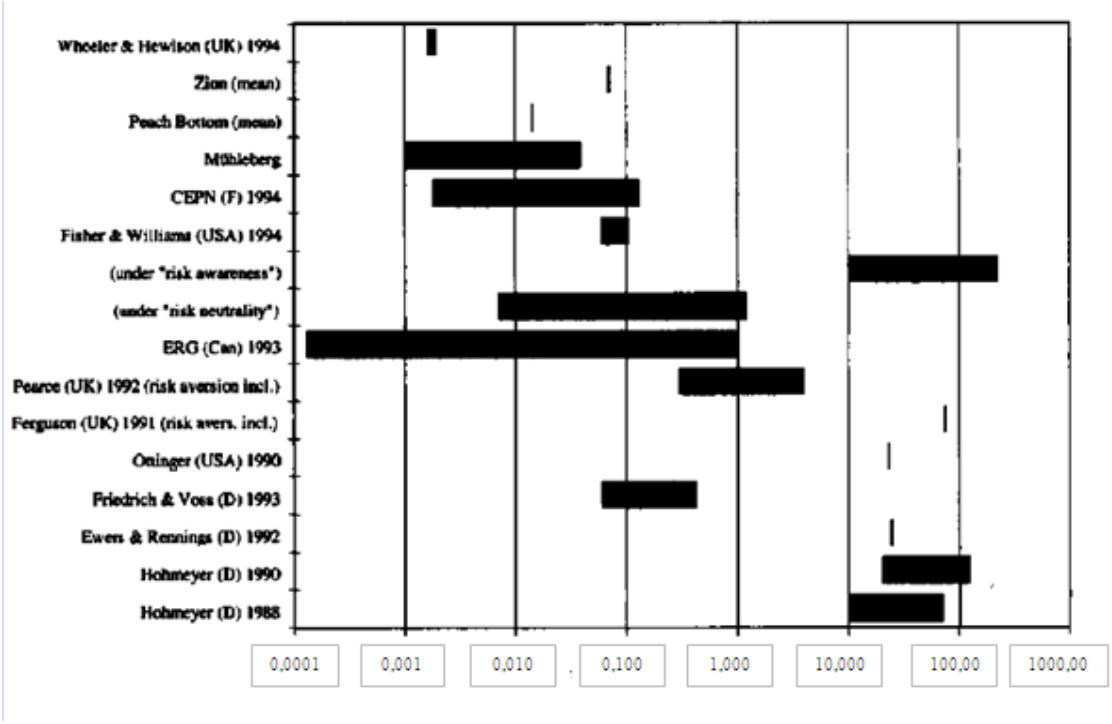
* les coûts des dommages neutres pour ExternE ont été repris de cette étude ; pour les coûts des dommages neutres pour Tchernobyl, il est fait référence à ce qui est écrit à ce sujet dans cette étude (estimation de $ 436,000 milliards)

181. Sur la base de la probabilité d'un accident et en tenant compte de l'ampleur des dommages, plusieurs études ont déjà proposé un calcul du coût par kWh du risque non

[99] Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland - De 'vergeten kosten in beeld', M. N. Sevenster, H. J. Croezen, M. Blom, F. Rooijers, Delft, avril 2007.

assuré[100]. La figure ci-dessous donne un aperçu des différents résultats. Ces études ont utilisé des points de départ différents, notamment pour ce qui concerne la gravité de l'accident, les données relatives au coût peuvent donc difficilement être comparées entre elles.

Figure 8 : Aperçu du risque non assuré (€/MWh)



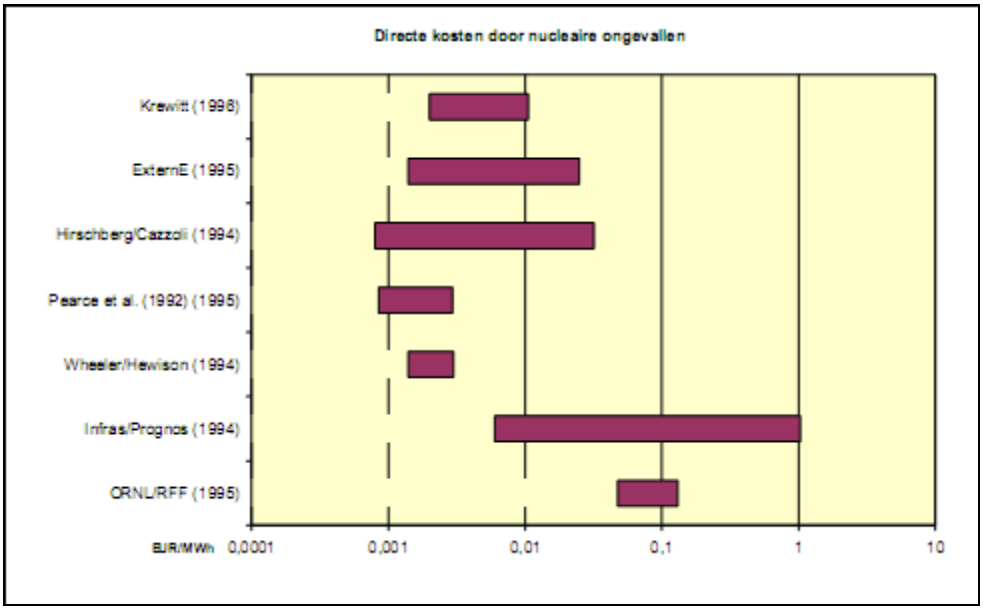
182. Les études qui concluent à un coût externe élevé arrivent à un chiffre compris entre 10,00 €/MWh et 250,00 €/MWh. À titre de comparaison, Sevenster *et al.* retiennent un coût externe de 50,00 €/MWh comme valeur supérieure de la fourchette pour un coût raisonnable pour le risque externe à la suite d'un accident nucléaire. Il n'existe pas d'études proposant le même calcul pour la Belgique mais on peut avancer que le coût externe en Belgique devrait être relativement élevé, en tenant compte de la forte densité de population, de la présence de grandes villes (Anvers, Bruxelles, Liège) et de la concentration élevée des activités industrielles dans la zone du Port d'Anvers.

183. Une étude du VITO[101] a également donné un aperçu d'études sur les coûts des dommages des accidents nucléaires, sans estimation pour l'aversion au risque, et sur la seule base des centrales nucléaires habituelles des pays de l'OCDE. La Figure 9 reprend

[100] Het onverzekerde risico van kerncentrales: de risico's voor de bevolking, de winsten voor Electrabel, Greenpeace, 23 juin 2009.
[101] VITO, 2005, Internalisering van externe kosten voor de productie en de verdeling van elektriciteit in Vlaanderen

cet aperçu des études, dont il apparaît que les estimations varient entre 0,0008 €/MWh et 1,00 €/MWh.

Figure 9 : Aperçu des diverses études concernant les coûts des dommages des accidents nucléaires



184. La CREG constate que les études précitées fournissent un large éventail de données, mais qu'elles n'indiquent pas clairement quelle a été exactement la base du calcul pour le résultat concerné, quels sont les éléments qui ont été comptabilisés et ceux qui ne l'ont pas été, et pour quelles raisons. Il apparaît donc très difficile de déterminer de manière simple et scientifiquement correcte un coût pour les coûts externes consécutifs à un accident nucléaire. Comme ExternE apparaît comme la méthode la plus acceptée et la plus connue pour l'évaluation des coûts externes, la CREG, dans la présente étude, suit la méthode et les résultats obtenus par ce projet de recherche de la Commission européenne, avec une valeur moyenne de 0,01 €/MWh pour le scénario le plus optimiste en cas d'accident nucléaire, et une valeur moyenne de 0,23 €/MWh pour le scénario le plus pessimiste.

II.2.6.4. Coûts externes totaux

185. Le Tableau 28 reprend le résultat obtenu dans le volet belge de l'étude ExternE[102] (cf. Tableau 23), mais complété par les données du point 174 concernant le risque d'accident pour la Belgique.

[102] ExternE, Externalities of Energy - Volume 10 - National implementation European Commission, 1995, http://www.externe.info/.

