

# *De Belgische nucleaire schaarsterente*

*Een samenvatting en analyse van bestaande  
schattingen op vraag van de Federale Regering*

*Dienst Micro-economische Analyse*

*Nationale Bank van België*

*26 april 2011*

## CONTENTS

Contents.....	
Doel van de nota.....	1
1 Gevolgde methode.....	2
2 Definities van de gebruikte concepten.....	5
2.1 Verbruiksprofielen.....	5
2.2 Kenmerken van elektrische stroom.....	5
2.3 Heterogene productieparken.....	6
2.4 Inframarginale rente.....	7
3 Overeenkomsten en verschillen tussen de beide schattingen.....	8
4 Componentsgewijze analyse.....	11
4.1 De verkoopprijs van nucleaire stroom.....	11
4.1.1 De schatting door de CREG.....	11
4.1.2 De schatting door Electrabel.....	18
4.1.3 NBB samenvatting met betrekking tot de verkoopprijs.....	26
4.2 De productiekosten van de kerncentrales.....	28
4.2.1 De brandstofkosten.....	29
4.2.2 De exploitatiekosten.....	31
4.2.3 De afschrijvingen.....	33
4.2.4 De provisies voor de ontmanteling.....	33
4.2.5 NBB samenvatting met betrekking tot de productiekosten.....	39
4.3 De nucleaire inframarginale rente.....	41
4.3.1 De berekening van de inframarginale rente.....	41
4.3.2 De verdeling van de nucleaire inframarginale rente over de producenten.....	42
4.3.3 Coherentie met de jaarrekening van Electrabel N.V., SPE en EDF.....	43
5 Van rente naar taks.....	46
5.1 De recuperatie van de vaste kosten.....	46
5.2 Modaliteiten van een eventuele taks - een accijns?.....	47
5.2.1 Een accijns wordt geheven op een hoeveelheid, niet op de waarde.....	47
5.2.2 Moeilijkheden bij de bepaling van de hoeveelheid uranium.....	47
5.2.3 "Bruto" versus "netto" taks.....	48
5.2.4 Mogelijke juridische bezwaren bij een accijns.....	48
5.3 Invloed op de eindverbruikersprijzen.....	49
5.4 Jaarlijkse berekeningen.....	49
6 Conclusie.....	49

Bijlage 1: De vraag van de federale regering aan de NBB .....	52
Bijlage 2: CREG studie (F)091029-CDC-968 .....	52
Bijlage 3: Voorlopig Verslag van de hoorzitting van 09/02/2011.....	52
Bijlage 4: CREG studie (F)110224-CDC-1043 .....	52
Bijlage 5: Artikel "Scission ou centrales virtuelles, la solution au problème du producteur dominant", Revue de l'énergie n°572 .....	52
Bijlage 6: De berekening van de waarde van de leveringsgarantie .....	52

## DOEL VAN DE NOTA

Naar aanleiding van de beperkte ministerraad van 10 maart 2011 vroeg de Federale Regering aan de NBB een studie te maken over de hoogte van de nucleaire schaarsterente. Daarenboven werd ook nog gevraagd : *"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."* De vraag van de regering is opgenomen in bijlage 1 bij deze nota.

De Regering stipuleert ook dat die analyse dient gebruik te maken van bestaande studies van de CREG, van andere kennis en informatie waarover de NBB beschikt en, indien nodig, kan de inbreng gevraagd worden van de FOD Financiën.

De vraag is dringend; ideaal zou zijn als de Regering over de analyse kan beschikken vóór het einde van de maand maart of begin april 2011.

De voorliggende nota heeft dus tot doel:

- Een schatting te maken van de hoogte van de "nucleaire schaarsterente" (voor het jaar 2007).
- De mogelijkheid na te gaan voor de invoering van een bijkomende taks. Die taks is niet noodzakelijk gelijk aan de nucleaire schaarsterente. De taks komt bovenop de reeds bestaande nucleaire repartitiebijdrage.  
In de vraag wordt expliciet verwezen naar een accijns.
- Na te gaan in hoeverre die eventuele taks invloed heeft op de eindverbruikersprijzen.

## 1 GEVOLGDE METHODE

Gelet op het korte tijdsbestek en in overeenstemming met de vraag, werd de analyse gemaakt op basis van bestaande studies en gegevens, evenals van bilaterale gesprekken met zowel de CREG als Electrabel, maar ook met SPE en Synatom.

De CREG maakte twee studies met betrekking tot de nucleaire inframarginale rente, beide studies zijn vertrouwelijk. De eerste studie '(F)091029-CDC-917' dateert van 29 oktober 2009, de tweede studie '(F)20100506-CDC-968' is recenter en dateert van 6 mei 2010. De eerste studie maakte de berekeningen voor het jaar 2008 terwijl de tweede betrekking heeft op het jaar 2007. De CREG stelt dat de meest recente studie het best aansluit bij de realiteit, de NBB is daarom uitgegaan van de resultaten van de laatste studie. Die studie is opgenomen in bijlage 2.

Electrabel N.V.<sup>1</sup> lichtte haar berekeningswijze voor de nucleaire inframarginale rente toe tijdens een hoorzitting van de commissie Bedrijfsleven van het Federale Parlement. De hoorzitting had plaats op 9 februari 2011. Tijdens die hoorzitting heeft ook de CREG toelichting gegeven bij haar resultaten. De berekeningen van Electrabel hadden, net als die van de CREG, betrekking op het jaar 2007.

SPE gaf ook haar visie betreffende de rente tijdens deze hoorzitting, evenwel zonder het methodologische aspect te benaderen, maar wel de verdeling ervan over de operatoren.

De NBB gaf tijdens de hoorzitting van 9 februari een aantal methodologische en theoretische bedenkingen met betrekking tot het berekenen van de nucleaire inframarginale rente. De presentatie werd gegeven door dhr. L. Dufresne, adviseur van de directie bij de NBB en gewezen voorzitter van de commissie Gemix. De commissie Gemix onderzocht in de loop van 2009 een aantal scenario's voor een ideale energiemix voor België. Tijdens dat onderzoek kwam ook de "rente nucléaire" ter sprake (zie bijlage 8 van het Gemix rapport)<sup>2</sup>.

De voorlopige versie van het verslag van de parlementaire hoorzitting is opgenomen in bijlage 3.

De CREG heeft de berekeningen van Electrabel geanalyseerd in haar studie (F)110224-CDC-1043. Die studie is opgenomen in bijlage 4.

Tenslotte wordt nog verwezen naar een studie gepubliceerd in "Revue de l'énergie" waaraan dikwijls gerefereerd wordt in het kader van de berekeningen van de nucleaire rente<sup>3</sup>. In dat artikel wordt een inframarginale rente berekend voor de Belgische nucleaire centrales. Het artikel probeert aan te tonen dat het bestaan van een inframarginale rente (al dan niet nucleair) kan leiden tot een vertekening van indices die gebruikt worden voor het meten van (misbruik van) marktoverwicht. Die vertekening kan aanleiding geven tot verkeerde conclusies. Om een en ander te illustreren wordt, om didactische redenen (wat expliciet vermeld wordt in het artikel), uitgegaan van een sterk vereenvoudigd voorbeeld van een productiepark en informatie betreffende productiekosten uit de wetenschappelijke literatuur.

De berekeningsmethode (lees: formule) in het artikel van 'Revue de l'énergie' is dezelfde als die van de CREG en Electrabel. De waarden voor de erin optredende variabelen verschillen echter; voor de prijs werd (bij wijze van

---

<sup>1</sup> Wanneer in de nota verwezen wordt naar Electrabel dan wordt daarmee de producent Electrabel N.V. bedoeld. Die is te onderscheiden van de dochteronderneming Electrabel Customer Solution (ECS) die actief is in het leverancierssegment.

<sup>2</sup> Groep Gemix, "Welke is de ideale energiemix voor België tegen 2020 en 2030 ?", 30 september 2009.

<sup>3</sup> Coppens F., "Scission ou centrales virtuelles, la solution au problème du producteur dominant", Revue de l'énergie, n° 572, juli-augustus 2006.

voorbeeld) een waarde "aangenomen" en de productiekosten werden overgenomen uit een Finse studie<sup>4</sup>. Dat artikel is opgenomen in bijlage 5.

De hierboven opgesomde studies vormden het vertrekpunt van de voorliggende NBB analyse. De berekeningen van de CREG en van Electrabel zijn gemaakt voor het jaar 2007. Onderhavige nota beperkt zich daarom eveneens tot dat jaar.

Uit de analyse zal echter blijken dat de parameters sterk kunnen evolueren in de tijd. Dat geldt bijgevolg ook voor de nucleaire inframarginale rente en de eventueel daaruit afgeleide taks. Dit kan praktische problemen stellen inzake de implementatie ervan (bijvoorbeeld accijnzen worden geheven op een verbruikte hoeveelheid en niet op de waarde daarvan).

De analyse werd aangevuld met informatie verkregen uit bilaterale contacten met zowel de CREG als Electrabel N.V. Tijdens die contacten en de erop volgende e-mails werden zaken toegelicht en verduidelijkt. De NBB heeft zich op basis van al die informatie een beeld gevormd over de methodologie en de gegevens die gebruikt werden door beide partijen.

In een volgende stap heeft de NBB de beide methodes getoetst op hun interne en externe coherentie. De externe coherentie houdt in dat de methodes vergeleken werden met de theoretische resultaten, met aanwezige kennis binnen de NBB of aan andere gegevensbronnen. Daarbij werd verondersteld dat die externe gegevensbronnen "betrouwbaar" zijn tot het tegendeel aangetoond wordt. Het is echter de combinatie van alle toetsingen samen die een indicatie zal geven voor de toegekende 'kwaliteit' van het cijfer. Indien er twijfel bestaat zal er een onzekerheidsmarge ingecalculerd worden. De NBB heeft dit zowel aan de CREG als aan Electrabel kenbaar gemaakt.

De nota is als volgt gestructureerd: in dit eerste hoofdstuk wordt de werkwijze uiteengezet. De gebruikte concepten worden gedefinieerd in hoofdstuk twee, terwijl het derde een beknopt overzicht geeft van de resultaten die door de CREG en door Electrabel naar voor worden geschoven. Het resultaat van de CREG (1,8 à 2,3 miljard euro) ligt merkbaar hoger dan dat van Electrabel (0,7 miljard euro). Er blijkt dat de CREG de verkoopprijs van de nucleaire stroom veel hoger inschat dan Electrabel. Anderzijds heeft Electrabel hogere schattingen voor de productiekosten.

Het vierde hoofdstuk van de nota gaat meer in detail op de wijze waarop beide betrokkenen die schattingen berekenden. Na de toelichting bij de methodes volgt telkens een analyse door de NBB

Hoofdstuk vijf behandelt het verschil tussen de inframarginale rente en een taks.

Het laatste hoofdstuk vat samen en concludeert.

P.S. De nota is technisch en zeer gedetailleerd. Wie enkel geïnteresseerd is in de belangrijkste verschillen tussen de resultaten van de NBB en die van de CREG resp. Electrabel vindt daarvan een samenvatting in de volgende paragrafen:

1. Voor wat betreft de schatting van de verkoopprijs van de nucleaire stroom: pagina 26, paragraaf 4.1.3;
2. Voor wat betreft de schatting van de productiekosten: pagina 39, paragraaf 4.2.5;

---

<sup>4</sup> Tarjanne R., Luostarinen K. (2003), « Competitiveness Comparison of Electricity Production Alternatives », Research report EN N-156, Lappeenranta University of Technology, 2003.

3. Een bijsturing van de NBB prijsschatting en de totale inframarginale rente: pagina 43, paragraaf 4.3.3.

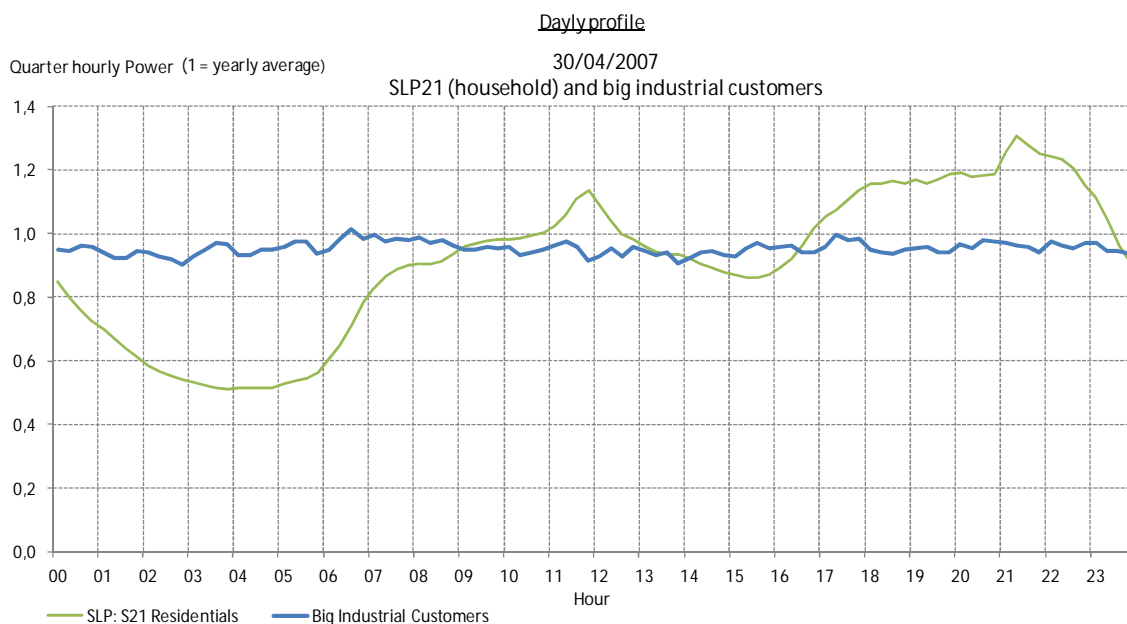
## 2 DEFINITIES VAN DE GEBRUIKTE CONCEPTEN

### 2.1 VERBRUIKSPROFIELEN

Het elektriciteitsverbruik van een consument is zeer veranderlijk, zowel over de uren in één etmaal als over de seizoenen heen; tijdens de nacht verbruiken we minder dan overdag, in de winter zijn de dagen korter en hebben we meer nood aan verlichting dan tijdens de zomer.

De grafiek die de evolutie van het verbruik tijdens een bepaalde periode weergeeft voor een bepaalde consument is het verbruiksprofiel van de consument. Bij wijze van illustratie wordt hieronder een voorbeeld gegeven van de evolutie van het stroomverbruik van een residentiële klant en van een industriële klant op een bepaalde dag (i.c. 30 april 2007).

*Figuur 1: Verbruik van een residentiële klant tegenover een industriële klant op één bepaalde dag*



Bron: Electrabel (vertrouwelijk).

Het profiel van een huishouden is zeer veranderlijk. Dat is typisch voor een huishouden; tijdens de nacht daalt het verbruik tot een minimum. In de vroege morgen neemt het langzaam toe om een eerste piek te bereiken rond de middag. Daarna daalt het terug om in de vroege avond een tweede, hogere en langere piek te bereiken.

Grote bedrijven, met ploegensystemen, hebben een meer constant verbruik en dus een veel 'stabiel' profiel.

### 2.2 KENMERKEN VAN ELEKTRISCHE STROOM

Het volatiele verbruik is kenmerkend voor de vraag naar elektriciteit, maar ook aan de aanbodzijde is er een heel specifiek kenmerk dat de complexiteit verhoogt. Elektrische stroom kan immers niet opgeslagen worden en moet bijgevolg 'on the fly' geproduceerd worden.

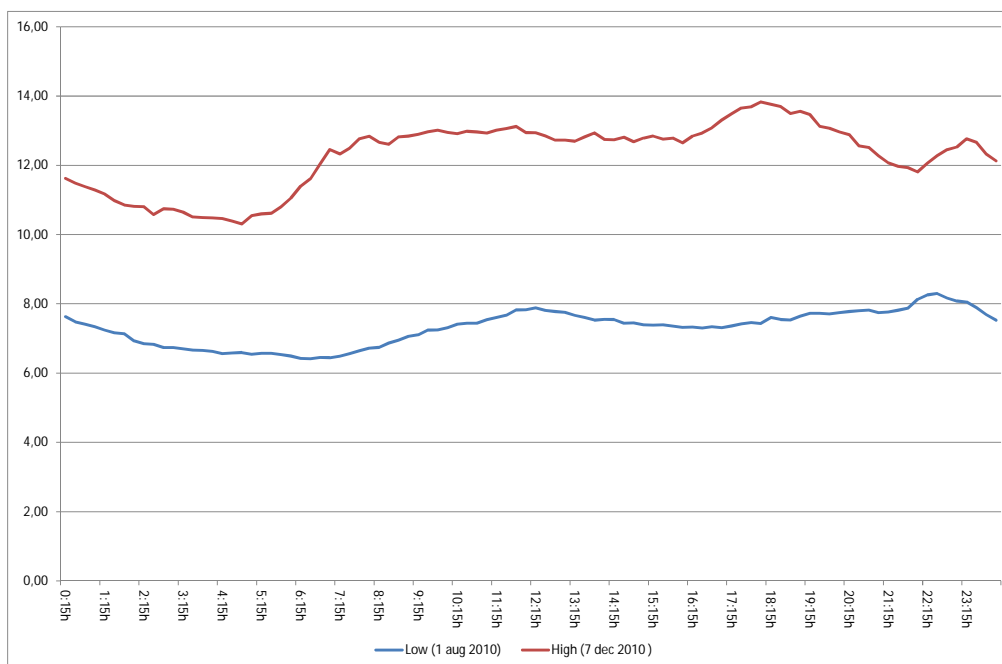
Dit impliceert dat de zeer volatiele vraag een quasi realtime regeling van de productie vereist met constante bijregeling van de centrales. Het lijkt evident dat het volgen van de vraag eenvoudiger is als die minder volatiel is.



## 2.3 HETEROGENE PRODUCTIEPARKEN

Het hierboven afgebeelde verbruiksprofiel was dat van één individueel huishouden samen met dat van één industriële klant. Op geaggregeerd niveau, m.a.w. voor alle huishoudens en alle bedrijven samen, geldt die veranderlijkheid eveneens. Dat wordt geïllustreerd in de onderstaande grafiek die het totale verbruik in België weergeeft op twee verschillende dagen. De twee dagen zijn de dag met het laagste verbruik in 2010 en die met het hoogste. Alle andere verbruiken bevinden zich daartussen.

*Figuur 2: Geaggregeerd verbruik op twee dagen in 2010*



Bron: ELIA.

Die curves leren dat er steeds nood is aan minimaal 6 gigawatt (GW) maar dat die nood kan stijgen tot bijna 14 GW. Merk op dat de totale Belgische nucleaire capaciteit hier net onder ligt (5,8 GW). Het Belgische nucleaire park volstaat dus nooit om aan die minimale vraag te voldoen, de 5,8 GW is bovendien slechts 90% van het jaar inzetbaar.

Dat volatiele verbruik betekent dat er sommige productie-eenheden elk uur van het jaar zullen worden ingezet, maar dat er ook eenheden bestaan die slechts een aantal uur per jaar worden ingezet.

