

La rente de rareté nucléaire belge

*Résumé et analyse des estimations existantes
à la demande du gouvernement fédéral*

Service Analyse micro-économique

Banque nationale de Belgique

26 avril 2011

TABLE DES MATIÈRES

Table des matières	2
Objet de la note	1
1 Méthode suivie.....	2
2 Définition des concepts utilisés.....	4
2.1 Profils de consommation.....	4
2.2 Caractéristiques du courant électrique	4
2.3 Parcs de production hétérogènes.....	5
2.4 Rente inframarginale	6
3 Comparaison des deux estimations	7
4 Analyse par composante	10
4.1 Prix de vente de l'électricité nucléaire	10
4.1.1 Estimation de la CREG.....	10
4.1.2 Estimation d'Electrabel	17
4.1.3 Prix de vente: résumé BNB.....	25
4.2 Coûts de production des centrales nucléaires.....	27
4.2.1 Dépenses en combustibles	28
4.2.2 Coûts d'exploitation	30
4.2.3 Amortissements.....	32
4.2.4 Provisions pour le démantèlement.....	32
4.2.5 Coûts de production : résumé BNB.....	38
4.3 La rente nucléaire inframarginale	40
4.3.1 Le calcul de la rente nucléaire inframarginale.....	40
4.3.2 La répartition de la rente nucléaire inframarginale entre les producteurs.....	41
4.3.3 Cohérence avec les comptes annuels d'Electrabel, de SPE et d'EDF.....	42
5 De rente à taxe	45
5.1 La récupération des frais fixes.....	45
5.2 Modalités d'une taxe éventuelle – une accise?.....	46
5.2.1 L'accise est prélevée sur une quantité, pas sur la valeur.....	46
5.2.2 Difficultés rencontrées pour déterminer la quantité d'uranium.....	46
5.2.3 Taxe brute et taxe nette.....	47
5.2.4 Obstacles juridiques éventuels dans le cas d'une accise.....	47
5.3 Influence sur les prix à la consommation finale	48
5.4 Calculs annuels	48
6 Conclusion	48

Annexe 1 : La demande du gouvernement fédéral.....	51
Annexe 2 : Étude de la CREG (F)091029-CDC-968.....	51
Annexe 3 : Procès-verbal provisoire des auditions du 09.02.2011	51
Annexe 4 : Étude de la CREG (F)110224-CDC-1043.....	51
Annexe 5 : Article « Scission ou centrales virtuelles, la solution au problème du producteur dominant », Revue de l'énergie n°572	51
Annexe 6 : Calcul de la valeur de la garantie de livraison	51

OBJET DE LA NOTE

À la suite du Conseil des ministres restreint du 10 mars 2011, le gouvernement fédéral a demandé à la Banque nationale de Belgique d'effectuer une étude sur le montant de la rente de rareté afférente au nucléaire. Il a également demandé « *d'évaluer, en fonction de la hauteur de cette rente, la possibilité d'une taxe supplémentaire à la contribution nucléaire, par exemple via des accises sur le combustible nucléaire, tout en veillant à ce que cette taxe ne soit pas, in fine, répercutée sur les consommateurs.* » La demande du gouvernement figure à l'annexe 1 de la présente note.

Le gouvernement précise aussi que cette analyse doit être réalisée à la lumière des études produites par la CREG sur ce sujet, d'autres connaissances et informations dont dispose la Banque nationale et, le cas échéant, avec le concours du SPF Finances.

La demande est urgente. Le gouvernement désire disposer de l'analyse avant la fin du mois de mars ou au début du mois d'avril 2011.

Dès lors, la présente note :

- évalue le montant de la « rente de rareté nucléaire » (pour l'année 2007) ;
- étudie la possibilité d'introduire une taxe supplémentaire. Celle-ci ne serait pas nécessairement égale à la rente de rareté nucléaire. Elle viendrait s'ajouter à l'actuelle contribution de répartition nucléaire ; dans la demande du gouvernement, il est fait explicitement référence à des accises ;
- examiner dans quelle mesure cette taxe éventuelle influencerait les prix facturés au consommateur final.

1 MÉTHODE SUIVIE

Compte tenu du délai imparti et conformément à la demande du gouvernement, l'analyse a été réalisée sur la base d'études et de données existantes, ainsi que d'entretiens bilatéraux non seulement avec la CREG et Electrabel, mais aussi avec SPE et Synatom.

La CREG a mené deux études confidentielles sur la rente nucléaire inframarginale. La première (F)091029-CDC-917 date du 29 octobre 2009 et porte sur l'année 2008, la seconde (F)20100506-CDC-968 date du 6 mai 2010 mais concerne l'année 2007. La CREG ayant indiqué que l'étude la plus récente était celle qui correspondait le mieux à la réalité, la Banque s'est basée sur ses résultats. Elle figure à l'annexe 2.

Le 9 février 2011, lors d'une audition de la commission Économie du parlement fédéral, Electrabel s.a.¹ a expliqué son mode de calcul de la rente nucléaire inframarginale. La CREG a également commenté ses résultats ; les calculs d'Electrabel portaient sur l'année 2007, tout comme ceux de la CREG.

Par ailleurs, SPE a exposé sa vision de la rente, sans préciser l'aspect méthodologique mais en abordant la question de sa répartition entre les opérateurs.

Enfin, lors de cette audition, la Banque a formulé plusieurs remarques méthodologiques et théoriques relatives au calcul de cette rente. La présentation a été donnée par Monsieur Luc Dufresne, conseiller de la direction et ancien président de la commission Gemix. La commission Gemix avait examiné, dans le courant de 2009, différents scénarios en vue d'identifier un mix énergétique idéal pour la Belgique. La « rente nucléaire » avait aussi été discutée dans le cadre de ces travaux (cf. l'annexe 8 du rapport Gemix)².

La version provisoire du procès-verbal de l'audition parlementaire figure à l'annexe 3.

La CREG a analysé les calculs d'Electrabel dans son étude (F)110224-CDC-1043. Celle-ci est reprise à l'annexe 4.

Enfin, il est aussi fait référence à une étude publiée dans la Revue de l'énergie, qui est souvent citée dans le cadre des calculs de la rente nucléaire³. Cette étude présente le calcul d'une rente inframarginale pour les centrales nucléaires belges. L'article tente de démontrer que l'existence d'une telle rente (qu'elle soit nucléaire ou non) peut biaiser des indices utilisés pour mesurer le pouvoir de marché, voire l'abus de pouvoir de marché. Ce biais peut conduire à des conclusions erronées. Pour illustrer ce point de vue, l'article se base, en invoquant des raisons didactiques, sur un exemple extrêmement simplifié d'un parc de production ainsi que sur des informations relatives aux coûts de production tirées de la littérature scientifique.

La méthode de calcul (formule) utilisée dans l'article de la Revue de l'énergie est identique à celle employée par la CREG et Electrabel. Les valeurs des variables qui la composent diffèrent toutefois. Pour le prix, une valeur a été « acceptée » (à titre d'exemple) et les coûts de production ont été tirés d'une étude finlandaise⁴. Cet article figure à l'annexe 5.

¹ Lorsqu'il est question, dans la présente note, d'Electrabel, les auteurs visent le producteur Electrabel s.a.. Ce dernier doit être distingué de la filiale Electrabel Customer Solution (ECS) qui est active sur le segment de la fourniture.

² Groupe Gemix, *Quel mix énergétique idéal pour la Belgique aux horizons 2020 et 2030?*, 30 septembre 2009.

³ Coppens F., « Scission ou centrales virtuelles, la solution au problème du producteur dominant », *Revue de l'énergie*, n° 572, juillet-août 2006.

⁴ Tarjanne R., Luostarinen K. (2003), "Competitiveness Comparison of Electricity Production Alternatives", *Research report EN N-156*, Lappeenranta University of Technology, 2003.

Les études mentionnées ci-dessus constituent le point de départ de la présente analyse. Les calculs de la CREG et d'Electrabel ayant été réalisés pour l'année 2007, la présente note se limite également à cette année-là.

Il apparaîtra toutefois que les paramètres peuvent sensiblement évoluer. C'est donc aussi le cas de la rente nucléaire inframarginale et de la taxe qui pourrait la frapper. Ceci peut créer des problèmes pratiques lors de la mise en œuvre de cette taxation (notamment du fait que les accises seront prélevées sur la quantité consommée et non sur la valeur).

L'analyse a été étayée par des informations issues de contacts bilatéraux avec la CREG et Electrabel s.a. Des points spécifiques ont été commentés et précisés à cette occasion ainsi que dans les courriels échangés par la suite. Sur la base de toutes ces informations, la Banque a pris connaissance de la méthodologie et des données utilisées par les deux parties.

Elle a ensuite testé les deux méthodes en termes de cohérence interne et externe. La cohérence externe a été vérifiée en comparant les méthodes avec les résultats théoriques, avec les informations dont dispose la Banque ou avec d'autres sources de données. Ces sources ont été considérées comme fiables jusqu'à preuve du contraire. Néanmoins, c'est l'ensemble de ces recoupements qui fournit une indication sur la fiabilité du chiffre. En cas de doute, une marge d'incertitude sera calculée. La Banque en a averti la CREG et Electrabel.

La note est structurée comme suit : le premier chapitre présente la méthode de travail. Les concepts utilisés sont définis dans le deuxième chapitre, et le troisième offre un aperçu succinct des résultats avancés par la CREG et Electrabel. Le résultat de la CREG (entre 1,8 et 2,3 milliards d'euros) est nettement supérieur à celui d'Electrabel (0,7 milliard d'euros). Il apparaît que l'estimation par la CREG du prix de vente de l'électricité nucléaire est beaucoup plus élevée que celle réalisée par Electrabel. Par contre, les estimations des coûts de production établies par Electrabel sont plus élevées.

Le quatrième chapitre de la note détaille la manière dont les deux parties ont calculé ces estimations. Une analyse de la Banque suit systématiquement la description des méthodes.

Le cinquième chapitre traite de la différence entre la rente inframarginale et une taxe.

Le dernier chapitre résume l'étude et la conclut.

P.S. La présente note est technique et très détaillée. Le lecteur qui ne s'intéresse qu'aux principales différences entre les résultats de la Banque et ceux de la CREG ou d'Electrabel trouvera un résumé aux paragraphes suivants :

1. s'agissant de l'estimation du prix de vente de l'électricité nucléaire : page 25 - paragraphe 4.1.3 ;
2. s'agissant de l'estimation des coûts de production: page 38 - paragraphe 4.2.5 ;
3. s'agissant de la correction de l'estimation du prix réalisée par la Banque et de la rente inframarginale totale : page 42 - paragraphe 4.3.3.

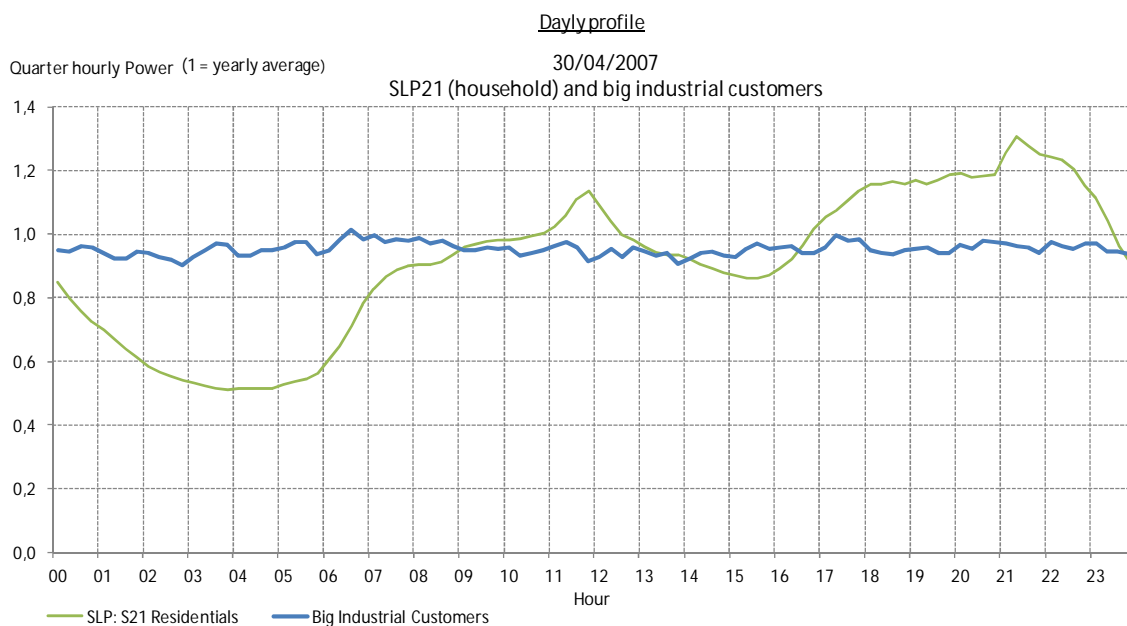
2 DÉFINITION DES CONCEPTS UTILISÉS

2.1 PROFILS DE CONSOMMATION

La consommation d'électricité varie fortement selon l'heure et la saison. Elle est moindre la nuit qu'en journée et les jours étant plus courts, les besoins en éclairage sont plus conséquents en hiver.

Le graphique qui présente l'évolution de la consommation pendant une période donnée pour un consommateur donné est le profil de consommation du consommateur. À titre d'illustration, figure ci-dessous un exemple de l'évolution de la consommation d'électricité d'un client résidentiel et d'un client industriel pour un jour donné (en l'occurrence, le 30 avril 2007).

Figure 1 : Consommation d'un client résidentiel et d'un client industriel pour un jour donné



Source : Electrabel (confidentiel).

Le profil du ménage est très variable. La nuit, la consommation atteint un minimum. Elle augmente lentement en matinée jusqu'à un premier pic aux alentours de midi. Elle baisse à nouveau avant d'atteindre un deuxième pic plus élevé et plus long en début de soirée.

Les grandes entreprises recourant au travail par équipe présentent une consommation plus constante et, partant, un profil nettement plus stable.

2.2 CARACTÉRISTIQUES DU COURANT ÉLECTRIQUE

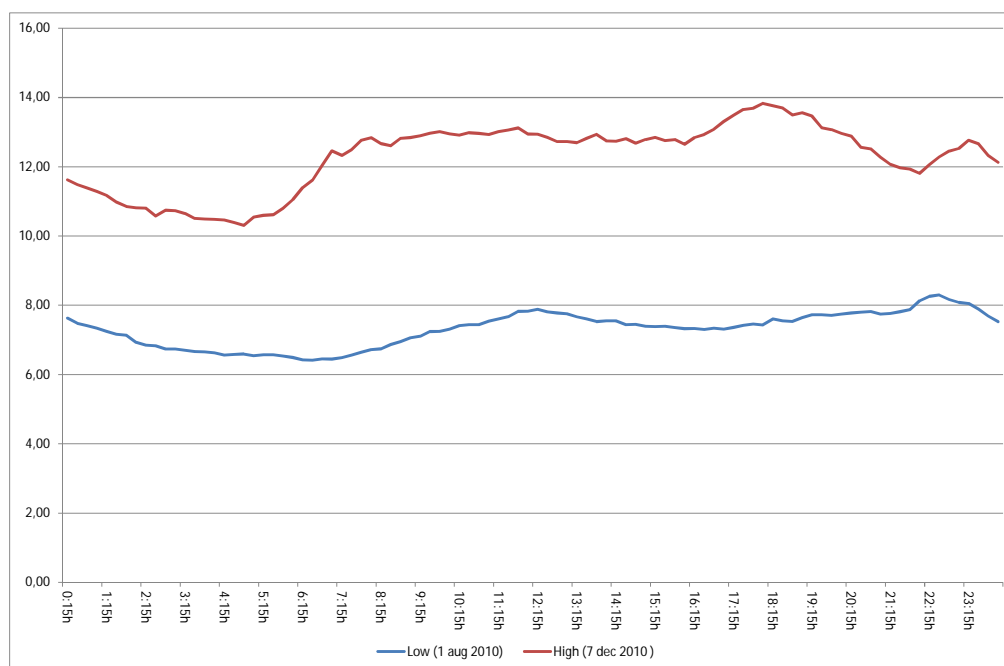
La demande d'électricité est volatile, mais, au niveau de l'offre, il existe aussi une particularité qui accroît la complexité. Le courant électrique ne peut en effet pas être stocké, ce qui requiert une production *on the fly*.

Dès lors, une demande très volatile nécessite une régulation quasiment en temps réel de la production ainsi qu'un réglage constant des centrales. Il semble évident que le suivi de la demande est plus aisé lorsqu'elle est moins volatile.

2.3 PARCS DE PRODUCTION HÉTÉROGÈNES

Le profil de consommation présenté ci-dessus est celui d'un ménage individuel associé à celui d'un client industriel. Cette variabilité se vérifie aussi au niveau agrégé, à savoir pour tous les ménages et toutes les entreprises. Elle est illustrée dans le graphique ci-dessous, lequel reflète la consommation totale en Belgique pour deux jours distincts. Ces deux jours sont le jour présentant la consommation la plus faible et celui présentant la consommation la plus forte en 2010. Toutes les autres consommations se situent entre ces deux courbes.

Figure 2 : Consommation agrégée pour deux jours en 2010



Source : ELIA.

Ces courbes montrent qu'un minimum de 6 gigawatts (GW) est nécessaire et que ce besoin peut passer à près de 14 GW. Il convient de noter qu'avec 5,8 GW, la capacité nucléaire totale en Belgique est très légèrement inférieure à la demande minimale. Le parc nucléaire belge ne suffit donc pas pour satisfaire cette demande minimale, les 5,8 GW n'étant en outre mobilisables que 90% de l'année.

Du fait de cette consommation volatile, certaines unités de production seront utilisées en permanence, tandis que d'autres ne le seront qu'un certain nombre d'heures par an.

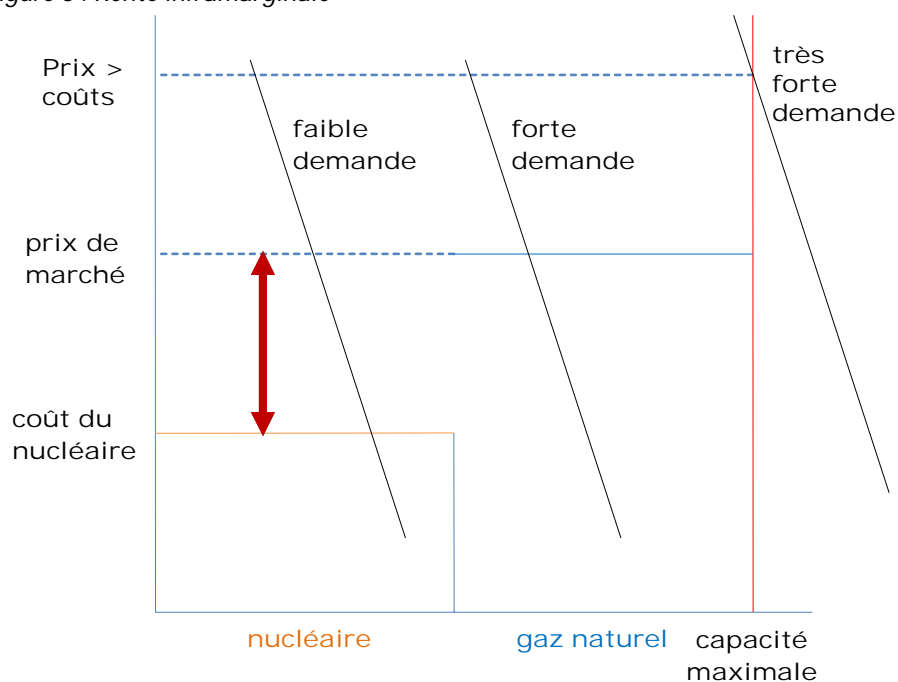
Les centrales peu modulables sont plus adaptées dans le premier cas, alors que les centrales très faciles à moduler et à faire démarrer le sont dans le deuxième cas. Ce dernier type de centrales entraîne cependant des coûts variables plus élevés. Les centrales nucléaires sont peu modulables et engendrent des coûts de combustibles très faibles (uranium), alors que les turbojets sont extrêmement modulables mais entraînent des coûts variables très élevés (kérosène et droits d'émission de CO₂). Les centrales au charbon et au gaz se situent entre les deux.