Tableau 28 : Aperçu du cycle ouvert des matières fissibles en Belgique, avec accidents

Taux d'escompte : 0 %			Coût externe
Power generation			
Bien commun			
	mortalité (1)	YOLL*	0,20000
		*VSL***	*0,30000*
	morbidité (2)		0,17000
Maladies professionnelles			
	YOLL		0,04300
	VSL		*0,04800*
Accidents (fourchette) graves (nucléaires)			
	minimum		0,00080
	maximum		0,35000
Autres activités du cycle combustible			
Bien commun			
	YOLL		3,30000
	VSL		*4,10000*
Maladies professionnelles			
	YOLL		0,19000
	VSL		*0,22000*
Consommation énergétique nucléaire pour la dispersion sous forme de gaz			0,12000
Sous-total (YOLL) avec min pour accident nucl			4,02380
Sous-total (YOLL) avec max pour accident nucl			4,37300
Sous-total (VSL) avec min pour accident nucl			4,95880
Sous-total (VSL) avec max pour accident nucl			5,30800
Réchauffement climatique			
	scénario 1 : bas		0,01900
	scénario 2 : moyen 3 %		0,09000
	scénario 3 : moyen 1 %		0,23000
	scénario 4 : élevé		0,69500
Total (YOLL)			
avec min pour accident nucl			
	scénario 1 : bas		4,04280
	scénario 2 : moyen 3 %		4,11380
	scénario 3 : moyen 1 %		4,25380
	scénario 4 : élevé		4,71880
avec max pour accident nucl			
	scénario 1 : bas		4,39200
	scénario 2 : moyen 3 %		4,46300
	scénario 3 : moyen 1 %		4,60300
	scénario 4 : élevé		5,06800
Total (VSL)			
avec min pour accident nucl			
	scénario 1 : bas		4,97780
	scénario 2 : moyen 3 %		5,04880
	scénario 3 : moyen 1 %		5,18880
	scénario 4 : élevé		5,65380
avec max pour accident nucl			
	scénario 1 : bas		5,32700
	scénario 2 : moyen 3 %		5,39800
	scénario 3 : moyen 1 %		5,53800
	scénario 4 : élevé		6,00300

(1) mortalité : il s'agit de maladies menant effectivement à une mort prématurée ; cela peut être aigu ou à terme ("chronique")

(2) morbidité : il s'agit de longues maladies influençant le fonctionnement et le confort du malade

* YOLL morts selon l'approche 'Years Of Life Lost'

** VSL morts selon l'approche 'Value of Statistical Life'

Ce tableau indique un coût externe pour la Belgique pour le cycle ouvert du combustible utilisé dans l'énergie nucléaire, en détaillant les différentes sortes d'impact avec un coût externe moyen pour le cycle ouvert, à savoir :

- Sans réchauffement climatique :
  - ~ Avec un min. en cas d'accident nucl. : 4,4913 €/MWh
  - ~ Avec un max. en cas d'accident nucl. : 4,8405 €/MWh
- Avec réchauffement climatique :
  - ~ Avec un min. en cas d'accident nucl. : 4,7498 €/MWh
  - ~ Avec un max. en cas d'accident nucl. : 5,0990 €/MWh

186. Le volet belge de l'étude ExternE[103] contient une comparaison des centrales sur carburants fossiles et des centrales nucléaires et fait état d'estimations de coûts externes pour différentes hypothèses en termes de taux d'actualisation, d'horizon temporel, d'estimation des dommages climatiques futurs, etc. Même pour le scénario qui utilise l'estimation la plus basse pour les dommages climatiques[104], l'énergie nucléaire[105] a le coût externe le plus faible : +/- 4,02 €/MWh, contre +/- 7,58 €/MWh pour une centrale gaz/vapeur et jusqu'à plus de +/- 88,00 €/MWh pour les centrales classiques au charbon[106].

187. La méthodologie d'ExternE comprend une composante distincte, intitulée *National implementation* dont les résultats ont été publiés en 1999[107]. Ces études nationales contiennent des estimations des coûts externes pour la Belgique, l'Allemagne, les Pays-Bas, le Royaume-Uni et la France (données de 1995). Ces résultats sont indiqués dans le Tableau 29 et tiennent compte d'un taux d'actualisation de 0 %. Ils se différencient entre eux en fonction des différences dans les technologies utilisées, les sites et les contextes socioéconomiques propres à chaque pays, mais ils se situent bien tous dans le même ordre de grandeur. Le Tableau 30 reprend ces résultats et les complète avec les coûts externes pour d'autres cycles de combustible pour la production d'électricité, et avec les coûts directs tels qu'ils apparaissent selon ExternE 1999.

---

[103] ExternE, Externalities of Energy - Volume 10 - National implementation European Commission, 1995, http://www.externe.info/.
[104] Working paper series n° 2003-13 - Is er een toekomst voor kernenergie in België?, J. Eyckmans et G. Pepermans, novembre 2003, ExternE, Externalities of Energy - Volume 10 - National implementation European Commission, 1995, http://www.externe.info/.
[105] Ce coût est le même pour le cycle ouvert et le cycle fermé.
[106] Il faut ici tenir compte du fait que lors de la production par des centrales classiques gaz-vapeur ou par des centrales au charbon, l'achat de droits d'émission de CO^2 permet dès lors de compenser une partie des coûts externes.
[107] Nuclear Electricity Generation: What are the external costs?, OCDE - AEN, 2003.

Tableau 29 : Aperçu des coûts externes (€/MWh) pour différents pays dans ExternE 1999

	Coût externe
Belgique	4,0 - 4,7
Allemagne	2,5
France	4,4 - 7,0
Pays-Bas	7,4
Royaume-Uni	2,4- 2,7

Tableau 30 : Aperçu des coûts externes et des coûts directs de production (€/MWh) pour la production d'électricité dans différents pays européens

chiffre en €/MWh	**Centrale thermique**	**Pétrole**	**Gaz**	**Nucléaire**	**Biomasse**	**Energie solaire**	**Energie éolienne**
Coûts externes							
Autriche			11,0 - 26,0		24,0 - 25,0		
Belgique	37,0 - 150,0		11,0 - 22,0	4,0 - 4,7			
Allemagne	30,0 - 55,0	51,0 - 78,0	12,0 - 23,0	4,4 - 7,0	28,0 - 29,0	1,4 - 3,3	0,5 - 0,6
Danemark	35,0 - 65,0		15,0 - 30,0		12,0 - 14,0		0,9 - 1,6
Espagne	48,0 - 77,0		11,0 - 22,0		29,0 - 52,0		1,8 - 1,9
Finlande	20,0 - 44,0				8,0 - 11,0		
France	69,0 - 99,0	84,0 - 109,0	24,0 - 35,0	2,5	6,0 - 7,0		
Grèce	46,0 - 84,0	26,0 - 48,0	7,0 - 13,0		1,0 - 8,0		2,4 - 2,6
Irlande	59,0 - 84,0						
Italie		34,0 - 56,0	15,0 - 27,0				
Pays-bas	28,0 - 42,0		5,0 - 19,0	7,4	4,0 - 5,0		
Norvège			8,0 - 19,0		2,4		0,5 - 2,5
Portugal	42,0 - 67,0		8,0 - 21,0		14,0 - 18,0		
Suède	18,0 - 42,0				2,7 - 3,0		
Royaume-Uni	42,0 - 67,0	29,0 - 47,0	11,0 - 22,0	2,4 - 2,7	5,3 - 5,7		1,3 - 1,5
Coûts directs							
	32,0 - 50,0	49,0 - 52,0	26,0 - 35,0	34 ,0 - 59,0	34,0 - 43,0	512,0 - 853,0	67,0 - 72,0

188. Dans l'étude du VITO « Internalisering van externe kosten voor de productie en de verdeling van elektriciteit in Vlaanderen » (avril 2005), le coût externe du nucléaire en Flandre était composé de manière analogue à ce que montre le Tableau 31. La production d'électricité nucléaire affiche un très faible coût de 0,80 €/MWh, malgré l'estimation prudente des risques pour la santé à la suite de l'émission de matières radioactives dans la chaîne combustible. Cette situation est liée au fait qu'il ne faut que très peu d'uranium pour produire 1 MWh, et au fait qu'il n'y a pratiquement pas d'émissions. La comptabilisation des risques liés au stockage des déchets et à l'éventualité d'accidents graves n'y change rien.

Tableau 31 : Coûts externes pour la Flandre (en €/MWh)

	Productiefase				Risico op ernstige ongevallen	Levenscyclus	Totaal
	Impacts via SO_2, NO_x en deeltjes	Impacts via zware metalen	Impact via CO_2	Andere impacts[a]		Brandstof-keten en infra-structuur[g]	
Nucleair	0	nvt.	ng.	0,04	0,0235	0,73	0,8
Klassieke fossiele centrales (steenkool)	60 – 75 [a]	0,09	24	0,2		2,7	87 – 102
Klassieke fossiele centrales (steenkool) met rookgasreiniging	11	0,09	18	0,2		2,7	32
Gas STEG	0,6 – 2,1 [b]	nvt.	8 – 11	0,04	≤ 0,01	1,2	9,8 – 11,3
Gas klassiek	11 – 17	nvt.	12	0,06		1,8	25 – 31
Olie	126	nb.	16	nb.		5 – 8 [h]	147 - 150
WKK gas (turbine)	1,4	nvt.	4 – 6	0,04		1,2	6,6 – 8,6
WKK gas (motor)	12,6.	nvt.	4 – 5	0,06		1,8	18,5 – 19,5
WKK olie	nb.	nb.	nb.	nb.		5 – 8 [h]	nb.
Afval	29	nb.	60 [d]	nb.		nvt.	43 – 53
Biomassa	11 – 60 [c]	nvt.	0	0,2 [c]		nb.	11 – 60
Wind	0	0	0	0 – 0,02		0,6 – 2,5	0,6 – 2,5
PV	0	0	0	nb.		3 – 7,5	3 – 7,5
Water	0	0	0	nb.		1 – 2,2	1 – 2,2

nb.: niet beschikbaar
ng.: verwaarloosbaar
nvt: niet van toepassing
[a]: centrales op hoogovengas hebben lagere externe kosten (15 euro/MWh) en worden in de berekeningen voor de totale externe kosten bij deze groep gevoegd.
[b]: oudere stoom- en gascentrales hebben hogere externe kosten (8,7 euro/MWh) en worden in de berekeningen voor de totale externe kosten bij deze groep gevoegd.
[c]: bijstook in steenkoolcentrales. Emissiegegevens voor elektriciteitsproductie via stortgas ontbreken.
[d]: enkel afvalverwerking met energieproductie, en enkel niet-hernieuwbare fractie.
[e]: lawaalhinder, kleine beroeparisico's, radioactieve straling, zonder ernstige ongevallen.
[f]: betreft ongevallen tijdens de productiefase voor nucleaire centrales en in de volledige levenscyclus voor de fossiele elektriciteitscentrales.
[g]: zonder ernstige ongevallen, wel met beroeparisico's.
[h]: op basis van levenscyclusciijfers van begin jaren 1990.