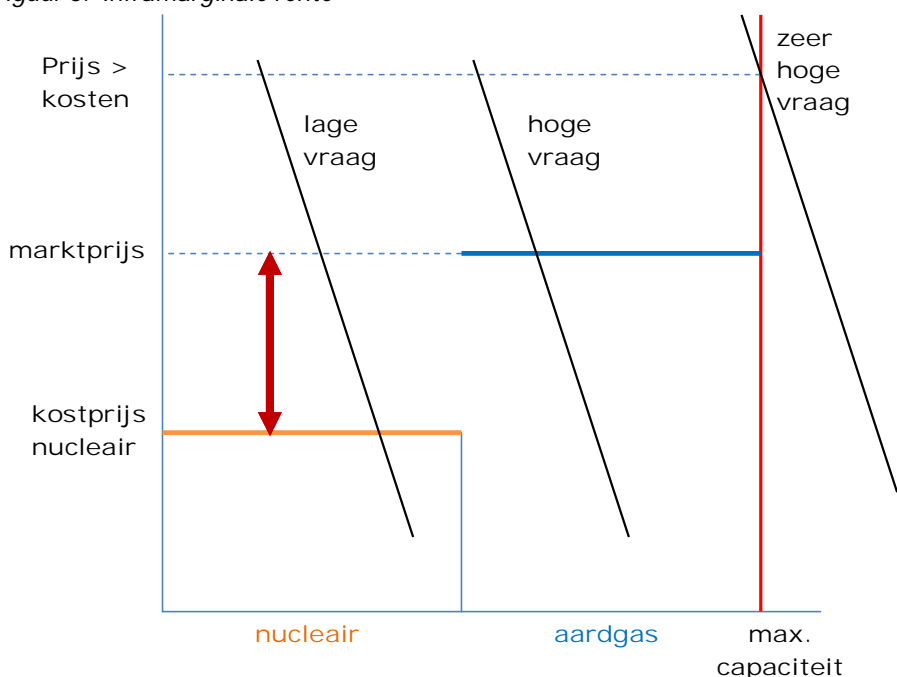
Weinig regelbare centrales zijn beter in het eerste geval, zeer makkelijk regelbare en opstartbare centrales in het tweede geval. De laatste types van centrales hebben echter ook grotere variabele kosten. Heel concreet zijn de nucleaire centrales weinig regelbaar en hebben die zeer lage brandstofkosten (uranium) terwijl de turbojets zeer regelbaar zijn maar zeer hoge variabele kosten hebben (kerosine en de CO<sub>2</sub>-emissierechten). Daartussen zitten de steenkool- en gascentrales.

## 2.4 INFRAMARGINALE RENTE

Uit het voorgaande volgt dat (1) er nood is aan heterogene productieparken en (2) de vraagcurve voortdurend verschuift.

Bij een lage vraag (zie grafiek hieronder, fictief voorbeeld) volstaat de nucleaire capaciteit om aan de vraag te beantwoorden. De marktprijs zal dan gelijk zijn aan de 'variabele kostprijs nucleair'. Bij een hoge vraag is de nucleaire capaciteit onvoldoende en is er nood aan gascentrales. De marktprijs wordt op dat ogenblik bepaald door de kostprijs van die gascentrale. De gascentrale is op dat moment de marginale technologie en de nucleaire centrale verdient een rente als gevolg van het verschil in productiekosten. Het is een 'inframarginale' rente.

Figuur 3: Inframarginale rente



De vraag die zich stelt, is of die rentes economisch te rechtvaardigen zijn.

In het geval van de "hoge vraag" voorspelt de theorie dat (voor het voorbeeld in figuur 3) de marktprijs gelijk zal zijn aan de marginale kosten van de aardgascentrale. Dat impliceert dat in dergelijk geval de vaste kosten van die aardgascentrale niet gecompenseerd worden. De totale kosten van dergelijke centrale bestaan immers uit de variabele (marginale) kosten en de vaste kosten.

Bij een "lage vraag" in het voorbeeld van de grafiek geldt hetzelfde voor de nucleaire centrales.

De inframarginale rente moet dus (deels of volledig) gebruikt worden voor de betaling van de vaste kosten van het ganse park.

Als de som van alle inframarginale rentes hoger is dan de vaste kosten, dan bestaan er 'excessieve winsten' en zullen er, onder bepaalde voorwaarden, nieuwe producenten in de markt komen. Eén van die voorwaarden is de afwezigheid van toetredingsbarrières. (In de Belgische markt zijn die er wel omdat een nieuwe speler niet in de markt kan komen met de asset "afgeschreven nucleaire centrale").

Er kan dus gesteld worden dat, als een aantal voorwaarden vervuld zijn, de marktwerking zal leiden tot een optimaal samengesteld productiepark waarbij de inframarginale rentes precies volstaan om ook alle vaste kosten te dekken.

### 3 OVEREENKOMSTEN EN VERSCHILLEN TUSSEN DE BEIDE SCHATTINGEN

In haar studie (F)20100506-CDC-968, "De kostenstructuur van de nucleaire centrales in België", van 6 mei 2010 maakte de CREG een schatting van wat "de marge van de nucleaire exploitant" genoemd wordt. De berekening maakt gebruik van een eenvoudige formule en stelt dat die marge M gelijk is aan:

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

Waarbij P gelijk is aan de (gemiddelde) prijs waaraan de nucleaire energie verkocht wordt, C gelijk is aan de gemiddelde productiekosten van de nucleaire centrales en Q de hoeveelheid geproduceerde nucleaire stroom.

Electrabel maakt gebruik van dezelfde formule; de gebruikte waarden voor de verkoopprijs van de nucleaire stroom en voor de gemiddelde productiekosten zijn echter verschillend. Hieronder wordt een overzicht gegeven van de resultaten van de berekeningen van de CREG in haar studie (F)20100506-CDC-968 en van die van Electrabel N.V. zoals voorgesteld op de hoorzitting van 9 februari 2011. Het overzicht vermeldt alleen de overeenkomsten en de verschillen. Later wordt meer in detail uitgelegd hoe die resultaten verkregen werden.

De hier opgesomde resultaten zijn die zoals ze vastlagen vóór de NBB-analyse. Naar aanleiding van de bilaterale discussies zijn sommige bedragen herzien of om conceptuele redenen elders ingedeeld.

1. De formule voor de berekening van de marge M

Zoals gezegd, hanteren de CREG en Electrabel dezelfde formule voor het berekenen van de marge:

Tabel 1: Formule voor de berekening van de inframarginale rente

	CREG	Electrabel N.V.
Gebruikte formule	M=(P-C)xQ	M=(P-C)xQ

Bron: (F)20100506-CDC-968 voor CREG, hoorzitting dd. 9/2/2011 voor Electrabel

2. De gemiddelde verkoopprijs P (€/MWh)

Zonder in detail te gaan op de schatting van de waarden wordt hier vermeld dat de CREG in haar studie (F)20100506-CDC-968 een prijs hanteert van 59,52 €/MWh. Die schatting heeft de CREG later bijgesteld naar 66,76 €/MWh.

Electrabel gebruikt bij haar berekeningen (die voorgesteld zijn op 09/02/2011 in de Commissie Bedrijfsleven van het Federale Parlement) een gemiddelde marktprijs van 44,8 €/MWh.

Tabel 2: Schattingen van de verkoopprijs van nucleaire stroom

(2007, €/MWh)	CREG		Electrabel N.V.
	Low	High	
Prijs P	59,5	66,8	44,8

Bron: (F)20100506-CDC-968 voor CREG, hoorzitting dd. 9/2/2011 voor Electrabel

3. De gemiddelde productiekosten van de nucleaire centrales (€/MWh)

Voor wat de productiekosten betreft, hanteert de CREG eveneens twee waarden; een ondergrens en een bovengrens. Electrabel berekent slechts één waarde.

Tabel 3: Schattingen van de productiekosten van de nucleaire stroom

(2007, €/MWh)	CREG		Electrabel N.V.
	Low	High	
<b>Productiekosten C</b>	17,0	21,4	28,7

Bron: (F)20100506-CDC-968 voor CREG, hoorzitting dd. 9/2/2011 voor Electrabel

4. De hoeveelheid geproduceerde MWh met nucleaire centrales.

Over dit cijfer zijn beide partijen het eens. Voor de parlementaire hoorzitting maakte Electrabel wel berekeningen uitsluitend voor haar deel van de nucleaire productie, maar dat maakt enkel een verschil in de verdeling van de rente over Electrabel, SPE en EDF, de drie spelers die in 2007 over nucleaire capaciteit beschikten in ons land.

Tabel 4: Meting van de nucleaire energie

(2007, MWh)	CREG	Electrabel N.V.
<b>Nucleaire productie</b>	45.852.946	45.852.946

Bron: (F)20100506-CDC-968 voor CREG, hoorzitting dd. 9/2/2011 voor Electrabel

Op basis van de bovenstaande gegevens krijgt men de volgende schattingen voor de totale marge in het jaar 2007:

Tabel 5: Schattingen van de inframarginale rente

(2007, €)	CREG		Electrabel N.V.
	Low	High	
<b>Totale schaarsterente</b>	1.746.997.243	2.283.476.711	738.232.431

Bron: (F)20100506-CDC-968 voor CREG, hoorzitting dd. 9/2/2011 voor Electrabel

De schattingen van de totale inframarginale rente door de CREG schommelen tussen 1,746 miljard en 2,283 miljard euro voor het jaar 2007. De berekeningen van Electrabel geven een bedrag van 0,738 miljard euro voor 2007. Die resultaten lopen dus zeer sterk uiteen.

De grootte-orde van de bedragen wordt bepaald door de omvang van de jaarlijkse nucleaire productie. Een klein verschil in de inframarginale rente per MWh wordt aldus vermenigvuldigd met 45,9 miljoen.

Het verschil in inframarginale rente per MWh tussen de CREG en Electrabel wordt geïllustreerd in de onderstaande tabel 6. De berekeningen door de CREG voor het 'low' scenario gebruiken de laagste prijs ( $P = 59,5 \text{ €/MWh}$ ) en de hoogste productiekosten ( $21,4 \text{ €/MWh}$ ). De CREG berekent dus in het 'Low' scenario een inframarginale rente van  $(59,5 - 21,4) = 38,1 \text{ €/MWh}$ . Electrabel berekent die marge op  $(44,8 - 28,7) = 16,1 \text{ €/MWh}$ .

De inframarginale rente berekend volgens de methode van de CREG en die van Electrabel geven dus een verschil van  $(38,1 - 16,1) = 22 \text{ €/MWh}$ . Daarvan is  $14,7 \text{ €/MWh}$  te wijten aan de verschillende inschatting van de prijs en  $7,3 \text{ €/MWh}$  komt uit de verschillen in de geschatte productiekosten.

De berekeningen door de CREG voor het 'high' scenario gebruiken de hoogste prijs ( $P = 66,8 \text{ €/MWh}$ ) en de laagste productiekosten ( $17,0 \text{ €/MWh}$ ). De CREG berekent dus in het 'high' scenario een inframarginale rente van  $(66,8 - 17,0) = 49,8 \text{ €/MWh}$ . Electrabel berekent die marge op  $(44,8 - 28,7) = 16,1 \text{ €/MWh}$ .

De inframarginale rente berekent volgens de methode van de CREG en die van Electrabel geven dus een verschil van  $(49,8 - 16,1) = 33,7$  €/MWh. Daarvan is 22,0 €/MWh te wijten aan de verschillende inschatting van de prijs en 11,7 €/MWh komt uit de verschillen in de geschatte productiekosten.

Tabel 6: Impact van de schatting van verkoopprijs en productiekosten op de inframarginale rente

(2007, €/MWh)	Verschil CREG - Electrabel N.V.	
	Low	High
<b>Verschil schaarste /MWh</b>	22,0	33,7
<i>Waarvan te wijten aan:</i>		
- <i>verschillende prijsschatting</i>	14,7	22,0
- <i>verschillende schatting productiekosten</i>	7,3	11,7

Bron: NBB

De grootste verschillen vloeien dus voort uit de inschatting van de gemiddelde verkoopprijs.

## 4 COMPONENTSGEWIJZE ANALYSE

In dit hoofdstuk zal in detail ingegaan worden op de berekeningswijze van zowel de verkoopprijs als de productiekosten van de nucleair geproduceerde elektrische stroom. Voor de beide grootheden wordt in detail beschreven hoe hun waarde geschat wordt door respectievelijk de CREG en Electrabel. Het behandelde jaar is 2007.

In eerste instantie wordt de gebruikte methode samengevat, zonder commentaar van de NBB. Die commentaar volgt daarna in een aparte paragraaf. Op die manier is er een duidelijk onderscheid tussen de resultaten van de CREG/Electrabel en de bedenkingen van de NBB.

De beschrijving van de methode is een samenvatting. Waar mogelijk wordt er wel gerefereerd aan de beschikbare publicatie waarin de methode in extenso beschreven wordt.

Die werkwijze wordt eerst toegepast op de verkoopprijs en daarna op de productiekosten (en de componenten ervan).

### 4.1 DE VERKOOPPRIJS VAN NUCLEAIRE STROOM

#### 4.1.1 DE SCHATTING DOOR DE CREG

##### 4.1.1.1 DE METHODE GEBRUIKT DOOR DE CREG

De CREG-studie (F)20100506-CDC-968, "De kostenstructuur van de nucleaire centrales in België", is voor het grootste deel gewijd aan een schatting van de productiekosten van de nucleaire centrales. Ze bevat dan ook heel uitgebreide en nuttige informatie daarover en handelt over het jaar 2007.

In tegenstelling tot de zeer uitgebreide argumenten in het gedeelte over kostenberekening wordt een relatief eenvoudige schattingsmethode gehanteerd voor de verkoopprijs van de nucleaire stroom. De CREG neemt hiervoor de gemiddelde prijs van de forwardcontracten 2006 voor levering in 2007 als schatting voor de marktprijs. De CREG zegt in haar studie:

*"197. In deze studie bekijken we de Belgian Power Base Load voor 2007. Dit betekent de gemiddelde prijs die in 2006 genoteerd werd, en die in 2007 diende betaald te worden. We kiezen voor base load omwille van de hierboven uitgezette karakteristieken van nucleaire productie-eenheden (marginale kost, modulatie, ...). Er wordt geopteerd voor het gemiddelde van de forward van 1 jaar omdat deze minder beïnvloed wordt door schommelingen op korte termijn dan bijvoorbeeld een forward voor de volgende maand of het volgende kwartaal"*

Die is gelijk aan  $P = 59,52 \text{ €/MWh}$ .

Verder zegt de CREG dat:

*"198. Er dienen bij deze benadering echter een aantal nuanceringen gemaakt te worden. De liquiditeit op Endex is eerder beperkt, het totaal verhandelde volume in 2007 op het segment Belgian Power Base Load was slechts 3.263.059 MWh, t.t.z. 7,12% van de totale nucleaire productie in 2007. Echter, uit een analyse van de contracten die Electrabel met haar grote industriële klanten (bilaterale contracten) afsluit blijkt dat een groot deel van deze contracten gebaseerd is op forward prijzen. De trend is dat in de toekomst meer contracten op basis van forwards zullen verhandeld worden, in plaats van op andere parameters (vb.: Nc en Ne) of op basis van vaste prijzen. Dit betekent dat, ondanks het beperkte volume dat verhandeld wordt op de elektriciteitsbeurs, de relevantie van de forward prijs aan belang wint. Dit verantwoordt de keuze die in deze studie gemaakt wordt".*

De CREG verwijst hier naar een vertrouwelijke studie, (F)091029-CDC-917.

Na publicatie van haar studie maakte de CREG een tweede schatting en kwam hiermee op een prijs van  $P = 66,8 \text{ €/MWh}$ . Die prijs is het gemiddelde van de prijzen voor de drie gebruikersklassen, d.w.z. van de grote gebruikers ( $48,5 \text{ €/MWh}$ ), de middelgrote gebruikers ( $72,6 \text{ €/MWh}$ ) en de kleine gebruikers ( $79,2 \text{ €/MWh}$ ). Elke prijs werd dus voor één derde in rekening genomen.

In de CREG-studie (F)110224-CDC-1043 van 24.02.2011, die een reactie is op de presentatie van Electrabel tijdens de parlementaire hoorzitting van 09.02.2011, verwijst de CREG nog naar een derde berekening van Electrabel. Daarin staat dat de gemiddelde prijs van alle verkopen door Electrabel aan de grote klanten (27,3 TWh aan een prijs van  $48,4 \text{ €/MWh}$ ), aan de resellers (7,4 TWh aan  $51,4 \text{ €/MWh}$ ) en aan haar dochter ECS (33,6 TWh aan  $57,8 \text{ €/MWh}$ ). De gewogen gemiddelde prijs is aldus  $53,35 \text{ €/MWh}$ .

P.M. Voor de volledigheid wordt hier aangestipt dat de CREG ook al vóór de studie (F)20100506-CDC-968 een analyse maakte van de marktprijs en de productiekosten van de nucleaire centrales. Het betreft de studie (F)091015-CDC-892 gepubliceerd op 15 oktober 2009 en waarnaar verwezen wordt in de studie (F)20100506-CDC-968, "De kostenstructuur van de nucleaire centrales in België", van 6 mei 2010. De CREG analyseert in de laatste studie de voornaamste verschillen tussen de resultaten van de studie (F)091015-CDC-892 en (F)20100506-CDC-968. Voor wat de prijs betreft, werd in de eerste studie een bedrag geschat van  $66,11 \text{ €/MWh}$ , die schatting werd verkregen als de gemiddelde forwardprijs voor 2008 en 2009. Omdat de studie 968 gaat over het jaar 2007 is de prijs  $P = 59,52 \text{ €/MWh}$  relevanter volgens de CREG.

#### 4.1.1.2 DE ANALYSE DOOR DE NBB

De NBB heeft een aantal opmerkingen bij die ramingen voor de verkoopprijs van de nucleaire stroom. Zowel voor wat betreft het gebruik van de forwardprijzen als met betrekking tot de methode van het gewogen gemiddelde van de drie gebruikercategorieën.

##### 1. Het gebruik van de de prijs van de forwardcontracten

Een forwardcontract is een contract waarbij op een bepaald tijdstip  $t$  een prijs vastgelegd wordt voor de aankoop of de verkoop van een bepaalde hoeveelheid van een product op een datum in de toekomst. Men legt dus vandaag (tijdstip 't') een prijs en een hoeveelheid vast voor de levering op een toekomstig tijdstip ( $T, T > t$ ).

Een dergelijk contract biedt dus de mogelijkheid om vandaag reeds een prijs vast te leggen voor een datum in de toekomst. Het biedt bijgevolg de mogelijkheid om het prijsrisico uit te sluiten. Dat impliceert dat dergelijk

forwardcontract een waarde (de forwardprijs genoemd en  $f(t)$  genoteerd) heeft. De theorie leert ons dat de prijs van een forward (mits aanname van bepaalde hypothesen) als volgt kan berekend worden<sup>5</sup>:

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

Hierbij is  $f(t)$  de prijs van het forwardcontract vandaag ( $t$ ),  $S(t)$  is de prijs die vandaag ( $t$ ) op de spotmarkt moet betaald worden voor het verkrijgen van dat goed,  $r$  is de rentevoet en  $g$  is de (verwachte) opbrengst ingevolge het bezit van dat goed (bijvoorbeeld een dividend of een verwachte waardeinstijging).

Die formule stelt dat de forwardprijs vandaag bepaald wordt door de spotprijs van vandaag. Ze leert ons echter niets omtrent het verband tussen de forwardprijs en de toekomstige verwachte spotprijs. Die toekomstige spotprijs ( $S(T)$ ) zou uit de bovenstaande formule kunnen verkregen worden door  $t = T$  te stellen. In dat geval leert de formule ons echter dat  $f(T) = S(T)$ , of dat de toekomstige spotprijs gelijk zal zijn aan de prijs van de forward op datzelfde tijdstip  $T$ . De forwardprijs is echter evenmin gekend voor periodes in de toekomst.

Er zijn dus geen theoretische indicaties dat de prijs van een forward verband houdt met de toekomstige prijs. Dat wordt ook bevestigd door internationale empirische studies<sup>6</sup>.

In haar studie *(F)20100506-CDC-968* beschouwt de CREG de forwardprijzen in 2006 ( $t$ ) voor levering in  $T = 2007$  als een schatting voor de verkoopprijs in 2007. Ze gaat er dus van uit dat de prijs die in 2006 betaald wordt voor een forward voor levering in 2007 een schatting is voor de marktprijs in 2007. De juistheid van die hypothese kan niet worden gestaafd door theoretische argumenten. Ze wordt ook weerlegd door de voormelde internationale studies.