2.4 RENTE INFRAMARGINALE

Il ressort de ce qui précède (1) qu'il est nécessaire de disposer de parcs de production hétérogènes et (2) que la courbe de demande se déplace continuellement.

En cas de faible demande (cf. graphique ci-après, exemple fictif), la capacité nucléaire suffit. Le prix de marché correspond alors au « coût variable du nucléaire ». En cas de forte demande, la capacité nucléaire est insuffisante et il est nécessaire de recourir à des centrales à gaz. Le prix de marché est alors déterminé par le coût de cette centrale à gaz. La centrale à gaz est à cet instant la technologie marginale et la centrale nucléaire perçoit une rente en raison de la différence des coûts de production. C'est ce que l'on appelle une rente inframarginale.

Figure 3 : Rente inframarginale



La question est de savoir si ces rentes peuvent être justifiées d'un point de vue économique.

Dans le cas d'une forte demande, le prix de marché correspond théoriquement (dans l'exemple de la figure 3) aux coûts marginaux de la centrale à gaz. Dès lors, les coûts fixes de cette centrale à gaz ne seront pas récupérés. Les coûts totaux de cette centrale se composent en effet des coûts (marginaux) variables et des coûts fixes.

Il en va de même pour les centrales nucléaires en cas de faible demande.

La rente inframarginale doit donc être utilisée (partiellement ou intégralement) pour payer les coûts fixes de l'ensemble du parc.

Lorsque la somme des rentes inframarginales est supérieure aux coûts fixes, les bénéfices sont considérés comme excessifs et, sous certaines conditions, de nouveaux producteurs entrent sur le marché. Une de ces conditions est l'absence de barrières à l'entrée – celles-ci sont bien présentes sur le marché belge puisqu'aucun nouvel acteur ne dispose de l'actif que constituent les « centrales nucléaires amorties ».

On peut dès lors affirmer que, si certaines conditions sont remplies, le fonctionnement du marché conduit à la mise en place d'un parc de production dont la composition est optimale et qui génère des rentes inframarginales suffisantes pour couvrir l'ensemble des coûts fixes.

3 COMPARAISON DES DEUX ESTIMATIONS

Dans son étude (F)20100506-CDC-968 du 6 mai 2010 intitulée « La structure de coûts de la production d'électricité par les centrales nucléaires en Belgique », la CREG a réalisé une estimation de « la marge de l'exploitant nucléaire ». Le calcul repose sur une formule simple selon laquelle cette marge (M) est égale à :

$$M = (P - C) \times Q$$

où P est le prix (moyen) auquel l'énergie nucléaire est vendue, C correspond aux coûts de production moyens des centrales nucléaires et Q représente la quantité d'électricité nucléaire produite.

Electrabel est parti de la même formule; les valeurs utilisées pour le prix de vente de l'électricité nucléaire et pour les coûts de production moyens sont cependant différentes. Ci-après figure un aperçu des résultats des calculs de la CREG présentés dans son étude (F)20100506-CDC-968 et de ceux d'Electrabel s.a. tels qu'ils ont été présentés lors de l'audition du 9 février 2011. L'aperçu pointe uniquement les analogies et les différences. La méthode sera expliquée plus loin en détail.

Les résultats présentés ci-dessous sont ceux obtenus avant que la Banque ne réalise son analyse. À la suite des discussions bilatérales, certains montants ont été revus ou affectés ailleurs pour des raisons conceptuelles.

1. Formule de calcul de la marge M

Comme indiqué ci-dessus, la CREG et Electrabel ont utilisé la même formule pour calculer la marge:

Tableau 1: Formule de calcul de la rente inframarginale

	CREG	Electrabel
Formule utilisée	M = (P-C) x Q	M = (P-C) x Q

Sources : (F)20100506-CDC-968 pour la CREG, audition du 9 février 2011 pour Electrabel.

2. Prix de vente moyen P (€/MWh)

Sans entrer dans les détails de l'estimation des valeurs, notons que, dans son étude (F)20100506-CDC-968, la CREG utilise un prix de 59,52 €/MWh. Elle a ensuite porté cette estimation à 66,76 €/MWh.

Electrabel utilise, dans ses calculs (qui ont été présentés le 9 février 2011 devant la Commission Économie du parlement fédéral), un prix de marché moyen de 44,8 €/MWh.

Tableau 2: Estimations du prix de vente de l'électricité nucléaire

(2007, €/MWh)	CREG		Electrabel
	Low	High	
Prix P	59,5	66,8	44,8

Sources : (F)20100506-CDC-968 pour la CREG, audition du 9 février 2011 pour Electrabel.

3. Les coûts de production moyens des centrales nucléaires (€/MWh)

S'agissant des coûts de production, la CREG utilise également deux valeurs : une limite inférieure et une limite supérieure. Electrabel ne calcule qu'une seule valeur.

Tableau 3 : Estimations des coûts de production de l'électricité nucléaire

(2007, €/MWh)	CREG		Electrabel
	Low	High	
Coûts de production C	17,0	21,4	28,7

Sources : (F)20100506-CDC-968 pour la CREG, audition du 9 février 2011 pour Electrabel.

4. La quantité de MWh produite par les centrales nucléaires

Ce chiffre est identique pour les deux parties. Dans le cadre de l'audition parlementaire, Electrabel n'a cependant réalisé des calculs que pour sa part de la production nucléaire, mais la différence n'est visible que dans la répartition de la rente entre Electrabel, SPE et EDF, les trois acteurs disposant en 2007 de capacités nucléaires en Belgique.

Tableau 4 : Mesure de l'énergie nucléaire

(2007, MWh)	CREG	Electrabel
Production nucléaire	45.852.946	45.852.946

Sources : (F)20100506-CDC-968 pour la CREG, audition du 9 février 2011 pour Electrabel.

Sur la base des données mentionnées ci-dessus, on obtient les estimations suivantes pour la marge totale pour l'année 2007 :

Tableau 5 : Estimations de la rente inframarginale

(2007, €)	CREG		Electrabel
	Low	High	
Rente de rareté totale	1.746.997.243	2.283.476.711	738.232.431

Sources: (F)20100506-CDC-968 pour la CREG, audition du 9 février 2011 pour Electrabel.

Les estimations de la rente inframarginale totale réalisées par la CREG oscillent entre 1,746 milliard et 2,283 milliards d'euros pour l'année 2007. Les calculs d'Electrabel donnent un montant de 0,738 milliard d'euros pour 2007. Ces résultats sont donc très différents.

L'ordre de grandeur des montants est déterminé par le volume de la production nucléaire annuelle. Une petite différence au niveau de la rente inframarginale par MWh est donc multipliée par 45,9 millions.

L'écart observé au niveau de la rente inframarginale par MWh entre la CREG et Electrabel est illustré dans le tableau 6 ci-après. Les calculs réalisés par la CREG pour le scénario *low* utilisent le prix le plus bas ($P = 59,5 \text{ €/MWh}$) et les coûts de production les plus élevés ($21,4 \text{ €/MWh}$). La CREG obtient donc, dans le scénario *low*, une rente inframarginale de $(59,5 - 21,4) = 38,1 \text{ €/MWh}$. Electrabel estime cette marge à $(44,8 - 28,7) = 16,1 \text{ €/MWh}$.

Les rentes inframarginales calculées selon la méthode de la CREG et selon celle d'Electrabel donnent dès lors une différence de $(38,1 - 16,1) = 22 \text{ €/MWh}$, dont $14,7 \text{ €/MWh}$ s'explique par la différence d'estimation du prix et $7,3 \text{ €/MWh}$ par la différence d'estimation des coûts de production.

Les calculs réalisés par la CREG pour le scénario *high* utilisent le prix le plus élevé ($P = 66,8 \text{ €/MWh}$) et les coûts de production les plus bas ($17,0 \text{ €/MWh}$). La CREG obtient donc, dans le scénario *high*, une rente inframarginale de $(66,8 - 17,0) = 49,8 \text{ €/MWh}$. Electrabel estime cette marge à $(44,8 - 28,7) = 16,1 \text{ €/MWh}$.

Les rentes inframarginales calculées selon la méthode de la CREG et selon celle d'Electrabel donnent dès lors une différence de $(49,8 - 16,1) = 33,7$ €/MWh, dont 22,0 €/MWh s'explique par la différence d'estimation du prix et 11,7 €/MWh par la différence d'estimation des coûts de production.

Tableau 6 : Impact de l'estimation du prix de vente et des coûts de production sur la rente inframarginale

(2007, €/MWh)	Différence CREG - Electrabel	
	Low	High
Différence rente de rareté par MWh	22,0	33,7
<i>Imputable à</i>		
- estimation différente du prix	14,7	22,0
- estimation différente des coûts de production	7,3	11,7

Source : BNB.

Les plus grandes différences découlent donc de l'estimation du prix de vente moyen.

4 ANALYSE PAR COMPOSANTE

Le présent chapitre examine le mode de calcul tant du prix de vente que des coûts de production du courant électrique produit à partir du nucléaire. Pour les deux grandeurs, nous décrivons en détail comment leur valeur est estimée par la CREG et Electrabel. L'année traitée est l'année 2007.

La méthode utilisée est résumée, et ensuite commentée dans un paragraphe distinct de façon à différencier clairement les résultats de la CREG et d'Electrabel des considérations formulées par la Banque.

La description de la méthode est un résumé. Toutefois, dans la mesure du possible, il est fait référence à une publication décrivant la méthode *in extenso*.

Nous abordons d'abord la question du prix de vente et ensuite celle des coûts de production (ainsi que leurs composantes).

4.1 PRIX DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRE

4.1.1 ESTIMATION DE LA CREG

4.1.1.1 MÉTHODE UTILISÉE PAR LA CREG

L'étude de la CREG (F)20100506-CDC-968, « La structure de coûts de la production d'électricité par les centrales nucléaires en Belgique », est très largement consacrée à l'estimation des coûts de production des centrales nucléaires. Elle contient dès lors des informations très détaillées et utiles à ce sujet et porte sur l'année 2007.

Alors que 'la partie dédiée au calcul des coûts est très argumentée, une méthode d'estimation relativement simple est utilisée pour le prix de vente. La CREG estime le prix de marché sur la base du prix moyen des contrats *forward* 2006 pour livraison en 2007. Elle précise dans son étude:

« 199. 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. »

Le prix est donc égal à 59,52 €/MWh.

La CREG poursuit:

« 200. 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 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, 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. »

La CREG se réfère ici à une étude confidentielle, (F)091029-CDC-917.

Après avoir publié son étude, la CREG a réalisé une deuxième estimation et est arrivée à un prix de 66,8 €/MWh. Ce prix est la moyenne des prix pour les trois classes de consommateurs, à savoir les grands consommateurs (48,5 €/MWh), les consommateurs moyens (72,6 €/MWh) et les petits consommateurs (79,2 €/MWh). Chaque prix a donc été pris en compte à concurrence d'un tiers.

Dans son étude (F)110224-CDC-1043 du 24 février 2011, qui est une réaction à la présentation d'Electrabel lors de l'audition parlementaire du 9 février 2011, la CREG renvoie à un troisième calcul d'Electrabel. L'étude renseigne le prix moyen de l'ensemble des ventes d'Electrabel aux grands clients (27,3 TWh à un prix de 48,4 €/MWh), aux revendeurs (7,4 TWh à 51,4 €/MWh) et à sa filiale ECS (33,6 TWh à 57,8 €/MWh). Le prix moyen pondéré est donc de 53,35 €/MWh.

P.M. Pour être complet, l'on ajoutera que la CREG avait déjà réalisé, avant l'étude (F)20100506-CDC-968, une analyse du prix de marché et des coûts de production des centrales nucléaires. Il s'agit de l'étude (F)091015-CDC-892 publiée le 15 octobre 2009 et à laquelle se réfère l'étude (F)20100506-CDC-968, « La structure de coûts de la production d'électricité par les centrales nucléaires en Belgique » du 6 mai 2010. La CREG analyse dans la dernière étude les principales différences entre les résultats de l'étude (F)091015-CDC-892 et ceux de l'étude (F)20100506-CDC-968. S'agissant du prix, un montant de 66,11 €/MWh est estimé dans la première étude. Cette estimation est le prix *forward* moyen pour 2008 et 2009. L'étude 968 portant sur l'année 2007, le prix de 59,52 €/MWh est plus pertinent selon la CREG.

4.1.1.2 ANALYSE DE LA BANQUE

La Banque émet plusieurs remarques sur ces estimations du prix de vente de l'électricité nucléaire, concernant aussi bien l'utilisation des prix *forward* que la méthode de la moyenne pondérée des trois catégories de consommateurs.

1. Utilisation du prix des contrats forward

Un contrat *forward* est un contrat par lequel un prix est fixé à un moment donné t pour l'achat ou la vente d'une certaine quantité d'un produit à une date future. On fixe donc aujourd'hui (moment t) un prix et une quantité pour la livraison à un moment futur (T , $T > t$).

Un tel contrat permet donc de fixer dès aujourd'hui un prix pour une date future et, partant, d'exclure le risque-prix. Ceci suppose que le contrat *forward* ait une valeur (appelée « prix *forward* » et notée $f(t)$).

Moyennant l'acceptation de certaines hypothèses, le prix d'un *forward* peut théoriquement être calculé comme suit⁵:

$$f(t) = S(t) \cdot (1 + r - g)^{T-t}$$

où $f(t)$ est le prix du contrat *forward* aujourd'hui (t), $S(t)$ est le prix qui doit être payé aujourd'hui (t) sur le marché *spot* pour obtenir le bien, r est le taux d'intérêt et g est le gain (attendu) résultant de la possession du bien (comme un dividende ou une augmentation de valeur attendue).

Selon cette formule, le prix *forward* est aujourd'hui déterminé par le prix *spot* d'aujourd'hui. Elle ne donne toutefois aucune indication sur le lien entre le prix *forward* et le prix *spot* futur attendu. Ce prix *spot* futur ($S(T)$) pourrait être dérivé de la formule mentionnée plus haut en posant que $t = T$. Dans ce cas, la formule indique que $f(T) = S(T)$. Autrement dit, le prix *spot* futur est égal au prix du *forward* à ce même moment T . Le prix *forward* n'est toutefois pas connu pour des périodes futures.

Il n'existe donc pas d'indications théoriques montrant que le prix d'un *forward* est lié au prix futur. Ce constat est confirmé par des études empiriques internationales⁶.

Dans son étude (F)20100506-CDC-968, la CREG considère les prix *forward* en 2006 (t) pour livraison en $T = 2007$ comme une estimation du prix de vente en vigueur en 2007. Elle part donc du principe que le prix payé en 2006 pour un *forward* prévoyant la livraison en 2007 est une estimation du prix de marché en vigueur en 2007. L'exactitude de cette hypothèse ne peut pas être confirmée par des arguments théoriques. Elle est également réfutée par les études internationales mentionnées ci-dessus.

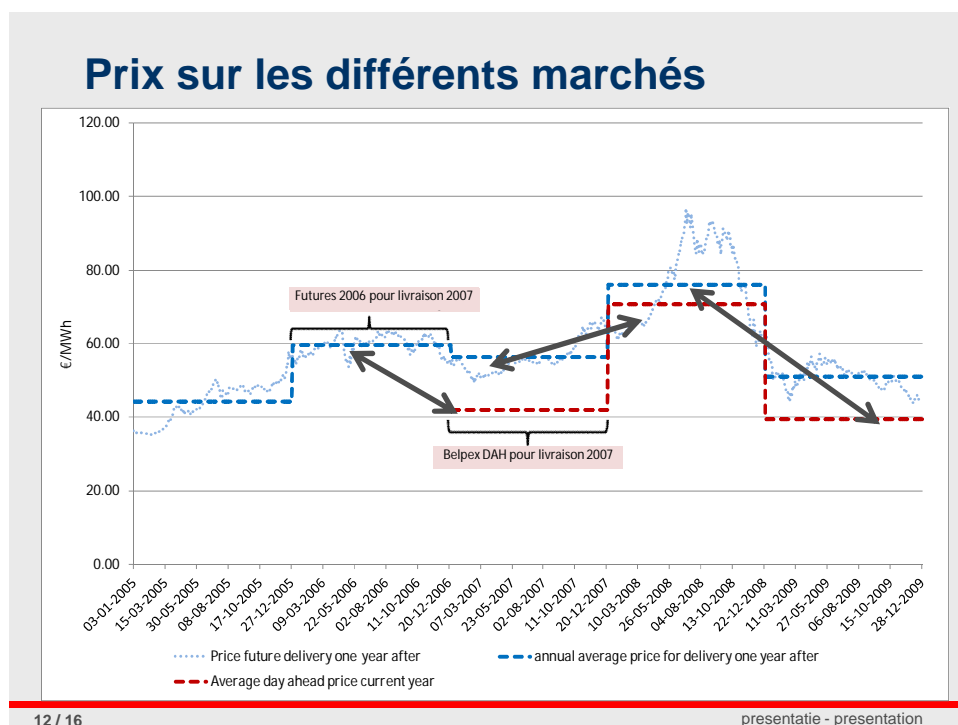
Ce constat est corroboré par les données de la bourse Endex⁷. Une comparaison des prix *forward* avec les prix *spot* une période plus tard (cf. figure 4) montre en effet que le prix *forward* ne permet pas d'estimer correctement le prix *spot* futur.

⁵ Cf. notamment R.Y Kolb, J.A. Overdahl, *Understanding futures markets*, Blackwell Publishing, 2006, ou H. Gemand, *Commodities and commodity derivatives*, Wiley & Sons, 2005.

⁶ Redl, Haas, Huber, Böhm, "Price formation in electricity forward markets and the relevance of systematic forecast errors", *Energy Economics* 31 (2009).

⁷ Endex est une bourse d'échange d'électricité (mais aussi de gaz naturel). Elle gère des marchés de produits dérivés (notamment les *futures* et les *forwards*) et ce, tant pour la Belgique et les Pays-Bas que pour le Royaume-Uni.