189. Le Tableau 32 donne un aperçu de toutes les valeurs des différentes études citées dans le présent document pour établir de cette manière une valeur moyenne pour la valeur des coûts externes.

Tableau 32 : Aperçu des valeurs (€/MWh) des diverses études

	minimum	maximum	moyenne	*remarques*
ETUDES comportant des données relatives aux COUTS EXTERNES, ACCIDENTS NON INCLUS				
Etude ExternE relative aux coûts externes				
coûts externes, accidents non inclus			5,00	*pas évident que ce soit effectivement sans accidents*
Eole ou Pluton (2003)				
coûts externes, accidents non inclus	2,50	7,40	4,95	
ETUDES comportant des données relatives aux COUTS EXTERNES, ACCIDENTS INCLUS				
ExternE (1995)				
coûts externes, accidents inclus	0,0023	0,1040	0,0532	*l'étude concerne l'analyse détaillée pour la France*
ExternE (2005)				
coûts externes, accidents inclus				
- Allemagne	*0,0034*	*0,0046*	*0,0040*	*données adaptées au volet allemand ExternE (1999)*
- France			*0,0050*	*données adaptées au volet français ExternE (1999)*
- Belgique	*0,0008*	*0,3500*	*0,1754*	*données du volet belge ExternE (1999)*
Etudes Greenpeace				
coûts externes, accidents inclus			50,00	
Diverses études, analysées par les études Greenpeace				
coûts externes, accidents inclus	10,00	200,00	105,00	*concerne les études concluant un coût externe élevé*
ETUDES comportant des données relatives aux COUTS EXTERNES				
Volet belge ExternE 1999				*min : sans tenir compte du réchauffement climatique ;*
YOLL				
cycle ouvert YOLL				*max : en tenant compte de la valeur de réchauffement climatique la plus élevée ;*
coûts externes, accidents non inclus	4,0230	4,7180	4,3705	
coûts externes, accidents inclus	0,0008	0,3500	0,1754	*Remarque : l'étude indique que si l'on considère une période de 100.000 ans, le coût total externe augmenterait à 22,6 €/MWh (cycle ouvert)*
coûts externes	4,0238	5,0680	4,5459	
VSL				
cycle ouvert VSL				
coûts externes, accidents non inclus	4,9580	5,6530	5,3055	
coûts externes, accidents inclus	0,0008	0,3500	0,1754	
coûts externes	4,9588	6,0030	5,4809	
Nouvelle centrale électrique aux Pays-bas - Les "coûts ignorés en image" (avril 2007)				
coûts externes, accidents non inclus	0,12	10,50	5,31	
coûts externes, accidents inclus	5,00	50,00	27,50	
coûts externes	5,12	60,50	32,81	
VITO - Intériorisation des coûts externes en Flandre				
coûts externes, accidents non inclus			0,77	
coûts externes, accidents inclus			0,02	
coûts externes			0,79	

Sur la base des conclusions partielles qui précèdent (voir points 167 et 181), et du Tableau 32 ci-dessus, la CREG retient une valeur moyenne de 5,08 €/MWh pour les coûts externes.

III. MARGE DE L'EXPLOITANT NUCLEAIRE

III.1. Estimation de la marge 2007

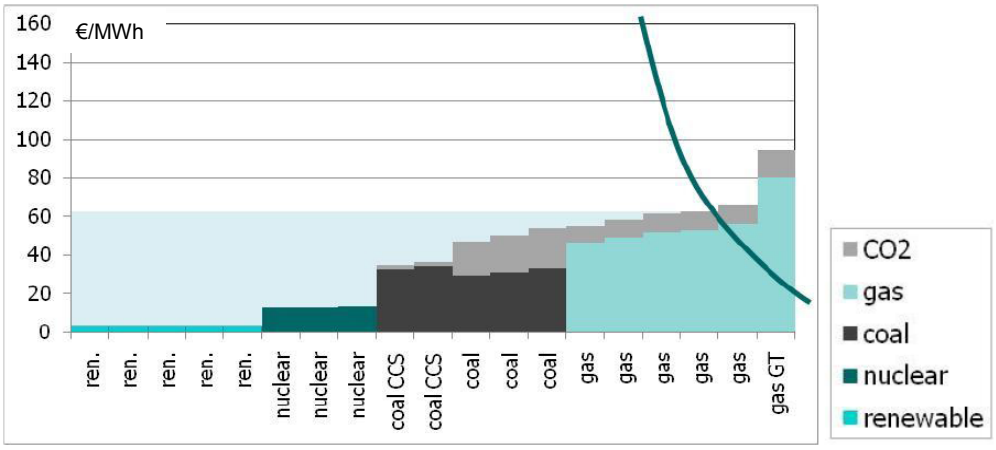
190. En supposant que le marché belge de l'électricité est un marché libre, où les lois de la concurrence (P=CMa) sont d'application, le bénéfice pour un producteur est déterminé par la différence entre les revenus totaux (RT) et les coûts totaux (CT). De manière simplifiée, ce calcul peut s'énoncer par la formule suivante :

Bénéfice = RT –CT
= (P*Q) – (CM*Q)
= (P- CM) * Q ⇔ (CMa – CM) * Q

191. Jusqu'à présent, nous avons déterminé deux de ces trois variables. La quantité (Q) d'électricité produite provenant des centrales nucléaires pour 2007 a été fixée à 45 852 946 MWh. Le coût moyen de production (CM) a été calculé dans la partie précédente. Nous retenons pour 2007 une fourchette de [confidentiel] – [confidentiel]. Cela implique qu'il ne reste plus qu'à procéder à une estimation du prix (P).

192. La formation du prix sur les marchés actuels de l'électricité suit partout en Europe les mêmes règles économiques de base (principe des coûts marginaux (CMa), coûts d'opportunité). Les coûts marginaux de la dernière centrale électrique mise en service, en ce compris la quantité de certificats CO_2 liés à cette centrale électrique, sont déterminants pour le prix de l'électricité. La figure ci-dessous donne une idée de la manière dont (en Belgique, par exemple), le prix se forme en réalité sur le marché libre.

Figure 10 : Formation du prix sur le marché libre



(Source : GDF Suez)

193. La courbe de l'offre peut être représentée par l'accumulation logique des centrales (*stack of power plants*) allant des centrales au coût marginal le plus faible jusqu'à celles ayant le coût marginal le plus élevé. La mise en service d'installations de production pour satisfaire la demande s'effectue sur la base du *merit order*, c'est-à-dire du coût marginal progressif. C'est ainsi que les centrales nucléaires ont un faible coût de production marginal mais peuvent être de manière moins flexible mises en circuit ou retirées du circuit (centrales *base load*). Elles sont donc les premières à être prises en considération pour satisfaire la demande d'électricité. À l'inverse, ce sont généralement les centrales au gaz ou au pétrole qui sont les dernières à être prises en considération (centrales *peak load*) en raison de leur coût marginal élevé. Elles sont en effet fortement dépendantes de l'évolution des prix des carburants.

194. Comme on peut le constater, on arrive, dans cette situation hypothétique, à un prix du marché de +/- 60 €/MWh. Dans pareil cas, la centrale marginale est une centrale au gaz. Les centrales nucléaires se situent tout à fait au début de la courbe de l'offre. Le faible niveau des coûts marginaux résulte de dépenses combustibles relativement faibles et de l'importance de ces coûts du combustile dans la structure des coûts d'une centrale nucléaire[108].

195. En cas de concurrence effective, ce qui est tout de même l'objectif de la libéralisation du marché, c'est la *law of one price* qui prévaut. Comme il existe une possibilité d'arbitrage, il se forme toujours sur un marché un prix unitaire pour des produits homogènes comme le courant électrique (Bundeskartellamt[109], 2007). À titre d'exemple à cet égard, on peut citer les bourses EEX, EXAA et Powernext, qui donnent une bonne indication du prix du marché pour l'électricité à l'aide des prix *forward wholesale*. Ceci n'est cependant vrai qu'en absence de manipulation du marché.