Die bevinding wordt ook bevestigd door de gegevens van de Endex beurs<sup>7</sup>. Een vergelijking van de forwardprijzen met de spotprijzen één periode later (zie grafiek 1) toont immers aan dat de forwardprijs geen goede schatter is voor de toekomstige spotprijs.

---

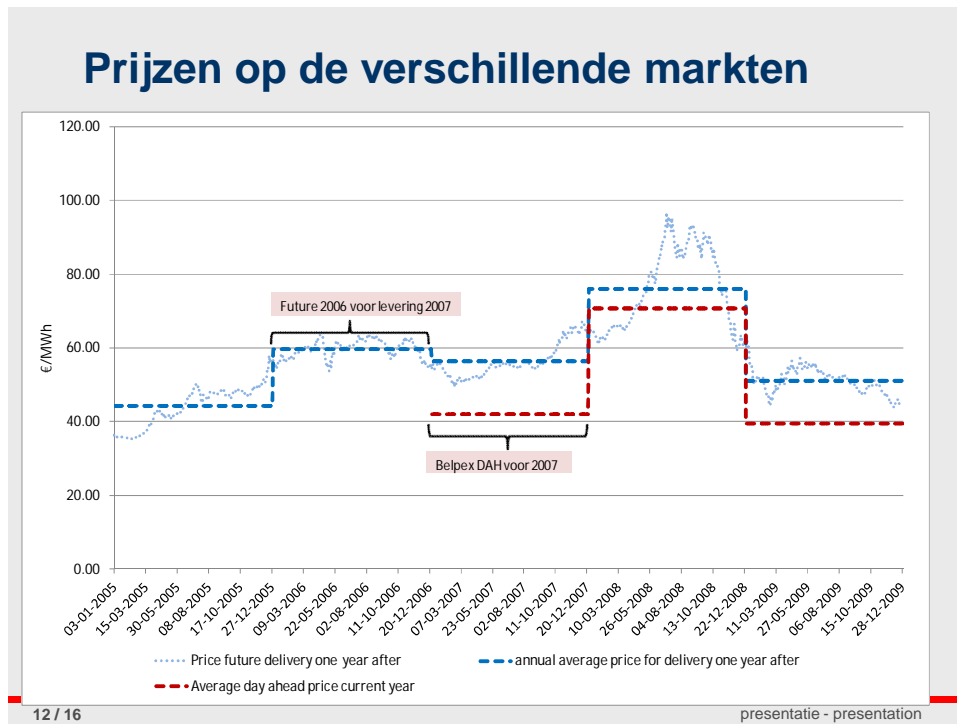
<sup>5</sup> Zie o.m. R.Y Kolb, J.A. Overdahl, *"Understanding futures markets"*, Blackwell Publishing, 2006, of H. Gemand, *"Commodities and commodity derivatives"*, Wiley & Sons, 2005.

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

<sup>7</sup> Endex is een beurs voor de verhandeling van elektriciteit (maar ook aardgas). Ze beheert markten voor afgeleide producten (o.m. futures en forwards) en dat zowel voor België, Nederland als het Verenigd Koninkrijk.



Figuur 4: Evolutie van de prijs in forwardcontracten voor levering één jaar later en van de spotprijs



Bron: Presentatie NBB op parlementaire hoorzitting dd. 09/02/2011.

De grafiek toont de evolutie van de forwardprijzen. Het gaat om forwardprijzen voor levering één jaar later. De grillige lichtblauwe lijn zijn de dagelijkse forwardprijzen, de trapgrafiek zijn de jaargemiddelden van de forwards voor levering één jaar later (blauwe lijn). In de studie van de CREG wordt voor 2007 59,52 €/MWh aangenomen als prijs, dit is de prijs van de forward in 2006 voor levering één jaar later. De rode stippellijn geeft de spotprijs in 2007 (tot 2009).

De prijs die op basis van de forward kan worden verwacht (59,52 €/MWh), verschilt dus van wat er in werkelijkheid één jaar later geobserveerd wordt (42 €/MWh). Dat geldt zowel voor 2007, 2008 en voor 2009. Die bevinding wordt, zoals eerder gezegd, bevestigd door internationale studies.

Ten slotte wordt opgemerkt dat het verhandelde volume op de forwardmarkt in 2007 gelijk was aan 3,26 TWh. In vergelijking met de 45,82 TWh totale Belgische nucleaire productie lijkt dit niet direct een representatieve prijs.

De representativiteit van de prijs kan bijgevolg in twijfel getrokken worden omwille van het beperkte marktaandeel maar eveneens op basis van de heterogene oorsprong van de stroom.

## 2. Heel wat contracten met grote klanten zijn gebaseerd op de forwardprijzen

De CREG argumenteert het gebruik van de forwardprijzen nog op een tweede manier; heel wat contracten met de grote klanten zouden volgens de CREG gebaseerd zijn de forwardprijzen.

Hier moet er echter een duidelijk onderscheid gemaakt worden tussen een contractprijs die gebaseerd is op het niveau van de forwardprijs en een contractprijs die gebaseerd is op de evolutie van de forwardprijzen.

De studie (F)091029-CDC-917, "Etude 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 de Electrabel s.a.", onderscheidt drie grote groepen van prijsvormingsmechanismen in die leveringscontracten:

1. De vasteprijscontracten (48% volgens de genoemde CREG studie), waar de prijs bij aanvang vastgelegd wordt en dezelfde blijft voor de duur van het contract.
2. Variabele prijscontracten die gebruik maken van een indexeringsmechanisme (12%, waarvan 9% op basis van Ne/Nc, zie CREG studie). Het contract vermeldt hier dus een aanvangsprijs en een formule voor de evolutie van die prijs. Die evolutie is gebaseerd op een index zoals Ne en Nc (voor oudere contracten) of een index afgeleid uit de forwardprijzen op Endex (EbiQ). Bij deze contracten kan het prijsniveau verschillen van de forwardprijsniveaus.
3. Contracten waar de prijzen gebaseerd zijn op een "click" systeem (40% volgens CREG studie). Bij dat clicksysteem kan de klant in een bepaald jaar J een aantal keer 'klikken' op de prijs van de forward voor levering één, twee of driejaar later<sup>8</sup>. Van die, door de klant gekozen, 'clicks' wordt een gemiddelde genomen en in het daarop volgende jaar zal de klant een prijs betalen die berekend wordt als  $P(j+1) = a + b \times (\text{gemiddelde van de clicks})$ . De parameters a en b zijn constanten die in het contract opgenomen worden.

Indien de klant zijn clicks goed plaatst (dus op momenten van een lage forwardprijs) zal het gemiddelde van de clicks een prijs opleveren die lager is dan het gemiddelde van de forwardprijzen voor het hele jaar. De vermelde studie van de CREG leert dat de klanten de timing van hun clicks goed kiezen. Hiermee rekening houdend, evenals met de waarden van a en b, bestaat de mogelijkheid dat de gemiddelde forwardprijs die door de CREG gebruikt wordt sterk verschilt van de prijzen die in werkelijkheid betaald worden.

Uit geen van die gevallen kan geconcludeerd worden dat het niveau van de forwardprijs bepalend is voor de contractprijs, het is eerder de evolutie ervan of, in geval van het clicksysteem, een selectie ervan die bepalend is.

De CREG heeft aan de NBB ook een excel-bestand<sup>9</sup> geleverd waarin grote klanten opgenomen waren met een totaal verbruik van 28,8 TWh. De gemiddelde prijs aangerekend aan die grote klanten bedroeg 48,5 €/MWh. Dit is moeilijk te rijmen met het besluit dat de CREG trekt, namelijk dat de meeste contracten met grote klanten gebaseerd zijn op de forwardprijzen en dat dus de forwardprijzen (59,52 €/MWh) als representatief kunnen beschouwd worden.

### 3. Het gewogen gemiddelde van verbruiksgroepen

De CREG maakt, naast de schatting op basis van de forwardcontracten, nog een tweede schatting voor de verkoopprijs van de energie van de nucleaire centrales. Die tweede schatting wordt berekend als gemiddelde van de prijzen betaald door de grote verbruikers, de middelgrote verbruikers en kleine gebruikers (waaronder de gezinnen).

Voor de prijs die de kleine gebruikers betalen neemt de CREG 79,2 €/MWh, de prijs die een gezin betaalt aan Electrabel Customer Solutions (ECS). ECS is de een dochter van Electrabel, maar is te onderscheiden van Electrabel N.V. Electrabel N.V. is namelijk producent (en leverancier aan de grote verbruikers), terwijl ECS een

---

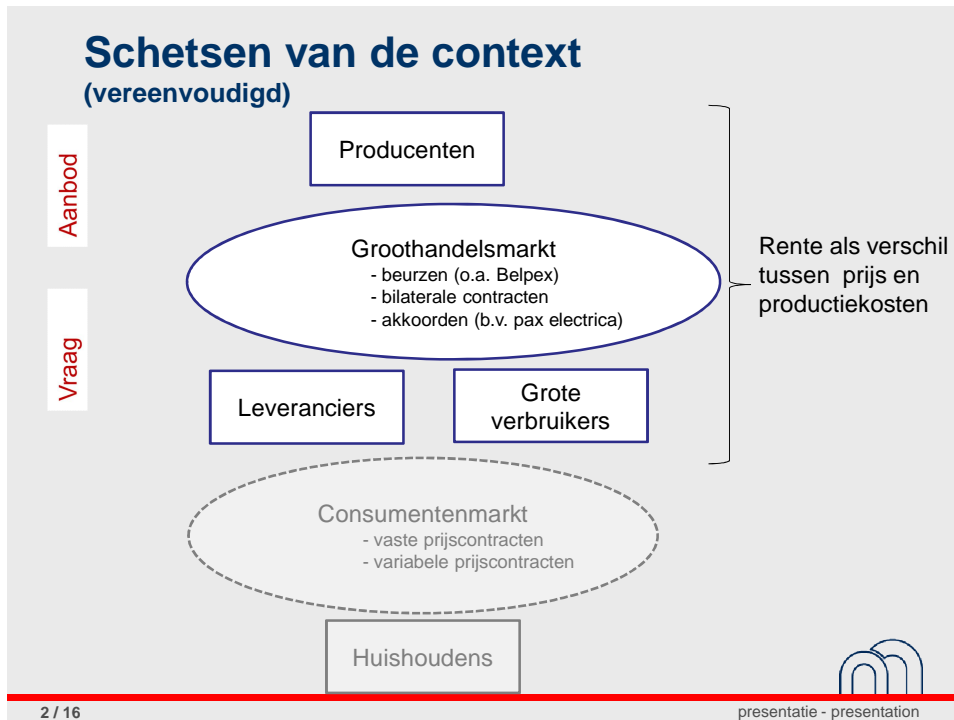
<sup>8</sup> Het gemiddelde van de prijzen van de Endex forwards in 2004, 2005 en 2006 voor levering in 2007 bedroeg 46,2€/MWh.

<sup>9</sup> Het bestand was gevoegd in bijlage van de brief die de CREG stuurde aan de NBB op 3 maart 2011

zuivere leverancier is. In de prijs die een gezin aan ECS betaalt (voor de variabeleprijscontracten aan de gezinnen is dat de Ne-Nc prijs<sup>10</sup>) zit ook de marge van de verkoop inbegrepen en die is enkel ten bate van ECS, niet van Electrabel N.V.

De inframarginale rente wordt echter gevormd op de groothandelsmarkt en is dus de verkoopprijs waaraan de producent verkoopt aan de leverancier. Dit wordt geïllustreerd in figuur 1.

Figuur 5: Conceptueel schema voor de definitie van de inframarginale rente



Bron: Presentatie NBB op parlementaire hoorzitting dd. 09/02/2011.

Die definitie op basis van de groothandelsprijs vindt men ook terug in de vakliteratuur:

*"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 indique en effet une rareté des équipements de base à bas coût variable (Finon et Romano, 2009)."*<sup>11</sup>

en

*"... 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*

<sup>10</sup> Zie o.m. NBB Economisch Tijdschrift van september 2010.

<sup>11</sup> D. Finon in "Le compromis de la loi NOME : Les limites d'un dispositif de marché aux principes économiques faibles".

*appelée et la centrale marginale est le plus souvent une centrale qui fonctionne au charbon ou au gaz naturel.* "12

De grootverbruikers zijn rechtstreeks aangesloten op het hoogspanningsnet en zijn dus rechtstreeks klant bij Electrabel N.V.. De kleinverbruikers zijn daarentegen klant bij een leverancier (waaronder ECS) en zijn aangesloten op het distributienet. Hun prijzen zijn gebaseerd op indexeringsparameters (Ne, Nc, lem, ...). Niet alle middelgrote gebruikers worden rechtstreeks door Electrabel N.V. beleverd<sup>13</sup>.

Bij een geïntegreerde maatschappij zoals SPE/Luminus is die redenering ook toepasselijk. Hiervoor zijn echter geen publieke gegevens beschikbaar en moet de verkoopprijs bepaald worden via de analytische boekhouding of door een proxy zoals bv. de prijs waaraan Luminus stroom afneemt bij Electrabel.

Het derde geval is dit waarbij een producent (bv. Electrabel N.V.) een deel van zijn productie doorverkoopt aan een zuivere leverancier (bv. Lampiris). In dat geval is het ook duidelijk dat enkel de verkoopprijs van Electrabel aan de zuivere leverancier van belang is.

Ons inziens mag in de gemiddelde prijs dus geen rekening worden gehouden met de verkoopprijs van de leverancier maar moet de verkoopprijs van de producent (en dus de aankoopprijs van de leverancier) genomen worden. Die aanpak is daarenboven conform met de internationale praktijken terzake.

Het prijsconcept, waarop de schattingen van de CREG gebaseerd zijn, houdt evenwel rekening met een concept waarbij het verschil tussen de eindgebruikersprijzen (van groot tot klein) en de productiekosten van nucleaire stroom de definitie zou zijn van de inframarginale rente. Daardoor ontstaan er bij de effectieve berekening merkelijke verschillen.

#### 4. De derde 'berekening'

De CREG berekent een gemiddelde prijs op basis van de verkoopprijzen van Electrabel aan de grote industriële klanten, aan haar dochter ECS en aan de resellers. Ze krijgt op die manier een derde waarde voor de prijs, die lager is dan bij haar twee vorige berekeningen.

De CREG doet verder niets met dit resultaat.

#### Opmerking

De CREG heeft 57,8 €/MWh als verkoopprijs aan ECS.

Electrabel heeft tijdens mails en/of contacten met de NBB een andere verkoopprijs aan ECS gemeld (52,3 €/MWh).

Electrabel zegt dat 57,8 €/MWh de aankoopprijs is door ECS betaald aan Electrabel N.V. Die aankoopprijs bevat ook de kosten voor de transmissie.

---

<sup>12</sup> J. Percebois, "Note sur les conclusions de la Commission CHAMPSAUR".

<sup>13</sup> Electrabel N.V. levert aan de klanten die afnemen van het ELIA netwerk. ELIA beheert de hoogspanningslijnen (boven de 70 kilovolt (kV)) maar ook een deel van de laagspanningslijnen (de lijnen tussen 30kV en 70kV). De middelgrote klanten die aangesloten zijn op 30-70kV lijnen kunnen dus door Electrabel beleverd worden. De middelgrote klanten op een lagere spanning (minder dan 30 kV) worden door een leverancier (bv. ECS) bediend.

## 4.1.2 DE SCHATTING DOOR ELECTRABEL

### 4.1.2.1 DE METHODE GEBRUIKT DOOR ELECTRABEL

De schatting van Electrabel gaat uit van prijsdiscriminatie tussen de verschillende klanten. De productiekosten van elektriciteit zijn lager indien het stroomverbruik relatief stabiel is. De productiekosten die nodig zijn om te beantwoorden aan een volatiel profiel liggen hoger. Electrabel stelt dus dat niet het product 'electriciteit' verkocht wordt maar wel een afgewerkt product 'verbruiksprofiel'. Dat product 'verbruiksprofiel' behelst een levering van stroom maar ook de garantie van de levering en dus ook de aanpassing van haar productie aan de wijzigingen in het verbruik op elk ogenblik. Dat laatste is moeilijker (lees: heeft hogere productiekosten) voor de zeer volatiele verbruiksprofielen dan voor de zeer stabiele (zie ook figuur 1 supra).

Met een bepaald verbruiksprofiel zijn bijgevolg bepaalde productiekosten geassocieerd. Voor de meest stabiele productieprofielen zijn die lager omdat men daarvoor in grotere mate de goedkopere nucleaire centrales kan inzetten.

Electrabel haalt technische (nucleaire centrales zijn weinig regelbaar en hebben een relatief stabiele output) en economische (de nucleaire centrales behoren tot die met de goedkoopste productiekosten) redenen aan om te verantwoorden dat de nucleaire centrales aangewend worden om te voorzien aan de vraag van de meest stabiele verbruiksprofielen. De nucleaire inframarginale marge moet dus berekend worden als het verschil tussen de verkoopprijs van een stabiel verbruiksprofiel en de productiekosten van de kerncentrales.

Die verkoopprijs van de stabiele verbruiksprofielen moet bijgevolg bepaald worden. De verkoopprijs van die stabiele verbruiksprofielen worden volgens Electrabel het best benaderd door de prijs aangerekend aan de grote verbruikers. Daarvan werd een lijst opgesteld. Het totale verbruik van die grote verbruikers is 28,8 TWh terwijl Electrabel in totaal 41 TWh nucleaire stroom produceert.

Er gaat dus ook nog nucleaire stroom naar de andere (minder stabiele) verbruiksprofielen. In elk verbruiksprofiel, zelfs in het meest volatiele, is er een deel van dat verbruik dat redelijk constant is. Dat is bijvoorbeeld zo voor een huishouden, waar het verbruiksgedeelte dat gaat naar de koelkast, de diepvries, de wekkerradio, ... niet veel wijzigt. De verkoopprijs van zo'n minder stabiel profiel is daarom een (gewogen) gemiddelde van de prijs voor het stabiel deel en van prijzen van andere productie.

Die gemiddelde prijs van de verkopen aan de grote verbruikers bedraagt 48,50 €/MWh. Dit zou dus een (eerste) benadering moeten geven van de prijs waaraan Electrabel een nucleaire MWh verkoopt. Electrabel stelt echter dat zelfs die grote verbruikers geen perfect stabiel profiel hebben en dat er in hun overeenkomsten een aantal volatiele (en andere) componenten opgenomen zijn die nog moeten gecorrigeerd worden.

Tabel 7: Verkoopprijs P berekend door Electrabel (voor 2007, in €/MWh)

Gewogen gemiddelde verkoopprijs	48,50
Bijdrage groen en WKK	-2,20
Korting voor onderbreekbare klant	1,00
Zuivere energieprijs basislast	47,30
Marge Marketing & Sales	-1,00
Balancing en swing (onvoorspelbaar deel)	-0,50
Verliezen ELIA (ARP)	-0,50
Profiel (voorspelbare afwijking van basis)	-0,50
Prijs basislast	44,80

Bron: Electrabel

Zoals hierboven werd uitgelegd moet die prijs nog 'gecorrigeerd' worden om de verkoopprijs van een constant productieprofiel te kennen. De uit te voeren correcties zijn de volgende:

- WKK en Groene stroom: elke leverancier moet jaarlijks een aantal groenestroomcertificaten en WKK certificaten neerleggen. Die verplichting brengt kosten mee, die zijn inbegrepen in de verkoopprijs maar behoren niet tot de inframarginale rente. Die kosten moeten dus in mindering gebracht worden.
- De meeste van de grote afnemers zijn 'onderbreekbare' klanten. Dat betekent dat zij aanvaarden dat hun levering, gedurende een maximaal aantal uur per jaar, onderbroken wordt. Dat is een afwijking van het constante profiel die het voor de producent makkelijker maakt om aan zijn leveringsverplichting te voldoen en de klant krijgt hiervoor een korting die door Electrabel op 1 €/MWh gewaardeerd wordt. Die korting moet bijgeteld worden om de gecorrigeerde prijs van een constant profiel te krijgen.