Figure 4 : Évolution du prix des contrats forward pour livraison un an plus tard et du prix spot



Source : Présentation de la Banque lors de l'audition parlementaire du 9 février 2011.

Le graphique montre l'évolution des prix *forward*. Il s'agit de prix *forward* pour livraison un an plus tard. La ligne bleu ciel irrégulière représente les prix *forward* journaliers, tandis que le tracé en escalier présente les moyennes annuelles des *forwards* pour livraison un an plus tard (ligne bleue). L'étude de la CREG part d'un prix de 59,52 €/MWh pour 2007, il s'agit du prix du *forward* en 2006 pour livraison un an plus tard. La ligne rouge en pointillé représente le prix *spot* en 2007 (jusqu'en 2009).

Le prix qui peut être attendu en se basant sur le *forward* (59,52 €/MWh) diffère donc de celui qui a été réellement observé un an plus tard (42 €/MWh). Ce constat vaut pour 2007, 2008 et 2009. Comme nous l'avons indiqué plus haut, il est confirmé par des études internationales.

Enfin, il faut noter que le volume échangé sur le marché *forward* en 2007 était de 3,26 TWh alors que la production nucléaire totale de la Belgique était alors de 45,82 TWh.

La représentativité du prix peut par conséquent être mise en doute en raison de la modicité de la part de marché auquel il se réfère. Cette représentativité est aussi amoindrie par la diversité des origines de l'électricité.

2. De nombreux contrats conclus avec de grands clients sont basés sur les prix forward

La CREG défend l'utilisation des prix *forward* d'une deuxième manière : de nombreux contrats conclus avec les grands clients seraient, selon elle, basés sur les prix *forward*.

Il convient toutefois de distinguer le prix basé sur le niveau du prix *forward* de celui qui se réfère à l'évolution du prix *forward*.

L'étude (F)091029-CDC-917 intitulée « Étude 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. » distingue trois mécanismes de formation des prix dans les contrats de fourniture d'électricité :

1. Les contrats à prix fixe (48% selon l'étude susmentionnée de la CREG), où le prix est fixé dès le début et reste le même pour toute la durée du contrat.
2. Les contrats à prix variable qui utilisent un mécanisme d'indexation (12%, dont 9% sur la base de Ne/Nc, cf. l'étude de la CREG). Le contrat mentionne donc un prix de départ et une formule permettant d'en calculer l'évolution. Celle-ci est basée sur l'indice Ne ou Nc (pour les contrats plus anciens) ou un indice dérivé des prix *forward* sur Endex (EbiQ).
Dans ces contrats, le niveau du prix peut différer des niveaux du prix *forward*.
3. Les contrats dans lesquels les prix sont basés sur un mécanisme de « clicks » (40% selon l'étude de la CREG) permettant au client de cliquer plusieurs fois au cours de l'année J sur le prix du *forward* pour livraison une, deux ou trois années plus tard⁸. La moyenne de ces clicks est calculée et, l'année suivante, le client paiera un prix qui est égal à $P(j+1) = a + b \times$ (moyenne des clicks). Les paramètres a et b sont des constantes reprises dans le contrat.
Si le client place bien ses clicks (donc à des moments où le prix *forward* est bas), leur moyenne donnera un prix inférieur à la moyenne des prix *forward* de l'année. L'étude de la CREG montre que les clients choisissent bien le *timing* de leurs clicks. *Compte* tenu de cette observation et des valeurs de a et de b, il est possible que le prix *forward* moyen utilisé par la CREG diffère sensiblement des prix payés en réalité.

Dans aucun de ces cas, le niveau du prix *forward* détermine le prix du contrat ; c'est plutôt son évolution ou, dans le cas du mécanisme de clicks, une partie de celle-ci qui est déterminant.

La CREG a aussi remis à la Banque un fichier Excel⁹ reprenant un ensemble de grands clients avec une consommation totale de 28,8 TWh. Le prix moyen imputé à ces grands clients s'élevait à 48,5 €/MWh. Ce chiffre est difficilement conciliable avec la conclusion que tire la CREG, à savoir que la plupart des contrats conclus avec de grands clients sont basés sur des prix *forward* et donc que les prix *forward* (59,52 €/MWh) peuvent être considérés comme représentatifs.

3. Moyenne pondérée des groupes de consommateurs

Pour estimer le prix de vente de l'énergie des centrales nucléaires, la CREG procède à une seconde estimation, calculée comme la moyenne des prix payés par les grands consommateurs, les consommateurs moyens et les petits consommateurs (parmi lesquels les ménages).

En ce qui concerne le prix payé par les petits consommateurs, la CREG se réfère au prix payé par un ménage à Electrabel Customer Solutions (ECS), soit 79,2 €/MWh. ECS est une filiale d'Electrabel distincte d'Electrabel s.a. Cette dernière est en effet productrice (et fournisseur aux grands consommateurs), alors qu'ECS est purement un fournisseur. Le prix que paie un ménage à ECS (en ce qui concerne les contrats à prix variables souscrits par les ménages, il s'agit du prix Ne-Nc¹⁰) inclut également la marge sur la vente qui revient uniquement à ECS.

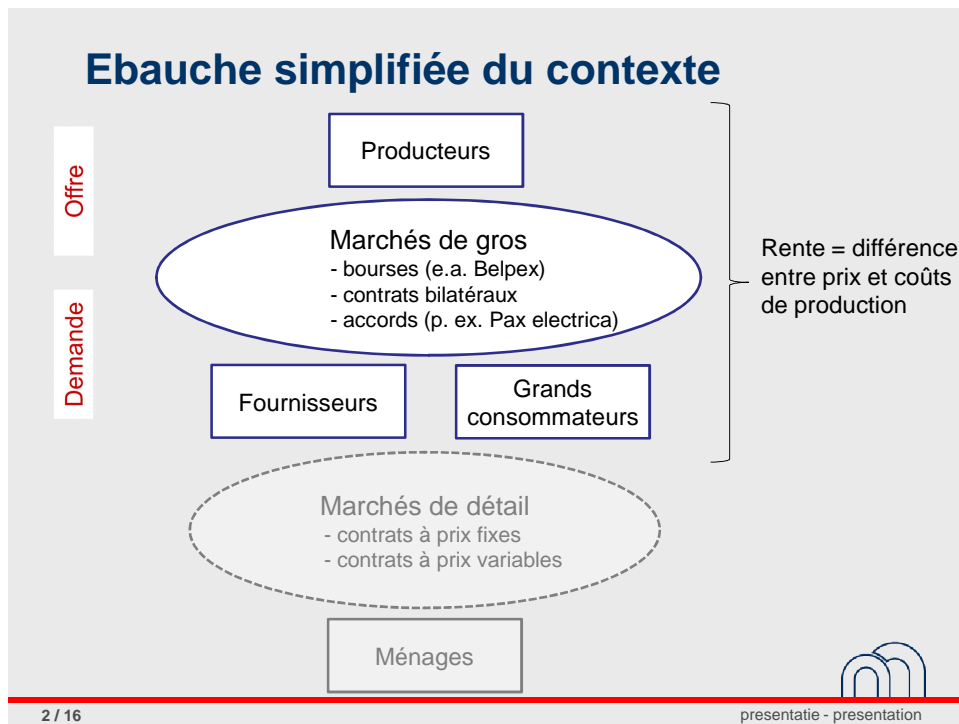
⁸ La moyenne des prix des *forwards* Endex en 2004, 2005 et 2006 pour livraison en 2007 était de 46,2 €/MWh.

⁹ Le fichier figure en annexe de la lettre que la CREG a envoyée le 3 mars 2011 à la Banque.

¹⁰ Cf. notamment la Revue économique de la BNB de septembre 2010.

La rente inframarginale se forme toutefois sur le marché de gros et est donc le prix auquel le producteur vend au fournisseur, comme l'illustre la figure 5.

Figure 5 : Schéma conceptuel de la définition de la rente inframarginale



Source : Présentation de la BNB lors de l'audition parlementaire du 09.02.2011.

Cette définition basée sur le prix de gros apparaît aussi dans la littérature spécialisée :

« Ceci permettrait à l'opérateur historique qui produit la majorité de son électricité par des équipements nucléaires de dégager une rente importante qui s'interprète comme une rente de rareté : les prix du marché de gros européen indiquent en effet une rareté des équipements de base à bas coût variable (Finon et Romano, 2009). »¹¹

et

« ... le nucléaire français bénéficie d'une "rente de rareté" qui correspond à la différence entre le prix du marché européen et le coût complet de ce nucléaire historique. Sur le marché européen, le prix de l'électricité est aligné sur le coût marginal, c'est-à-dire le coût de production de la dernière centrale appelée, et la centrale marginale est le plus souvent une centrale qui fonctionne au charbon ou au gaz naturel. »¹²

¹¹ D. Finon in « Le compromis de la loi NOME : Les limites d'un dispositif de marché aux principes économiques faibles ».

¹² J. Percebois, « Note sur les conclusions de la Commission CHAMPSAUR ».

Les grands consommateurs sont directement reliés au réseau à haute tension et sont donc directement clients auprès d'Electrabel s.a.. Les petits consommateurs, par contre, sont clients auprès d'un fournisseur (dont ECS) et raccordés au réseau de distribution. Leurs prix reposent sur des paramètres d'indexation (Ne, Nc, lem, etc.). Les consommateurs moyens ne sont pas tous directement approvisionnés par Electrabel s.a.¹³.

Ce raisonnement est également d'application dans une société intégrée telle que SPE/Luminus. Aucune donnée publique n'est toutefois disponible en la matière, et le prix de vente doit être établi par le biais de la comptabilité analytique ou par une approximation, comme, par exemple, le prix auquel Luminus achète l'électricité auprès d'Electrabel.

Le troisième cas est celui où un producteur (p. ex. Electrabel s.a.) revend une partie de sa production à un fournisseur pur (p. ex. Lampiris). Dans ce cas, il est clair aussi que seul le prix de vente d'Electrabel vis-à-vis du fournisseur pur importe.

Selon la Banque, le prix moyen ne peut donc prendre en compte le prix de vente du fournisseur mais doit prendre en considération le prix de vente du producteur (et donc le prix d'achat du fournisseur). Cette approche est en outre conforme aux pratiques internationales.

Le concept de prix, sur lequel reposent les estimations de la CREG, tient toutefois compte d'un concept dans le cadre duquel la différence entre les prix facturés aux consommateurs finals (des grands aux petits) et les coûts de production de l'électricité nucléaire définirait la rente inframarginale. Il en résulte des différences notables au niveau du calcul effectif.

4. Troisième calcul

La CREG calcule un prix moyen sur la base des prix de vente d'Electrabel aux grands clients industriels, à sa filiale ECS et aux revendeurs. Elle obtient ainsi une troisième valeur pour le prix, qui est inférieure à celle des deux calculs précédents.

La CREG n'exploite par ailleurs pas ce résultat.

Remarque

La CREG prend en considération un prix de vente de 57,8 €/MWh à ECS.

Electrabel a fourni à la Banque un autre prix de vente à ECS (52,3 €/MWh).

Electrabel affirme que 57,8 €/MWh est le prix auquel ECS achète l'électricité auprès d'Electrabel s.a. Ce prix d'achat inclut également les coûts de transmission.

¹³ Electrabel s.a. approvisionne les clients qui se fournissent auprès du réseau ELIA. Celui-ci gère les lignes à haute tension (au-delà de 70 kilovolts (kV)), mais également une partie des lignes à basse tension (entre 30 et 70 kV). Les clients moyens qui sont raccordés à des lignes de 30 à 70 kV peuvent donc être approvisionnés par Electrabel. Les clients moyens raccordés à une tension plus basse (moins de 30 kV) sont alimentés par un autre fournisseur (p. ex. ECS).

4.1.2 ESTIMATION D'ELECTRABEL

4.1.2.1 MÉTHODE UTILISÉE PAR ELECTRABEL

L'estimation d'Electrabel se fonde sur le principe d'une discrimination de prix entre les différents clients. Les coûts de production de l'électricité sont plus faibles lorsque la consommation est relativement stable et plus élevés si la demande est volatile. Electrabel affirme donc qu'elle ne vend pas seulement de l'électricité mais un produit fini adapté au profil de consommation. Hormis la fourniture d'électricité, il comprend également une garantie de livraison, laquelle entraîne la nécessité d'adapter en permanence la production aux variations de consommation. Ce dernier aspect est plus complexe à gérer (et entraîne donc des coûts de production plus élevés) pour les profils de consommation très volatils que pour ceux qui sont très stables (cf. figure 1 supra).

Divers coûts de production sont dès lors associés à un profil de consommation donné. Ceux-ci sont plus faibles pour les profils de production les plus stables puisque l'on peut alors plus largement recourir aux centrales nucléaires, qui sont moins onéreuses.

Electrabel invoque des raisons techniques (les centrales nucléaires sont peu réglables et leur production est relativement stable) et économiques (elles sont parmi les centrales aux coûts de production les plus faibles) pour justifier le fait que les centrales nucléaires sont mises en œuvre pour répondre à la demande des profils de consommation les plus stables. La rente nucléaire inframarginale doit donc être calculée comme la différence entre le prix de vente d'un profil de consommation stable et les coûts de production des centrales nucléaires.

Ce prix de vente des profils de consommation stables doit dès lors être déterminé. Selon Electrabel, le prix facturé aux grands consommateurs représente la meilleure approximation du prix de vente de ces profils de consommation stables. Il en a été dressé une liste. La consommation totale de ces grands consommateurs s'élève à 28,8 TWh, et Electrabel produit au total 41 TWh d'électricité nucléaire.

Une partie de l'électricité nucléaire est donc destinée aux autres profils de consommation (moins stables). Dans chacun d'entre eux, même le plus volatil, une partie de la consommation est relativement constante. Tel est par exemple le cas d'un ménage : la part de la consommation que représentent le réfrigérateur, le congélateur, le radio-réveil, etc. ne varie guère. C'est la raison pour laquelle le prix de vente aux consommateurs ayant un tel profil est une moyenne (pondérée) du prix correspondant à la part stable et des prix des autres productions.

Ce prix moyen des ventes aux grands consommateurs s'élève à 48,50 €/MWh. Il devrait donc donner une (première) approximation du prix auquel Electrabel vend un MWh nucléaire. Electrabel constate toutefois que même le profil de ces grands consommateurs n'est pas parfaitement stable et que leurs contrats incluent un certain nombre de composantes volatiles (et autres) qui doivent être ajustées.

Tableau 7 : Prix de vente calculé par Electrabel (pour 2007, €/MWh)

Prix de vente moyen pondéré	48,50
Contribution électricité verte & CHP	-2,20
Réduction pour clients interruptibles	1,00
Prix de l'énergie en base (<i>stricto sensu</i>)	47,30
Marge marketing & ventes	-1,00
Equilibrage & swing (partie imprévisible)	-0,50
Pertes ELIA (ARP)	-0,50
Profil (déviations prévisibles du profil de base)	-0,50
Prix charge de base	44,80

Source : Electrabel.

Comme expliqué ci-dessus, ce prix doit encore être corrigé pour obtenir le prix de vente d'un profil de production constant. Les ajustements à apporter sont les suivants :

- cogénération (CHP) et électricité verte: chaque fournisseur doit remettre annuellement une série de certificats verts et de certificats CHP. Cette obligation génère des coûts, qui sont inclus dans le prix de vente mais qui ne font pas partie de la rente inframarginale. Ces coûts doivent donc être portés en déduction.
- La plupart des grands clients sont des clients « interruptibles ». Cela signifie qu'ils acceptent que leur alimentation soit interrompue durant un certain nombre d'heures par an. Il s'agit là d'une déviation par rapport au profil constant qui permet au producteur de répondre plus aisément à son obligation de fourniture; le client bénéficie en contrepartie d'une réduction qu'Electrabel évalue à 1 €/MWh. Cette remise doit être prise en compte pour obtenir le prix ajusté d'un profil constant. Ces réductions sont mentionnées dans les contrats des clients. Electrabel estime que les remises qu'elle accorde à ses clients s'élève à 1 €/MWh en moyenne.
- Le prix de vente aux grands clients inclut une partie couvrant les frais de vente, lesquels comprennent notamment les frais informatiques, les services de facturation et le personnel administratif, de même qu'une marge. L'ensemble de ces coûts et cette marge sont estimés à 1,0 €/MWh, dont 80% de frais et 20% de marge de vente.
- Aucun client ne présente un profil de demande parfaitement stable. En effet, la demande d'électricité est en partie imprévisible (elle dépend par exemple des conditions météorologiques). Le prix de vente inclut une part destinée à pouvoir faire face à ces variations imprévisibles. Dans ce cas, le producteur doit faire appel à des unités de production supplémentaires (autres que nucléaires) ou laisser au gestionnaire du réseau de transport ELIA le soin de l'équilibrage ; le producteur doit alors lui verser une indemnité. ELIA dispose d'un tarif pour les écarts positifs et pour les écarts négatifs. L'écart s'élève en moyenne à 3%.
Une estimation de 0,5 €/MWh a été obtenue sur la base des indemnités qui doivent être versées à ELIA. Electrabel a ici calculé la moyenne pour 2007, 2008 et 2009 des différences de tarif en ce qui concerne les écarts positifs et les écarts négatifs. Cette moyenne s'élève à 30 €/MWh¹⁴. L'ajustement représente donc la moitié de celle-ci fois 3%, soit 0,45 €/MWh, que l'on a arrondi à 0,5 €/MWh.
- Pertes d'ELIA: elles correspondent aux pertes sur le réseau d'ELIA. Lorsqu'Electrabel doit fournir de l'électricité à un grand client, celle-ci doit être transportée par le réseau à haute tension d'ELIA. Ce transport s'accompagne de pertes de transport¹⁵. Cela signifie que, pour livrer 100 MWh à un client, il faut injecter plus de 100 MWh sur le réseau (et donc également produire plus de 100 MWh). Les pertes sur le réseau d'Elia s'élèvent à 1% de l'électricité injectée. 1% de 47,3 €/MWh est égal à 0,47 €/MWh, que l'on arrondit à 0,5 €/MWh.
- Le profil de consommation des grands clients peut également diverger d'un profil parfaitement stable pour des raisons prévisibles. Certains clients savent ainsi par exemple qu'ils consommeront légèrement moins durant le week-end que pendant la semaine. Sur la base des différences entre les prix en bourse pour le *baseload* et les prix facturés aux clients, on l'estime à 0,5 €/MWh.

¹⁴ Cette moyenne ne peut être considérée comme un prix de vente d'énergie. Il s'agit en effet des indemnités qui doivent être versées au cas où des pénuries doivent être comblées (à un prix supérieur à celui du marché) ou lorsque des excédents peuvent être vendus (à un prix inférieur à celui du marché) en cas de déséquilibres sur le réseau d'ELIA.

¹⁵ Pour de plus amples explications, cf. Working Paper 59 de la Banque, "Liberalisation of network industries, is electricity an exception to the rule ?".