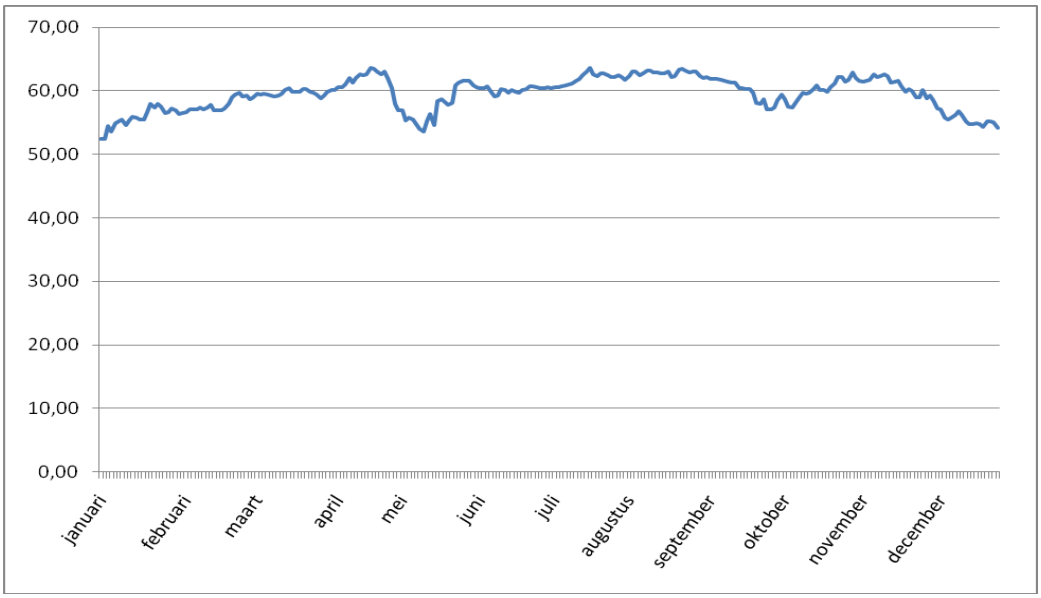
196. Endex[110] est une bourse où s'établissent des notations *forward wholesale* (tant pour le gaz que pour l'électricité). L'un des produits traités sur Endex est le *Belgian Power Base Load*. Il est possible d'opter pour la conclusion d'un contrat *forward* pour un des trois mois, un des quatre trimestres ou une des trois années calendrier à venir.

---

[108] Cf. II.2.1. Dépenses combustibles : C_{fuel}. L'importance du coût du combustible exprimée en pourcentage dépend de ce que l'on entend précisément par « coût du combustible ».
[109] Bundeskartellamt, 2007, Vermaning RWE AG wegens stroomprijsvorming, p.49.
[110] ENDEX N.V. a été constituée en 2002 par un groupe de grands acteurs du marché européen de l'énergie avec des représentants du secteur financier. Depuis décembre 2008, ENDEX N.V. est une filiale à 100 % du groupe APX.

197. Dans la présente étude, nous examinons le *Belgian Power Base Load* pour 2007. Cela signifie le prix moyen noté en 2006 et qui doit être payé en 2007. Nous avons opté pour la formule *base load* en raison des caractéristiques des unités de production nucléaire exposées plus haut (coût marginal, modulation, etc.). Nous avons choisi la moyenne du *forward* 1 an parce que cette valeur est moins influencée par les fluctuations à court terme que, par exemple, un *forward* pour le mois ou le trimestre suivant.

Figure 11 : Prix Wholesale Forward 2007 (€/MWh)



La valeur moyenne du *Belgian Power Base Load* sur Endex en 2007 est de 59,52 €/MWh. Cela donne :

- [confidentiel]
- [confidentiel]

comme marge brute pour l'exploitant nucléaire.

198. Il convient toutefois d'apporter quelques nuances en adoptant cette approche. La liquidité sur Endex est plutôt limitée : le volume total traité en 2007 sur le segment *Belgian Power Base Load* n'a été que de 3 263 059 MWh, soit 7,12 % de la production nucléaire totale en 2007. Toutefois, une analyse des contrats[111] qu'Electrabel a conclus avec ses grands clients industriels (contrats bilatéraux) montre qu'une grande partie de ces contrats sont basés sur des prix *forward*. Il existe une tendance suivant laquelle, à l'avenir,

[111] Étude (F) 091029-CDC-917 relative aux mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2008 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'Electrabel s.a., 29 octobre 2009.

davantage de contrats seront négociés sur la base de *forwards*, plutôt que sur d'autres paramètres (N_c et N_e) ou sur la base de prix fixes. Cela signifie que, malgré le volume limité traité sur la bourse de l'électricité, la pertinence du prix *forward* s'accroît. Cela justifie le choix qui a été fait dans cette étude.

III.2. Rectificatif de l'étude (F)091015-CDC-892

199. Dans l'étude (F)091015-CDC-892[112], la CREG s'était livrée à un calcul analogue dans le cadre de la prolongation possible des unités nucléaires (*windfall profits*). Le point de départ était le même, à savoir l'estimation des bénéfices monopolistiques. On avait alors suivi la même méthodologie, la confrontation du coût moyen de production par rapport au coût marginal. Dans cette dernière partie, nous comparons les résultats de l'étude (F)091015-CDC-892 avec les résultats que nous venons d'obtenir. Le Tableau 33 donne un aperçu des différences entre les deux études[113].

Tableau 33 : Différence entre les paramètres

[confidentiel]

200. Une première différence entre les deux études est que l'étude (F)091015-CDC-892 se livre à une estimation du coût moyen de production pour l'année 2008, tandis que l'étude actuelle offre une estimation pour 2007. Le moment de l'analyse est donc différent, ce qui a un impact sur le paramètre de la production (Q) : en 2008, la production nucléaire s'est chiffrée à 43 358 617 MWh, alors qu'en 2007 elle avait atteint 45 852 946 MWh, soit une différence de 2 494 329 MWh.

201. Une deuxième différence réside dans la détermination du prix *forward*. Dans l'étude (F)091015-CDC-892, ce prix était établi à 66,11 €/MWh, soit la moyenne des *forwards* à payer en 2008 et 2009. L'étude avait choisi une moyenne de deux années parce que l'estimation portait sur les *windfall profits* : les bénéfices qui pourraient être réalisés dans l'avenir[114] grâce à la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires. Une moyenne sur deux ans est plus représentative qu'une moyenne sur une seule année. Dans l'étude

[112] Étude (F)091015-CDC-892 sur les centrales nucléaires en Belgique : stranded benefits comme conséquence des amortissements accélérés durant la période captive et windfall profits à la suite de la prolongation éventuelle de leur durée de vie.
[113] Il est fait abstraction des investissements de prolongation et des coûts d'amortissement afférents.
[114] Il faut attendre les dispositions qui seront contenues dans l'accord final entre GDF-Suez et l'État belge. Dans le protocole d'accord en date du 22 octobre 2009, il est question d'une prolongation de 10 ans de la durée de vie de Doel 1, Doel 2 et Tihange 1.

actuelle, le prix est établi à 59,52 €/MWh, soit la moyenne des *forwards* qui ont dû être payés en 2007. Le choix d'une moyenne basée sur les notations à payer en 2007 est une conséquence du fait que cette étude cherchait à déterminer la marge pour l'année 2007.

202. Enfin, l'étude (F)091015-CDC-892 part, pour la détermination du coût moyen de production, de données qui étaient connues à ce moment-là via des documents du CCEG et du BCEO. Les données du CCEG ont trait à l'année 2001, les chiffres du BCEO (coût du combustible) à l'année 2002. Le coût du combustible selon le document du BCEO (pour l'année 2002) a été constamment maintenu à [confidentiel]. Le coût d'exploitation [confidentiel] et le coût des provisions [confidentiel] de 2001 ont été convertis en valeurs 2008 sur la base de l'évolution du paramètre N_e.

203. Les informations reçues par la CREG dans le cadre de la présente étude montrent que les composantes individuelles du coût évoluent de manière spécifique. C'est ainsi que le coût du combustible évolue en fonction notamment du prix de l'uranium et du coût de la gestion des déchets. Les provisions sont revues tous les trois ans par la Commission des provisions nucléaires en fonction des estimations (Synatom). Autrement dit, les données et les documents qui sont fournis ont conduit à ce que l'estimation de coût moyen de production corresponde mieux à la réalité que ce qui avait été déterminé dans l'étude (F)091015-CDC-892.

204. Enfin, le coût [confidentiel] retenu dans le document CC (e) 2002/12 du CCEG est un coût pour l'activité Production-Interconnexion-Transmission (PIT). Pour pouvoir établir une comparaison correcte avec le coût d'exploitation ([confidentiel] - [confidentiel]) figurant dans cette étude, il faut éliminer la partie Interconnexion-Transmission contenue dans les [confidentiel].