Die kortingen zijn expliciet opgenomen in de contracten van de klanten. Electrabel berekende het gemiddelde van de kortingen van alle klanten. Dat leverde 1 €/MWh op.

- In de verkoopprijs aan de grote klanten is een deel inbegrepen dat de verkoopkosten dekt. Die verkoopkosten zijn onder meer informaticakosten, facturatiekosten, administratief personeel en ook een marge op de verkoop. Die totale kosten en marge worden geëvalueerd op 1,0 €/MWh, 80% daarvan zijn kosten en 20% de verkoopsmargin.
- Geen enkele klant heeft een perfect stabiel vraagprofiel. De vraag naar stroom is immers voor een deel onvoorspelbaar (afhankelijk van weersomstandigheden bv.). In de verkoopprijs is een deel inbegrepen om die onvoorspelbare "rimpels" additioneel te kunnen leveren. De producent moet in dat geval bijkomende productie-eenheden inschakelen (andere dan nucleair) ofwel moet die 'balancing' overgelaten worden aan de transmissienetbeheerder ELIA, maar dan moet de producent aan ELIA een vergoeding betalen. ELIA heeft een tarief voor de positieve en voor de negatieve afwijkingen. De afwijking is gemiddeld 3%.

De schatting van 0,5 €/MWh is berekend op basis van de vergoedingen die aan ELIA moeten betaald worden. Electrabel nam hier een gemiddelde van 2007, 2008 en 2009 van de verschillen in tarief voor de positieve en de negatieve afwijkingen. Dat gemiddelde bedraagt 30 €/MWh<sup>14</sup>. De correctie is dus de helft daarvan maal 3% of dus 0,45 €/MWh, afgerond 0,5 €/MWh.

- Verliezen ELIA: dit correspondeert met de verliezen op het ELIA-net. Wanneer Electrabel stroom moet leveren aan een grote klant dan moet die over het hoogspanningsnet van ELIA getransporteerd worden. Dat transport gaat gepaard met transportverliezen<sup>15</sup>. Een en ander impliceert dat, om 100 MWh aan een klant te leveren er meer dan 100 MWh op het net moet worden gezet (en dus ook meer dan 100 MWh moet worden geproduceerd).

De verliezen op het ELIA-net bedragen 1% van de geïnjecteerde stroom. 1% van 47,3 €/MWh is 0,47 €/MWh. Afgerond naar 0,5 €/MWh.

- Het verbruiksprofiel van de grote klanten kan ook om voorspelbare redenen afwijken van het perfect stabiele profiel. Zo bijvoorbeeld weten sommige klanten dat ze in het weekend iets minder zullen verbruiken dan op weekdagen.

Op basis van verschillen tussen de beursprijzen voor baseload en van de prijzen aan de klanten wordt dit gewaardeerd op 0,5 €/MWh.

---

<sup>14</sup> Dit gemiddelde kan niet beschouwd worden als een verkoopprijs voor energie. Het betreft immers de vergoedingen die moeten betaald worden indien tekorten moeten aangevuld worden (aan een prijs hoger dan de marktprijs) of waaraan overschotten kunnen verkocht worden (aan een lagere prijs dan de marktprijs) indien er onevenwichten zijn op het ELIA net.

<sup>15</sup> Voor meer uitleg refereren we aan de NBB Working Paper 59, "Liberalisation of network industries, is electricity an exception to the rule?".

#### 4.1.2.2 ANALYSE DOOR DE NBB

##### 1. De koppeling van de nucleaire centrales aan de stabiele verbruiksprofielen

Door gebruik te maken van het concept 'verbruiksprofiel' wordt een elektriciteitsproducent een producent van meerdere, gedifferentieerde producten. De verschillende producten vertrekken allen van dezelfde basismaterie; de bewegende elektronen. Dat basisproduct moet omgevormd worden tot meerdere eindproducten van verschillende kwaliteit. Die omvorming gebeurt dus door de toevoeging van 'diensten' die aan de eindproducten een zekere graad van leveringsgarantie geven. Die leveringsgarantie verschilt voor de verschillende eindproducten; men kan een garantie verkrijgen op de levering van een constante hoeveelheid gans het jaar door maar er bestaan ook producten die de garantie geven dat er ook bij volatiele afname geen problemen optreden. Die laatste categorie is moeilijker te garanderen en een dergelijk verbruiksprofiel heeft dus hogere 'productiekosten'.

Vervolgens argumenteert Electrabel dat, om technische (de nucleaire centrales zijn moeilijk regelbaar) en economische redenen (ze hebben de lagere kosten dan andere types centrales) de nucleaire centrales ingezet worden voor de productie van de meest stabiele verbruiksprofielen. De productiekosten van de nucleaire centrales zijn dus een deel van de productiekosten van de stabiele profielen. Nucleaire centrales zijn echter, omwille van onderhoud, pannes niet in staat om het ganse jaar door op een constant tempo te produceren. Voor de aanmaak van een 'stabiel' verbruiksprofiel moet de kwaliteit van het basisproduct 'nucleaire elektriciteit' opgewaardeerd worden. Het is immers zo dat de nucleaire centrales niet het ganse jaar door een constante productie kunnen voortbrengen; er zijn onderhoudsperiodes en ook pannes. De "productiekosten" voor het constante verbruiksprofiel bestaan dus uit de som van de productiekosten van de "pure nucleaire stroom" en de kosten die samenhangen met de "leveringsgarantie".

##### 2. Prijsdiscriminatie en marktsegmentatie

Electrabel rekent verschillende prijzen aan voor de verschillende klanten. Dat blijkt uit verschillende bronnen. Andere spelers (SPE) bevestigden dat zij eveneens discrimineren tussen verschillende klantensegmenten.

Prijsdiscriminatie op basis van marktsegmentatie is mogelijk indien de verschillende marktsegmenten van elkaar kunnen onderscheiden worden en indien er geen mogelijkheden bestaan voor arbitrage. In dat geval bestaat er een vraag en aanbod per marktsegment en dus ook inframarginale rentes in elk segment.

De CREG verwijst in de studie (F)20100506-CDC-968 naar "the law of one price". Dat moet ons inziens meer expliciet geformuleerd worden namelijk "the law of one price in one market segment".

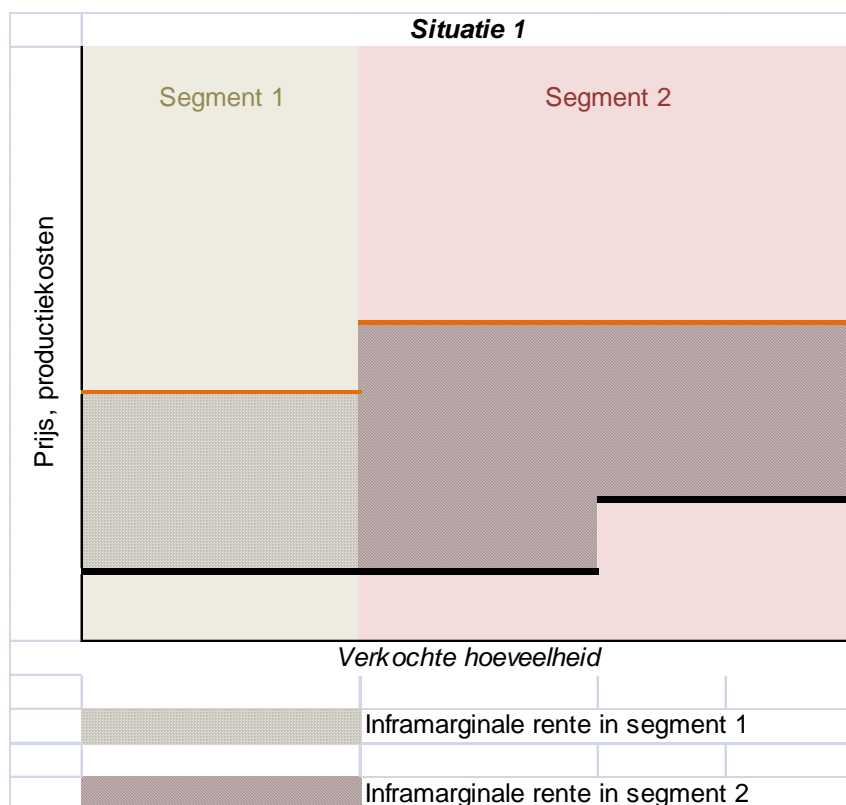
De theorie leert dat de producent zal streven naar gelijke marginale inkomens in elk van die segmenten, wat verschillende prijzen per segment tot gevolg heeft; segmenten met een lagere prijselasticiteit van de vraag zullen een hogere prijs kennen. Dat betekent dus dat de producent een grotere/kleinere marge zal nemen in een bepaald segment afhankelijk van de vraagelasticiteit in het segment. Dit wordt grafisch geïllustreerd hieronder.

Figuur 6 toont een mogelijk resultaat van marktsegmentatie. De grafiek illustreert de kostencurve van het totale productiepark (zwarte lijn) en de prijs in elk marktsegment (oranje lijn).

Bij wijze van voorbeeld zou men kunnen stellen dat segment één de grote industriële stroomverbruikers zijn en segment twee de huishoudens. Het segment met de grootste prijselasticiteit (grote klanten) kent de laagste prijs.

Figuur 6 illustreert eveneens de inframarginale rente in elk segment.

Figuur 6: Illustratie van mogelijke prijzen en infrmarginale rentes in geval van marktsegmentatie



Er bestaat dus een infrmarginale rente per marktsegment. Die rentes moeten deels of geheel dienen voor het vergoeden van de vaste kosten. Er is echter geen eenduidig verband tussen de delen van de rentes en de te vergoeden vaste kosten.

### 3. De bepaling van de verkoopprijs van een stabiel verbruiksprofiel

Van een 'stabiel' profiel moet de verkoopprijs bepaald worden. Omdat er geen kopers zijn van een 'perfect stabiel' profiel moet er een benadering gevonden worden en Electrabel stelt dat de afname door de grote klanten dergelijke profielen het beste benaderen. Echter, omdat die klanten geen perfect stabiel profiel hebben moet voor die imperfectie gecorrigeerd worden. De niet gecorrigeerde prijs voor de grote gebruikers bedraagt 48,5 €/MWh. Die prijs werd ook door de NBB berekend op basis van een bestand dat door de CREG aangeleverd werd.

De samenstelling van de lijst van de grote klanten, voor het berekenen van de gemiddelde (niet gecorrigeerde) prijs van 48,50 €/MWh is in zekere mate arbitrair omdat er geen eenduidige definitie bestaat van 'grote klant'. De lijst vertegenwoordigt 28,75 TWh nucleaire energie, op een totaal van 41TWh (voor Electrabel). Er is dus nog aan saldo van 12,28 TWh dat niet in die gemiddelde prijs is opgenomen.

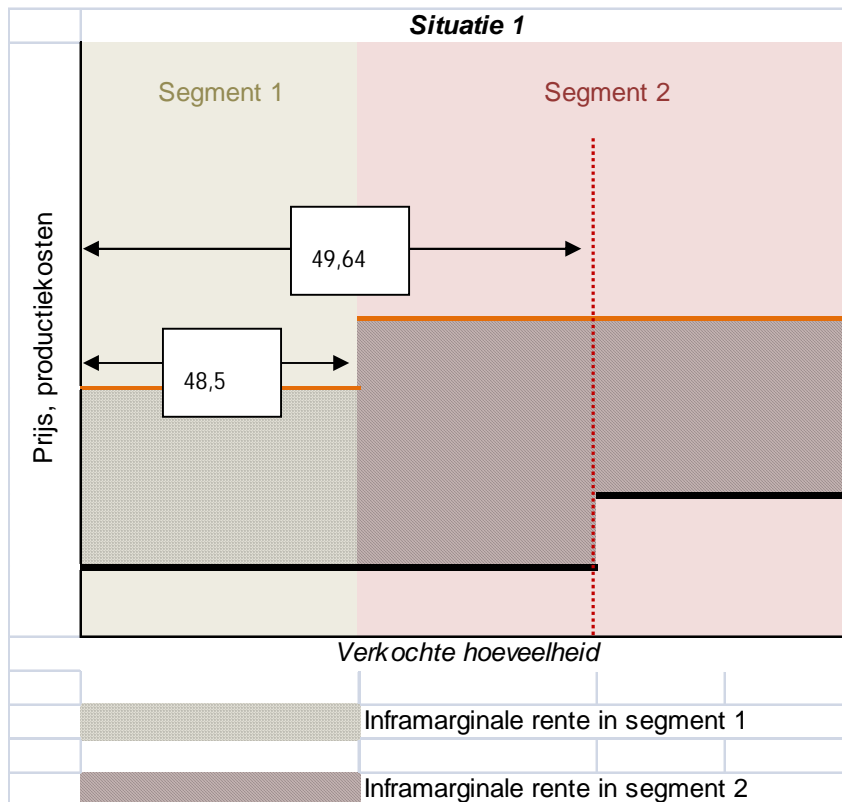
Electrabel verkoopt ook stroom aan haar dochter, de leverancier Electrabel Customer Solutions (ECS). Die laatste verkoopt dan verder op de retailmarkten, onder andere aan de huishoudens<sup>16</sup>. In 2007 heeft Electrabel 33,91 TWh aan 52,3 €/MWh verkocht (het gaat hier dus om de aankoopprijs voor ECS). Het gaat hier vanzelfsprekend niet enkel om nucleaire stroom en die prijs kan dus niet als de verkoopprijs van een 'stabiel profiel' beschouwd worden. Het is daarom te hoog en dus een absolute bovengrens daarvoor. Als men ervan

<sup>16</sup> Zie NBB, "Economisch Tijdschrift", september 2010.



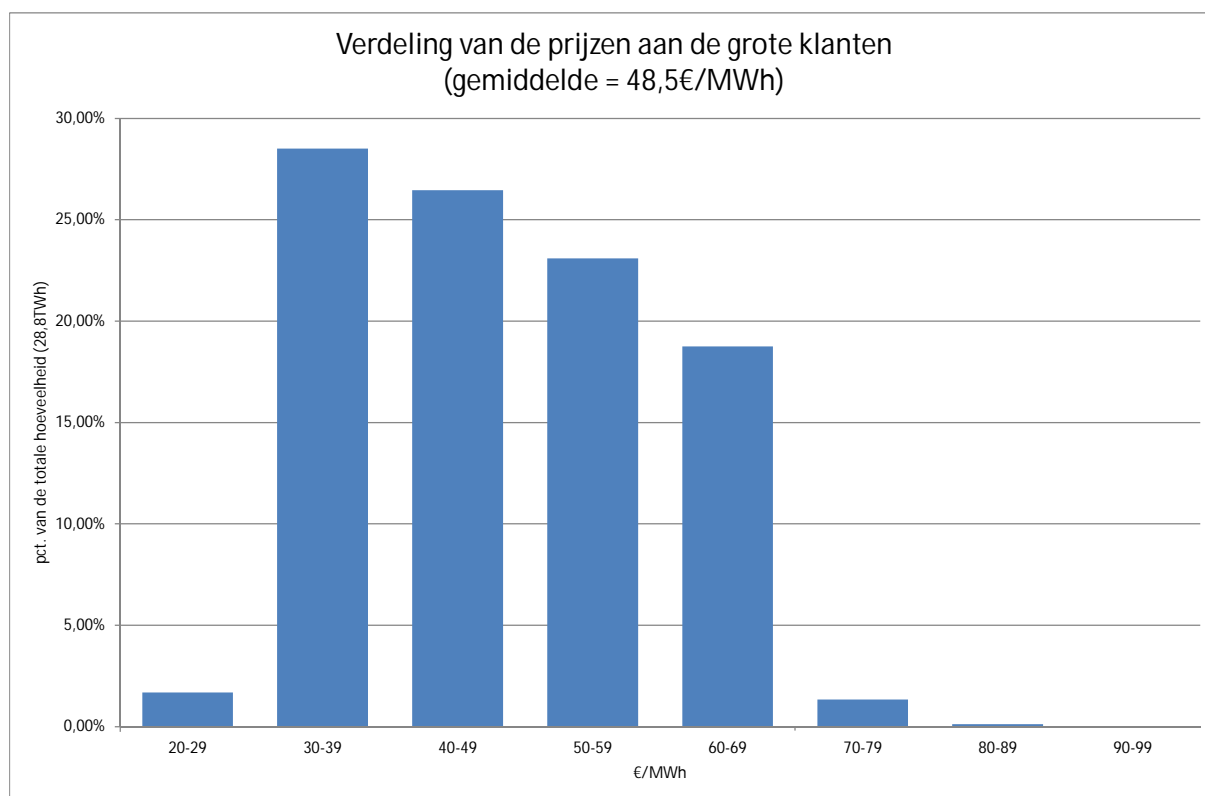
uitgaat dat 28,75 TWh wordt verkocht aan 48,50 €/MWh en de resterende 12,28 TWh aan de te hoge schatting van 52,3 €/MWh dan heeft men een absoluut plafond. Het gewogen gemiddelde is in dat geval 49,64 €/MWh waarvan we weten dat die meer dan nucleaire stroom bevat en dus te hoog is. Figuur 6a is analoog aan de eerder becommentarieerde figuur 6. Indien de laagste productiekosten overeenstemmen met de kerncentrales, dan is aangeduid waarmee de gemiddelde prijzen 48,5€/MWh en 49,64€/MWh overeenstemmen.

Figuur 6a: Illustratie van mogelijke prijzen en inframarginale rentes in geval van marktsegmentatie



De gemiddelde prijs van 48,5€/MWh werd door de CREG berekend op basis van een staal van ongeveer 230 grote klanten. Dat staal bevat een grote variatie in de prijzen gaande van 21,2€/MWh tot 95,9€/MWh (dit is aanzienlijk hoger dan bv. ECS). Hieronder zijn een aantal klanten opgenomen die niet op het hoogspanningsnet aangesloten zijn (zij situeren zich dan ook aan de rechterkant van de verdeling in de onderstaande figuur 7) maar ook klanten die niet echt een vlak profiel hebben (en dus ook een hogere prijs). De namen van die grote klanten zijn door de CREG aan de NBB geleverd maar om confidentialiteitsredenen hier niet opgenomen. Belangrijk om op te merken is dat de lijst door de CREG is opgesteld en niet gebaseerd is op de lijst van de laagste prijzen. Dat impliceert dat de 48,5€/MWh een gemiddelde maar niet de laagste schatting is voor de grote klanten.

Figuur 7: Verdeling van de prijzen aan de grote klanten



Bron: NBB op basis van een bestand ontvangen van de CREG.

Opmerking:

De berekende prijzen en correcties hebben betrekking op het jaar 2007. De prijzen lagen in 2008 en 2009 aanzienlijk hoger. Een eerste, snelle, raming (!) geeft aan dat het equivalent van de 48,5 €/MWh in 2007 in de daarop volgende jaren 2008 en 2009 wellicht in de buurt van de 59 €/MWh ligt<sup>17</sup>.

Opgelet, sommige correctieposten (zie hieronder) zullen ook hoger liggen omdat ze eveneens afhangen van de prijsevolutie.

4. De correcties op de prijs

Zoals hierboven uitgelegd, moet die prijs nog 'gecorrigeerd' worden om de verkoopprijs van een constant productieprofiel te kennen. De uit te voeren correcties zijn de volgende:

- WKK en Groene stroom: Het bedrag van 2,2 €/MWh werd ook door de NBB berekend op basis van gegevens die de CREG aanleverde.
- Onderbreekbare klanten: Na analyse en discussies met Electrabel is gebleken dat 1,0 een afronding is van het cijfer 0,8. De waarde 0,8 is coherent gebleken met de kostprijs van de backup-reserve (zie verder voor de backup reserve, voor de coherentie, zie bijlage 6, de tabel op de tweede bladzijde, net boven 'Annexes').
- Marketing & sales: De NBB beslist om de verkoopsmarge van 20% niet in rekening te nemen.
- Onvoorspelbare balancing & swing: De schatting van 0,5 €/MWh is berekend op basis van de vergoedingen die aan ELIA moeten worden betaald. Electrabel nam hier een gemiddelde van 2007,

<sup>17</sup> In de pers is er meermaals verwezen naar een vertrouwelijk contract tussen Electrabel en SPE. De prijs vastgelegd in dat contract zou 58 €/MWh bedragen voor het jaar 2008. Die prijs is dus coherent met de prijzen die berekend zijn volgens de uiteengezette methodologie (de berekening resulteert in een prijs van 59,2 €/MWh).