4.1.2.2 ANALYSE DE LA BANQUE

1. Appariement entre les centrales nucléaires et les profils de consommation stables

Le concept de profil de consommation implique que le producteur d'électricité produise des produits différenciés. Ceux-ci sont tous fabriqués à partir du même matériau de base : l'électron mobile. Ce produit de base doit être transformé en produits finaux de qualités différentes. Cette transformation s'effectue en ajoutant des services qui apportent un certain degré de garantie de livraison aux produits finaux. Cette garantie diffère selon le produit final ; il est possible d'obtenir une garantie pour la fourniture d'une quantité constante tout au long de l'année, mais il existe également des produits qui garantissent qu'il n'y aura aucun problème, même en cas de consommation volatile. Cette dernière catégorie est plus difficile à garantir, et un tel profil de consommation génère donc des coûts de production plus élevés.

Par ailleurs, selon Electrabel, pour des raisons techniques (les centrales nucléaires sont difficiles à régler) et économiques (leurs coûts sont inférieurs à ceux d'autres types de centrales), les centrales nucléaires sont mises en œuvre pour la production des profils de consommation les plus stables. Les coûts de production des centrales nucléaires représentent donc une partie des coûts de production des profils stables. Pour des raisons d'entretien et de pannes, les centrales nucléaires ne sont toutefois pas en mesure d'assurer une production constante toute l'année. Pour établir un profil de consommation stable, il faut réévaluer la qualité du produit de base qu'est l'électricité nucléaire, les centrales nucléaires ne pouvant assurer une production constante tout au long de l'année. Les coûts de production du profil de consommation constant sont donc la somme des coûts de production de l'électricité nucléaire pure et des frais associés à la garantie de livraison.

2. Discrimination des prix et segmentation du marché

Plusieurs sources attestent que les prix facturés par Electrabel varient en fonction du client. D'autres acteurs (SPE) ont confirmé qu'ils différencient également leurs prix en fonction du segment de clientèle.

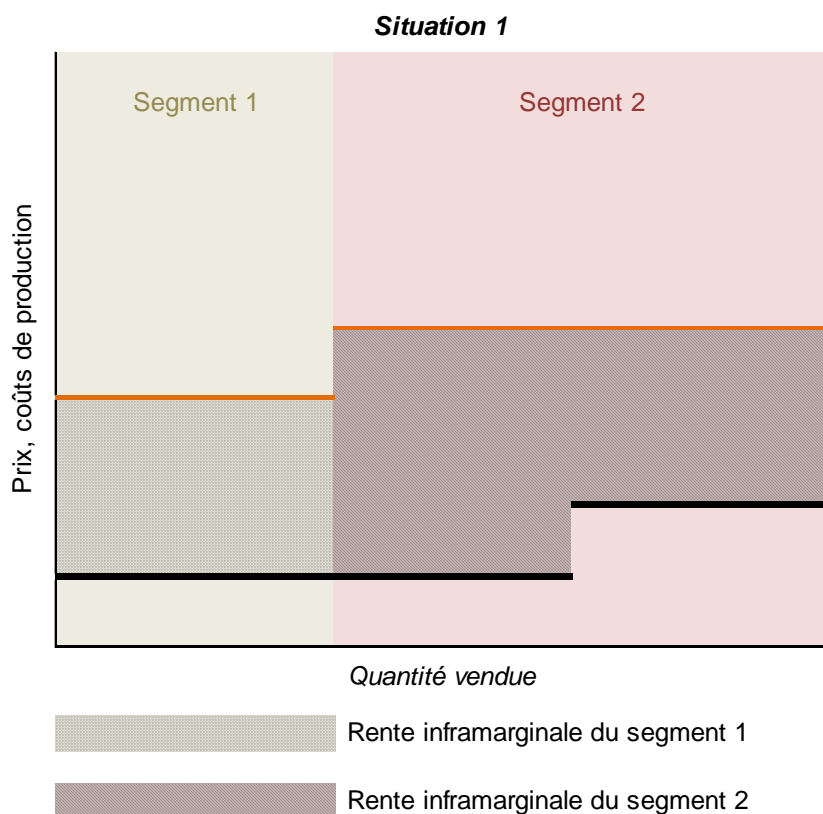
Il est possible de différencier les prix sur la base d'une segmentation du marché lorsque cette segmentation existe et qu'il n'y a pas de possibilité d'arbitrage. Dans ce cas, il existe une offre et une demande pour chaque segment, et donc des rentes inframarginales sur chaque segment du marché.

Dans son étude (F)20100506-CDC-968, la CREG fait référence à la *law of one price*. Selon la Banque, cette formulation doit être plus explicite, à savoir la "*law of one price in one market segment*".

La théorie montre que le producteur va tenter d'obtenir les mêmes revenus marginaux dans chacun de ces segments, ce qui impliquera des prix différents par segment ; les segments dont l'élasticité de prix de la demande est plus faible afficheront un prix plus élevé. Cela signifie donc que le producteur prendra une marge plus importante/plus faible dans un segment donné en fonction de l'élasticité de la demande au sein de ce segment comme l'illustre le graphique ci-après.

La figure 6 montre un résultat possible de segmentation du marché. Le graphique illustre la courbe des coûts du parc de production total (ligne noire) et le prix sur chaque segment du marché (ligne orange). Imaginons par exemple que le segment 1 représente les grands consommateurs d'électricité industriels et le segment 2, les ménages. Le segment dont l'élasticité des prix est la plus importante (grands clients) affiche le prix le plus bas. La figure 6 illustre également la rente inframarginale de chaque segment.

Figure 6 : Prix et rentes inframarginales en cas de segmentation du marché



Il existe donc une rente inframarginale par segment de marché. Ces rentes doivent servir, en tout ou en partie, à couvrir les frais fixes. Il n'y a toutefois pas de lien univoque entre les éléments des rentes et les frais fixes à couvrir.

3. Détermination du prix de vente d'un profil de consommation stable

Il faut déterminer le prix de vente d'un profil stable. Dans la mesure où il n'y a pas d'acheteur pour un profil "parfaitement stable", il faut trouver une approximation, et Electrabel affirme que la consommation des grands clients constitue la meilleure approximation de tels profils. Toutefois, comme le profil de ces clients n'est pas parfaitement stable, il faut corriger cette imperfection. Le prix non corrigé facturé aux grands consommateurs s'élève à 48,5 €/MWh. Ce prix a également été calculé par la Banque sur la base d'un fichier fourni par la CREG.

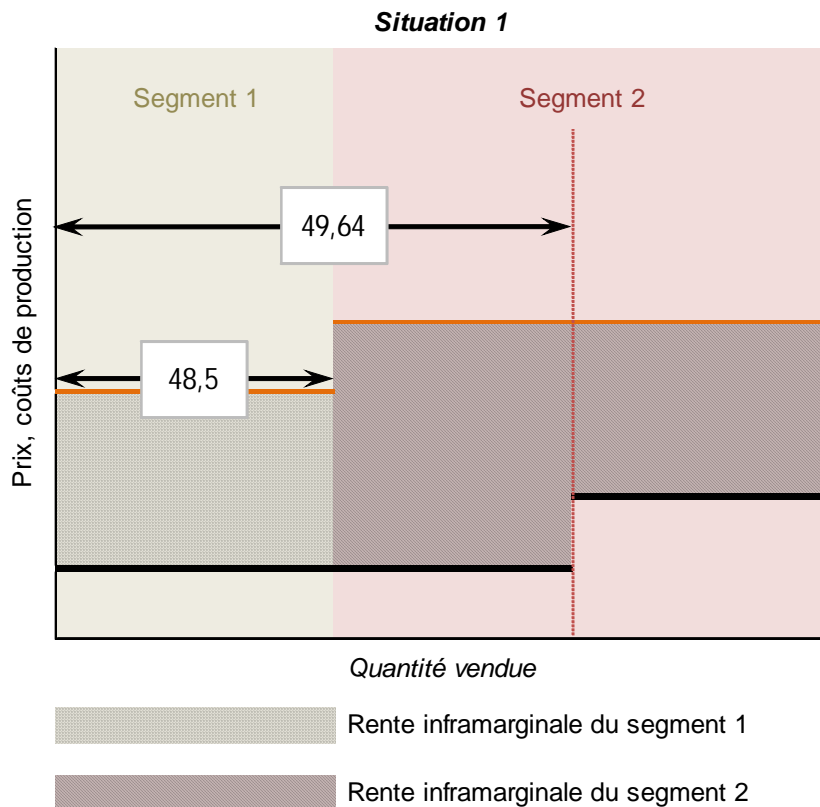
La composition de la liste des grands clients utilisée pour calculer le prix moyen (non corrigé) de 48,50 €/MWh, est pour partie arbitraire puisqu'il n'existe pas de définition univoque du grand client. La liste représente 28,75 TWh d'énergie nucléaire, sur un total de 41 TWh (pour Electrabel). Le solde de 12,28 TWh n'est pas pris en compte dans le prix moyen.

Electrabel vend également de l'électricité à sa filiale, le fournisseur Electrabel Customer Solutions (ECS). Cette dernière la revend sur les marchés de détail, notamment aux ménages¹⁶. En 2007, Electrabel a vendu 33,91 TWh à 52,3 €/MWh (il s'agit donc ici du prix d'achat facturé à ECS). Il va de soi que cette électricité n'est pas exclusivement d'origine nucléaire ; ce prix ne peut donc être considéré comme le prix de vente d'un profil stable. Il est très élevé et constitue donc une limite supérieure absolue. Si l'on considère que 28,75 TWh sont vendus à 48,50 €/MWh et les 12,28 TWh restants au prix suresstimé de 52,3 €/MWh, on obtient un plafond

¹⁶ Cf. BNB, *Revue économique*, septembre 2010.

absolu. La moyenne pondérée s'élève dans ce cas à 49,64 €/MWh, montant qui comprend davantage que le prix de l'électricité nucléaire et est donc trop élevé. La figure 6a présente des similitudes avec la figure 6 commentée plus haut. Si les coûts de production les plus faibles correspondent à ceux des centrales nucléaires, il y est indiqué à quoi correspondent les prix moyens de 48,5 €/MWh et de 49,64 €/MWh.

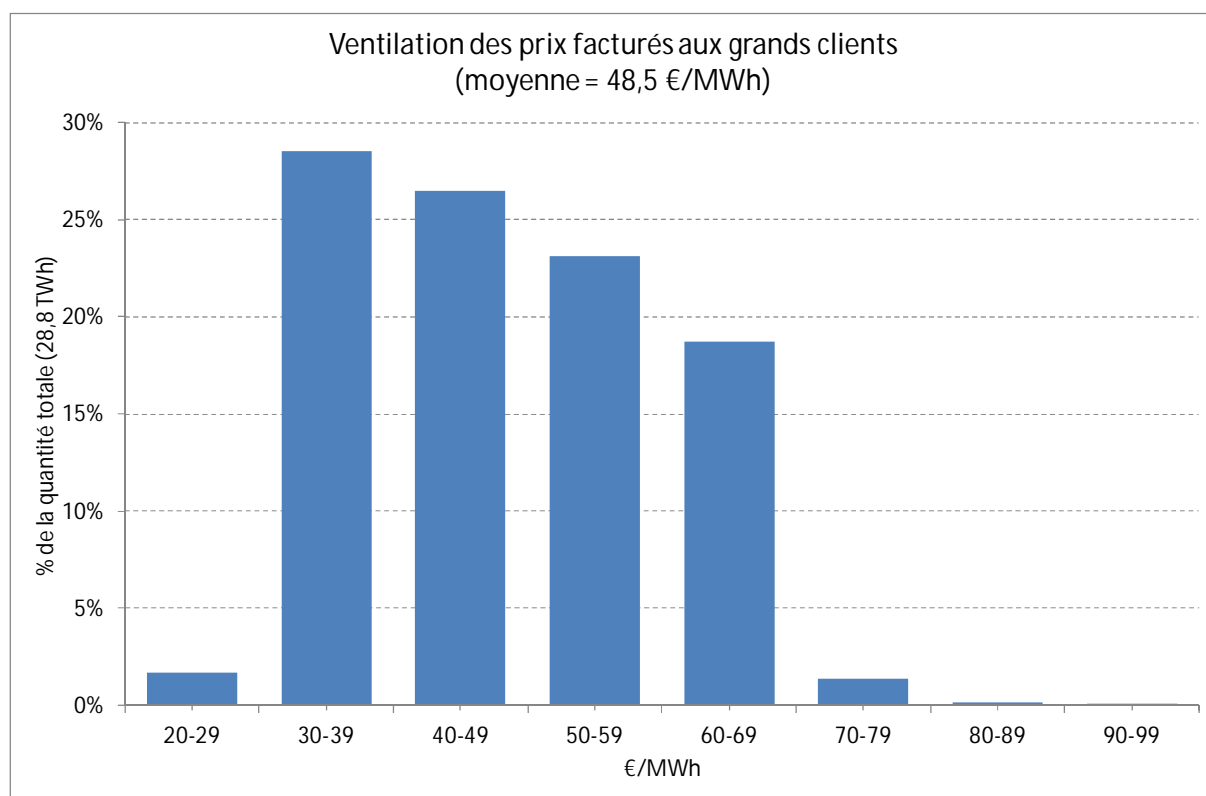
Figure 6a: Prix et rentes inframarginales en cas de segmentation du marché



Le prix moyen de 48,5 €/MWh a été calculé par la CREG sur la base d'un échantillon de quelque 230 grands clients. Celui-ci comporte une grande variation dans les prix, lesquels vont de 21,2 €/MWh à 95,9 €/MWh (soit des prix sensiblement plus élevés que ceux d'ECS par exemple). Une série de clients qui ne sont pas reliés au réseau à haute tension sont aussi incorporés (ils figurent donc à droite de la ventilation présentée dans la figure 7 ci-dessous), de même que des clients dont le profil n'est pas véritablement stable (et donc à un prix plus élevé). Pour des raisons de confidentialité, la Banque ne mentionne pas l'identité de ces clients.

Il convient de remarquer que la liste établie par la CREG ne se fonde pas sur la liste des prix les plus bas. Cela implique que 48,5 €/MWh est une estimation moyenne, mais non la plus basse, en ce qui concerne les grands clients.

Figure 7 : Ventilation des prix facturés aux grands clients



Source : BNB, sur la base d'un fichier transmis par la CREG.

Remarque

Les prix et ajustements calculés concernent l'année 2007. Les prix ont été sensiblement plus élevés en 2008 et 2009. Une première estimation rapide (!) indique que l'équivalent des 48,5 €/MWh retenus pour 2007 avoisinerait les 59 €/MWh en 2008 et en 2009¹⁷.

Attention, certains ajustements (cf. infra) seront également plus importants car ils dépendent aussi de l'évolution des prix.

4. Ajustements du prix

Comme nous l'avons expliqué ci-dessus, ce prix doit être corrigé pour obtenir le prix de vente d'un profil de production constant. Les ajustements à apporter sont les suivants :

- cogénération et électricité verte : le montant de 2,2 €/MWh a également été calculé par la Banque sur la base de données communiquées par la CREG ;
- clients « interruptibles » : après analyse et discussions avec Electrabel, il est apparu que 1,0 est l'arrondi de 0,8. La valeur 0,8 s'est avérée compatible avec le prix de revient de la réserve de backup (cf. infra pour la réserve de backup ; pour la cohérence, cf. annexe 6, le tableau figurant à la deuxième page, juste au-dessus des annexes) ;
- marketing & ventes : la Banque décide de ne pas prendre en compte la marge de vente de 20% ;

¹⁷ La presse a à plusieurs reprises évoqué un contrat confidentiel entre Electrabel et SPE. Le prix fixé dans ce contrat s'élèverait à 58 €/MWh pour l'année 2008. Ce prix est donc compatible avec ceux qui ont été calculés selon la méthode exposée (le résultat du calcul est un prix de 59,2 €/MWh).

- équilibrage et fluctuations imprévisibles : l'estimation de 0,5 €/MWh a été calculée sur la base des indemnités qui doivent être versées à ELIA. Electrabel a ici pris en compte la moyenne pour 2007, 2008 et 2009 des différences de tarif en ce qui concerne les écarts positifs et les écarts négatifs. Cette moyenne est de 30 €/MWh. L'ajustement représente donc la moitié de celle-ci fois 3%, soit 0,45 €/MWh, que l'on a arrondi à 0,45 €/MWh. La Banque estime que l'on ne peut pas se fonder sur une moyenne, mais sur la valeur de 2007. En 2007, il s'agissait d'un montant de 26,7 €/MWh¹⁸. La moitié de celui-ci fois 3% équivaut à 0,40 €/MWh.
- pertes d'ELIA : les pertes subies sur le réseau d'ELIA s'élèvent à 1% du courant injecté. 1% de 47,3 €/MWh est égal à 0,47 €/MWh. Selon ELIA, les pertes se situent entre 1 et 1,1%.
- déviation du profil : l'existence de déviations du profil est bien argumentée. Ce montant n'est toutefois pas suffisamment corroboré. La Banque prend donc en compte une fourchette comprise entre 0 et 0,5 €/MWh.

5. Adaptation conceptuelle par la Banque

Le prix de la charge de base est le prix de vente d'un profil stable. La Banque remarque toutefois que ce prix équivaut à celui de l'électricité nucléaire brute majoré des coûts supportés pour assurer la garantie de livraison à tout instant. Pour calculer le prix de vente de l'électricité nucléaire sur cette base, il convient donc de déduire aussi les coûts de cette garantie de livraison. Electrabel nomme ces coûts « les coûts de la réserve de backup » et les ajoute aux frais. Nous estimons qu'il serait conceptuellement plus exact de les porter en déduction des prix présentés au tableau 7. On calcule en effet ainsi le prix de vente d'une « électricité nucléaire pure », abstraction faite de la livraison garantie à 100%.

Le prix de vente de l'électricité nucléaire ainsi obtenu peut être comparé aux coûts de production de celle-ci (cf. infra).

La Banque estime également que, dans bon nombre de cas, les ajustements opérés sont des estimations et/ou incluent des erreurs d'arrondi. C'est la raison pour laquelle, afin de ne pas donner l'impression qu'il s'agit de montants exacts, est prise en compte, pour chaque composante, une certaine marge d'erreur et ont été établies des limites inférieure et supérieure (Min. BNB et Max. BNB). Le prix d'Electrabel est considéré comme étant la limite inférieure.

Il en résulte l'estimation suivante du prix de l'électricité nucléaire brute. La colonne EBel reprend les valeurs qu'Electrabel a utilisées lors de l'audition et la colonne Ebel ajusté les montants adaptés (indiqués en vert) au terme de la discussion avec la Banque.

¹⁸ Cette moyenne ne peut être considérée comme un prix de vente de l'énergie. Il s'agit en effet des indemnités qui doivent être versées au cas où des pénuries doivent être comblées (à un prix supérieur à celui du marché) ou lorsque des excédents peuvent être vendus (à un prix inférieur à celui du marché) en cas de déséquilibres sur le réseau d'ELIA.