205. Les document du CCEG ne permettent pas de déduire le montant de la contribution de l'activité Interconnexion-Transmission au coût d'exploitation PIT. C'est pourquoi la CREG a choisi d'estimer cette contribution sur la base des données qui ont été portées à sa connaissance via le gestionnaire du réseau de transport, Elia.

206. Le premier budget (proposition tarifaire) ayant été introduit par Elia est la proposition tarifaire pour l'année 2003, en date du 22 novembre 2002. Le budget total s'élevait à [confidentiel]. La production nette pour 2003 était estimée à 80.435.000 MWh. Ceci donne un tarif de réseau de transport (moyen) de [confidentiel]. Il convient toutefois de se demander s'il est correct d'assimiler le budget complet d'Elia à la contribution de l'activité

Interconnexion-Transmission au coût d'exploitation PIT. Le tableau ci-dessous offre un aperçu.

Tabel 34: Coût de transmission et PIT

[confidentiel]

207. La première colonne illustre le budget d'Elia et ses principaux éléments constitutifs pour 2003. Ensuite, ce budget est réparti entre les éléments qui figuraient dans l'ancienne activité 'IT' et les éléments du 'P' ou autres. De la sorte, [confidentiel] des [confidentiel] initiaux sont alloués à l'activité 'IT', à savoir [confidentiel]. Cette valeur doit être déduite des [confidentiel], ce qui donne un coût d'exploitation de [confidentiel]. Ceci est cohérent par rapport à l'estimation obtenue dans la présente étude [confidentiel] - [confidentiel].

IV. CONCLUSION

208. Dans les pages qui précèdent, la CREG a donné suite à la demande qu'elle avait reçue du ministre du Climat et de l'Énergie le 11 mars 2009. Cette demande était double : d'une part, calculer le coût moyen de production de la production d'électricité provenant des centrales nucléaires en Belgique et, d'autre part, estimer les « *bénéfices monopolistiques* » réalisés par l'exploitant nucléaire.

209. Dans un premier temps, le texte a examiné les différents concepts en matière de coût. Il a clairement établi une distinction entre les concepts de coûts (directs) de production et de coûts externes.

210. Il a ensuite procédé à une analyse de la situation en Belgique, qui a conduit à tenter de déterminer un coût de production moyen pour l'année 2007, en fonction de la disponibilité de données fiables au moment du lancement de l'étude.

211. Le coût moyen de production a ensuite été subdivisé en quatre composantes : le coût du combustible, le coût d'exploitation, le coût d'amortissement et le coût des provisions.

212. Pour le coût du combustible, la valeur retenue est de [confidentiel], sur la base des chiffres fournis par Electrabel dans un courrier du 20 mai 2009.

213. Deux approches ont été retenues pour déterminer le coût d'exploitation. D'une part, on est parti des chiffres livrés par Electrabel. Ceux-ci font une distinction entre coûts de personnel [confidentiel], coûts d'entretien [confidentiel], coûts administratifs [confidentiel] et coûts d'assurance [confidentiel]. Le total obtenu pour le coût d'exploitation s'élève à [confidentiel].

214. Une deuxième approche part du contrat conclu entre Electrabel et SPE au sujet de la participation (*quote-part)* de SPE dans les quatre unités Doel 3 et 4, Tihange 2 et 3. En 2007, cette participation se montait à 4 %. Sur la base des factures entre Electrabel et SPE, et d'une présentation d'Electrabel à SPE à propos de cette *quote-part*, il a été possible de

déterminer un coût moyen d'exploitation, à l'exclusion de la marge d'insécurité et de la marge pour l'exploitation nucléaire, de [confidentiel].

215. En résumé, pour le coût d'exploitation, nous retenons une fourchette de [confidentiel] - [confidentiel].

216. Le coût d'amortissement est déterminé d'une part sur la base des valeurs qui ont pu être retrouvées dans les comptes [confidentiel] et d'autre part sur la base des chiffres fournis par Electrabel [confidentiel].

217. Enfin, pour les provisions, il convient d'établir une distinction entre les provisions pour démantèlement et les provisions pour la gestion des matières fissibles irradiées. Ces deux provisions sont constituées d'une partie en capital et d'une partie faite des intérêts générés. Seule la partie en capital représente un coût pertinent pour 2007 s'agissant des provisions pour démantèlement. Aucune valeur n'a été retenue en ce qui concerne des provisions pour la gestion des matières fissibles irradiées, étant donné que la partie en capital de ces provisions avait déjà été comptabilisée dans le prix payé par l'exploitant nucléaire à Synatom pour l'utilisation du combustible. Au total, le coût retenu pour les provisions s'élève à [confidentiel].

218. Cela conduit à un coût de production moyen de [confidentiel] à [confidentiel]. Cette valeur a ensuite été confrontée à des *benchmarks* internationaux. Il s'avère que la valeur obtenue correspond étroitement à ce qui est connu au niveau international.

219. Ce coût de production moyen est ensuite confronté au prix moyen *forward wholesale* en 2007, soit 59,52 €/MWh. Autrement dit, l'exploitant nucléaire réalise sur la vente d'énergie une marge allant de [confidentiel] à [confidentiel]. Si l'on multiplie par une production de 45 852 946 MWh, cela donne pour l'année 2007 un « *bénéfice monopolistique* » allant de [confidentiel] à [confidentiel].

220. L'étude a également porté son attention sur le concept de coût externe. Les effets externes sont des effets secondaires d'une activité sociale ou économique dont les coûts et les profits ne reviennent pas au groupe qui a initié l'activité. Il est très difficile de fournir une estimation de tels effets parce qu'ils ne sont souvent pas négociés sur un marché, qu'ils sont

soumis à des calculs de probabilité, et que leur impact dans le temps est difficile à déterminer.

221. Pour estimer les coûts externes de l'énergie nucléaire, il faut distinguer les coûts externes relatifs au fonctionnement des centrales, d'une part, et ceux qui sont liés à un possible accident nucléaire, d'autre part. Pour chacune de ces catégories, un certain nombre de scénarios ont été analysés, une attention toute particulière étant accordée au travail d'ExternE, un projet de la Commission européenne consacré à cette problématique.

222. Un chiffre de 5,08 €/MWh a été retenu en tant que coût externe.

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz:

Guido Camps
Directeur

François Possemiers
Président du Comité de direction

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Parc de production nucléaire en Belgique 12
Tableau 2: Production (MWh) des centrales nucléaires pour la période 2002-2007.....13
Tableau 3a: Coût du combustible (€) pour toutes les centrales nucléaires en Belgique.....16
Tableau 3b: Coût du combustible (€/MWh) pour toutes les centrales nucléaires en Belgique 17
Tableau 4: *Quote-part* de SPE (4 %) dans la production (MWh, 2007).....17
Tableau 5: Coût du combustible en 2007 17
Tableau 6 : Coûts de personnel.....22
Tableau 7 : Aperçu du régime de l'AEN (OCDE).....23
Tableau 8 : Aperçu du régime de responsabilité de l'AEN (OCDE).....24
Tableau 9 : Situation en Belgique.....26
Tableau 10 : Assurance en responsabilité civile (€) 30
Tableau 11 : Assurance de dommage 30
Tableau 12 : Accidents et santé 31
Tableau 13 : Coût total des assurances (police).....31
Tableau 14 : Coût total des assurances (Electrabel) 31
Tableau 15 : *Price Anderson Act* 33
Tableau 16 : Coûts d'entretien.....34
Tableau 17 : Coûts administratifs 34
Tableau 18 : Total des coûts d'exploitation 2007 (Electrabel).....34
Tableau 19 : Total des coûts d'exploitation (Electrabel-SPE).....36
Tableau 20 : Amortissements.....40
Tableau 21 : Aperçu des provisions (en millions d'euros) 45
Tableau 22 : Coût de production moyen (€/MWh).....48
Tableau 23 : Aperçu pour le cycle du combustible ouvert en Belgique 56
Tableau 24 : Coûts externes pour la production d'électricité dans les pays de l'UE (c€/kWh)57
Tableau 25 : Valeur du risque d'accident pour les scénarios considérés.....61
Tableau 26 : Aperçu des coûts des dommages et des coûts externes en cas d'accident grave (€/MWh) 62
Tableau 27 : Aperçu des coûts des dommages en cas d'accident grave (€/MWh).....62
Tableau 28 : Aperçu du cycle ouvert des matières fissibles en Belgique, avec accidents.....65
Tableau 29 : Aperçu des coûts externes (€/MWh) pour différents pays dans ExternE 1999 ...67

Tableau 30 : Aperçu des coûts externes et des coûts directs de production (€/MWh) pour la production d'électricité dans différents pays européens 67
Tableau 32 : Aperçu des valeurs (€/MWh) des diverses études 69
Tableau 33 : Différence entre les paramètres 73
Tabel 34: Coût de transmission et PIT 75