2008 en 2009 van de verschillen in tarief voor de positieve en de negatieve afwijkingen. Dat gemiddelde bedraagt 30 €/MWh. De correctie is dus de helft daarvan maal 3% of dus 0,45 €/MWh, afgerond 0,45 €/MWh.

De NBB meent dat hier geen gemiddelde mag worden genomen maar wel de waarde van 2007. In 2007 was het bedrag 26,7 €/MWh<sup>18</sup>. De helft daarvan maal 3% is gelijk aan 0,40 €/MWh..

- Verliezen ELIA: de verliezen op het ELIA-net bedragen 1% van de geïnjecteerde stroom. 1% van 47,3 €/MWh is 0,47 €/MWh.

De NBB heeft via ELIA vernomen dat de verliezen zich situeren tussen de 1% en 1,1%.

- Profielafwijking: het bestaan van de profielafwijking is goed geargumenteed, het bedrag is echter niet voldoende gestaafd, daarom neemt de NBB een vork van 0€/MWh tot 0,5€/MWh.

## 5. Conceptuele aanpassing door de NBB

De prijs "basislast" is de verkoopprijs van een stabiel profiel. De NBB merkt echter op dat dit gelijk is aan de verkoopprijs van de 'brute' nucleaire stroom verhoogd met de kosten voor de dienstverlening voor een gegarandeerde levering gedurende elk kwartier van het jaar. Om hieruit de verkoopprijs van de nucleaire stroom te berekenen, moeten dus nog de kosten van die 'gegarandeerde' levering in mindering worden gebracht. Die worden door Electrabel de 'kosten van de backup reserve' genoemd en bijgerekend bij de kosten. De NBB denkt dat het conceptueel juist is om die in mindering te brengen van de prijzen in tabel 7. Immers, op die manier wordt de verkoopprijs berekend van een 'pure nucleaire stroom', exclusief de gegarandeerde 100% levering.

De aldus verkregen verkoopprijs van de nucleaire stroom kan vergeleken worden met de productiekosten (zie verder) ervan.

De NBB meent ook dat de toegepaste correcties in veel gevallen schattingen zijn en/of afrondingsfouten bevatten. Om niet de indruk te geven dat het om exacte bedragen gaat zal ze daarom voor elke component een zekere foutenmarge in rekening nemen en een onder- en bovengrens (NBB Min. en NBB Max.) hanteren. Hierbij wordt aangenomen dat de prijs van Electrabel de ondergrens vormt.

Dit resulteert in volgende schatting van de prijs voor de 'brute nucleaire stroom'. De kolom 'EBel' geeft de waarden die Electrabel gebruikte op de hoorzitting, de kolom 'EBel aangepast' bevat de aangepaste bedragen (aangeduid in groene kleur) na de discussie met de NBB.

---

<sup>18</sup> Dit gemiddelde kan niet beschouwd worden als een verkoopprijs voor energie. Het betreft immers de vergoedingen die moeten betaald worden indien tekorten moeten aangevuld worden (aan een prijs hoger dan de marktprijs) of waaraan overschotten kunnen verkocht worden (aan een lagere prijs dan de marktprijs) indien er onevenwichten zijn op het ELIA net.

Tabel 8: Verschillende schattingen voor de verkoopprijs van nucleaire stroom (€/MWh)

	EBel	EBel aangepast	NBB Min.	NBB Max.
Gewogen gemiddelde verkoopprijs	48,5	48,5	48,5	49,64
Bijdrage groen en WKK	-2,2	-2,2	-2,2	-2,15
Korting voor onderbreekbare klant	1,0	0,8	0,8	0,84
Zuivere energieprijis basislast	47,3	47,1	47,1	48,33
Marge Marketing & Sales	-1,0	-0,8	-0,8	-0,75
Balancing en swing (onvoorspelbaar deel)	-0,5	-0,4	-0,4	-0,30
Verliezen ELIA (ARP)	-0,5	-0,5	-0,5	-0,45
Profiel (voorspelbare afwijking van basis)	-0,5	-0,5	-0,5	0,00
Prijs basislast	44,8	44,9	44,9	46,83
Gegarandeerde levering	-4,9	-4,9	-4,9	-4,42
<b>Prijs nucleaire stroom</b>	<b>39,9</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>42,41</b>

Bron: Electrabel voor 'EBel' kolommen, NBB voor de NBB-kolommen

De prijs voor een stabiel profiel ("pure nucleaire stroom" aangevuld met een "leveringsgarantie") situeert zich dus tussen de 44,9 €/MWh (NBB Min) en de 46,83€/MWh (NBB Max). Hieronder zal uitgelegd worden hoe het bedrag bepaald wordt, maar om van de pure nucleaire output, die niet gedurende 100% van het jaar gegarandeerd is, een stabiel profiel te maken zijn er extra productiekosten. Die liggen tussen 4,42 €/MWh en 4,92€/MWh (zie pt.6 hierna). De prijs van de "pure nucleaire stroom" wordt dus verkregen door van de prijs van het stabiel verbruiksprofiel die kosten in mindering te brengen. De verkoopprijs van de "pure nucleaire stroom" ligt dan tussen de 40 €/MWh en 42,41 €/MWh. De bovengrens is, om eerder aangehaalde redenen, wellicht te hoog.

## 6. De waardering van de leveringsgarantie

De waarde van de leveringsgarantie is gedefinieerd als het verschil tussen de prijs van een constant verbruiksprofiel en de productiekosten van de pure nucleaire stroom. De leveringsgarantie moet er immers voor zorgen dat de nucleaire output, die gedurende ongeveer 10% van het jaar wegvalt, omgezet wordt naar een stabiele output gedurende 100% van de tijd<sup>19</sup> voor niet onderbreekbare klanten.

De waarde van de leveringsgarantie is bepaald - naar analogie met waarderingen in de verzekering - door de vervangingskosten van die stilstanden te wegen met de kans op het optreden ervan. Dat resulteert in de onderstaande tabel:

Tabel 9: Schatting van de 'backup-reserve' (€/MWh)

	Tijd	Productiekosten
Nucleair running	90,3%	22,40
Geplande outages	7,7%	44,80
Ongeplande outages	2,0%	182,30
Gewogen gemiddelde kosten		27,32
- Productiekosten nucleaire stroom		-22,40
= Reservekosten (gemiddeld - productie)		4,92

Bron: Electrabel

<sup>19</sup> Statistieken tonen aan dat de nucleaire centrales 'normaal' draaien gedurende 90% van het jaar. De overblijvende 10% liggen ze stil omwille van geplande oorzaken (bijvoorbeeld onderhoud) of omwille van incidenten. Geplande stilstanden treden op gedurende 8% van de tijd.

Gedurende het 'normale' regime zijn de kosten van de nucleaire centrale identiek aan haar productiekosten (die productiekosten worden later in deze nota berekend). De geplande stilstanden zijn per definitie te voorspellen en in dat geval kan er gebruik gemaakt worden van hetzij eigen productie-eenheden hetzij van aankopen op de markten. Uiteraard kosten die meer dan de nucleaire centrales. De kosten van 44,8 €/MWh voor de backup-reserve is in detail toegelicht en lijkt 'aannemelijk'.

Tijdens de ongeplande pannes dient men een beroep te doen op 'alle mogelijke' beschikbare middelen om de uitval van de capaciteit van 1 GW op te vangen. Dat betekent dat men een beroep moet doen op duurdere centrales en op de onderbreekbare klanten. Ook hier heeft Electrabel in detail de berekeningen toegelicht en ook hier is die uitleg aannemelijk. Die berekeningen zijn opgenomen in de bijlage 6.

De gewogen gemiddelde kosten van de "pure nucleaire stroom" inclusief de verzekering voor de leveringsgarantie is dus 27,32 €/MWh. De productiekosten (die verder berekend worden - zie tabel 21 pagina 39 -, zonder die 'verzekering' te gebruiken en dus zonder cirkelredenering) van de nucleaire stroom bedragen 22,4 €/MWh. De verzekeringskosten zijn het verschil daarvan, dus 4,92 €/MWh. Hierop werd een foutenmarge genomen van 0,5 €/MWh.

Opmerking: Een dergelijke leveringsgarantie moet ook in rekening genomen worden voor de andere productietechnieken. De waarde ervan kan evenwel verschillen van de hierboven berekende waarde.

---

#### 4.1.3 NBB SAMENVATTING MET BETREKKING TOT DE VERKOOPPRIJS

Voor de berekening van de inframarginale rente dient men de prijs te bepalen waaraan de nucleaire stroom verkocht wordt. Elektrische stroom kan op verschillende manieren geproduceerd worden, maar van zodra de stroom op het hoogspanningsnet van ELIA geïnjecteerd wordt, is het onmogelijk om de oorsprong van de stroom te achterhalen. Elektrische stroom bestaat uit bewegende elektronen maar het is niet te achterhalen welke centrale zorgt voor de bewegingsenergie van één bepaald elektron op het net; alle aangekoppelde centrales zorgen voor de energie van alle elektronen op het net.

Een producent met een bepaalde portefeuille klanten zal dus, op basis van de afname door die klanten en de hem beschikbare centrales, zijn winst trachten te maximaliseren. De producent kan zelf kiezen volgens welke criteria hij dat optimum wil nastreven. Als hij een slechte keuze maakt - zo leert de theorie van de perfecte concurrentie - dan zal zijn marktaandeel afnemen ten voordele van andere, efficiëntere spelers.

Hoewel de stroommarkt ver verwijderd is van dat model van de perfecte concurrentie moet er rekening worden gehouden met de doelstelling. Er is immers beslist om de energiemarkten te liberaliseren en de gevoerde redeneringen dienen coherent hiermee te gebeuren.

De prijsschatting op basis van de prijzen van de forwardcontracten (gebruikt door de CREG) lijkt ons niet gerechtvaardigd om volgende redenen:

1. er zijn geen theoretische gronden om aan te nemen dat de huidige forwardprijs een indicatie is omtrent de verwachte toekomstige marktprijs;
2. internationale studies en de Endex gegevens tonen zelfs aan dat de forwardprijs geen goede schatter is van de toekomstige marktprijs;
3. het argument van de CREG, dat de meeste contracten aan de grote klanten op forwardprijzen gebaseerd zijn en de daaruit getrokken conclusie dat de forwardprijzen representatief zijn voor die grote klanten, wordt weerlegd door gegevens die de CREG aan de NBB bezorgde.

De prijsschatting die berekend wordt als het gemiddelde van de grote klanten, de middelgrote klanten en de kleine klanten (eveneens gebruikt door de CREG) is vertekend omdat bij die laatste categorie (en wellicht ook bij de middelste) een deel van de leveranciersmarge (die afhangt van de Ne/Nc parameters) inbegrepen is, terwijl de inframarginale rente inherent is aan de producent.

De prijsschatting die uitgaat van prijsdiscriminatie (gebruikt door Electrabel) is wellicht realistischer en wordt ook vermeld door andere studies<sup>20</sup>. In elk geval is, in een geliberaliseerde markt, de producent vrij om zijn prijszettingsstrategie te kiezen. In het geval van de nucleaire stroom kan ook geargumenteed worden dat de prijs tevens de kosten van het verbruiksprofiel reflecteert. De schatting gebaseerd op die veronderstelling lijkt dus meer waarheidsgetrouw.

Er zit een (beperkte) willekeur in het samenstellen van de klantenlijst die als basis dient voor de prijsschatting maar die heeft geen al te groot effect. De correcties op de prijs zijn geen nauwkeurige resultaten en de NBB hanteert daarom een onder- en bovengrens. De NBB kan zich dus grotendeels vinden in de prijsschatting van Electrabel maar meent dat het conceptueel juister is om, bij de berekening van de inframarginale rente op de nucleaire stroom te vertrekken van de verkoopprijs van de 'brute' nucleaire stroom en die te vergelijken met de productiekosten van de (pure) nucleaire stroom. De berekening van de productiekosten wordt toegelicht in het volgende deel.

De verkoopprijs van een 'stabiel profiel' verschilt van die van de 'brute' nucleaire stroom door de leveringsgarantie die in de eerste prijs inbegrepen is. De 'productiekosten' van de leveringsgarantie stemmen overeen met de kosten van de backup reserve. De verkoopprijs van de 'brute' nucleaire elektriciteit ligt dus wellicht tussen de 40,0 €/MWh en de 42,41 €/MWh. De bovengrens is, om eerder aangehaalde redenen, aan de hoge kant.

Omdat sommige correcties op de prijs voor discussie vatbaar zijn, werd door de NBB nagegaan of die berekende prijzen coherent zijn met de prijzen die in 2007 waargenomen werden op de stroombeurs Belpex. Dat is het geval zoals blijkt uit de onderstaande tabel:

Tabel 10: Prijzen 2007 op de stroombeurs Belpex

	Basislast (0 - 24h)	Pieklast (8-20h)	Off-pieklast (0-7h,21-24h)
<b>Gewogen gemiddelde prijs (€/MWh)</b>	46,76	62,82	32,01
<b>p.m. volume (MWh)</b>	7.587.485	3.978.593	3.608.892

Bron: Belpex.

De prijs voor basislast op Belpex was gemiddeld 46,76 €/MWh in 2007. Die basislast is inclusief de 'verzekering' voor de gegarandeerde levering<sup>21</sup> en is dus te vergelijken met de "Prijs basislast" in tabel 8. Die prijs houdt zowel rekening met de lagere prijs tijdens de off-peak periodes als met de hoge prijs tijdens de peakperiodes.

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

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

## 4.2 DE PRODUCTIEKOSTEN VAN DE KERNCENTRALES

Ook voor wat de productiekosten betreft, verschillen de schattingen van de CREG van die van Electrabel. Onderstaande tabel herhaalt kort de resultaten van zowel Electrabel als die van de CREG. De CREG berekent voor een aantal subcomponenten een onder- en een bovengrens. Electrabel berekent telkens één waarde per subcomponent<sup>22</sup>.

Tabel 11: Schattingen voor de productiekosten (€/MWh)

	CREG		Electrabel
Productiekosten nucleair (€/MWh)	16,97	21,37	29,1
Waarvan			
- Brandstof	5,6		7
- Exploitatie	10,46	14,18	14,2
- Afschrijving	0,42	1,1	1,9 (nadien 1,1)
- Provisie ontmanteling	0,49		1,5
- Backup reserve			4,5

Bron: (F)20100506-CDC-968 voor CREG, hoorzitting en bilaterale vergaderingen voor Electrabel

Om eerder aangehaalde redenen werd de backup reserve door de NBB niet als productiekosten beschouwd. Die kosten voor de backup reserve zijn nodig om de brute nucleaire stroom om te zetten naar een eindproduct 'stabiel profiel' met een gegarandeerde levering. Daarom werd de verkoopprijs gecorrigeerd naar een verkoopprijs van 'brute nucleaire stroom' door de kostprijs van de gegarandeerde levering (Electrabel noemt dit de 'Backup reserve' - zie tabel 11) in mindering te brengen (zie supra).

De kosten van de backup reserve zijn in dat geval reeds verrekend via de prijscorrecties en moeten dus niet langer als productiekosten worden gerekend. Na die conceptuele aanpassing zien de kosten van beide partijen eruit als:

Tabel 12: Schattingen voor de productiekosten - na de conceptuele aanpassing door de NBB (€/MWh)

	CREG		Electrabel
Productiekosten nucleair (€/MWh)	16,97	21,37	24,6
Waarvan			
- Brandstof	5,6		7
- Exploitatie	10,46	14,18	14,2
- Afschrijving	0,42	1,1	1,9 (nadien 1,1)
- Provisie ontmanteling	0,49		1,5

Bron: (F)20100506-CDC-968 voor CREG, hoorzitting en bilaterale vergaderingen voor Electrabel

De CREG maakt een zeer gedetailleerde analyse van de productiekosten in de studie (F)20100506-CDC-968, "De kostenstructuur van de nucleaire centrales in België", van 6 mei 2010. Voor de volledigheid wordt hier ook aangestipt dat de CREG ook al vóór de studie (F)20100506-CDC-968 een analyse maakte van de productiekosten van de nucleaire centrales. Het betreft de studie (F)091015-CDC-892 gepubliceerd op 15.10.2009. De CREG zegt dat de productiekosten uit studie 968 beter aansluiten bij de realiteit.

<sup>22</sup> Het totaal van de productiekosten in tabel 11 verschilt van het bedrag van 28,7 €/MWh dat Electrabel naar voor bracht tijdens de parlementaire hoorzitting van 9 februari. Tijdens die hoorzitting werden die kosten niet opgedeeld in subcomponenten. Het cijfer in tabel 3 is het cijfer uit de hoorzitting. De cijfers in tabel 11 werden door Electrabel aan de NBB meegedeeld in een bilaterale vergadering op 26/03/2011.

De berekeningswijze van Electrabel werd uiteengezet tijdens de parlementaire hoorzitting van 9 februari 2011.

Zowel de CREG als Electrabel onderscheiden "brandstofkosten", "exploitatiekosten", "afschrijvingen" en "provisies voor ontmanteling". Die indeling wordt hieronder aangehouden, bij elke kostencomponent wordt kort toegelicht hoe de CREG en Electrabel die berekenen en daarna volgt een commentaar van de NBB

## 4.2.1 DE BRANDSTOFKOSTEN

### 4.2.1.1 METHODE GEBRUIKT DOOR DE CREG

Synatom staat in voor het beheer van de brandstofcyclus<sup>23</sup>. De CREG kon echter via Synatom geen informatie verkrijgen omdat die laatste (zie CREG studie (F)20100506-CDC-968) niet onder de elektriciteitswet valt.

De brandstofcyclus wordt opgedeeld in de boven- (de uraniumbevoorrading), de fabricage (het gebruiksklaar maken van de splijtstofstaven) en de beneden- (de afvalverwerking) cyclus.

Electrabel bezorgde aan de CREG gegevens in verband met de brandstofkosten, opgesplitst naar cyclus. Hieronder worden enkel de cijfers voor 2007 overgenomen:

Tabel 13: Schattingen voor de brandstofkosten door de CREG (€/MWh)

2007, miljoen €	Jaarlijkse kost	Brandstofkosten per MWh.
<b>Bovencyclus</b>	114,20	2,49
<b>Fabricatie</b>	45,85	1,00
<b>Benedencyclus</b>	96,94	2,12
	<b>256,99</b>	<b>5,61</b>

Bron: (F)20100506-CDC-968 voor CREG

Het zijn cijfers voor het volledige Belgische nucleaire park, dus niet enkel voor Electrabel. Om de brandstofkosten per MWh te berekenen moeten die dus gedeeld worden door de Belgische nucleaire output in 2007, i.e. 45,82 TWh. Die kosten per MWh zijn ook weergegeven in de bovenstaande tabel.

Om een tweede indicatie van die brandstofkosten te verkrijgen, baseert de CREG zich op bestaande contracten tussen Electrabel en SPE. SPE had in 2007 een "quote part" van 4% in de kerncentrales Doel 3 & 4 en in Tihange 2 & 3. Electrabel factureert in dat kader bepaalde kosten aan SPE, onder andere brandstofkosten. Het betreft forfaitaire bedragen die door de CREG gebruikt en gecorrigeerd worden om een tweede schatting te bekomen. Die tweede schatting berekent een brandstofkost van 7,99 €/MWh.