Tableau 8 : Estimations du prix de vente de l'électricité nucléaire (€/MWh)

	Ebel	Ebel ajusté	BNB Min.	BNB Max.
Prix de vente moyen pondéré	48,5	48,5	48,5	49,64
Contribution électricité verte & CHP	-2,2	-2,2	-2,2	-2,15
Réduction pour clients interruptibles	1,0	0,8	0,8	0,84
Prix de l'énergie en base (<i>stricto sensu</i>)	47,3	47,1	47,1	48,33
Marge marketing & ventes	-1,0	-0,8	-0,8	-0,75
Equilibrage & swing (partie imprévisible)	-0,5	-0,4	-0,4	-0,30
Pertes ELIA (ARP)	-0,5	-0,5	-0,5	-0,45
Profil (déviations prévisibles du profil de base)	-0,5	-0,5	-0,5	0,00
Prix charge de base	44,8	44,9	44,9	46,83
Livraison garantie	-4,9	-4,9	-4,9	-4,42
Prix électricité nucléaire	39,9	40,0	40,0	42,41

Sources : Electrabel pour les colonnes Ebel, BNB pour les colonnes BNB.

Le prix d'un profil stable (électricité nucléaire pure assortie d'une garantie de livraison) varie donc entre 44,9 €/MWh (Min. BNB) et 46,83 €/MWh (Max. BNB). Ci-dessous, on expliquera comment ce montant est déterminé mais, pour obtenir un profil stable partant de la production nucléaire pure – qui n'est pas garantie durant toute l'année –, il faut tenir compte de coûts de production supplémentaires. Ceux-ci s'établissent entre 4,42 €/MWh et 4,92 €/MWh (cf. point 6 ci-après). On obtient donc le prix de l'électricité nucléaire pure en portant ces coûts en déduction du prix du profil de consommation stable. Le prix de vente de l'électricité nucléaire pure varie alors entre 40 et 42,41 €/MWh. Pour des raisons déjà évoquées ci-avant, la limite supérieure est peut-être trop élevée.

6. Évaluation de la garantie de livraison

La valeur de la garantie de livraison est la différence entre le prix d'un profil de consommation constant et les coûts de production de l'électricité nucléaire pure. Cette garantie implique en effet que la production nucléaire, qui n'est pas assurée durant environ un dixième de l'année, soit convertie en une production stable à tout moment¹⁹ pour les clients non interruptibles.

Par analogie avec les évaluations dans le domaine de l'assurance, la valeur de la garantie de livraison est déterminée en pondérant les coûts de remplacement de ces interruptions par l'éventualité qu'elles se produisent. Il en résulte le tableau suivant.

Tableau 9 : Estimation de la « réserve de backup » (€/MWh)

	Temps	Coûts de production
Production nucléaire	90,3%	22,40
Arrêts planifiés	7,7%	44,80
Arrêts non planifiés	2,0%	182,30
Coûts moyens pondérés		27,32
- Coûts de production de l'électricité nucléaire		-22,40
= Coûts de la réserve (moyenne - production)		4,92

Source : Electrabel.

¹⁹ Les statistiques montrent que les centrales nucléaires fonctionnent normalement durant 90% de l'année. Pendant les 10% restants, elles sont à l'arrêt pour des causes planifiées (par exemple leur entretien) ou en raison d'incidents. Les interruptions planifiées représentent 8% du temps.

En régime normal, les coûts d'une centrale nucléaire sont identiques à ses coûts de production (ces coûts de production sont calculés plus loin). Les interruptions planifiées sont par définition prévisibles et, le cas échéant, on recourt à des unités de production propres ou à des achats sur les marchés. Il va de soi que les coûts sont supérieurs à ceux des centrales nucléaires. Le coût de 44,8 €/MWh pour la réserve de backup fait l'objet d'un commentaire détaillé. Il semble correct.

Lors des pannes non planifiées, il faut mettre en œuvre « toutes les ressources disponibles » pour compenser la perte de capacité de 1 GW. Cela signifie qu'il faut recourir à des centrales plus onéreuses et requérir les clients interruptibles. Ici aussi, Electrabel a commenté les calculs de manière détaillée et, ici aussi, les explications sont recevables. Ces calculs sont présentés à l'annexe 6.

Les coûts moyens pondérés de l'électricité nucléaire pure, y compris la garantie de livraison, s'élèvent ainsi à 27,32 €/MWh. Les coûts de production (qui sont calculés plus loin - cf. tableau 21 à la page 38 - sans prendre en compte cette garantie et donc sans raisonnement en boucle) de l'électricité nucléaire s'élèvent à 22,4 €/MWh. Les frais d'assurance sont la différence entre les deux montants, soit 4,92 €/MWh. Une marge d'erreur de 0,5 €/MWh a ici été prise en compte.

Remarque: La garantie de livraison doit être prise en considération quelle que soit la technique de production. Sa valeur peut toutefois différer selon la technique utilisée.

4.1.3 PRIX DE VENTE: RESUME BNB

Pour calculer la rente inframarginale, il faut définir le prix auquel l'électricité nucléaire est vendue. Le courant électrique peut être produit de diverses manières, mais dès que l'électricité est injectée sur le réseau à haute tension d'ELIA, il est impossible d'en retrouver l'origine. Le courant électrique consiste en électrons mobiles, mais il est impossible de déterminer quelle centrale génère l'énergie cinétique d'un électron donné sur le réseau; toutes les centrales raccordées produisent l'énergie qui meut les électrons.

En fonction de la consommation de ses clients et des centrales dont il dispose, un producteur doté d'un portefeuille de clients donné tente de maximaliser son bénéfice. Il a le libre choix des critères qu'il mettra en œuvre pour atteindre cet optimum. Selon la théorie de la concurrence parfaite, s'il fait un mauvais choix, sa part de marché se rétrécira au bénéfice d'autres acteurs plus efficaces.

Bien que le marché de l'électricité soit très éloigné de ce modèle, il faut tenir compte de l'objectif. Il a en effet été décidé de libéraliser les marchés de l'énergie et les raisonnements tenus doivent être cohérents avec cette décision.

L'estimation du prix fondée sur les prix des contrats *forward* (utilisée par la CREG) ne semble pas justifiée, et ce pour les raisons suivantes :

1. aucun fondement théorique ne permet de considérer que le prix *forward* actuel constitue une indication du prix du marché attendu à l'avenir ;
2. des études internationales et les données Endex montrent même que le prix *forward* ne permet pas de bien estimer le prix du marché futur ;
3. l'argument de la CREG selon lequel la plupart des contrats avec les grands clients reposent sur des prix *forward* et la conclusion selon laquelle les prix *forward* sont représentatifs pour ces grands clients qui en découlent sont réfutés par des données que la CREG a elle-même transmises à la Banque.

L'estimation de prix que l'on obtient en calculant la moyenne des grands clients, des clients moyens et des petits clients (également utilisée par la CREG) est biaisée dans la mesure où cette dernière catégorie (et peut-être aussi la deuxième) incluent une partie de la marge du fournisseur (qui dépend des paramètres Ne/Nc), alors que la rente inframarginale est inhérente au producteur.

L'estimation de prix qui se fonde sur la différenciation (utilisée par Electrabel), également évoquée dans d'autres études, est peut-être plus réaliste²⁰. En tout cas, sur un marché libéralisé, le producteur est libre de choisir sa stratégie en matière de prix. Dans le cas de l'électricité nucléaire, on peut également invoquer le fait que le prix reflète aussi les coûts du profil de consommation. L'estimation basée sur cette hypothèse semble donc plus correcte.

La composition de la liste de clients sur laquelle se fonde l'estimation de prix est (légèrement) arbitraire, mais l'impact en est assez limité. Les rectifications de prix n'engendrent pas de résultats précis ; c'est la raison pour laquelle la Banque considère une limite inférieure et une limite supérieure. Elle se reconnaît donc dans une large mesure dans l'estimation du prix d'Electrabel, mais estime qu'il est conceptuellement plus correct pour le calcul de la rente inframarginale sur l'électricité nucléaire, de se fonder sur le prix de vente de l'électricité nucléaire « brute » et de comparer celui-ci aux coûts de production de l'électricité nucléaire (pure). La partie suivante commente le calcul des coûts de production.

Le prix de vente d'un profil stable diffère de celui de l'électricité nucléaire brute à cause de la garantie de livraison qui est incluse dans le premier. Les coûts de production de la garantie de livraison correspondent aux coûts de la réserve de backup. Le prix de vente de l'électricité nucléaire brute se situe donc entre 40 et 42,41 €/MWh. Pour les raisons déjà évoquées, la limite supérieure est élevée.

Comme certains ajustements de prix peuvent prêter à discussion, la Banque a vérifié si ces prix étaient compatibles avec ceux qui ont été observés en 2007 sur la bourse d'électricité Belpex. Tel est effectivement le cas, comme le montre le tableau ci-après.

Tableau 10 : Prix de 2007 sur la bourse d'électricité Belpex

	Charge de base (0-24h)	Charge en période de pointe (8-20h)	Charge en période creuse (0-7h, 21-24h)
Prix moyen pondéré (€/MWh)	46,76	62,82	32,01
Pm : Volume (TWh)	7.587.485	3.978.593	3.608.892

Source : Belpex.

Le prix de la charge de base sur Belpex était en moyenne de 46,76 €/MWh en 2007. Cette charge de base inclut l'assurance pour la garantie de livraison²¹ et est donc comparable au « prix de la charge de base » du tableau 8. Ce prix tient compte aussi bien des prix plus faibles des périodes creuses que des prix élevés des périodes de pointe.

²⁰ Redl, Haas, Huber, Böhm, "Price formation in electricity forward markets and the relevance of systematic forecast errors", Energy Economics 31 (2009).

²¹ Cf. <http://www.belpex.be/index.php?id=70>

4.2 COÛTS DE PRODUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES

En ce qui concerne les coûts de production également, les estimations de la CREG diffèrent de celles d'Electrabel. Le tableau ci-dessous reprend brièvement les résultats obtenus, tant par Electrabel que par la CREG. Celle-ci calcule une limite inférieure et une limite supérieure pour certains sous-composants. Electrabel calcule systématiquement une valeur pour chaque sous-composant²².

Tableau 11 : Estimations des coûts de production (€/MWh)

	CREG		Electrabel
Coûts de production nucléaire (€/MWh)	16,97	21,37	29,1
Dont			
- Combustible	5,6		7
- Exploitation	10,46	14,18	14,2
- Amortissements	0,42	1,1	1,9 (ensuite 1,1)
- Provision démantèlement	0,49		1,5
- Réserve de backup	0		4,5

Sources : (F)20100506-CDC-968 pour la CREG, audition et réunions bilatérales pour Electrabel.

Pour des raisons précédemment citées, la réserve de backup n'a pas été considérée comme un coût de production. Ces coûts en faveur de la réserve de backup sont destinés à transformer l'électricité nucléaire brute en produit final (profil stable) moyennant une livraison garantie. C'est pourquoi le prix de vente a été adapté en un prix de vente de l'électricité nucléaire brute en déduisant le coût de la garantie de livraison (ce qu'Electrabel appelle la réserve de backup – cf. le tableau 11 ci-dessus).

Dans ce cas, les coûts de la réserve de backup sont déjà répercutés via les corrections des prix et ne doivent donc plus être inclus dans les coûts de production. Après cette adaptation conceptuelle, les coûts des deux parties sont les suivants:

Tableau 12 : Coûts de production après l'adaptation conceptuelle de la Banque (€/MWh)

	CREG		Electrabel
Coûts de production nucléaire (€/MWh)	16,97	21,37	24,6
Dont			
- Combustible	5,6		7
- Exploitation	10,46	14,18	14,2
- Amortissements	0,42	1,1	1,9 (ensuite 1,1)
- Provision démantèlement	0,49		1,5

Sources : (F)20100506-CDC-968 pour la CREG, audition et réunions bilatérales pour Electrabel.

La CREG procède à une analyse détaillée des coûts de production dans l'étude (F)20100506-CDC-968, intitulée « La structure des coûts de la production d'électricité par les centrales nucléaires en Belgique » et publiée le 6 mai 2010. Par souci d'exhaustivité, il convient de mentionner qu'avant l'étude (F)20100506-CDC-968, elle avait

²² Le total des coûts de production figurant au tableau 11 diffère du montant de 28,7 €/MWh qu'Electrabel a avancé lors de l'audition parlementaire du 9 février. Au cours de celle-ci, ces coûts n'ont pas été divisés en sous-composants. Le chiffre figurant au tableau 3 est issu de l'audition. Les chiffres figurant au tableau 11 ont été communiqués par Electrabel à la Banque lors d'une réunion bilatérale organisée le 26 mars 2011.

déjà effectué une analyse des coûts de production des centrales nucléaires. Il s'agit de l'étude (F)091015-CDC-892, publiée le 15 octobre 2009. Selon elle, les coûts de production figurant dans l'étude 968 sont plus réalistes.

La méthode de calcul d'Electrabel a fait l'objet d'un exposé lors de l'audition parlementaire du 9 février 2011.

Aussi bien la CREG qu'Electrabel distinguent les dépenses en combustibles, les coûts d'exploitation, les amortissements et les provisions pour le démantèlement. Cette distinction est reprise ci-dessous : le calcul de chaque composante de coût effectué par la CREG et Electrabel est brièvement analysé et suivi d'un commentaire.

4.2.1 DÉPENSES EN COMBUSTIBLES

4.2.1.1 MÉTHODE UTILISÉE PAR LA CREG

Synatom, responsable de la gestion du cycle du combustible, n'est pas soumise à la « loi électricité »²³. C'est pourquoi, la CREG n'a pu obtenir aucune information à ce sujet (cf. l'étude (F)20100506-CDC-968 de la CREG).

Le cycle du combustible est divisé en plusieurs parties : l'amont (l'approvisionnement en uranium), la fabrication (la préparation des barres de combustible) et l'aval (le traitement des déchets).

Electrabel a transmis à la CREG des données relatives aux dépenses en combustible, réparties par segment. Le tableau ci-dessous ne reprend que les chiffres pour 2007.

Tableau 13 : Estimations des dépenses en combustibles par la CREG (€/MWh)

2007 - millions €	Coût annuel	Coût du combustible par MWh
Amont	114,20	2,49
Fabrication	45,85	1,00
Aval	96,94	2,12
	256,99	5,61

Source : (F)20100506-CDC-968 pour la CREG

Ces chiffres s'appliquent à l'ensemble du parc nucléaire belge. Pour calculer les dépenses en combustibles par MWh, il faut les diviser par la production nucléaire belge en 2007, soit 45,82 TWh. Ces coûts par MWh figurent également dans le tableau ci-dessus.

Pour avoir une deuxième indication de ces dépenses en combustibles, la CREG se base sur les contrats existants entre Electrabel et SPE. En 2007, SPE avait une quote-part de 4% dans les centrales nucléaires de Doel 3 et 4 ainsi que dans Tihange 2 et 3. Dans ce cadre, Electrabel facture certains coûts à SPE, notamment les dépenses en combustibles. Il s'agit de montants forfaitaires utilisés et corrigés par la CREG afin d'obtenir une deuxième estimation. Celle-ci est de 7,99 €/MWh.

Une troisième estimation de la CREG se fonde sur des documents (de 2002) du Comité de gestion des entreprises d'électricité (CGEE). D'après ces documents, les dépenses en combustibles s'élèvent à 6,82 €/MWh.

La CREG ne retient qu'un seul chiffre pour les dépenses en combustibles, à savoir 5,6 €/MWh.

²³ Synatom gère également les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires. Il s'agit d'une entreprise privée dont le capital est intégralement aux mains d'Electrabel. L'État possède toutefois une action spécifique et compte deux représentants au sein du Conseil d'administration.

4.2.1.2 MÉTHODE UTILISÉE PAR ELECTRABEL

Lors de l'audition parlementaire du 9 février, Electrabel a affirmé que les calculs de la CREG ne prenaient pas en considération les « frais généraux » et qu'elle désapprouvait la méthode de calcul des provisions adoptée par la CREG.

Electrabel a estimé les dépenses en combustibles à 7 €/MWh.

4.2.1.3 ANALYSE DE LA BANQUE

La Banque s'est basée sur les dépenses en combustible fournies par Electrabel à la CREG. Étant donné les remarques d'Electrabel relatives à la méthode de calcul des provisions, la Banque a réalisé une analyse de ces provisions. Pour ce faire, elle s'est appuyée sur le rapport annuel 2007 de Synatom et sur les tableaux synthétiques de la Commission des provisions nucléaires. Ces tableaux portent non seulement sur les provisions pour le traitement des matières fissiles irradiées mais aussi sur les provisions pour le démantèlement. C'est pourquoi ces dernières seront aussi traitées dans ce paragraphe.

D'après le rapport annuel 2007 de Synatom, une reprise de 71 millions d'euros de la provision pour la gestion des matières fissiles et une augmentation de 138 millions d'euros de la provision pour le démantèlement des centrales ont eu lieu en 2007, à la suite d'une révision triennale.

En 2007, les provisions totales pour la gestion des matières fissiles ont augmenté de 151 millions d'euros, et les provisions pour le démantèlement de 221 millions d'euros. Sur la base des informations extraites de l'étude (F)20100506-CDC-968 de la CREG, on obtient les montants suivants:

Tableau 14 : Provisions de Synatom estimées par la CREG (millions d'euros)

Démantèlement	221
dont	
- capital	138
- intérêts	83
Matières fissiles	151
dont	
- capital	102
- intérêts	147
- réduction	-27
- reprise	-71

Source : (F)20100506-CDC-968.

Les dépenses en combustibles que la CREG a obtenues d'Electrabel figurent au tableau 14.

Les intérêts sont les revenus découlant du réemploi (prêt) des provisions et ne doivent donc pas être comptabilisés comme des coûts de production²⁴.

24 L'article 14 de la loi du 11 avril 2003 stipule que les ressources du fonds créé pour le démantèlement futur des centrales et pour la gestion des matières fissiles irradiées peuvent être prêtées au taux d'intérêt du marché. Les emprunteurs doivent remplir certaines conditions en matière de crédit. Septante-cinq pour cent de ces ressources peuvent être prêtés aux producteurs nucléaires.

Il convient de remarquer que ces montants découlent d'une révision triennale (138 millions et -71 millions) et ne concernent donc pas uniquement l'année 2007. Nous reviendrons plus loin sur ce point.

Les dépenses totales en combustibles, y compris les 102 millions d'euros de provisions pour la gestion des matières fissiles, s'élèvent donc à 257 millions d'euros (cf. le tableau 13), diminuées de la reprise de 71 millions d'euros par les producteurs (cf. le tableau 14), et ce pour une production nucléaire de 45,82 TWh, soit 4,06 €/MWh.

Les provisions pour le démantèlement s'élèvent à 138 millions d'euros pour 45,82 TWh, soit 3,01 €/MWh.

4.2.2 COÛTS D'EXPLOITATION

4.2.2.1 MÉTHODE UTILISÉE PAR LA CREG

La CREG se base également sur des données qu'elle a obtenues d'Electrabel. Les coûts d'exploitation totaux pour l'année 2007 sont à nouveau divisés par la production nucléaire totale. La CREG calcule ainsi que ces coûts d'exploitation se situent, en 2007, entre 14,18 €/MWh et 14,22 €/MWh, cette dernière estimation étant considérée par elle comme une limite supérieure²⁵.