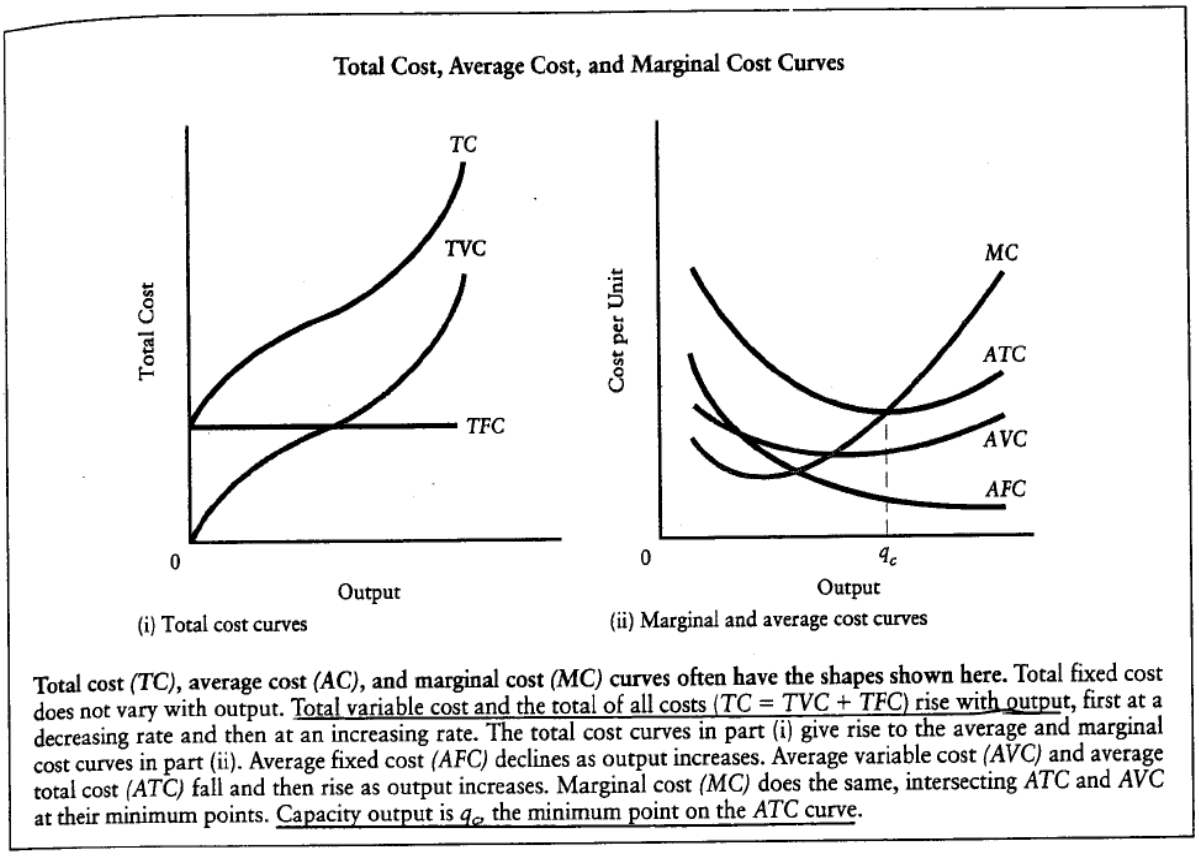
LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Aperçu des composantes de coût nucléaire 10
Figure 2 : Cycle du combustible 14
Figure 3: Prix moyen d'achat de l'uranium dans l'UE & aux USA 19
Figure 4 : Coût du combustible : Belgique *vs* USA (2007) 20
Figure 5 : Dotations pour amortissement pour les unités nucléaires 41
Figure 6 : Fonds de démantèlement (MBEF 1999) 44
Figure 7 : *Impact Pathway Analysis* 52
Figure 8 : Aperçu du risque non assuré (€/MWh) 63
Figure 9 : Aperçu des diverses études concernant les coûts des dommages des accidents nucléaires 64
Figure 10 : Formation du prix sur le marché libre 70
Figure 11 : Prix Wholesale Forward 2007 (€/MWh) 72

ANNEXE 1 :

COUTS DE PRODUCTION

La figure suivante indique le rapport entre coûts totaux, moyens et marginaux.



Total cost *(TC)*, average cost *(AC)*, and marginal cost *(MC)* curves often have the shapes shown here. Total fixed cost does not vary with output. Total variable cost and the total of all costs ($TC = TVC + TFC$) rise with output, first at a decreasing rate and then at an increasing rate. The total cost curves in part (i) give rise to the average and marginal cost curves in part (ii). Average fixed cost *(AFC)* declines as output increases. Average variable cost *(AVC)* and average total cost *(ATC)* fall and then rise as output increases. Marginal cost *(MC)* does the same, intersecting *ATC* and *AVC* at their minimum points. Capacity output is q_c, the minimum point on the *ATC* curve.

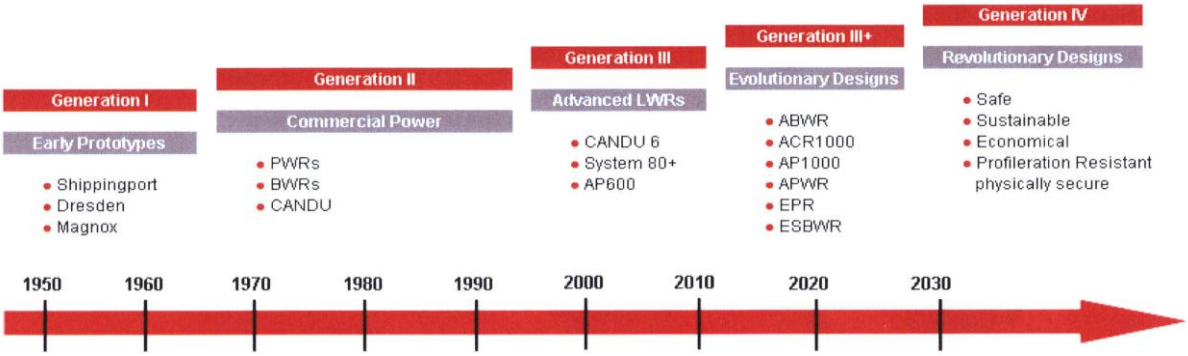
Source : Lipsey et al., Economics, Twelfth Edition

On peut déduire du premier graphique que les coûts totaux fixes (TFC) ne varient pas avec la production. En partant des courbes des coûts totaux de la Figure (i), on obtient les courbes de la Figure (ii). La courbe des coûts marginaux (MC) coupe la courbe des coûts totaux moyens (ATC) et la courbe des coûts variables moyens (AVC) à leur minimum. La production est dans ce cas q_c.

ANNEXE 2 :

PRESSURIZED WATER REACTOR (PWR)

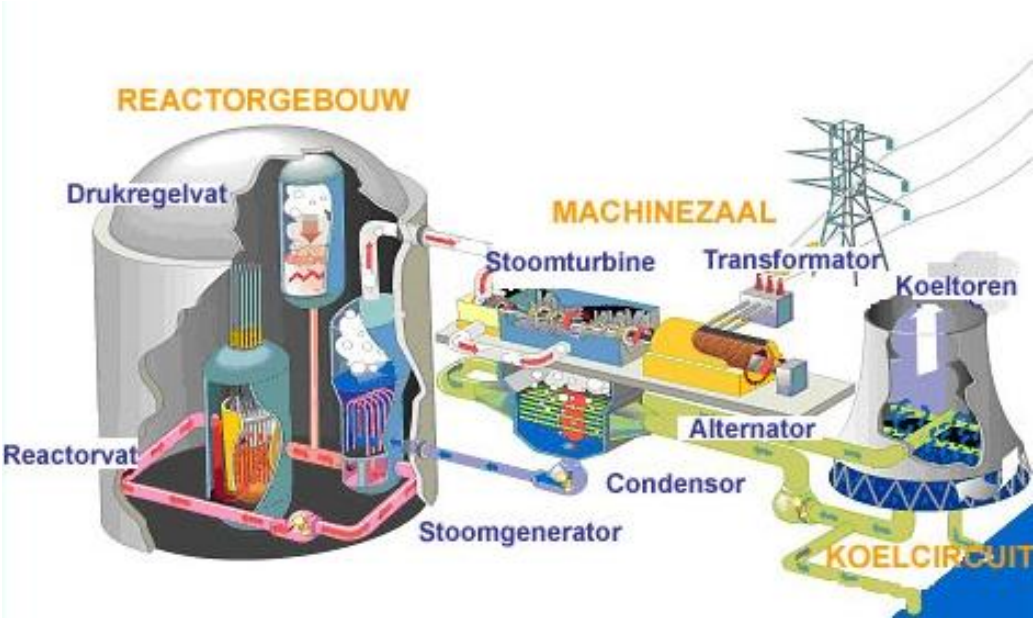
Le type de réacteur nucléaire qui est utilisé en Belgique pour la production d'électricité est le Pressurized Water Reactor (PWR – réacteur à eau pressurisée, réacteur à haute pression). Ce type de réacteur appartient à la deuxième génération des réacteurs nucléaires, comme le montre la figure ci-dessous.