Een derde raming haalt de CREG uit documenten (van 2002) van het Beheerscomité voor Electriciteitsondernemingen (BCEO). De brandstofkosten bedragen volgens die documenten 6,82 €/MWh.

De CREG neemt één cijfer voor de brandstofkosten aan: 5,6 €/MWh.

<sup>23</sup> Synatom staat ook in voor het beheer van de provisie voor de ontmanteling van de kerncentrales. Synatom is een privé onderneming waarvan het kapitaal 100% in handen is van Electrabel. De Belgische staat bezit evenwel een "golden share" en heeft twee vertegenwoordigers in de raad van bestuur.



#### 4.2.1.2 METHODE GEBRUIKT DOOR ELECTRABEL

Op de parlementaire hoorzitting van 9 februari stelde Electrabel dat er in de berekeningen van de CREG geen rekening was gehouden met "algemene kosten" en dat ze het ook niet eens waren met de wijze waarop de CREG de provisies becijferde.

Electrabel schatte de brandstofkosten op 7 €/MWh.

#### 4.2.1.3 ANALYSE DOOR DE NBB

De NBB is uitgegaan van de brandstofkosten die Electrabel aan de CREG geleverd heeft. Gelet op de opmerkingen van Electrabel met betrekking tot de berekeningswijze van de provisies heeft de NBB een analyse gemaakt van die provisies. Ze heeft daarbij gebruik gemaakt van het jaarverslag 2007 van Synatom en van samenvattende tabellen van de Commissie voor de Nucleaire Voorzieningen. Die tabellen hebben betrekking op de provisies voor de behandeling van de splijtstoffen maar eveneens op de ontmantelingsprovisies. Daarom worden die laatste ook in deze paragraaf behandeld.

In het Jaarverslag 2007 van Synatom staat dat, ingevolge een driejaarlijkse herziening, er in 2007 een terugname was van 71 miljoen euro bij de provisies voor splijtstoffen en een additionele bijdrage van 138 miljoen euro bij de ontmantelingsprovisies.

De totale provisies voor splijtstoffen namen in 2007 toe met 151 miljoen euro en de ontmantelingsprovisies stegen met 221 miljoen euro. Op basis van informatie uit de CREG-studie (F)20100506-CDC-968 zijn die bedragen als volgt samengesteld:

Tabel 14: Schattingen voor de Synatom provisies door de CREG (miljoen €)

<b>Ontmanteling</b>	221
<b>Waarvan</b>	
- kapitaal	138
- intresten	83
<b>Splijtstoffen</b>	151
<b>Waarvan</b>	
- kapitaal	102
- intresten	147
- afname	-27
- terugname	-71

Bron: (F)20100506-CDC-968

De brandstofkosten die de CREG verkregen heeft van Electrabel zijn weergegeven in tabel 14.

De intresten zijn de opbrengsten uit wederbelegging (uitlenen) van de provisies en zijn dus niet mee te rekenen als 'productiekosten'<sup>24</sup>.

<sup>24</sup> De wet van 11 april 2003 stelt in art. 14 dat de middelen van het fonds dat aangelegd is voor de toekomstige ontmanteling en voor het beheer van de splijtstoffen tegen marktrente kunnen uitgeleend worden. De ontleners moeten voldoen aan bepaalde kredietvoorwaarden. 75% kan uitgeleend worden aan de nucleaire producenten.

Er wordt hier al opgemerkt – dit zal later terugkomen – dat de bedragen die het gevolg zijn van driejaarlijkse herzieningen (138 miljoen en -71 miljoen) en dus niet alleen op 2007 betrekking hebben.

De totale brandstofkosten, met inbegrip van de bijdragen van 102 miljoen euro voor splijtstoffenprovisies, bedragen dus 257 miljoen euro (zie tabel 14) min 71 miljoen euro terugname door de producenten (zie tabel 15). Dit voor een nucleaire productie van 45,82 TWh, dus 4,06 €/MWh.

De ontmantelingsprovisies bedragen 138 miljoen euro voor 45,82 TWh, dat is 3,01 €/MWh.

---

## 4.2.2 DE EXPLOITATIEKOSTEN

---

### 4.2.2.1 METHODE GEBRUIKT DOOR DE CREG

De CREG vertrekt ook hier van gegevens die ze verkregen heeft van Electrabel. De totale exploitatiekosten voor het jaar 2007 worden opnieuw gedeeld door de totale nucleaire productie. De CREG berekent aldus dat de exploitatiekosten zich in 2007 tussen 14,18 €/MWh en 14,22 €/MWh situeren<sup>25</sup>. Die laatste schatting wordt door de CREG als een bovengrens gebruikt.

Voor de ondergrens analyseerde de CREG de contracten tussen SPE en Electrabel. De CREG stelt dat dit bedrag van 14,2 €/MWh hoger is dan wat uit de "quote part" contracten tussen SPE en Electrabel kan afgeleid worden. SPE heeft namelijk een "quote part" (4% in 2007) in de kerncentrales Doel 3 en 4 en Tihange 2 en 3. In het kader daarvan rekent Electrabel kosten door aan SPE. De CREG analyseerde hoe de exploitatiekosten doorgerekend worden aan SPE. Uit die facturen heeft de CREG berekend dat die exploitatiekosten 10,46 €/MWh bedragen.

De CREG heeft de informatie, die ze van Electrabel had bekomen voor de gefactureerde bedragen "probable 2007", gecorrigeerd: ze heeft de "rémunération du gestionnaire" in mindering gebracht.

De facturen die de CREG in haar berekeningen opneemt bevatten, volgens de CREG, forfaitaire en niet forfaitaire bedragen, maar ook marges voor onzekerheid enz..

Dat laatste bedrag, 10,46 €/MWh, wordt als laagste schatting genomen; 14,28 €/MWh als hoogste schatting.

---

### 4.2.2.2 METHODE GEBRUIKT DOOR ELECTRABEL

Electrabel heeft als exploitatiekost een cijfer dat gelijk is aan de bovengrens van de CREG berekening.

---

### 4.2.2.3 ANALYSE DOOR DE NBB

De schatting van Electrabel stemt overeen met de hoogste schatting van de CREG.

De CREG berekende haar bovengrens op basis informatie die ze verkreeg van Electrabel. Dat resultaat heeft de CREG gevalideerd op basis van informatie uit de contracten tussen SPE en Electrabel.

---

<sup>25</sup> In de CREG studie 968 staan meer gedetailleerde gegevens. Dit cijfer is echter zeer gelijkend op de schatting van Electrabel. Daarom wordt hier niet in detail ingegaan op de berekeningswijze.

De onderste schatting werd door de CREG berekend op basis van die "quote part" contracten tussen Electrabel en SPE. De informatie uit die contracten is echter niet overgenomen maar is door de CREG gecorrigeerd: bepaalde rubrieken ("investissements", "rémunération du gestionnaire") zijn door de CREG weggelaten bij de berekening en het resultaat na die weglating is verder gecorrigeerd voor een 'onzekerheidsmarge' van 10%. Pas na al die correcties vindt de CREG haar ondergrens van 10,46 €/MWh.

De NBB heeft aan Electrabel bijkomende verduidelijkingen gevraagd inzake die overeenkomsten tussen SPE en Electrabel en ook over de gefactureerde bedragen. Electrabel heeft in 2007 aan SPE 13,17€/MWh gefactureerd voor het aandeel van 4% dat SPE heeft in de centrales van Doel 3 en 4 en van Tihange 2 en 3.

Die facturen nemen de 'rémunération du gestionnaire' wel in rekening. Die vertegenwoordigt immers een aantal algemene kosten die niet direct imputeerbaar zijn op de kerncentrales maar zonder dewelke diezelfde centrales niet kunnen draaien. Het gaat om kosten van personeelsbeheer, informatica, opleiding, aankoopdiensten, relaties met Synatom, Ondraf, ..., planningsdiensten voor onderhoud van de centrales.

Er moet ook vermeld worden dat bij de andere kosten (dus niet de 'rémunération du gestionnaire') een deel ervan forfaitair berekend wordt. Dat forfaitaire bedrag wordt geïndexeerd op basis van de jaarlijkse inflatie terwijl de meeste kosten sneller gestegen zijn dan die inflatie.

Tot slot moet erop gewezen worden dat de contracten met SPE betrekking hebben op een deel van 4% in de vier meest recente centrales. Wanneer de exploitatiekosten van Doel 3 en 4 en Tihange 2 en 3 (de centrales uit de SPE-contracten) vergeleken worden met die van de andere centrales dan stelt men vast dat die (modernere) centrales niet representatief zijn voor het volledige nucleaire park:

Tabel 15: Exploitatiekosten voor alle kerncentrales  
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

Bron: Electrabel.

Het is daarom niet aangewezen om de exploitatiekosten van die vier centrales als ondergrens te nemen, en vooral niet om ze te extrapoleren van het aandeel van SPE (1,3TWh) naar de volledige nucleaire productie in 2007 (45,8TWh).

De NBB zou om al deze redenen enkel de waarde van 14,2 €/MWh aannemen als schatting voor de exploitatiekosten van de nucleaire centrales.<sup>26</sup>

---

### 4.2.3 DE AFSCHRIJVINGEN

---

#### 4.2.3.1 METHODE GEBRUIKT DOOR DE CREG

De CREG stelt dat de afschrijvingskosten niet eenvoudig te berekenen zijn en dat ze van jaar tot jaar kunnen verschillen. In 2007 bedroegen de totale afschrijvingen op de nucleaire eenheden 50.444.476€, dat bedrag kreeg de CREG van Electrabel. Per geproduceerde eenheid zijn de afschrijvingskosten dus gelijk aan 1,10 €/MWh.

Die totale afschrijvingen zijn volgens de IFRS-concepten<sup>27</sup> berekend. Daarom berekende de CREG ook afschrijvingskosten volgens de Belgian GAAP<sup>28</sup>. Aldus verkrijgt ze een ondergrens van 0,42 €/MWh.

Opmerking: De initiële investeringen in de nucleaire centrales zijn volledig afgeschreven. De hier berekende afschrijvingskosten hebben betrekking op kleinere investeringen zoals bijvoorbeeld een nieuwe stoomgenerator voor Doel 2 in 2004.

---

#### 4.2.3.2 METHODE GEBRUIKT DOOR ELECTRABEL

Electrabel had oorspronkelijk een afschrijvingskost van 1,9€/MWh berekend maar heeft dat nadien aangepast naar 1,1€/MWh.

---

#### 4.2.3.3 ANALYSE DOOR DE NBB

De bovengrens is gebaseerd op de internationale waarderingsregels (IFRS) terwijl de ondergrens berekend is op basis van de Belgische boekhoudkundige regels (Belgian GAAP). De NBB behoudt daarom zowel onder- als bovengrens.

---

### 4.2.4 DE PROVISIES VOOR DE ONTMANTELING

---

#### 4.2.4.1 METHODE GEBRUIKT DOOR DE CREG

De CREG neemt hier de twee bedragen voor de herzieningen van de nucleaire provisies (138 miljoen euro en -71 miljoen euro).

De CREG argumenteert dat die bijdragen aan de provisies echter het gevolg zijn van een driejaarlijkse revisie, en dus betrekking hebben op de jaren 2005, 2006 en 2007. Voor die drie jaren is dat 67 miljoen euro en dus per jaar is dat 22,3 miljoen euro. De CREG deelt dit bedrag door de totale productie van 45,85 TWh en krijgt dan 0,49 €/MWh.

---

<sup>26</sup> Indien ervoor geopteerd wordt om de rente per producent te berekenen dan kan men eventueel wel het bedrag van 12,8€/MWh gebruiken als schatting voor de exploitatiekosten van SPE.

<sup>27</sup> International Financial Reporting Standards.

<sup>28</sup> Generally Accepted Accounting Principles.

#### 4.2.4.2 METHODE GEBRUIKT DOOR ELECTRABEL

Electrabel heeft een bedrag van 1,5 €/MWh voor de ontmantelingsprovisies. Dat komt omdat zij het bedrag niet spreidt over de drie jaren.

Tijdens de bilaterale vergaderingen heeft Electrabel meer gedetailleerde cijfers voorgelegd voor de brandstofkosten en de provisie voor splijtstoffen en ontmanteling. Die nieuwe versie van de kosten vindt men hieronder:

Tabel 16: Nieuwe schattingen voor de brandstofkosten door Electrabel (€/MWh)

Brandstofkosten	amont	114 M€
	fabrication	46 M€
	aval	97 M€
		<b>257</b>
	- Factuur SPE/EDF	-34
	Enkel EBel	<b>223</b>
	Volume EBel	41 TWh
	<b>Eenheidskosten</b>	<b>5.4 €/MWh</b>
Herziening provisie	Ontmanteling	133 M€
	aval	-71 M€
		<b>62</b>
	<b>Eenheidskosten</b>	<b>1.5 €/MWh</b>
Ontmanteling		79 M€
	<b>Eenheidskosten</b>	<b>1.9 €/MWh</b>
p.m.	Exploitatie	14.2 €/MWh
p.m.	Afschrijvingen	1.1 €/MWh
<b>Totale kosten</b>		<b>24.2</b>

Bron: Electrabel

#### 4.2.4.3 ANALYSE DOOR DE NBB

##### 1 De driejaarlijkse herziening in 2007 (voor de jaren 2005-2006-2007)

Voor de berekening van het bedrag wordt verwezen naar de NBB-analyse bij de paragraaf over de brandstofkosten.

Punt van discussie lijkt te zijn of het bedrag van de herziening al dan niet over de drie jaren moet verdeeld worden. Indien wel dan moet er aan 2007 slechts één derde toegerekend worden, zoniet dan wordt het volledige bedrag in 2007 in de kosten opgenomen.

De NBB gaat ervan uit dat de berekeningen gaan gebruikt worden voor een 'eventuele taks'. Bij de berekening van het bedrag van die eventuele taks voor het jaar 2007 zijn uiteraard de jaren 2005 en 2006 reeds verstreken. Voor 2005 en 2006 is in theorie de vereffening van de taks bijgevolg al gebeurd.

Eind 2007 (of begin 2008) ziet de situatie er dus in theorie als volgt uit:

2007	de 'taks' wordt berekend voor dit jaar
2006	dit jaar is reeds verstreken, de taks is dus reeds betaald door de producenten
2005	dit jaar is reeds verstreken, de taks is dus reeds betaald door de producenten

Indien men er - zoals de CREG - voor opteert om de bijkomende provisies na de driejaarlijkse herziening van de ontmantelingsprovisies (138 miljoen euro) te verdelen over de drie jaren 2005, 2006 en 2007 dan worden de volgende bedragen toegerekend aan de productiekosten voor elk van die jaren:

2007	138 miljoen gedeeld door 3, dus 46 miljoen euro, of 1€/MWh
2006	138 miljoen gedeeld door 3, dus 46 miljoen euro, of 1€/MWh
2005	138 miljoen gedeeld door 3, dus 46 miljoen euro, of 1€/MWh

Voor 2005 en 2006 is (zie de eerste tabel) de taks echter al betaald, maar met die extra kosten van de herziening (die pas eind 2007 gekend is) werd er bij de berekening van de taks voor 2005 en 2006 geen rekening gehouden. Nochtans zouden die extra kosten van de provisies hogere productiekosten geïmpliceerd hebben voor 2005 en 2006 en dus een lagere inframarginale rente tot gevolg gehad hebben. Dat betekent dat de producenten in 2005 en 2006 teveel taks betaald hebben. Ze zouden dus moeten een rechtzetting krijgen.

De producenten kunnen dus voor 2005 en 2006 een bedrag terugvorderen. Per saldo zal dat neerkomen op het niet spreiden van de 138 miljoen over de drie jaren. Het lijkt daarom eenvoudiger en correcter om de kosten integraal in 2007 in rekening te nemen.

Over een langere periode (veelvouden van 3 jaar) zal dit weinig verschil maken. De toevoegingen aan de provisies worden echter ook boekhoudkundig in één jaar in rekening genomen, dit in tegenstelling tot de afschrijvingen. Die laatste betreffen immers éénmalige uitgaven met effecten op toekomstige jaren. Dat is verschillend voor de provisies (de CREG spreidt die over de jaren in het verleden).

Boekhoudkundig en fiscaal worden de herzieningen (een toevoeging van 138 miljoen euro voor de ontmantelingsprovisies en een terugname van 71 miljoen euro voor de splijtstofprovisies) eveneens gezien als bedrijfskosten voor één jaar. In die optiek moeten ze dus volledig als productiekosten in mindering genomen worden.

De CREG hanteert een economisch concept voor de inframarginale rente. In die optiek is een spreiding van die kosten over de drie betrokken jaren verdedigbaar.

Indien men echter de inframarginale rente berekent als basis voor een eventueel te heffen taks, dan moet men ons inziens coherent blijven met de boekhoudkundige praktijk.

De productiekosten voor de berekening van de "economische inframarginale rente" zijn 0,98€/MWh lager dan die voor de berekening van de "fiscale inframarginale rente". De "economische inframarginale rente" zal dus in totaal 44,7 miljoen euro hoger zijn dan de fiscale (voor 2007).

## 2 De nieuwe kostenberekening door Electrabel

De NBB heeft aan Electrabel bewijsstukken gevraagd voor het staven van de opgegeven waarden. In de tabel hieronder worden de cijfers van Electrabel hernomen en naast elk cijfer wordt naar het stuk verwezen ("factuur" indien er een factuur voorgelegd is, "CREG" indien de CREG in haar studie hetzelfde cijfer gebruikt).

Tabel 17: Nieuwe schattingen voor de brandstofkosten door Electrabel - "bewijsstukken" (€/MWh)

Brandstofkosten	amont	114 M€	(factuur)
	fabrication	46 M€	(CREG)
	aval	97 M€	(factuur)
		<b>257</b>	
	- Factuur SPE/EDF	-34	
	Enkel EBel	<b>223</b>	
	Volume EBel	41 TWh	
	<b>Eenheidskosten</b>	<b>5.4 €/MWh</b>	
Herziening provisies	Ontmanteling	133 M€	(Factuur)
	aval	-71 M€	(Factuur)
		<b>62</b>	
	<b>Eenheidskosten</b>	<b>1.5 €/MWh</b>	
Ontmanteling		79 M€	(?????)
	<b>Eenheidskosten</b>	<b>1.9 €/MWh</b>	
p.m.	Exploitatie	14.2 €/MWh	(CREG, bovengrens)
p.m.	Afschrijvingen	1.1 €/MWh	(CREG, bovengrens)
<b>Totale kosten</b>		<b>24.2</b>	

Bron: Electrabel, aangevuld door NBB voor de kolom 'bewijsstukken'

Er blijft dus een bedrag van 79 miljoen euro dat niet aangetoond is. De NBB heeft ook de jaarrekening 2007 van Synatom geanalyseerd. Synatom staat in voor het beheer van de brandstofcyclus en van de aangelegde provisies. Die jaarrekening wordt hieronder weergegeven:

Tabel 18: Resultaatrekening 2007 van Synatom

	in 1000 €	2007
Opbrengsten		355.162
- omzet		279.307
- voorraad		75.848
- andere		7
Bedrijfskosten		592.794
- handelsgoederen		178.458
- dinsten		40.269
- bezoldigingen/soc lasten		1.674
- afschrijvingen		12
- voorzieningen voor kosten		372.375
- andere		6
<b>Bedrijfsresultaat</b>		<b>-237.632</b>
Financiële opbrengsten		238.842
- uit financiële vaste activa		8.850
- uit vlottende activa		229.992
Financiële kosten		38
- kosten van de schulden		24
- andere		14
<b>Financieel resultaat</b>		<b>238.804</b>

Bron: Jaarverslag 2007 van Synatom.

De NBB heeft aan Synatom en Electrabel gevraagd wat dit bedrag van 79 miljoen euro inhoudt. Het betreft een vastgelegde groei van de ontmantelingsprovisies; die moeten jaarlijks met 5% toenemen.