En ce qui concerne la limite inférieure, la CREG a analysé les contrats conclus entre SPE et Electrabel. D'après elle, ce montant est équivalent à 14,2 €/MWh, ce qui est supérieur à ce que l'on peut déduire des contrats de quote-part conclus entre SPE et Electrabel. SPE possède effectivement une quote-part (de 4% en 2007) dans les centrales nucléaires de Doel 3 et 4 et de Tihange 2 et 3. Dans ce cadre, Electrabel répercute des coûts à SPE. La CREG a analysé de quelle manière les coûts d'exploitation sont imputés à SPE. En se basant sur ces factures, elle a calculé que ces coûts d'exploitation s'élèvent à 10,46 €/MWh.

La CREG a corrigé les informations qu'elle a obtenues d'Electrabel en ce qui concerne les montants facturés « probables 2007 ». Elle en a déduit la rémunération du gestionnaire.

Les factures reprises par la CREG dans ses calculs contiennent, selon celle-ci, des montants forfaitaires et non forfaitaires, mais également des marges d'insécurité, etc.

Ce dernier montant, soit 10,46 €/MWh, est considéré comme l'estimation la plus basse, 14,28 €/MWh étant la plus élevée.

4.2.2.2 MÉTHODE UTILISÉE PAR ELECTRABEL

Electrabel avance un coût d'exploitation qui correspond à la limite supérieure calculée par la CREG.

4.2.2.3 ANALYSE DE LA BANQUE

L'estimation d'Electrabel correspond à l'estimation la plus élevée de la CREG.

La CREG a calculé sa limite supérieure en s'appuyant sur des informations qu'elle a obtenues d'Electrabel. Elle a validé ce résultat sur la base d'informations contenues dans les contrats conclus entre SPE et Electrabel.

²⁵ L'étude 968 de la CREG contient des données plus détaillées. Ce chiffre est toutefois très similaire à l'estimation d'Electrabel. C'est pourquoi nous n'approfondissons pas la méthode de calcul.

L'estimation inférieure a été calculée par la CREG en se fondant sur ces contrats de « quote-part ». Les informations qu'ils contiennent ont toutefois été corrigées par la CREG : elle n'a pas pris en compte certaines rubriques (investissements, rémunération du gestionnaire) et ce résultat après omissions a encore été corrigé en tenant compte d'une « marge d'insécurité » de 10%. Ce n'est qu'après toutes ces corrections que la CREG obtient sa limite inférieure de 10,46 €/MWh.

La Banque a demandé des explications supplémentaires à Electrabel concernant ces contrats et les montants facturés – en 2007, Electrabel a facturé un montant de 13,17 €/MWh à SPE pour la part de 4% que possède SPE dans les centrales de Doel 3 et 4 et de Tihange 2 et 3.

Ces factures prennent bien en considération la rémunération du gestionnaire. Celle-ci représente effectivement certains frais généraux qui ne sont pas directement imputables aux centrales nucléaires mais sans lesquels ces centrales ne peuvent fonctionner. Il s'agit de coûts de gestion de personnel, d'informatique, de formation, de services d'achat, de relations avec Synatom, l'ONDRAF, etc. et de services de planification pour l'entretien des centrales.

Il convient aussi de mentionner qu'une partie des autres coûts (hors rémunération du gestionnaire) fait l'objet d'un calcul forfaitaire qui est indexé sur la base de l'inflation annuelle, alors que la plupart des coûts ont crû plus rapidement que l'inflation.

Enfin, il faut souligner que les contrats conclus avec SPE portent sur une part de 4% dans les quatre centrales les plus récentes. En comparant les coûts d'exploitation de Doel 3 et 4 et de Tihange 2 et 3 (les centrales gérées par les contrats conclus avec SPE) avec ceux des autres centrales, l'on constate que ces centrales (plus modernes) ne sont pas représentatives de l'ensemble du parc nucléaire.

Tableau 15 : Coûts d'exploitation de l'ensemble des centrales nucléaires 2007

	Coûts d'Exploitation en M€ (1)	MWh Produits	€/MWh
Doel 1	50	3,023	16.5
Doel 2	50	3,479	14.4
Doel 3	103	7,677	13.4
Doel 4	91	8,489	10.7
Tihange 1	139	7,037	19.8
Tihange 2	95	8,751	10.9
Tihange 3	123	7,310	16.8
Total Parc nucléaire	651	45,766	14.2
Total centrales codétenues avec SPE	412	32,227	12.8

Source : Electrabel.

Il n'est dès lors pas recommandé de considérer les coûts d'exploitation de ces quatre centrales comme une limite inférieure, et encore moins d'extrapoler ceux-ci à l'ensemble de la production nucléaire en 2007 (45,8 TWh) en se basant sur la part de SPE (1,3 TWh).

Pour toutes ces raisons, nous ne pouvons adopter que la valeur de 14,2 €/MWh comme estimation des coûts d'exploitation des centrales nucléaires²⁶.

4.2.3 AMORTISSEMENTS

4.2.3.1 MÉTHODE UTILISÉE PAR LA CREG

D'après la CREG, les coûts d'amortissement ne sont pas faciles à calculer et peuvent varier d'une année à l'autre. En 2007, les amortissements totaux sur les unités nucléaires se sont élevés à 50.444.476 euros, montant que la CREG a reçu d'Electrabel. Par unité produite, les coûts d'amortissement équivalent donc à 1,10 €/MWh.

Ces amortissements totaux sont calculés selon les concepts IFRS²⁷. La CREG a également calculé les coûts d'amortissement selon les Belgian GAAP²⁸. Elle obtient ainsi une limite inférieure de 0,42 €/MWh.

Remarque : Les investissements initiaux dans les centrales nucléaires sont entièrement amortis. Les coûts d'amortissement calculés ici concernent des investissements moindres, comme par exemple un nouveau générateur de vapeur pour Doel 2 en 2004.

4.2.3.2 MÉTHODE UTILISÉE PAR ELECTRABEL

Initialement, Electrabel avait calculé un coût d'amortissement de 1,9 €/MWh mais l'a rectifié par la suite à 1,1 €/MWh.

4.2.3.3 ANALYSE DE LA BANQUE

La limite supérieure est basée sur les normes d'évaluation internationales (IFRS), tandis que la limite inférieure est calculée sur la base des règles comptables belges (Belgian GAAP). La Banque conserve dès lors la limite inférieure ainsi que la limite supérieure.

4.2.4 PROVISIONS POUR LE DÉMANTÈLEMENT

4.2.4.1 MÉTHODE UTILISÉE PAR LA CREG

La CREG prend en l'occurrence les deux montants destinés aux révisions des provisions nucléaires (138 millions d'euros et -71 millions d'euros).

D'après la CREG, ces montants destinés aux provisions découlent d'une révision triennale et se rapportent donc aux années 2005, 2006 et 2007. Pour ces trois années, le montant s'élève à 67 millions d'euros, soit 22,3 millions d'euros par an. La CREG divise ce montant par la production totale de 45,85 TWh, obtenant ainsi 0,49 €/MWh.

²⁶ Pour calculer la rente par producteur, on peut considérer le montant de 12,8 €/MWh comme l'estimation des coûts d'exploitation de SPE.

²⁷ International Financial Reporting Standards.

²⁸ Generally Accepted Accounting Principles.

4.2.4.2 MÉTHODE UTILISÉE PAR ELECTRABEL

Electrabel impute 1,5 €/MWh aux provisions pour le démantèlement, puisque ce montant n'est pas réparti sur les trois années.

Lors des réunions bilatérales, Electrabel a présenté des chiffres plus détaillés pour les dépenses en combustibles et les provisions pour la gestion des matières fissiles et le démantèlement. Cette nouvelle version des coûts est présentée ci-dessous.

Tableau 16 : Nouvelles estimations des dépenses en combustibles par Electrabel (€/MWh)

Coûts du combustible	Amont	114 M€
	Fabrication	46 M€
	Aval	97 M€
		257
	- Facture SPE/EDF	-34
	Uniquement Electrabel	223
	Volume Electrabel	41 TWh
	Coûts unitaires	5,4 €/MWh
Révision des provisions	Démantèlement	133 M€
	Aval	-71 M€
		62
	Coûts unitaires	1,5 €/MWh
Démantèlement		79 M€
	Coûts unitaires	1,9 €/MWh
p.m.	Exploitation	14,2 €/MWh
p.m.	Amortissements	1,1 €/MWh
Coûts totaux		24,2

Source : Electrabel.

4.2.4.3 ANALYSE DE LA BANQUE

1. Révision triennale de 2007 (pour les années 2005-2006-2007)

Le calcul du montant s'appuie sur l'analyse de la Banque dont il est question au paragraphe concernant les dépenses en combustibles.

La discussion semble porter sur la répartition du montant de la révision sur les trois années : l'année 2007 doit-elle supporter un tiers ou la totalité des coûts ?

La Banque part du principe que les calculs seront utilisés pour une éventuelle taxation. Lors du calcul du montant de cette taxe éventuelle pour l'année 2007, il va de soi que les années 2005 et 2006 sont déjà passées. Pour 2005 et 2006, l'acquittement de la taxe est par conséquent théoriquement déjà effectif.

À la fin de 2007 (ou au début de 2008), la situation est donc théoriquement la suivante:

2007	la « taxe » est calculée pour cette année
2006	cette année est déjà passée, la taxe est donc déjà payée par les producteurs
2005	cette année est déjà passée, la taxe est donc déjà payée par les producteurs

Si l'on choisit, comme la CREG, de répartir les provisions supplémentaires à l'issue de la révision triennale des provisions pour le démantèlement (138 millions d'euros) sur les années 2005, 2006 et 2007, les montants suivants sont attribués aux coûts de production pour chacune de ces années :

2007	138 millions divisés par 3, soit 46 millions d'euros, ou 1 €/MWh
2006	138 millions divisés par 3, soit 46 millions d'euros, ou 1 €/MWh
2005	138 millions divisés par 3, soit 46 millions d'euros, ou 1 €/MWh

Pour 2005 et 2006, la taxe est toutefois déjà payée (cf. le premier tableau), sans tenir compte de ces coûts supplémentaires induits par la révision (qui n'est connue que depuis la fin de 2007) lors du calcul de la taxe pour 2005 et 2006. Cependant, ces coûts supplémentaires des provisions auraient dû entraîner une hausse des coûts de production pour 2005 et 2006 et, partant, une baisse de la rente inframarginale. Les producteurs ont donc payé trop de taxes en 2005 et 2006 et devraient bénéficier d'une correction.

Par conséquent, les producteurs peuvent récupérer un montant pour 2005 et 2006. En termes de solde, cela revient à ne pas répartir les 138 millions sur les trois années. C'est pourquoi il semble plus simple et plus correct de prendre en considération l'ensemble des coûts en 2007.

Sur une période prolongée (multiples de 3 années), la différence sera infime. Les constitutions de provisions sont toutefois également prises en compte en une année d'un point de vue comptable, et ce contrairement aux amortissements. Ceux-ci concernent des dépenses uniques portant effet sur les prochaines années. La situation est différente pour les provisions (la CREG répartit celles-ci sur les années passées).

D'un point de vue comptable et fiscal, les révisions (une dotation de 138 millions d'euros en ce qui concerne les provisions pour le démantèlement et une reprise de 71 millions d'euros en ce qui concerne les provisions pour la gestion des matières fissiles) sont également considérées comme des coûts d'exploitation pour une seule année. Dans cette optique, il convient donc de les déduire entièrement comme coûts de production.

La CREG utilise un concept économique pour la rente inframarginale. À cette fin, une répartition de ces coûts sur les trois années en question est défendable.

Or, si l'on calcule la rente inframarginale comme base d'une éventuelle taxe à instaurer, il faut, selon la Banque, rester cohérent avec la pratique comptable.

Les coûts de production pour le calcul de la rente inframarginale « économique » sont inférieurs à ceux issus du calcul de la rente inframarginale « fiscale » de 0,98 €/MWh. Au total, la première sera donc supérieure à la seconde de 44,7 millions d'euros (pour 2007).

2. Nouveau calcul des coûts d'Electrabel

La Banque a demandé des pièces justificatives à Electrabel afin d'étayer les valeurs indiquées. Le tableau ci-dessous reprend les chiffres d'Electrabel, chaque chiffre étant lié à un document (« facture » si une facture a été produite, « CREG » si la CREG mentionne le même chiffre dans son étude).

Tableau 17: Nouvelles estimations des dépenses en combustibles par Electrabel – pièces justificatives (€/MWh)

Coûts du combustible	Amont	114 M€	(facture)
	Fabrication	46 M€	(CREG)
	Aval	97 M€	(facture)
		257	
	- Facture SPE/EDF	-34	
	Uniquement Electrabel	223	
	Volume Electrabel	41 TWh	
	Coûts unitaires	5,4 €/MWh	
Révision des provisions	Démantèlement	133 M€	(facture)
	Aval	-71 M€	(facture)
		62	
	Coûts unitaires	1,5 €/MWh	
Démantèlement		79 M€	(?????)
	Coûts unitaires	1,9 €/MWh	
p.m.	Exploitation	14,2 €/MWh	(CREG, limite supérieure)
p.m.	Amortissements	1,1 €/MWh	(CREG, limite supérieure)
	Coûts totaux	24,2	

Sources: Electrabel, complétée par la Banque pour la colonne des « pièces justificatives ».

Il subsiste donc un montant non justifié de 79 millions d'euros. La Banque a également analysé les comptes annuels 2007 de Synatom. Celle-ci gère l'ensemble du cycle des combustibles et des provisions constituées. Ces comptes annuels sont repris ci-dessous.

Tableau 18 : Comptes de résultats 2007 de Synatom

	en 1000 €	2007
Ventes & prestations		355 162
- chiffre d'affaires		279 307
- stocks		75 848
- autres		7
Coûts des ventes & prestations		592 794
- marchandises		178 458
- services		40 269
- rémunérations/charges sociales		1 674
- amortissements		12
- provisions pour charges		372 375
- autres		6
Résultat d'exploitation		-237 632
Produits financiers		238 842
- des immobilisations financières		8 850
- des actifs circulants		229 992
Charges financières		38
- charges des dettes		24
- autres		14
Résultat financier		238 804

Source : Rapport annuel 2007 de Synatom.

La Banque a demandé à Synatom et Electrabel ce que représente ce montant de 79 millions d'euros. Il porte sur une croissance imposée des provisions pour le démantèlement, qui doivent augmenter de 5% par an.

Les ressources du « fonds Synatom » destiné au démantèlement des centrales nucléaires, ainsi que celui destiné au traitement des matières fissiles, font à nouveau l'objet d'un prêt et rapportent donc des intérêts. Si ces intérêts ne suffisent pas à réaliser une croissance de 5%, alors les exploitants nucléaires doivent adapter le solde, ce qui implique que seule est prise en compte la différence entre la croissance de 5% et le taux d'intérêt sur les montants prêtés comme coût de production nucléaire. En 2007, les taux étaient supérieurs à 5% (enquête MIR, taux d'intérêt sur les en-cours). La Banque ne considère dès lors pas ce montant comme un coût de production.

Quant aux dépenses en combustibles, Electrabel calcule un montant de 114 M€ pour l'amont et de 97 M€ pour l'aval. En outre, pour la révision, ils ont versé 133 M€ au « fonds Synatom », dont ils ont retiré 71 M€. Pour la révision, le rapport annuel de Synatom fait mention de montants équivalant à +138 M€ et -71 M€. D'après Electrabel, les 133 M€ sont destinés uniquement à Electrabel et les 138 M€ à Electrabel, SPE et EDF.

$114 + 97 + 138 - 71 = 278$ M€, qui ont été payés à Synatom en 2007. Ce chiffre se rapproche très fortement (peut-être à quelques erreurs d'arrondis près) du chiffre d'affaires figurant dans les comptes annuels 2007 de Synatom (qui mentionnent un chiffre d'affaires équivalant à 279 M€).

Outre les produits de ce chiffre d'affaires (et un montant peu élevé de stocks), il ne reste à Synatom que des revenus de produits financiers. Toutes les provisions destinées précédemment au démantèlement et à la gestion des matières fissiles ont été versées en faveur d'un fonds géré par Synatom. La loi dispose que 75% des ressources de ce fonds peuvent être prêtés aux producteurs nucléaires. Vingt-cinq pour cent peuvent être prêtés à des « non-producteurs », et, de cette dernière part, 10% doivent être alloués aux énergies renouvelables.

Les produits financiers sont les intérêts versés sur ces prêts. Les 79 millions d'euros octroyés par Electrabel ne peuvent donc être placés qu'à cet effet. La Banque estime toutefois que ces intérêts ne font pas partie des coûts de production nucléaire. Ce montant n'est donc pas accepté si Electrabel ne peut présenter une pièce justificative.

Enfin, il convient de remarquer qu'une part des revenus de Synatom reflue vers les producteurs nucléaires sous forme de dividendes.

La Banque a incorporé ces montants ailleurs : les -71 millions d'euros constituaient une reprise du fonds destiné aux matières fissiles et sont placés dans l'aval. En outre, la Banque effectue ses calculs pour l'ensemble du parc nucléaire.

Tableau 19 : Coûts adaptés selon la Banque

Coûts du combustible	Amont	114 M€	
	Fabrication	46 M€	
	Aval	26 M€	(97-71)
		186	
	Production belge	45,82 TWh	
	Coûts unitaires	4,1 €/MWh	
Révision des provisions	Démantèlement	138 M€	parc nucléaire total - rapport annuel Synatom
	Coûts unitaires	3,01 €/MWh	
p.m.	Exploitation	14,2 €/MWh	
p.m.	Amortissements	1,1 €/MWh	
	Coûts unitaires totaux	22,4 €/MWh	

Source : BNB

4.2.5 COÛTS DE PRODUCTION : RÉSUMÉ BNB

Le tableau 20 résume les résultats précédents.

Tableau 20 : Estimations des coûts de production

	CREG		Electrabel (*)
Coûts de production nucléaire (€/MWh)	16,97	21,37	28,3
Dont			
- Combustible	5,6		7
- Exploitation	10,46	14,18	14,2
- Amortissements	0,42	1,1	1,1
- Provision démantèlement	0,49		1,5
- Réserve de backup	0		4,5

Sources : CREG ((F)20100506-CDC-968), Electrabel, BNB.

Si l'on ne tient pas compte de l'adaptation conceptuelle dont il a été question ci-dessus, il ne faut pas inclure la réserve de backup, et la comparaison entre les différentes estimations doit se baser sur le tableau ci-dessous.

Tableau 21 : Estimations des coûts de production après l'adaptation conceptuelle et autres corrections

	CREG		Electrabel (*)	BNB	
Coûts de production nucléaire (€/MWh)	16,97	21,37	23,8	21,7	22,4
Dont					
- Combustible	5,6		7	4,05	
- Exploitation	10,46	14,18	14,2	14,2	
- Amortissements	0,42	1,1	1,1	0,4	1,1
- Provision démantèlement	0,49		1,5	3,01	

(*) L'estimation des coûts de production effectuée par Electrabel diffère de celle figurant dans les tableaux précédents en raison de l'adaptation conceptuelle destinée à la réserve de backup/garantie de livraison et à la suite d'autres corrections acceptées par Electrabel lors de réunions bilatérales.