Source : Generation IV International Forum

Sur le plan mondial, le type PWR (2004) représente 65 % du parc nucléaire. Le nom trouve son origine dans la nécessité de maintenir une haute pression dans le circuit de refroidissement primaire, afin d'éviter que l'eau se mette à bouillir.

La figure suivante donne un aperçu du fonctionnement d'une centrale nucléaire :



(Source : Fascicule d'information Electrabel : les centrales nucléaires, solides et sûres)

Le schéma du fonctionnement d'une centrale nucléaire est très semblable à celui d'une centrale thermique classique alimentée par des combustibles fossiles. La grande différence réside dans la manière dont la centrale nucléaire produit la chaleur.

Cette chaleur est libérée par un processus de fission dans les crayons de combustible qui se trouvent dans la cuve du réacteur. Ces crayons de combustible sont de longs crayons de métal dans lesquels sont placées des tablettes de céramique contenant des pastilles d'uranium enrichi. Ce sont ces atomes d'uranium qui sont frappés par des neutrons, libérant une masse qui est convertie en énergie (chaleur).

La chaleur provenant du réacteur nucléaire est communiquée à l'eau qui circule dans le *circuit primaire* et qui atteint une température de 300°C en moyenne. Toutefois, cette eau ne bout pas grâce au pressuriseur. L'échange de chaleur a lieu dans le générateur de vapeur entre l'eau chauffée du circuit primaire et l'eau qui circule dans le *circuit secondaire* (les deux circuits sont hermétiquement séparés l'un de l'autre). La vapeur générée entraîne les turbines, et l'énergie-chaleur est convertie en énergie cinétique. La turbine est couplée à un alternateur qui convertit l'énergie cinétique en électricité destinée au réseau à haute tension.

La vapeur utilisée est refroidie par l'eau froide du *troisième circuit.* L'eau froide chauffée lors de son utilisation est envoyée vers la tour de refroidissement où elle est de nouveau refroidie par l'action naturelle de la circulation de l'air.

<u>ANNEXE 3 :</u> DETAIL DU COUT DU COMBUSTIBLE FACTURE PAR ELECTRABEL A SPE

[confidentiel]

ANNEXE 4 :

CONVENTION DE PARIS

Les cinq principes de la Convention de Paris sur la responsabilité nucléaire (29/07/1960) sont exposés ci-après :

1. *Strict liability* (Convention de Paris, art. 3a)

> *L'exploitant d'une installation nucléaire est responsable conformément à la présente Convention :*
> ***(i)*** *de tout dommage aux personnes ; et*
> ***(ii)*** *de tout dommage aux biens, à l'exclusion :*
> *s'il est établi que ce dommage (ci-après dénommé « le dommage ») est causé par un accident nucléaire survenu dans cette installation, ou mettant en jeu des substances nucléaires provenant de cette installation, sous réserve des dispositions de l'article 4,*
> ***(1)*** *de l'installation nucléaire elle-même et des autres installations nucléaires, même en cours de construction, qui se trouvent sur le site où est implantée cette installation ;*
> ***(2)*** *des biens qui se trouvent sur ce même site et qui sont ou doivent être utilisés en rapport avec l'une ou l'autre de ces installations.*

Une victime ne doit donc pas prouver que l'opérateur nucléaire a commis une faute.

> *L'exploitant n'est pas responsable des dommages causés par un accident nucléaire si cet accident est dû directement à des actes de conflit armé, d'hostilités, de guerre civile, d'insurrection ou, sauf disposition contraire de la législation de la Partie Contractante sur le territoire de laquelle est située son installation nucléaire, à des cataclysmes naturels de caractère exceptionnel.* (Convention de Paris, art. 9)

L'opérateur nucléaire est en revanche bien responsable des dommages causés par un attentat terroriste.

2. *Legal channeling of the liability to the nuclear operator* (Convention de Paris, art. 6a, b & f)

> *Le droit à réparation pour un dommage causé par un accident nucléaire ne peut être exercé que contre un exploitant responsable de ce dommage conformément à la présente Convention ; il peut également être exercé contre l'assureur ou contre toute autre personne ayant accordé une garantie financière à l'exploitant conformément à l'article 10, si un droit d'action directe contre l'assureur ou toute personne ayant accordé une garantie financière est prévu par le droit national.*
> *Sous réserve des dispositions du présent article, aucune autre personne n'est tenue de réparer un dommage causé par un accident nucléaire ; toutefois, cette disposition ne peut affecter l'application des accords internationaux dans le domaine des transports qui sont en vigueur ou ouverts à la signature, à la ratification ou à l'adhésion, à la date de la présente Convention*
> ***.****L'exploitant n'a un droit de recours que :*
> ***(i)*** *si le dommage résulte d'un acte ou d'une omission procédant de l'intention de causer un dommage, contre la personne physique auteur de l'acte ou l'omission intentionnelle ;*
> ***(ii)*** *si et dans la mesure où le recours est prévu expressément par contrat.*

Cet article a deux implications importantes. Tout d'abord, seul l'opérateur d'une centrale nucléaire peut être tenu responsable en cas d'accident nucléaire comme le stipule l'article 3 de la Convention de Paris. Ensuite, personne d'autre que l'opérateur nucléaire ne peut être tenu responsable puisque l'opérateur en principe n'a pas de droit de recours.

3. Limitation of liability (Convention de Paris, art. 7a & b)

> *Le total des indemnités payables pour un dommage causé par un accident nucléaire ne peut dépasser le montant maximum de la responsabilité, fixé conformément au présent article.*
> *b) Le montant maximum de la responsabilité de l'exploitant pour les dommages causés par un accident nucléaire est fixé à 15 000 000 (16 101 900 €[115]) de droits de tirage spéciaux tels qu'ils sont définis par le Fonds Monétaire International et utilisés par lui pour ses propres opérations et transactions (appelés ci-après « droits de tirage spéciaux »).*
> *Cependant,*
> *i) un autre montant plus ou moins élevé peut être fixé par la législation d'une Partie Contractante, compte tenu de la possibilité pour l'exploitant d'obtenir l'assurance ou une autre garantie financière requise à l'article 10 ;*
> *ii) une Partie Contractante peut d'autre part fixer, eu égard à la nature de l'installation nucléaire ou des substances nucléaires en cause et aux conséquences prévisibles d'un accident les mettant en jeu, un montant moins élevé, sans toutefois que les montants ainsi fixés puissent être inférieurs à 5 000 000 (5 367 300 €) de droits de tirage spéciaux.*
> *Les montants prévus au présent paragraphe peuvent être convertis en monnaie nationale en chiffres ronds.*

La limitation de responsabilité était estimée nécessaire pour ne pas gêner le développement du marché de l'énergie nucléaire. Une responsabilité illimitée pourrait en effet conduire à la faillite de l'opérateur nucléaire, sans contribution substantielle à la compensation pour le dédommagement du dommage causé.

4. Compulsory insurance (Convention de Paris, art.8)

> *Les actions en réparation, en vertu de la présente Convention, doivent être intentées sous peine de déchéance, dans le délai de dix ans à compter de l'accident nucléaire. Toutefois, la législation nationale peut fixer un délai de déchéance supérieur à dix ans, si la Partie Contractante sur le territoire de laquelle est située l'installation nucléaire dont l'exploitant est responsable prévoit des mesures pour couvrir la responsabilité de l'exploitant à l'égard des actions en réparation introduites après l'expiration du délai de dix ans et pendant la période de prolongation de ce délai. Toutefois, cette prolongation du délai de déchéance ne peut porter atteinte en aucun cas aux droits à réparation en vertu de la présente Convention des personnes ayant intenté contre l'exploitant une action du fait de décès ou de dommages aux personnes avant l'expiration dudit délai de dix ans.*

[115] Via le site Internet du Fonds Monétaire International (FMI), la valeur de ces droits de tirage a été convertie en € à l'aide d'un taux de change au 31 décembre 2007 : SDR 1 = 1,073460 €.
http://www.imf.org/external/np/fin/data/rms_mth.aspx?SelectDate=2007-12-31&reportType=CVSDR

La responsabilité de l'opérateur nucléaire est également limitée dans le temps. Les parties contractantes peuvent toutefois prolonger la limite de 10 ans, à la condition que la responsabilité de l'opérateur nucléaire soit couverte par une assurance ou une autre garantie financière.