De middelen van het "Synatomfonds" voor de ontmanteling van de kerncentrales, evenals dat voor de behandeling van de splijtstoffen, worden opnieuw uitgeleend en brengen dus intresten op. Indien die intresten niet volstaan om een groei van 5% te bewerkstelligen, dan moeten de kernexploitanten het saldo bijpassen. Dat impliceert dat enkel het verschil tussen de 5% groei en de rentevoet op de uitgeleende bedragen als nucleaire productiekosten in aanmerking komen. De tarieven waren in 2007 hoger dan 5% (MIR enquête, rentevoeten op uitstaande bedragen). De NBB aanvaardt dit bedrag bijgevolg niet als productiekosten.

Bij de brandstofkosten rekent Electrabel een bedrag van 114 M€ voor "bovencyclus" en 97 M€ voor "benedencyclus". Daarnaast hebben zij voor de herziening 133 M€ in het 'Synatom fonds' gestort en er 71 M€ uit teruggetrokken. Het Synatom jaarverslag maakt voor de herziening gewag van bedragen van +138 M€ en -71 M€. Electrabel stelt dat de 133 M€ enkel voor Electrabel is en de 138 M€ voor Electrabel, SPE en EDF samen.

$114 + 97 + 138 - 71 = 278$  M€ die aan Synatom betaald werd in 2007. Dat cijfer lijkt zeer sterk (wellicht op afrondingsfouten na) op het omzetcijfer uit de jaarrekening 2007 van Synatom (die vermeldt een omzet = 279 M€).



Naast opbrengsten uit die omzet (en een klein bedrag voorraden) heeft Synatom enkel nog inkomsten uit financiële opbrengsten. Alle in het verleden gestorte provisies voor ontmanteling en splijtstoffen zijn gestort in een fonds dat beheerd wordt door Synatom. Bij wet is bepaald dat 75% van de middelen van dat fonds kunnen uitgeleend worden aan de nucleaire producenten. 25% mag uitgeleend worden aan 'niet-producenten' en van dat laatste deel moet er 10% gaan naar hernieuwbare energiebronnen.

De financiële opbrengsten zijn de intresten die op die leningen betaald worden. De 79 M€ die Electrabel aangeeft, kan dus enkel daar ondergebracht worden. De NBB meent echter dat die intresten geen deel uitmaken van de nucleaire productiekosten. Het wordt dus niet aanvaard indien Electrabel geen sluitend bewijs kan voorleggen.

Tot slot wordt ook opgemerkt dat een deel van de inkomsten van Synatom terugvloeit naar de nucleaire producenten onder de vorm van uitbetaalde dividenden.

De NBB heeft de bedragen ook anders ondergebracht; de -71 M€ was een terugname uit het fonds voor splijtstoffen en wordt ondergebracht bij "benedencyclus". Verder rekent de NBB voor het volledige nucleaire park:

Tabel 19: Aangepaste kosten volgens de NBB

Brandstofkosten	amont	114 M€			
	fabrication	46 M€			
	aval	26 M€	(97-71)		
		<b>186</b>			
	Belgische productie	45,82 TWh			
	<b>Eenheidkost</b>	<b>4,1 €/MWh</b>			
Herziening provisies	Ontmanteling	138 M€	(Ganse park, jaarverslag Synatom)		
		<b>Eenheidkost</b>	<b>3,01 €/MWh</b>		
		<b>Exploitatie</b>	<b>14,2 €/MWh</b>		
		<b>Afschrijvingen</b>	<b>1,1 €/MWh</b>		
	<b>Totaal</b>	<b>22,4 €/MWh</b>			

Bron: NBB

#### 4.2.5 NBB SAMENVATTING MET BETREKKING TOT DE PRODUCTIEKOSTEN

Tabel 20 vat de voorgaande resultaten samen:

Tabel 20: Overzicht van de schattingen van de productiekosten

	CREG		Electrabel (*)
Productiekosten nucleair (€/MWh)	16,97	21,37	28,3
Waarvan			
- Brandstof	5,6		7
- Exploitatie	10,46	14,18	14,2
- Afschrijving	0,42	1,1	1,1
- Provisie ontmanteling	0,49		1,5
- Backup reserve			4,5

Bron: CREG ((F)20100506-CDC-968), Electrabel, NBB

Indien er rekening wordt gehouden met de eerder vermelde 'conceptuele aanpassing' dan moet de backup reserve niet meegerekend worden en dient de vergelijking tussen de verschillende schattingen te gebeuren op basis van de onderstaande tabel:

Tabel 21: Overzicht van de schattingen van de productiekosten na de 'conceptuele aanpassing' en andere correcties

	CREG		Electrabel (*)	NBB	
Productiekosten nucleair (€/MWh)	16,97	21,37	23,8	21,7	22,4
Waarvan					
- Brandstof	5,6		7	4,05	
- Exploitatie	10,46	14,18	14,2	14,2	
- Afschrijving	0,42	1,1	1,1	0,4	1,1
- Provisie ontmanteling	0,49		1,5	3,01	

(\*) De schatting van de productiekosten door Electrabel verschilt van die in de vorige tabellen omwille van de 'conceptuele aanpassing' voor de 'backup-reserve'/leveringsgarantie en als gevolg van andere correcties die Electrabel heeft aanvaard tijdens bilaterale vergaderingen.

Bron: CREG ((F)20100506-CDC-968), Electrabel, NBB

De ondergrens berekend door de NBB sluit nauw aan bij de bovengrens van de CREG. De NBB bovengrens verschilt van haar ondergrens doordat voor de afschrijvingen twee schattingen werden gemaakt; één op basis van de Belgische boekhoudnormen (0,4 €/MWh) en een tweede op basis van de IFRS normen (1,1 €/MWh).

Electrabel heeft haar schatting voor de afschrijvingen tijdens de discussies bijgesteld naar 1,1 €/MWh.

De brandstofkosten en de provisies voor de ontmanteling worden best samen bekeken. De NBB heeft immers, op basis van informatie van Synatom en van Electrabel, sommige bedragen opgenomen in de brandstofkosten terwijl de CREG en Electrabel die onderbrachten bij de ontmantelingsprovisies of omgekeerd. Dat is het geval voor een terugname van 71 miljoen euro uit de provisie voor splijtstoffen (omdat de terugname gebeurde uit de splijtstofprovisies bracht de NBB die onder bij de brandstofkosten).

Met betrekking tot de provisies voor splijtstoffen en voor de ontmanteling van de reactoren verschilt de NBB van mening met zowel de CREG als met Electrabel.

Voor wat betreft de verschillen met de CREG: in 2007 gebeurde er een driejaarlijkse herziening van de provisies. Als gevolg daarvan moesten de kernexploitanten een bedrag van 138 miljoen euro bijstorten in het fonds voor de ontmantelingsprovisies, terwijl ze 71 miljoen euro mochten terugnemen uit de provisies voor de splijtstoffen. Het netto te betalen bedrag is dus  $138 - 71 = 67$  miljoen euro. Per MWh is dit (in 2007 werd er 45,8 TWh nucleaire stroom geproduceerd) 1,5 €/MWh. Dat is het cijfer van Electrabel.

De CREG argumenteert dat dit bedrag het gevolg is van een driejaarlijkse revisie en dus betrekking heeft op 2005, 2006 en 2007, ze rekenen dus slechts één derde toe aan 2007. Vandaar het bedrag van 0,49 €/MWh bij de CREG.

De NBB heeft de 71 miljoen euro (terugname uit het fonds voor splijtstoffen) ingedeeld bij de brandstofkosten en heeft derhalve bij de ontmantelingsprovisies een toevoeging van 138 miljoen euro, gedeeld door 45,8 TWh, dus 3,01 €/MWh.

De CREG hanteert dus eerder een "economische" definitie van de inframarginale rente. De vraag die de Regering stelde aan de NBB verwees naar een eventuele taks, daarom opteert de NBB om, coherent met de boekhoudkundige verwerking van de bedragen van de herzieningen, die bedragen niet te spreiden over de drie jaren (zie ook §4.2.4.3 pt.1)..

De NBB verschilt ook van mening met Electrabel met betrekking tot de provisies. De regels schrijven voor dat het fonds voor de ontmanteling jaarlijks met 5% moet toenemen, zoniet dan moeten de kernexploitanten het saldo bijstorten. De middelen van het fonds worden echter ook uitgeleend aan marktrente. De intresten van die uitgeleende bedragen zorgen voor een endogene groei van het fonds. Enkel het verschil tussen de 5% vereiste groei en de opbrengsten van de uitleningen moeten door de nucleaire producenten worden bijgestort. De NBB vindt dan ook dat enkel dat saldo kan worden aangezien als productiekosten van de nucleaire centrales. De marktrente was in 2007 hoger dan 5% zodat er hier geen additionele productiekosten in rekening worden genomen door de NBB. Electrabel doet dat wel.

P.m. De CREG vindt net als de NBB dat die intresten niet als productiekosten mogen worden beschouwd.

Voor wat betreft de exploitatiekosten heeft de NBB dezelfde waarde als Electrabel. Die waarde stemt overeen met de bovengrens die door de CREG gehanteerd wordt. De NBB heeft de ondergrens van de CREG niet aanvaard omdat die afgeleid werd uit de "quote part" contracten tussen Electrabel en SPE.

Naar aanleiding van de liberalisering van de sector is de geïntegreerde onderneming CPTÉ (met als aandeelhouders Electrabel en SPE) ontbonden. De "quote part" contracten dateren van die periode en geven SPE recht op een deel van de nucleaire stroom (het gaat om in totaal ongeveer 3% van het totaal). De CREG heeft die contracten geanalyseerd en daaruit haar ondergrens afgeleid. De NBB meent echter dat die contracten zo specifiek zijn, betrekking hebben op een zeer klein volume en bovendien enkel betrekking hebben op modernere centrales, dat ze niet als representatief kunnen worden beschouwd. Bovendien heeft de CREG bepaalde bedragen uit die contracten aangepast of weggelaten.

## 4.3 DE NUCLEAIRE INFRAMARGINALE RENTE

### 4.3.1 DE BEREKENING VAN DE INFRAMARGINALE RENTE

Met de geschatte prijs en de geschatte productiekosten kan de inframarginale rente berekend worden. De inframarginale rente per eenheid (MWh) is immers gelijk aan het verschil tussen de prijs en de productiekosten.

De totale jaarlijkse rente verkrijgt men door die inframarginale rente per MWh te vermenigvuldigen met de hoeveelheid geproduceerde nucleaire stroom. Voor het jaar 2007 zijn de resultaten van Electrabel, de CREG en de NBB samengevat in de volgende tabel:

Tabel 22: Overzicht van de schattingen van de inframarginale rente

	CREG		Electrabel (*)	NBB	
Productiekosten nucleair (€/MWh)	16,97	21,37	23,8	21,7	22,4
Waarvan					
- Brandstof	5,6		7	4,05	
- Exploitatie	10,46	14,18	14,2	14,2	
- Afschrijving	0,42	1,1	1,1	0,4	1,1
- Provisie ontmanteling	0,49		1,5	3,01	
- Backup reserve			4,5	(prijscorrectie)	
Verkoopprijs nucleair (€/MWh)	59,5	66,8	40	40,0	42,4
Productie (MWh)	45.852.946		45.852.946	45.852.946	
Inframarginale rente (€/MWh) (**)	38,13	49,83	16,2	17,6	20,7
Voor 2007 (€)	1.748.372.831	2.284.852.299	742.817.725	808.845.967	950.531.571

(\*) De schatting van de productiekosten en van de verkoopprijs door Electrabel verschilt van die in de vorige tabellen omwille van de 'conceptuele aanpassing' voor de 'backup-reserve'/leveringsgarantie en als gevolg van andere correcties die Electrabel heeft aanvaard tijdens bilaterale vergaderingen.

De NBB schatting voor de ondergrens voor de prijs is lager dan die van Electrabel omdat ingecalculeerde schattingsfouten (zoals bijvoorbeeld afrondingen) symmetrisch zijn.

(\*\*) De laagste grens voor de inframarginale rente is berekend als het verschil tussen de laagste prijs en de hoogste kosten. De bovengrens bekomt men als verschil tussen de hoogste prijs en de laagste kosten.

Bron: CREG ((F)20100506-CDC-968), Electrabel, NBB

Voor 2007 is de nucleaire inframarginale rente (zie opmerking hieronder) een bedrag tussen de 1,75 miljard euro en 2,28 miljard euro volgens de berekeningen van de CREG. Electrabel berekent een bedrag van 0,74 miljard euro en volgens de berekeningen van de NBB is die inframarginale rente begrepen tussen 0,81 miljard euro en 0,95 miljard euro.

#### 4.3.2 DE VERDELING VAN DE NUCLEAIRE INFRAMARGINALE RENTE OVER DE PRODUCENTEN

De hiervoor berekende inframarginale marge is van toepassing op de totale Belgische nucleaire productie (in 2007). België kende in 2007 drie nucleaire producenten; Electrabel N.V., SPE en EDF Belgium. Hun aandelen<sup>29</sup> zijn weergegeven in de onderstaande tabel:

Tabel 23: Verdeling van de nucleaire productie over de verschillende producenten (2007)

(2007, MWh)	Doel 1	Doel 2	Doel 3	Doel 4	Tihange 1	Tihange 2	Tihange 3	Total
<b>2007</b>	3.028.971	3.483.142	7.697.092	8.496.877	7.055.899	8.751.569	7.339.396	<b>45.852.946</b>
<b>SPE</b>			4%	4%		4%	4%	
			307.884	339.875		350.063	293.576	<b>1.291.397</b>
<b>EDF</b>					50%			
					3.527.950			<b>3.527.950</b>
<b>Electrabel</b>	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	<b>41.033.599</b>

Bron: CREG ((F)20100506-CDC-968)

Het lijkt vanzelfsprekend om de berekende nucleaire inframarginale rente (en de eventuele taks) proportioneel te verdelen volgens de geproduceerde nucleaire energie in 2007. Die evenredige verdeling maakt echter de impliciete veronderstelling dat alle nucleaire spelers dezelfde verkoopprijs en dezelfde productiekosten hebben. Dat is verre van evident.

Met de gebruikte methode voor de schatting van de verkoopprijs (op basis van het constante verbruiksprofiel) zal die hypothese hiervoor wellicht vervuld zijn. Die methode gaat er immers van uit dat elke producent een verbruiksprofiel verkoopt en de verschillen in verkoopprijzen zijn dan te wijten aan een verschillende structuur van de verkochte profielen (bv. meer of minder constant verbruik en meer of minder volatiel verbruik in het verkochte profiel).

De hypothese dient echter bij elke stap in de berekening gecontroleerd te worden.

Voor wat de productiekosten betreft, is in de voorliggende nota dikwijls gebleken dat die kunnen verschillen voor de verschillende spelers. Hiervan kunnen een aantal voorbeelden van opgesomd worden:

- met betrekking tot de "quote part" van bv. SPE wordt de stroom door Electrabel geproduceerd en aan een (voordelige) prijs aan SPE gefactureerd. SPE kan dan die stroom verder 'doorverkopen' als onderdeel van haar verbruiksprofielen.

Die verkopen van Electrabel aan SPE wordt schematisch weergegeven als volgt:

<sup>29</sup> De tabel geeft de situatie weer in 2007.

Figuur 5: Opsplitsing van de marge bij de verkopen van Electrabel aan SPE

	Inframarginale rente	
	Deel Electrabel	Deel SPE
Productiekosten nucleair		
Verkoopprijs Electrabel aan SPE		
Verkoopprijs SPE aan haar (groothandels)klanten		

- Naar aanleiding van pax electrica 2 (2009) heeft SPE een bijkomend deel nucleaire capaciteit "gekocht". SPE mag vanaf dat ogenblik afschrijvingen boeken op die investering. Die verhogen de kosten voor SPE. SPE moet vanaf dat moment ook de nodige provisies voor ontmanteling en splijtstoffen storten bij Synatom. Dat verhoogt eveneens de kosten van SPE.

Die elementen lijken ervoor te pleiten dat het beter is om per producent de nucleaire inframarginale rente te berekenen.

#### 4.3.3 COHERENTIE MET DE JAARREKENING VAN ELECTRABEL N.V., SPE EN EDF

De NBB baseert zich voor tal van economische statistieken (o.m. de Nationale Rekeningen) en analyses (o.m. sectorstudies) op de gegevens uit de jaarrekeningen. Jaarrekeningen van grote ondernemingen, zoals de elektriciteitsproducenten, worden gecertificeerd door onafhankelijke bedrijfsrevisoren, vooraleer neergelegd te worden bij de Balanscentrale van de NBB. Het waarheidsgetrouwe karakter van een neergelegde jaarrekening, die aan de regels voorzien in de boekhoudwetgeving voldoet, kan door de NBB in het kader van haar bevoegdheden niet in vraag worden gesteld. De jaarrekening is tevens een essentieel werkinstrument voor het Ministerie van Financiën in het kader van de controle op de aangifte van de vennootschapbelasting. Haar diensten kunnen hierbij tevens controles uitoefenen op de bedrijfsboekhouding van de betrokken ondernemingen.

Het spreekt voor zich dat in voorliggend geval het logisch is het berekende niveau van de nucleaire inframarginale rente qua coherentie te toetsen met de bedrijfswinsten uit de neergelegde jaarrekeningen van respectievelijk Electrabel, SPE en EDF.

In de veronderstelling dat de inframarginale rente evenredig mag verdeeld worden over de drie spelers krijgt men de bedragen in de onderstaande tabel.

Tabel 24: Proportionele verdeling van de inframarginale rente over de verschillende producenten (2007)

(in €)	CREG		Electrabel	NBB	
<b>PROPORTIONEEL</b>					
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
Totaal	1.748.372.831	2.284.852.299	742.817.725	808.845.967	950.531.571

Bron: NBB

De bedrijfsresultaten van elke speler moeten redelijkerwijze hoger zijn dan die inframarginale marge. Ze hebben immers, naast nucleaire output, nog andere andere activiteiten (productie van niet-nucleaire elektriciteit, trading in elektriciteit, trading in aardgas en andere).

Er wordt enkel naar de grootte van de bedrijfsresultaat gekeken omdat dit resultaat ontstaat uit de gewone activiteiten (verschil tussen bedrijfsopbrengsten en -kosten) zonder beïnvloeding van de financiële en de

uitzonderlijke resultaten. Financiële resultaten zijn o.a. samengesteld uit opbrengsten en kosten van financiële vaste activa. Dit zijn intresten, dividenden of kosten verbonden aan schulden die afkomstig kunnen zijn van aandelen of leningen aangegaan tussen het moederbedrijf en de dochteronderneming. Aangezien dit een instrument is dat, vooral bij ondernemingen die opereren in een internationale context (en dat is het geval voor de verschillende producenten), wordt aangewend om winstverschuivingen te bewerkstelligen tussen landen met een verschillende belastingsdruk, wordt de betrouwbaarheid van het resultaat van het boekjaar voor belastingen twijfelachtig. Ook met betrekking tot de uitzonderlijke posten in de resultatenrekening moet steeds de vraag worden gesteld of deze niet worden gebruikt om aan 'winstbeheer' te doen.