Sources : CREG ((F)20100506-CDC-968), Electrabel, BNB.

La limite inférieure calculée par la Banque se rapproche fortement de la limite supérieure de la CREG. La limite supérieure de la Banque diffère de sa limite inférieure en raison des deux estimations réalisées pour les amortissements : une première sur la base des normes comptables belges (0,4 €/MWh) et une deuxième sur la base des normes IFRS (1,1 €/MWh).

À la suite des discussions, Electrabel a adapté son estimation des amortissements pour la fixer à 1,1 €/MWh.

Il est préférable d'examiner les dépenses en combustibles et les provisions pour le démantèlement en même temps. En se fondant sur des informations de Synatom et d'Electrabel, la Banque a bien repris certains montants dans les dépenses en combustibles, tandis que la CREG et Electrabel les ont placés dans les provisions pour le démantèlement ou inversement. C'est le cas pour une reprise de 71 millions d'euros des provisions pour la gestion des matières fissiles (étant donné que la reprise s'est concrétisée à partir des provisions pour la gestion des matières fissiles, la Banque les a placées dans les dépenses en combustibles).

En ce qui concerne les provisions pour la gestion des matières fissiles et le démantèlement des réacteurs, la Banque est en désaccord tant avec la CREG qu'avec Electrabel.

S'agissant des différences avec la CREG, une révision triennale des provisions a eu lieu en 2007. Par conséquent, les exploitants nucléaires ont dû verser un montant additionnel de 138 millions d'euros en faveur du fonds destiné aux provisions pour le démantèlement, alors qu'ils pouvaient reprendre 71 millions d'euros des provisions pour la gestion des matières fissiles. Le montant net à payer était donc de $138 - 71 = 67$ millions d'euros, soit 1,5 €/MWh (en 2007, la production d'électricité nucléaire s'est élevée à 45,8 TWh). C'est le chiffre d'Electrabel.

Selon la CREG, ce montant découle d'une révision triennale et porte donc sur 2005, 2006 et 2007 : elle n'impute qu'un tiers à 2007, d'où le montant de 0,49 €/MWh de la CREG.

La Banque a réparti les 71 millions d'euros (reprise du fonds destiné aux matières fissiles) dans les dépenses en combustibles et obtient dès lors, pour les provisions pour le démantèlement, une dotation de 138 millions d'euros, divisée par 45,8 TWh, soit 3,01 €/MWh.

La CREG s'appuie donc plutôt sur une définition « économique » de la rente inframarginale. La question posée par le gouvernement à la Banque renvoyait à une éventuelle taxe : c'est la raison pour laquelle la Banque a choisi de ne pas répartir ces montants sur les trois années, conformément au traitement comptable des montants des révisions (cf. également le point 1 du paragraphe 4.2.4.3).

La Banque est également en désaccord avec Electrabel en ce qui concerne les provisions. Les textes prescrivent une augmentation annuelle de 5% du fonds destiné au démantèlement, sans quoi les exploitants nucléaires doivent verser le solde en supplément. Les ressources du fonds sont toutefois également prêtées au taux du marché. Les intérêts de ces montants prêtés engendrent une croissance endogène du fonds. C'est uniquement la différence entre la croissance exigée de 5% et les produits des prêts que doivent verser les producteurs nucléaires. Selon la Banque, seul ce solde peut dès lors être considéré comme des coûts de production des centrales nucléaires. En 2007, le taux du marché était supérieur à 5%, de sorte que la Banque ne prend en compte aucun coût de production additionnel, contrairement à Electrabel.

Remarque : La CREG estime, tout comme la Banque, qu'il convient de ne pas considérer ces intérêts comme des coûts de production.

En ce qui concerne les coûts d'exploitation, la Banque obtient la même valeur qu'Electrabel. Cette valeur correspond à la limite supérieure utilisée par la CREG. La Banque n'a pas accepté la limite inférieure de la CREG parce que celle-ci l'avait déduit des contrats de « quote-part » conclus entre Electrabel et SPE.

La libéralisation du secteur a entraîné la dissolution de l'entreprise intégrée CPTÉ (dont les actionnaires étaient Electrabel et SPE). Les contrats de « quote-part » datent de cette période et habilite SPE à bénéficier d'une partie de l'électricité nucléaire (en tout, il s'agit d'environ 3% du total). La CREG a analysé ces contrats et en a déduit sa limite inférieure. La Banque estime que ces contrats sont si spécifiques – ils concernent un très faible volume et exclusivement les centrales plus modernes – qu'ils ne peuvent être considérés comme représentatifs. De surcroît, la CREG a adapté ou supprimé certains montants figurant dans ces contrats.

4.3 LA RENTE NUCLÉAIRE INFRAMARGINALE

4.3.1 LE CALCUL DE LA RENTE NUCLÉAIRE INFRAMARGINALE

La rente nucléaire inframarginale peut être calculée par le biais du prix et des coûts de production estimés. La rente inframarginale par unité (MWh) est en effet égale à la différence entre le prix et les coûts de production.

On obtient la rente annuelle totale en multipliant la rente inframarginale par MWh par la quantité d'électricité nucléaire produite. Les résultats d'Electrabel, de la CREG et de la Banque pour l'année 2007 sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 22 - Estimations de la rente inframarginale

	CREG		Electrabel (*)	BNB	
Coûts de production nucléaire (€/MWh)	16,97	21,37	23,8	21,7	22,4
Dont					
- Combustible		5,6	7		4,05
- Exploitation	10,46	14,18	14,2		14,2
- Amortissements	0,42	1,1	1,1	0,4	1,1
- Provision démantèlement		0,49	1,5		3,01
- Réserve de backup		0	4,5		(correction de prix)
Prix de vente nucléaire (€/MWh)	59,5	66,8	40	40,0	42,4
Production (MWh)	45.852.946		45.852.946	45.852.946	
Rente inframarginale (**) (€/MWh)	38,13	49,83	16,2	17,6	20,7
Pour 2007 (€)	1.748.372.831	2.284.852.299	742.817.725	808.845.967	950.531.571

(*) L'estimation des coûts de production et du prix de vente d'Electrabel diffère de celle des tableaux précédents en raison de l'adaptation conceptuelle apportée à la réserve de backup/garantie de livraison et à la suite d'autres corrections acceptées par Electrabel lors de réunions bilatérales. La limite inférieure de prix estimée par la BNB est inférieure à celle que propose Electrabel car les erreurs d'estimation (arrondis, etc.) sont symétriques.

(**) La limite inférieure de la rente inframarginale est considérée comme étant la différence entre le prix le plus bas et les coûts les plus élevés. Quant à la limite supérieure, elle résulte de la différence entre le prix le plus élevé et les coûts les plus bas.

Sources : CREG ((F)20100506-CDC-968), Electrabel, BNB.

Pour 2007, la rente nucléaire inframarginale (cf. remarque infra) s'élève à un montant compris entre 1,75 et 2,28 milliards d'euros selon les calculs de la CREG. Electrabel arrive à un montant de 0,74 milliard et selon les calculs de la Banque, cette rente inframarginale est comprise entre 0,81 et 0,95 milliard d'euros.

4.3.2 LA RÉPARTITION DE LA RENTE NUCLÉAIRE INFRAMARGINALE ENTRE LES PRODUCTEURS

La rente inframarginale calculée ci-dessus est applicable à la production nucléaire belge globale (en 2007). La Belgique avait trois producteurs nucléaires en 2007 : Electrabel s.a., la SPE et EDF Belgium. Leurs parts ²⁹ sont affichées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 23 : Répartition de la production nucléaire entre les producteurs

(2007, MWh)	Doel 1	Doel 2	Doel 3	Doel 4	Tihange 1	Tihange 2	Tihange 3	Total
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
SPE			4%	4%		4%	4%	
			307.884	339.875		350.063	293.576	1.291.397
EDF					50%			
					3.527.950			3.527.950
Electrabel	100%	100%	96%	96%	50%	96%	96%	
	3.028.971	3.483.142	7.389.208	8.157.002	3.527.950	8.401.506	7.045.820	41.033.599

Source : CREG ((F)20100506-CDC-968).

Il semble évident qu'il faille répartir proportionnellement la rente nucléaire inframarginale calculée (et la taxe éventuelle) selon l'énergie nucléaire produite en 2007. Cette répartition proportionnelle repose toutefois sur l'hypothèse implicite que tous les acteurs nucléaires ont le même prix de vente et les mêmes coûts de production, ce qui est loin d'être certain.

Cette hypothèse sera peut-être confirmée avec la méthode utilisée pour l'estimation du prix de vente (sur la base du profil de consommation constant). Cette méthode part en effet de l'hypothèse que chaque producteur vend un profil de consommation et que les différences de prix de vente sont imputables à une structure différente des profils vendus (par ex. plus ou moins de consommation constante et plus ou moins de consommation volatile dans le profil vendu).

L'hypothèse doit toutefois être contrôlée à chaque étape du calcul.

S'agissant des coûts de production, la présente note a souvent fait apparaître qu'ils peuvent différer d'un acteur à l'autre. Quelques exemples peuvent être cités :

- concernant la quote-part de SPE, l'électricité est produite par Electrabel et facturée à un prix (avantageux) à SPE. Cette société peut ensuite revendre cette électricité comme faisant partie de ses profils de consommation. Ces ventes d'Electrabel à SPE sont présentées schématiquement comme suit :

²⁹ Le tableau présente la situation de 2007.

Figure 5 : Ventilation de la marge concernant les ventes d'Electrabel à SPE

	Rente inframarginale	
	Part Electrabel	Part SPE
Coûts de production nucléaire		
Prix de vente Electrabel à SPE		
Prix de vente SPE à ses clients (des marchés de gros)		

- À la suite de la *pax electrica* 2 (2009), SPE a acheté une part supplémentaire de capacité nucléaire et a pu imputer des amortissements sur cet investissement, ce qui a augmenté ses coûts. À partir de cette date, la SPE a aussi dû verser à Synatom les provisions nécessaires au démantèlement des centrales et à la gestion des matières fissiles, ce qui a également pesé sur ses coûts.

Ces éléments semblent plaider en faveur du calcul de la rente nucléaire inframarginale par producteur.

4.3.3 COHÉRENCE AVEC LES COMPTES ANNUELS D'ELECTRABEL, DE SPE ET D'EDF

La Banque se base pour plusieurs statistiques (notamment les Comptes nationaux) et analyses économiques (notamment les études sectorielles) sur des données des comptes annuels. Les comptes annuels des grandes entreprises, telles que les producteurs d'électricité, sont certifiés par des réviseurs d'entreprises indépendants, avant d'être déposés à la Centrale des bilans de la Banque. Le caractère véridique des comptes annuels déposés qui satisfont aux règles prévues dans la législation sur la comptabilité ne peut pas être mis en doute par la Banque dans le cadre de ses compétences. Les comptes annuels constituent également un instrument de travail essentiel pour le SPF Finances dans le cadre du contrôle des déclarations à l'impôt des sociétés. Dans ce cadre, ses services peuvent contrôler la comptabilité d'exploitation des entreprises concernées.

Dans le cas présent, il est évidemment logique de vérifier la cohérence du niveau calculé de la rente nucléaire inframarginale par rapport aux bénéfices apparaissant dans les comptes annuels déposés respectivement par Electrabel, SPE et EDF.

Dans l'hypothèse où la rente inframarginale peut être répartie de manière proportionnelle entre les trois acteurs, on obtient les montants suivants dans le tableau ci-dessous.

Tableau 24 : Répartition proportionnelle de la rente inframarginale entre les producteurs (2007)

(en €)	CREG		Electrabel	BNB	
PROPORTIONNEL					
SPE	49.240.981	64.350.330	20.920.637	22.780.249	26.770.667
EDF	134.520.714	175.797.724	57.152.782	62.233.029	73.134.393
Electrabel	1.564.611.135	2.044.704.245	664.744.306	723.832.689	850.626.510
Total	1.748.372.831	2.284.852.299	742.817.725	808.845.967	950.531.571

Source : BNB.

Les résultats d'exploitation de chaque acteur doivent être raisonnablement supérieurs à cette rente inframarginale. En effet, ils ont d'autres activités (production d'électricité non nucléaire, transactions en électricité, transactions en gaz naturel et autres) à côté de la production nucléaire.

On prend uniquement en considération l'ampleur du résultat d'exploitation parce que celui-ci découle des activités habituelles de l'entreprise (différence entre produits et charges d'exploitation), sans tenir compte des résultats financiers et exceptionnels. Les résultats financiers se composent notamment des revenus et des

charges des immobilisations financières. Il s'agit d'intérêts, de dividendes ou de coûts liés à des dettes qui peuvent provenir d'actions ou d'emprunts contractés entre la maison-mère et la filiale. Étant donné qu'il s'agit d'un instrument qui est surtout utilisé par des entreprises travaillant dans un contexte international (et c'est le cas des différents producteurs) afin d'opérer des glissements de bénéfices entre des pays affichant une pression fiscale différente, la fiabilité du résultat de l'exercice avant impôts est sujette à caution. En ce qui concerne les postes exceptionnels du compte de résultats, la question doit toujours être posée de savoir si ceux-ci ne sont pas utilisés pour faire de la « gestion de bénéfices ».

Tableau 25 - Compte de résultats abrégé de année comptable 2007 (€)

Année comptable 2007	Electrabel	SPE	EDF Belgium
Ventes et prestations	12.533.455.397	2.359.709.761	328.460.681
Coût des ventes et prestations	11.678.138.734	2.324.807.478	315.196.402
Résultat d'exploitation	855.318.683	34.902.283	9.270.602
Produits financiers	729.078.755	15.066.551	3.107.265
Charges financières	808.704.020	6.851.325	54.311
Résultat financier	-79.625.265	8.215.226	3.052.954
Produits exceptionnels	301.302.332	889.896	0
Charges exceptionnelles	3.533.493	792.130	2.677
Résultat exceptionnel	297.768.839	97.766	-2.677
Résultat de l'exercice avant impôts	1.073.460.237	43.215.275	12.320.879
Impôts sur le résultat	69.453.290	4.960.145	3.579.357
Résultat de l'exercice	1.004.006.947	38.255.130	8.741.522
Prélèvements sur les réserves immunisées	81.172.411	0	0
Résultat de l'exercice à affecter	1.085.179.358	38.255.130	8.741.522

Source : BNB - Centrale des bilans.

Si le résultat d'exploitation devait être inférieur à la rente inframarginale, ce ne pourrait être le cas que dans les situations suivantes :

- si d'autres activités affichent des pertes ;
- si les bénéfices d'exploitation ont été « fiscalement optimisés », en enregistrant des réductions de valeurs sur stocks, des amortissements, des commandes en cours et des créances commerciales, ou en utilisant des provisions pour risques et charges parce que celles-ci compriment le résultat pour la période durant laquelle elles ont été constituées. Les deux postes de charges font l'objet d'une certaine estimation et sont dès lors parfois utilisés comme instrument de pilotage des bénéfices.

Pour tous les acteurs, c'est surtout la rente inframarginale calculée par la CREG qui se situe bien au-delà du résultat d'exploitation. Pour Electrabel s.a., cette marge est supérieure de 82,9 à 139,1% au bénéfice d'exploitation. La CREG souligne que cette situation peut s'expliquer par une optimisation fiscale mais elle n'en donne aucune indication concrète. Les marges calculées par Electrabel et par la Banque se situent dans les limites du résultat d'exploitation. Il convient toutefois de noter que le montant le plus élevé de la Banque atteint 99% du bénéfice d'exploitation, ce qui pourrait indiquer que la quasi-totalité des bénéfices ont été réalisés dans le segment nucléaire, de sorte que les autres activités (gaz, électricité et autres services) seraient à peine rentables. Étant donné les éventuelles optimisations fiscales précitées, cela n'est toutefois pas exclu. Il a déjà été mentionné au paragraphe 4.1.2.2 que la limite supérieure du prix de la Banque était assez élevée.

Pour SPE s.a. également, la rente inframarginale calculée par la CREG est largement supérieure au bénéfice, mais la différence (respectivement 41,1% et 84,4%) est moins importante que pour Electrabel s.a. Attribuer la différence pour une deuxième entreprise, à des optimisations fiscales est peu crédible. Dès lors, la rente inframarginale calculée par Electrabel et la Banque peut être considérée comme plausible. Il convient toutefois de noter que SPE s.a. est un producteur/fournisseur intégré d'électricité, de sorte que la marge de fourniture est incluse dans le bénéfice d'exploitation.

Dans les calculs de la CREG, le plus grand écart est observé pour EDF Belgium, chez qui la rente inframarginale est de 15 à 19 fois supérieure au bénéfice d'exploitation. Même si les résultats calculés par Electrabel et la Banque sont moins élevés, la rente s'établit à 6 ou 7,5 fois le bénéfice. L'analyse des comptes annuels d'EDF Belgium montre que son chiffre d'affaires se compose de production d'électricité (32,3%), de vente d'électricité (*trading*)³⁰ (66,1%) et de vente de gaz (1,6%). Le chiffre d'affaires découlant de la production d'électricité correspond à la production nucléaire globale de la moitié de Tihange 1, partie en possession d'EDF Belgium. Dans l'arrêt n° 32/2010³¹ qui fait suite aux recours introduits par Electrabel s.a., Synatom, EDF et SPE contre l'État belge en ce qui concerne la contribution de répartition de 250 millions d'euros, les propos suivants ont été tenus par le Conseil des ministres concernant la production d'électricité nucléaire par EDF Belgium : « ... Il relève, à cet égard, que le chiffre d'affaires relatif à la production d'électricité nucléaire enregistré en 2007 par la requérante (EDF Belgium) résulte de la vente à EDF France de l'intégralité de sa quote-part dans la production d'électricité nucléaire, soit la moitié de l'électricité produite par la première centrale sise à Tihange. Il note que, compte tenu du prix très bas auquel cette production a été facturée à la société mère de la requérante, constituée selon le droit français, c'est cette dernière – qui vend elle-même de l'électricité en Belgique – qui a réalisé les "profits inattendus" ». De ce fait, il est impossible de vérifier la compatibilité entre la rente nucléaire inframarginale et le bénéfice d'exploitation d'EDF Belgium.

La technique dont il a été question ci-dessus de ventes à l'intérieur du groupe pourrait également être appliquée par Electrabel s.a. vis-à-vis de sa société-mère GDF Suez. Lors de la détermination du prix de vente des profils de consommation stables, Electrabel utilise une liste de grands consommateurs (cf. 4.1.2.1). Les grands consommateurs apparaissant sur cette liste montrent toutefois que cette technique n'est pas appliquée par Electrabel s.a.

Il convient également de noter que, dans certains cas, la taxe éventuelle (une accise sur la consommation d'uranium par exemple) est intégrée dans les charges d'exploitation et comprime dès lors le résultat d'exploitation. Ce n'est pas le cas pour la cotisation de répartition nucléaire existante qui est intégrée dans le compte de résultats à titre de charge exceptionnelle, de sorte que le résultat financier est influencé, mais pas le résultat d'exploitation.

³⁰ Seul un bénéfice limité peut être réalisé sur les activités de *trading*.