5. *Exclusive jurisdiction of one court* (Convention de Paris, art. 13)

> *Sauf dans les cas où le présent article en dispose autrement, les tribunaux de la Partie Contractante sur le territoire de laquelle l'accident nucléaire est survenu, sont seuls compétents pour statuer sur les actions introduites en vertu des articles 3, 4, 6 a) et 6 e).*
> *Lorsqu'un accident nucléaire survient hors des territoires des Parties Contractantes, ou que le lieu de l'accident nucléaire ne peut être déterminé avec certitude, les tribunaux de la Partie Contractante sur le territoire de laquelle est située l'installation nucléaire dont l'exploitant est responsable sont seuls compétents.*
> *Lorsqu'en vertu des paragraphes a) ou b) du présent article les tribunaux de plusieurs Parties Contractantes sont compétents, la compétence est attribuée,*
> *i) si l'accident nucléaire est survenu en partie en dehors du territoire de toute Partie Contractante et en partie sur le territoire d'une seule Partie Contractante, aux tribunaux de cette dernière ;*
> *ii) dans tout autre cas, aux tribunaux de la Partie Contractante désignée, à la demande d'une Partie Contractante intéressée, par le Tribunal visé à l'article 17, comme étant la plus directement liée à l'affaire.*
> *Lorsque les jugements prononcés contradictoirement ou par défaut par le tribunal compétent en vertu des dispositions du présent article sont exécutoires d'après les lois appliquées par ce tribunal, ils deviennent exécutoires sur le territoire de toute autre Partie Contractante dès l'accomplissement des formalités prescrites par la Partie Contractante intéressée. Aucun nouvel examen du fond de l'affaire n'est admis. Cette disposition ne s'applique pas aux jugements qui ne sont exécutoires que provisoirement.*
> *Si une action en réparation est intentée contre une Partie Contractante en vertu de la présente Convention, ladite Partie Contractante ne peut invoquer son immunité de juridiction devant le tribunal compétent en vertu du présent article, sauf en ce qui concerne les mesures d'exécution.*

ANNEXE 5 : PROVISIONS SITUATION 2000

[confidentiel]

ANNEXE 6 :

COUTS EXTERNES ET ANALYSE D'IMPACT

EXTERNAL COSTS OF ENERGY AND TRANSPORT: IMPACT PATHWAYS OF HEALTH AND ENVIRONMENTAL EFFECTS INCLUDED IN THE ANALYSIS

Impact Category	Pollutant / Burden	Effects
Human Health – mortality	PM_{10} [a], SO_2 NOx, O_3	Reduction in life expectancy
	Benzene, Benzo-{a}-pyrene 1,3-butadiene Diesel particles	Cancers
	Noise	Loss of amenity, impact on health
	Accident risk	Fatality risk from traffic and workplace accidents
Human Health – morbidity	PM_{10}, O_3, SO_2	Respiratory hospital admissions
	PM_{10}, O_3	Restricted activity days
	PM_{10}, CO	Congestive heart failure
	Benzene, Benzo-{a}-pyrene 1,3-butadiene Diesel particles	Cancer risk (non-fatal)
	PM_{10}	Cerebro-vascular hospital admissions Cases of chronic bronchitis Cases of chronic cough in children Cough in asthmatics Lower respiratory symptoms
	O_3	Asthma attacks Symptom days
	Noise	Myocardial infarction Angina pectoris Hypertension Sleep disturbance
	Accident risk	Risk of injuries from traffic and workplace accidents
Building Material	SO_2 Acid deposition	Ageing of galvanised steel, limestone, mortar, sand-stone, paint, rendering, and zinc for utilitarian buildings
	Combustion particles	Soiling of buildings
Crops	NO_x, SO_2	Yield change for wheat, barley, rye, oats, potato, sugar beet
	O_3	Yield change for wheat, barley, rye, oats, potato, rice, tobacco, sunflower seed
	Acid deposition	Increased need for liming
Global Warming	CO_2, CH_4, N_2O, N, S	World-wide effects on mortality, morbidity, coastal impacts, agriculture, energy demand, and economic impacts due to temperature change and sea level rise
Amenity losses	Noise	Amenity losses due to noise exposure
Ecosystems	Acid deposition, nitrogen deposition	Acidity and eutrophication (avoidance costs for reducing areas where critical loads are exceeded)

[a] *particles with an aerodynamic diameter < 10 µm, including secondary particles (sulphate and nitrate aerosols)*

ANNEXE 7 :

EXTERNE : ACCIDENTS NUCLEAIRES GRAVES

	Default Costs	
Evacuation / Relocation		
Unit transport cost (private, public)		
- evacuation / relocation	5 / 25	ECU/cap
Unit accommodation cost		
- evacuation	15	ECU/cap.day
- relocation	1,150	ECU/cap.y
Unit costs loss-of-income	15,150	ECU/cap.y
Unit costs lost capital service		
- non-residential	8,650	ECU/cap
- housing	40,650	ECU/cap
- land	10,000,000	ECU/km^2
- consumer durables	17,500	ECU/cap
Recovery time	2	y
Interest time	5	%
Discount rate	7	%
Depreciation rate		
- non- resident / housing / consumer durable	16 / 2 /16	%
Decontamination		
Unit decontamination costs	3,600,000	ECU/km^2
Food Bans		
Unit costs loss-of-agricultural production		
(1st value: gross output, 2nd value: GDP-value)		
- crops	0.17 / 0.09	ECU/kg.y
- livestock	1.32 / 0.71	ECU/kg.y
- milk	0.33 / 0.18	ECU/kg.y
Unit costs lost service of agricultural capital		
(1st value: non-residential, 2nd value: housing)		
- crops	0.16 / 0.23	ECU/kg
- livestock	1.25 / 1.81	ECU/kg
- milk	0.31 / 0.45	ECU/kg
Disposal costs		
- crops	0	ECU/kg
- livestock	0	ECU/kg
- milk	0.03	ECU/kg

BIBLIOGRAPHIE

Littérature

AMERICAN NUCLEAR SOCIETY, 2005, The Price-Anderson Act, Background Information

BONDUELLE, A., et LEFEVRE, M., Débat sur l'Énergie et les Tensions Environnementales (DETENTE) « Éole ou Pluton ? » 2003, Rapport commandité par Greenpeace, 2003, 67p.

CE DELFT, 2007, Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland : De vergeten kosten in beeld, 122p.

CE DELFT, 2008, Externe kosten van kernenergie : Hoe zwaar wegen calamiteiten ?, Eindrapport, 31p.

CHARPIN, J.M., et al., 2000, Rapport au Premier ministre, étude économique prospective de la filière électrique nucléaire, 274p.

DAVIDSON, M.D., A Social Discount Rate for Climate Damage to Future Generations Based on Regulatory Law, p55-72.

DE VRIJBRIEF, 1995/3, http://www.libertarian.nl/vrijbrief-archief/pdf/vrijbrief1995-3.pdf.

EYCKMANS, J. & PEPERMANS, G., 2003, Is er een toekomst voor kernenergie in België ?, CES KU Leuven, 15p.

EUROPEAN COMMISSION, 1995, Directorate-General XII, Science, Research and Development, ExternE, Externalities of Energy - Vol. 5 - Nuclear, p333.

EXTERNE, Externalities of Energy - Volume 5 - Nuclear, Commission européenne, 1995, http://www.externe.info/.

EXTERNE, Externalities of Energy - Volume 10 - National implementation European Commission, 1995, http://www.externe.info/.

EXTERNE, Étude : External Costs - Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport, Commission européenne, 2003, http://www.externe.info/.

EXTERNE, Externalities of energy - methodology 2005 update, Commission européenne, 2005, http://www.externe.info/.

GREENPEACE, 2005, Factsheet 5, Hoge maatschappelijke kost van kernenergie.

GREENPEACE, 2009, Het onverzekerde risico van kerncentrales : de risico's voor de bevolking, de winsten voor Electrabel.

KPMG, 2007, Belgian Nuclear power plants: impact of prolonged operational lifetime, 29p.

LAES, E., et al., 2007, Kernenergie (on)besproken, Acco, p367.

LIPSEY, R.G., et al., 1999, Economics, Twelfth Edition, Addison Wesley Longman, p840.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT), 2003, The Future of Nuclear Power, 170p.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT), 2009, Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power, p18.

NUCLEAR ENERGY INSTITUTE, 2009, Price-Anderson Act provides effective nuclear Insurance at no cost to the public, http://www.nei.org/keyissues/safetyandsecurity/factsheets/priceandersonact.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 1995, A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies, p96.

OCDE, 2003, Nuclear Electricity Generation: What are the external costs?

SEVENSTER, M.N., et al., 2007, Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland - De « vergeten kosten in beeld »

SEVENSTER, M.N., 2008, Externe kosten van kernenergie - Hoe zwaar wegen calamiteiten ?

THOMAS, S. et al., 2007, The economics of nuclear power - Research report.

UNIVERSITÉ LIBRE DE BRUXELLES (ULB), The External costs of Electricity Generation.

VANDENBORRE, T., et FAURE, M.G., 2008, Compensating nuclear damage: a comparative economic analysis of the US and international liability schemes.

VITO, 2005, Internalisering van externe kosten voor de productie en de verdeling van elektriciteit in Vlaanderen.

Loi du 22 juillet 1985 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire. http://navigator.emis.vito.be/milnav-consult/plainWettekstServlet?wettekstId=315&lang=nl

WYOMING DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL QUALITY, Price Anderson Act, Background and principles of nuclear power plant financial assurance, http://deq.state.wy.us/out/downloads/Price%20Anderson%20Act.pdf.

Sites Internet

Agence internationale de l'énergie atomique : http://www.iaea.org.

Agence pour l'énergie nucléaire : http://www.nea.fr.

Syndicat belge d'assurances nucléaires : http://www.syban.be.

ExternE, Commission européenne : http://www.externe.info/.