³¹ Arrêt n° 32/2010 du 30 mars 2010 relatif aux recours en annulation des articles 60 à 66 ou des articles 64 et 65 de la loi-programme du 22 décembre 2008 (« Modification de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales »), introduits par la s.a. « Electrabel », la s.a. « Synatom », la s.a. « EDF Belgium » et la s.a. « SPE ».

5.1 LA RÉCUPÉRATION DES FRAIS FIXES

La théorie microéconomique montre que dans un marché libre fonctionnant parfaitement, le prix est égal aux coûts de production marginaux, et la courbe de l'offre du producteur est entièrement déterminée par sa courbe des coûts marginaux.

Appliquée à la production d'électricité, la fonction d'offre présente la forme de la courbe en escalier de la figure 3, chaque marche correspondant aux coûts variables de la technologie utilisée. Le *merit order* est l'ordre des coûts marginaux croissants pour les différents types de centrales.

Dans ce contexte, le prix du marché est déterminé par les coûts marginaux de la centrale marginale. Celle-ci dépend du niveau de la demande.

Lorsque le prix est égal aux coûts variables de la centrale marginale, les frais fixes de cette dernière centrale ne sont pas récupérés. La rente inframarginale sur les centrales moins onéreuses ne constitue donc pas un bénéfice pur, mais doit être partiellement affectée à la récupération de ces frais fixes.

C'est pourquoi la rente calculée ci-dessus ne peut pas être entièrement « écrémée ». Dans le cas des centrales nucléaires, elle doit servir en partie à récupérer les frais fixes de toutes les centrales.

Cette situation présente les conséquences importantes suivantes :

- même si les centrales nucléaires sont presque entièrement amorties, la rente inframarginale n'est pas un bénéfice pur ; elle doit partiellement servir à récupérer les frais fixes des autres centrales ;
- cela ne s'applique pas uniquement aux centrales nucléaires, mais également à toute technologie qui est non marginale au moins durant une période.

Tous ces éléments impliquent que pour déterminer le bénéfice pur, il faut calculer les frais fixes de l'ensemble du parc de production du producteur et ensuite déterminer une règle d'affectation de ces frais fixes globaux à toute technologie non marginale. Selon nous, cela est impossible (cf. également l'explication à la figure 6 supra).

Si l'on devait malgré tout opter pour une inventarisation de tous les frais fixes, il faudrait alors tenir compte du fait que, dans la méthode utilisée, un certain nombre de frais fixes ont déjà été pris en considération (réserve de backup, amortissements, marketing & ventes, etc.).

La Banque ne peut dès lors pas élaborer de règle pour déterminer une taxe à partir de la marge inframarginale. Elle peut toutefois proposer des éléments sur lesquels les responsables peuvent se baser pour déterminer cette taxe.

Ainsi il paraît acceptable que le niveau de la taxe soit limité par la technologie suivante dans le *merit order*³². En effet, si la somme de la nouvelle taxe éventuelle sur les centrales nucléaires, de la contribution de répartition nucléaire existante et des coûts de production moyen des centrales nucléaires est supérieure aux coûts variables de la technologie suivante dans le *merit order*, un producteur rationnel fermera ces centrales. Dans la pratique, le producteur envisagera déjà une sortie des centrales avant d'avoir atteint ce seuil, car l'exploitation des centrales nucléaires est plus complexe.

³² Pour déterminer le *merit order*, il faut prendre en considération le marché pertinent ; sur le marché belge, la « prochaine centrale » sera sans doute une centrale au gaz, mais dans le contexte européen, il peut s'agir d'une centrale au charbon (allemande).

La règle proposée dans le paragraphe précédent ne détermine pas le niveau de la taxe, mais indique ce que la limite supérieure de cette taxe pourrait être. Jusqu'à quel point il faut s'approcher de cette limite supérieure, constitue aussi un choix de politique. La technologie suivante dans le *merit order* définit une limite supérieure pour le montant « à écrémer ». Une piste peut également être proposée pour une valeur inférieure ; l'intérêt des centrales nucléaires découle d'un avantage en matière de CO₂ et du fait qu'elles sont amorties. La valeur des amortissements peut prêter à discussion, mais l'avantage en matière de CO₂ peut être calculé sur la base de la valeur de marché des droits d'émission de CO₂³³.

Les modalités appliquées lors de la perception de la taxe ainsi que son affectation sont également des choix politiques.

Il convient toutefois de constater que les coûts variables de la technologie suivante dépendent largement du coût des combustibles, de ceux du CO₂ et des coûts opérationnels de cette technologie. Ils peuvent dès lors fortement fluctuer dans le temps.

Sans doute d'autres pistes de réflexions sont-elles envisageables, mais la réalisation d'une liste exhaustive des éléments déterminants quant à ce niveau est impossible dans le court laps de temps imparti.

5.2 MODALITÉS D'UNE TAXE ÉVENTUELLE – UNE ACCISE?

5.2.1 L'ACCISE EST PRÉLEVÉE SUR UNE QUANTITÉ, PAS SUR LA VALEUR

Le gouvernement a demandé d'examiner la possibilité d'introduire une taxe supplémentaire et se réfère en cela explicitement à une accise. Il s'agirait d'un prélèvement sur l'utilisation d'uranium comme combustible pour l'énergie nucléaire. Une caractéristique essentielle des accises est qu'elles sont prélevées sur la quantité d'un produit et non sur son prix de vente comme c'est le cas pour la TVA. Elles ne prennent donc pas en compte les hausses futures des prix et/ou des coûts de production de l'électricité.

Les pouvoirs publics se chargent de déterminer le niveau de l'accise. Il s'agit d'un taux fixe qui peut être adapté périodiquement. Dans le cas d'une quantité peu fluctuante d'uranium consommé, les pouvoirs publics percevront donc annuellement à peu près le même montant d'accises.

5.2.2 DIFFICULTÉS RENCONTRÉES POUR DÉTERMINER LA QUANTITÉ D'URANIUM

En Belgique, sept réacteurs sont actuellement opérationnels : Doel 1, 2, 3, 4 et Tihange 1, 2, 3. L'uranium qui y est utilisé comme combustible est entièrement importé. Les données relatives aux quantités importées sont détaillées (quantité de métal, uranium, oxyde d'uranium et uranium fissile) dans la déclaration Intrastat de Synatom auprès du service Commerce extérieur de la Banque. Le caractère particulier de l'uranium fait que ces données doivent être considérées comme extrêmement confidentielles. C'est pourquoi il convient de veiller, lors de la perception d'une accise, à ce qu'il ne soit pas possible de déduire la quantité d'uranium importé ou consommé sur la base du montant annuel total d'accises perçues.

³³ Si le prix du marché pour les droits d'émission de CO₂ est par exemple de 15 €/tonne de CO₂, sachant qu'une centrale TGV-gaz naturel émet environ 350 kg de CO₂ par MWh d'électricité produite, on peut en déduire que les coûts de CO₂ s'établissent à quelque 5,25 €/MWh.

Seule la quantité d'uranium fissile est importante dans le chargement d'un réacteur nucléaire. Jamais un réacteur n'est entièrement chargé. Un quart (dans les réacteurs qui tournent onze mois, la recharge se fait tous les douze mois) ou un tiers (dans les réacteurs qui tournent dix-sept mois, la recharge se fait tous les dix-huit mois) des barres de combustible est remplacé annuellement. La quantité considérée est donc ici celle de l'uranium fissile chargé et non celle de l'uranium fissile consommé. Seul un quart ou un tiers est chaque fois rechargé. Ainsi par exemple, dans un réacteur nucléaire opérationnel pendant dix-sept mois, on trouve de l'uranium fissile vieux de trois et deux ans et de l'uranium fissile « frais ». La consommation effective ne peut en outre être mesurée qu'au plus tôt un mois après l'arrêt du réacteur nucléaire (donc après douze ou dix-huit mois). De plus, un supplément d'environ 27% d'uranium fissile non utilisé est prévu à titre de réserve. Il est donc clair que la quantité d'uranium importé est différente de la quantité d'uranium fissile chargé et que toutes deux diffèrent de la quantité d'uranium consommé.

En cas de perception d'une accise sur l'uranium, le problème se posera du calcul de la quantité sur laquelle la taxe peut être prélevée. S'agira-t-il de la quantité d'uranium importé, d'uranium fissile chargé ou de l'uranium consommé? Une autre solution envisageable est de prélever l'accise sur le nombre de MWh d'électricité produite par la centrale nucléaire, parce que cette quantité est plus facilement mesurable

5.2.3 TAXE BRUTE ET TAXE NETTE

Lorsque l'on détermine l'importance de la taxe de consommation, il faut, comme pour la fixation de la taxe de la rente inframarginale, en limiter le niveau par le biais de la technologie suivante dans le *merit order* (cf.5.1). Afin de connaître le montant définitif que l'accise sur l'uranium peut rapporter au gouvernement, il faut tenir compte du fait que le prix plus élevé du combustible nucléaire augmente les charges d'exploitation des producteurs nucléaires, ce qui comprime leur bénéfice d'exploitation et réduit les recettes fiscales.

5.2.4 OBSTACLES JURIDIQUES ÉVENTUELS DANS LE CAS D'UNE ACCISE

Une accise sur l'uranium renchérirait l'énergie nucléaire, ce qui pourrait rendre d'autres sources d'énergie plus intéressantes. Ce prélèvement pourrait cependant donner lieu à des problèmes juridiques. Après l'annonce de la perception d'une accise similaire en Allemagne en 2010, le bureau international d'avocats Clifford Chance a fait savoir dans un communiqué de presse que l'accise sur l'uranium était contraire à la Directive européenne 2003/96/CE. La raison en est qu'à la suite de la perception de l'accise, l'électricité provenant de l'énergie nucléaire est défavorisée (ou discriminée) par rapport à l'électricité provenant d'autres sources d'énergie. Les États membres seraient contraints par la législation européenne d'appliquer des taux d'imposition uniformes pour les produits énergétiques. La directive leur interdirait en outre de taxer les produits énergétiques utilisés pour la production d'électricité. Selon Electrabel, la perception d'une accise sur l'uranium serait également contraire à la législation belge, puisque des accises communautaires sont déjà perçues sur le produit fini qu'est l'énergie (électricité, gaz naturel et huiles minérales). Une accise supplémentaire sur le produit initial qu'est l'uranium ne serait pas légale, une double imposition étant interdite. Ces éventuels problèmes juridiques doivent toutefois encore être étudiés par des experts fiscaux et des juristes. Cette étude n'a pas été possible dans le court laps de temps imparti pour rédiger cette note.

5.3 INFLUENCE SUR LES PRIX À LA CONSOMMATION FINALE

La question de savoir si cette taxe aurait une incidence sur la fixation des prix dépend des réactions – impossibles à prévoir – des producteurs. Cependant, l'amélioration de la position concurrentielle de la technologie suivante dans le *merit order*, exercera un effet inhibiteur. Un frein supplémentaire peut être introduit en rendant la taxe proportionnelle à des hausses de prix « anormales ». Il faut toutefois veiller à ce que la discrimination en matière de prix n'ait pas pour conséquence que certains segments de la clientèle soient défavorisés.

À court terme, une taxe n'aurait pas d'influence sur les prix facturés aux grands clients industriels : ceux-ci ont en effet des contrats à long terme, fixant un prix fixe ou variable. Dans ce dernier cas, l'évolution des prix est définie sur la base des cours des bourses internationales de l'électricité.

Il est évident que le risque de hausses des prix s'accroît avec l'importance de la taxe. Lors de la fixation de son niveau, il faut tenir compte du fait que les résultats obtenus pour la rente inframarginale sont des estimations et comportent donc des incertitudes.

L'importance de la taxe peut également exercer une influence sur la compétitivité et sur les prix à la consommation finale.

5.4 CALCULS ANNUELS

Les calculs présentés ci-dessus ont été effectués à partir des chiffres de l'année 2007. Les résultats pour d'autres années peuvent être très différents et doivent donc être recalculés chaque année. Cette note peut tout au plus servir de fil conducteur en vue de déterminer la méthode définitive à adopter pour calculer la rente et les taxes éventuelles.

Les variables qui changent annuellement sont par exemple les prix de vente de l'électricité nucléaire, les corrections appliquées sur ces prix, la quantité produite d'électricité nucléaire, la répartition entre les acteurs nucléaires et même leur nombre, ainsi que certaines composantes des coûts de production (amortissements, provisions, etc.).

Dans le cas présent, cela s'applique également aux coûts variables de la technologie suivante dans le *merit order*.

6 CONCLUSION

Sur la base d'une analyse détaillée de documents disponibles et de contacts bilatéraux, la Banque a tenté de résumer les méthodes de calcul de la rente inframarginale appliquées par la CREG et Electrabel. Elle a examiné la méthode, ainsi que les données utilisées.

Les résultats montrent que la tâche n'est pas aisée ; la CREG estime le montant de la rente inframarginale pour 2007 entre 1,75 et 2,28 milliards d'euros, tandis qu'Electrabel l'évalue à 0,74 milliard d'euros.

La CREG a réalisé une analyse détaillée des coûts de production des centrales nucléaires dans son étude confidentielle (F)20100506-CDC-968. La Banque a demandé des éclaircissements supplémentaires au cours d'entretiens bilatéraux. Electrabel a exposé sa méthode de calcul lors de l'audition parlementaire du 9 février 2011 et a fourni des détails supplémentaires à l'occasion d'entretiens bilatéraux.

La Banque a contrôlé les méthodes et les données afin de vérifier leur cohérence interne et externe. Cela implique notamment qu'on a vérifié s'il n'y a pas de contradiction entre les chiffres et les méthodes d'une des parties (cohérence interne) et si ces informations ne sont pas contradictoires avec des résultats théoriques ou empiriques ou avec des informations provenant d'autres sources (cohérence externe). À cet égard, on a supposé que ces sources de données externes étaient fiables.

Sur cette base, la Banque constate que les méthodes utilisées par la CREG pour estimer le prix de vente pertinent sont basées sur des concepts qui sont soit erronés (prix *forward* utilisés comme approximation pour le prix du marché de gros), soit trop vastes (prix de vente moyens de petits à grands consommateurs).

La Banque a aussi des remarques concernant la validité de certaines composantes des coûts de production telles qu'elles ont été reprises par Electrabel.

En résumé, on peut conclure que la CREG a réalisé une estimation relativement correcte des coûts de production, et que l'étude citée ci-dessus de la CREG a été très minutieuse à cet égard. Le prix de vente retenu est plus proche de l'estimation d'Electrabel, essentiellement parce que la CREG utilise pour son estimation de prix, un concept plus large que les prix du marché de gros.

Ces conclusions aboutissent à une rente inframarginale estimée par la Banque entre 0,81 et 0,95 milliard d'euros pour l'ensemble des producteurs nucléaires. Ces montants ont été calculés indépendamment des comptes annuels des trois acteurs. La valeur paraît compatible avec le résultat d'exploitation issu des comptes annuels, la valeur la plus élevée (0,95 milliard d'euros) paraissant moins vraisemblable mais pas impossible.

La note répond ainsi à la première demande du gouvernement.

Pour diverses raisons, il n'est pas toujours indiqué d'attribuer ce montant de manière proportionnelle à chacun des acteurs nucléaires (Electrabel, SPE et EDF). Une telle répartition peut tourner au désavantage de certains et au profit d'autres. Il vaut mieux calculer la rente inframarginale par producteur, les coûts de production pouvant varier d'un producteur à l'autre.

Une seconde remarque concerne la variabilité de la rente inframarginale. Elle a été calculée pour l'année 2007, mais les variables utilisées dans le calcul fluctuent fortement dans le temps, de sorte qu'un nouveau calcul doit être effectué chaque année. La méthodologie de la note peut être suivie à cet effet (de petites adaptations seront sans doute nécessaires pour certaines années).

En ce qui concerne la deuxième demande – l'importance d'une taxe éventuelle en plus de la contribution nucléaire existante –, la BNB constate que l'établissement d'une taxe ne relève pas de ses missions. Tout au plus peut-elle soumettre des éléments aux responsables.

Un élément découle de l'origine de la rente inframarginale. Elle résulte essentiellement d'une barrière économique (les centrales nucléaires sont amorties) qui a créé une rente inframarginale dans le segment de production le moins cher. Une possibilité consiste donc à réduire cette barrière à l'entrée en relevant les coûts du segment nucléaire, au moins jusqu'au niveau des coûts variables de la technologie suivante sur l'axe de priorité des technologies de production qui sont classées par ordre croissant des coûts variables. Ce raisonnement fixe une limite supérieure pour (la somme) des taxes éventuelles. Une limite inférieure pourrait être déterminée sur la base de la valeur de marché des droits d'émission de CO₂. Du fait de l'internalisation des émissions de CO₂, les centrales nucléaires ont en effet un avantage supplémentaire en termes de coûts vis-à-vis des autres centrales thermiques.

La question de savoir si ce raisonnement sera suivi et, dans l'affirmative, jusqu'où on s'approchera de cette limite supérieure constitue également un choix de politique et ne relève pas des compétences de la Banque. Le même raisonnement s'applique à l'affectation et/ou aux modalités de paiement de la taxe éventuelle.

Sans doute d'autres pistes de réflexion sont-elles envisageables, mais l'établissement d'une liste exhaustive d'éléments déterminants quant à ce niveau est impossible en un laps de temps aussi court.

Il faut distinguer taxe et résultat net. En effet, une taxe peut être enregistrée comme un coût de façon à être partiellement neutralisée.

Quelques objections concrètes peuvent être formulées à l'encontre d'une accise sur le combustible nucléaire ; il s'agit d'une taxe perçue sur la quantité. Cela implique que des modifications de la rente inframarginale qui découlent de variations des conditions de marché (fluctuations des prix de vente et/ou des coûts de production) demandent une adaptation du taux d'accise. De plus, il existe des obstacles pratiques (la mesure de la quantité d'uranium) et éventuellement plusieurs entraves juridiques à l'utilisation d'une accise.

L'incidence de la taxe la fixation des prix dépend des réactions des producteurs et ne peut donc pas être prévue. Les prix appliqués aux grands clients ont été fixés dans des contrats à moyen ou à long terme. Les prix se basent sur l'évolution d'indices boursiers et seront donc peu influencés, du moins au début. Il faut néanmoins veiller à ce que (à court terme) la discrimination en matière de prix existant entre segments de clients n'ait pas pour conséquence que certains d'entre eux soient désavantagés. À long terme, les prix aux grands clients pourraient également subir une influence.

ANNEXE 1 : LA DEMANDE DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL

ANNEXE 2 : ÉTUDE DE LA CREG (F)091029-CDC-968

ANNEXE 3 : PROCÈS-VERBAL PROVISoire DES AUDITIONS DU 09.02.2011

ANNEXE 4 : ÉTUDE DE LA CREG (F)110224-CDC-1043

ANNEXE 5 : ARTICLE « SCISSION OU CENTRALES VIRTUELLES, LA SOLUTION AU PROBLÈME DU PRODUCTEUR DOMINANT », REVUE DE L'ÉNERGIE N°572

ANNEXE 6 : CALCUL DE LA VALEUR DE LA GARANTIE DE LIVRAISON