*Tabel 25: Verkorte resultatenrekening boekjaar 2007 voor de verschillende producenten (in €)*

Boekjaar 2007	Electrabel	SPE	EDF Belgium
Bedrijfsopbrengsten	12.533.455.397	2.359.709.761	328.460.681
Bedrijfskosten	11.678.138.734	2.324.807.478	315.196.402
<b>Bedrijfsresultaat</b>	<b>855.318.683</b>	<b>34.902.283</b>	<b>9.270.602</b>
Financiële opbrengsten	729.078.755	15.066.551	3.107.265
Financiële kosten	808.704.020	6.851.325	54.311
Financieel resultaat	-79.625.265	8.215.226	3.052.954
Uitzonderlijke opbrengsten	301.302.332	889.896	0
Uitzonderlijke kosten	3.533.493	792.130	2.677
Uitzonderlijk resultaat	297.768.839	97.766	-2.677
Resultaat vh bkjr voor belastingen	1.073.460.237	43.215.275	12.320.879
Belastingen op het resultaat	69.453.290	4.960.145	3.579.357
Resultaat van het boekjaar	1.004.006.947	38.255.130	8.741.522
Onttrekking/toevoeging ad belastingvrije reserves	81.172.411	0	0
Te bestemmen resultaat van het bkjr	1.085.179.358	38.255.130	8.741.522

*Bron: Balanscentrale*

Indien de bedrijfsresultaat lager zou zijn dan de inframarginale rente kan dat alleen het geval zijn indien:

- andere activiteiten verlieslatend zouden zijn;
- de bedrijfswinst "fiscaal geoptimaliseerd" werd door het aanleggen van waardeverminderingen op voorraden, het boeken van afschrijvingen, bestellingen in uitvoering en handelsvorderingen of door het gebruik van voorzieningen voor risico's en kosten omdat zij het resultaat drukken in de periode waarin zij worden aangelegd. Beide kostenposten zijn onderhevig aan een zekere mate van schatting en worden hierdoor soms aangewend als een instrument van winststuring;

Voor alle spelers is vooral de inframarginale rente die werd berekend door de CREG opmerkelijk hoger dan het bedrijfsresultaat. Voor Electrabel NV bedraagt de marge 82,9% tot 139,1% meer dan de bedrijfswinst. De CREG zegt dat dit eventueel te wijten is aan fiscale optimalisatie maar levert daarvoor geen concrete aanwijzingen. De marges die werden berekend door Electrabel zelf en de NBB vallen allemaal binnen het bedrijfsresultaat. Toch dient te worden opgemerkt dat het hoogste bedrag van de NBB 99% bedraagt van de bedrijfswinst, hetgeen erop zou wijzen dat bijna alle winst wordt gerealiseerd op het nucleaire segment waardoor de overige activiteiten (gas, stoom en overige diensten) nauwelijks winstgevend zouden zijn. Gelet op eerder genoemde mogelijke fiscale optimalisaties is dit echter niet uitgesloten. In paragraaf 4.1.2.2 werd reeds aangehaald dat de bovengrens voor de prijs van de NBB aan de hoge kant is.

Ook voor SPE NV is de berekende inframarginale rente van de CREG aanzienlijk hoger dan de winst maar het verschil (respectievelijk 41,1% en 84,4%) is minder belangrijk dan bij Electrabel N.V.. Het is weinig geloofwaardig om voor een tweede onderneming het verschil toe te schrijven aan fiscale optimalisaties. De inframarginale rente berekend door Electrabel en de NBB kan als plausibel worden beschouwd. Hier dient wel te worden opgemerkt dat SPE N.V. een geïntegreerde producent/leverancier van elektriciteit is waardoor in de bedrijfswinst de leveranciersmarge is inbegrepen.

De grootste afwijking in de berekeningen van de CREG wordt opgetekend voor EDF Belgium waar de inframarginale marge 15 tot 19 maal groter is dan de bedrijfswinst. Alhoewel de berekende resultaten van Electrabel en de NBB lager uitvallen, bedraagt de rente toch 6 tot 7,5 keer de winst. Nazicht van de jaarrekening van EDF Belgium toont aan dat haar omzet is samengesteld uit elektriciteitsproductie (32,3%), elektriciteitsverkoop (trading)<sup>30</sup> (66,1%) en gasverkoop (1,6%). De omzet afkomstig van de elektriciteitsproductie stemt overeen met de volledige nucleaire productie van het deel (50%) van Tihange 1 dat in het bezit is van EDF Belgium. In een arrest nr. 32/2010<sup>31</sup> van de rechtszaak aangespannen door Electrabel NV, Synatom, EDF en SPE tegen de Belgische Staat met betrekking tot de betaling van de repartitiebijdrage van 250 miljoen €, wordt in verband met de nucleaire elektriciteitsproductie van EDF Belgium de volgende uitspraak door de Ministerraad gedaan: "...hij merkt in dat verband op dat het omzetcijfer met betrekking tot de nucleaire elektriciteitsproductie dat de verzoekster (EDF Belgium) in 2007 optekende, voortvloeit uit de verkoop, aan EDF France, van haar volledig aandeel in de nucleaire elektriciteitsproductie, zijnde de helft van de elektriciteit die door de eerste centrale van Tihange wordt geproduceerd. Hij doet opmerken dat, gelet op de zeer lage prijs waarvoor die productie werd gefactureerd aan de moedermaatschappij van de verzoekster, die is opgericht volgens het Franse recht, het die laatste is - die zelf elektriciteit in België verkoopt - die de "onverwachte winsten" heeft gerealiseerd...". Het is hierdoor niet mogelijk om de coherentie van de nucleaire inframarginale rente met de bedrijfswinst van EDF Belgium te verifiëren.

De voormelde techniek van intragroepsverkopen zou ook kunnen worden toegepast door Electrabel N.V. met haar moederbedrijf GDF Suez. Bij de bepaling van de verkoopprijs van de stabiele verbruiksprofielen wordt door Electrabel gebruik gemaakt van een lijst van grote verbruikers (zie 4.1.2.1). De grote verbruikers die op deze lijst voorkomen, tonen evenwel aan dat deze techniek niet wordt toegepast door Electrabel N.V..

Voorts dient nog te worden opgemerkt dat in sommige gevallen de eventuele taks (bv. een accijns op het verbruik van uranium) mee wordt opgenomen in de bedrijfskosten en hierdoor de bedrijfswinst zal drukken. Dit is niet het geval voor de bestaande nucleaire repartitiebijdrage die in de resultatenrekening wordt opgenomen als uitzonderlijke kosten waardoor het financiële resultaat wordt beïnvloed maar niet de bedrijfsresultaat.

---

<sup>30</sup> Op tradingactiviteiten kan slechts een beperkte winst worden gerealiseerd.

<sup>31</sup> Arrest nr 32/2010 van 30 maart 2010 in zake de beroepen tot vernietiging van de artikelen 60 tot 66 of van de artikelen 64 en 65 van de programmawet van 22 december 2008 (Wijziging van de wet van 11 april 2003 betreffende de voorzieningen aangelegd voor de ontmanteling van de kerncentrales en voor het beheer van splijtstoffen bestraald in deze kerncentrales), ingesteld door de nv « Electrabel », de nv « Synatom », de nv « EDF Belgium » en de nv « SPE ».



### 5.1 DE RECUPERATIE VAN DE VASTE KOSTEN

De micro-economische theorie leert dat in een perfect werkende vrije markt de prijs gelijk is aan de marginale productiekosten en dat de aanbodcurve van de producent precies bepaald wordt door zijn marginale kostencurve.

Toegepast op de elektriciteitsproductie heeft de aanbodfunctie de vorm van de getrapte curve uit figuur 3, waarbij elke trede van de trap overeenstemt met de variabele kosten van de gebruikte technologie. De "merit order" is de volgorde van stijgende marginale kosten voor de verschillende soorten centrales.

In die context wordt de marktprijs bepaald door de marginale kosten van de marginale centrale. Die marginale centrale hangt af van het niveau van de vraag.

Wanneer de prijs gelijk is aan de variabele kosten van de marginale centrale, dan zullen de vaste kosten van die marginale centrale niet terugverdiend worden. De inframarginale rente op de goedkopere centrales is dus geen "zuivere winst" maar moet deels worden aangewend om die vaste kosten te recupereren.

Daarom mag de hierboven berekende rente niet volledig "afgeroomd" worden. In het geval van de nucleaire centrales moet een deel ervan dienen om de vaste kosten van alle centrales terug te verdienen.

Dit heeft volgende belangrijke consequenties:

- Niettegenstaande de nucleaire centrales zelf nagenoeg volledig afgeschreven zijn, is de inframarginale marge geen zuivere winst; ze moet deels dienen voor het terugbetalen van de vaste kosten van de andere centrales.
- Dat geldt niet enkel voor de nucleaire centrales maar voor elke technologie die in minstens één periode niet-marginaal is.

Een en ander impliceert dat, om de "zuivere winst" te bepalen, de vaste kosten van het volledige productiepark van de producent moeten worden berekend en men vervolgens een 'regel' dient te bepalen om die totale vaste kosten toe te wijzen aan elke niet-marginale technologie. Dat is ons inziens onmogelijk (zie ook de uitleg bij figuur 6 supra).

Indien men toch zou opteren voor een inventarisering van alle vaste kosten, dan moet er rekening mee gehouden worden dat in de gebruikte methode reeds een aantal vaste kosten in rekening genomen zijn (backup-reserve, afschrijvingen, marketing & sales...).

De NBB kan daarom geen regel uitwerken om uit de inframarginale marge een eventuele taks te bepalen. Ze kan wel elementen aanreiken waarop de beleidsverantwoordelijken zich kunnen baseren bij het bepalen van die eventuele taks.

Zo lijkt het aannemelijk dat het niveau van de taks begrensd wordt door de volgende technologie in de merit order<sup>32</sup>. Immers, indien de som van de eventuele nieuwe taks op de nucleaire centrales, van de bestaande nucleaire repartitiebijdrage en van de gemiddelde productiekosten van de kerncentrales hoger is dan de variabele kosten van de volgende technologie in de merit order, dan zal een rationele producent die centrales

---

<sup>32</sup> Voor het bepalen van de merit order dient de "relevante markt" beschouwd te worden; in de Belgische markt is de "volgende centrale" wellicht een gascentrale maar in een Europese context kan dat een (Duitse) steenkoolcentrale zijn.

sluiten In de praktijk zal de producent reeds voor het bereiken van deze drempel de uitstap overwegen omdat de uitbating van kerncentrales complexer is.

De "aangereikte regel" in de vorige paragraaf bepaalt ook niet het niveau voor de taks maar geeft wel aan wat de bovengrens van die eventuele taks zou kunnen zijn. Hoe dicht die bovengrens benaderd moet worden, is alweer een beleidskeuze. De volgende technologie in de merit order bepaalt een bovengrens voor het 'af te romen' bedrag. Er kan eveneens een denkpiste aangereikt worden voor een onderste waarde; het voordeel van de nucleaire centrales vloeit voort uit een CO<sub>2</sub>-voordeel en uit het feit dat ze afgeschreven zijn. De waarde van de afschrijvingen is voor discussie vatbaar maar het CO<sub>2</sub>-voordeel kan berekend worden op basis van de marktwaarde van de CO<sub>2</sub> emissierechten<sup>33</sup>.

De modaliteiten bij de inning van de taks en de aanwending van de taks zijn eveneens beleidskeuzes.

Merk wel op dat de variabele kosten van de volgende technologie sterk afhangen van de brandstofkosten, de CO<sub>2</sub>-kosten en de operationele kosten van die technologie. Ze kunnen dus sterk fluctueren in de tijd.

Wellicht zijn er andere denkpistes mogelijk maar het opstellen van een exhaustieve lijst van niveaubepalende elementen is in het korte tijdsbestek niet mogelijk.

## 5.2 MODALITEITEN VAN EEN EVENTUELE TAKS - EEN ACCIJS ?

### 5.2.1 EEN ACCIJS WORDT GEHEVEN OP EEN HOEVEELHEID, NIET OP DE WAARDE

De regering heeft gevraagd om de mogelijkheid na te gaan een bijkomende taks in te voeren en verwijst daarbij expliciet naar een accijs. Dit zou een heffing zijn op het gebruik van uranium als brandstof voor kernenergie. Een essentieel kenmerk van een accijs is dat deze wordt geheven op de hoeveelheid van een product en niet op de verkoopprijs ervan zoals dit het geval is voor de btw. Dit betekent dat toekomstige stijgingen van elektriciteitsprijzen en/of productiekosten voor elektriciteit niet in rekening worden genomen bij een accijs.

De overheid staat in voor de bepaling van de hoogte van een accijs. Het is een vast tarief dat mogelijk periodiek kan worden aangepast. Bij een weinig fluctuerende hoeveelheid verbruikt uranium zal de overheid dan ook jaarlijks ongeveer hetzelfde bedrag aan accijnzen ontvangen.

### 5.2.2 MOEILIKHEDEN BIJ DE BEPALING VAN DE HOEVEELHEID URANIUM

In België zijn momenteel 7 reactoren operationeel: Doel 1, 2, 3, 4 en Tihange 1, 2, 3. Het uranium dat als brandstof wordt gebruikt in deze reactoren, wordt allemaal ingevoerd. Data in verband met de geïmporteerde hoeveelheden komen zeer gedetailleerd (hoeveelheid metaal, uranium, uraniumoxide en splijtbaar uranium) voor in de Intrastataangifte van Synatom bij de dienst Buitenlandse Handel van de NBB. Het bijzondere karakter van uranium zorgt ervoor dat deze gegevens als buitengewoon vertrouwelijk moeten worden beschouwd. Daarom moet bij de heffing van een accijs worden opgelet dat het niet mogelijk wordt om op

<sup>33</sup> Indien de marktprijs voor de CO<sub>2</sub>-emissierechten bijvoorbeeld 15€/ton CO<sub>2</sub> bedraagt, dan kan men, wetende dat een STEG-centrale ongeveer 350kg CO<sub>2</sub> uitstoot per MWh geproduceerde elektriciteit, afleiden dat de CO<sub>2</sub> kosten ongeveer 5,25€/MWh bedragen.

basis van het totaal jaarlijks bedrag aan ontvangen accijnzen de hoeveelheid ingevoerde of verbruikte uranium af te leiden.

Enkel de hoeveelheid splijtbare uranium is van belang bij het laden van een kernreactor. Er wordt nooit een volledige reactor geladen. Jaarlijks wordt 1/4 (bij reactoren die 11 maanden draaien wordt om de 12 maanden opnieuw geladen) of 1/3 (bij reactoren die 17 maanden draaien om de 18 maanden) van de splijstofstaven vervangen. Het betreft hier dus "geladen" splijtbare uranium en dit is niet hetzelfde als de hoeveelheid "verbruikte" splijtbare uranium. Er wordt immers telkens maar 1/4 of 1/3 herladen. Hierdoor bevindt zich bijvoorbeeld in een reactor van het type dat 17 maanden operationeel is; splijtbare uranium die 3 jaar oud is, splijtbare uranium die 2 jaar oud is en "verse" splijtbare uranium. Het werkelijk "verbruik" kan bovendien ten vroegste één maand na de stillegging van de kernreactor worden gemeten (dus na 12 of 18 maanden). Bovendien wordt ongeveer 27% extra splijtbare uranium voorzien die niet wordt verbruikt (aanleg van een reserve). Dit maakt duidelijk dat de hoeveelheid ingevoerde uranium verschilt van de hoeveelheid geladen splijtbare uranium en beide zijn verschillend van de verbruikte hoeveelheid uranium.

Bij de heffing van een accijns op uranium zal zich het probleem stellen van de berekening van de hoeveelheid waarop de belasting kan worden geheven. Wordt hiervoor de hoeveelheid ingevoerde uranium, geladen splijtbare uranium of verbruikte uranium genomen? Een andere mogelijke denkpiste is om de accijns te heffen op het aantal MWh stroom die wordt geproduceerd door een kerncentrale omdat deze hoeveelheid beter meetbaar is.

---

### 5.2.3 "BRUTO" VERSUS "NETTO" TAKS

Bij de bepaling van de hoogte van de verbruiksbelasting moet net zoals voor de bepaling van de taks uit de inframarginale rente het niveau ervan begrensd worden door de volgende technologie in de merit order (zie 5.1). Om het uiteindelijke bedrag te kennen dat de uraniumaccijns kan opleveren aan de overheid moet rekening worden gehouden dat de duurdere kernbrandstof de bedrijfskosten van de nucleaire producenten zal opdrijven waardoor de bedrijfswinst wordt gedrukt en de fiscale inkomsten voor de overheid lager uitvallen

---

### 5.2.4 MOGELIJKE JURIDISCHE BEZWAREN BIJ EEN ACCIJS

De heffing van een accijns op uranium zorgt er wel voor dat nucleaire energie duurder wordt waardoor andere energiebronnen interessanter kunnen worden. Toch moet rekening worden gehouden dat de heffing aanleiding kan geven tot een aantal juridische problemen. Na de aankondiging van de heffing van een gelijkaardige accijns in Duitsland in 2010 heeft het internationale advocatenbureau Clifford Chance in een persbericht gesteld dat de uraniumaccijns in strijd is met de Europese Richtlijn 2003/96/EG. De reden hiervoor zou zijn dat elektriciteit afkomstig uit kernenergie door de heffing van een accijns benadeeld (of gediscrimineerd) wordt ten opzichte van de elektriciteit afkomstig van andere energiebronnen. De lidstaten zouden door Europa verplicht zijn om uniforme belastingtarieven toe te passen voor energieproducten. Bovendien zou de richtlijn de lidstaten verbieden om energieproducten die worden ingezet voor de productie van elektriciteit, te belasten. Daarnaast zou volgens Electrabel de heffing van een uraniumaccijns ook in strijd zijn met de Belgische wetgeving omdat er reeds communautaire accijnzen worden geheven op het "eindproduct" energie (elektriciteit, aardgas en minerale oliën). Een bijkomende accijns op het "beginproduct" uranium zou niet wettelijk zijn omdat een dubbele heffing niet zou toegelaten zijn. De voormelde mogelijkheden tot juridische problemen dienen wel nog te worden geverifieerd door fiscale en juridische specialisten. Dit was echter niet mogelijk binnen het korte tijdsbestek waarin deze nota diende te worden opgemaakt.

### 5.3 INVLOED OP DE EINDVERBRUIKERSPRIJZEN

Of die eventuele taks een impact zal hebben op de prijszetting is afhankelijk van de reacties van de producenten en kan niet voorspeld worden. Evenwel zal het concurrentieel worden van de 'volgende technologie' in de merit order wel remmend werken. Een bijkomende 'rem' kan ingebouwd worden door de taks proportioneel te maken met 'abnormale' prijsstijgingen. Er moet echter over worden gewaakt dat de bestaande prijsdiscriminatie er niet voor zorgt dat sommige klantensegmenten benadeeld worden.

Op de kortere termijn zal een eventuele taks geen invloed hebben op de prijzen aan de grote industriële klanten. Die hebben immers langetermijncontracten met een vaste of een variabele prijs. In het laatste geval wordt de prijsevolutie gedefinieerd op basis van de prijzen op de internationale stroombeurzen.

Het spreekt voor zich dat het risico op prijsstijgingen toeneemt met de hoogte van de taks. Bij het bepalen van het niveau van de taks moet er rekening mee gehouden worden dat de bekomen resultaten voor de inframarginale rente schattingen zijn en dus onzekerheden bevatten.

De hoogte van de taks kan tevens een invloed hebben op het concurrentievermogen en op de eindverbruikersprijzen.

### 5.4 JAARLIJKSE BEREKENINGEN

Bij de berekeningen supra is telkens gewerkt met cijfers voor het jaar 2007. De resultaten voor andere jaren kunnen sterk afwijken en moeten dus voor elk jaar opnieuw berekend worden. Deze nota kan hoogstens als leidraad dienen bij het bepalen van de definitieve methode voor de berekening van de rente en van de eventuele taksen.

Voorbeelden van voorkomende variabelen die veranderen van jaar tot jaar zijn onder meer: de verkoopprijzen van de nucleaire stroom, de correcties toegepast op die verkoopprijzen, de geproduceerde hoeveelheid nucleaire stroom, de verdeling over de verschillende nucleaire spelers en zelfs hun aantal, sommige componenten van de productiekosten (afschrijvingen, provisies, ...).

In voorkomend geval geldt dat ook voor de variabele kosten van de volgende technologie in de merit order.

## 6 CONCLUSIE

De NBB heeft, op basis van een gedetailleerde analyse van beschikbare documenten en van bilaterale contacten, geprobeerd een samenvatting te maken van de berekeningsmethodes voor de inframarginale rente door de CREG en door Electrabel. Niet enkel de methode werd aan een onderzoek onderworpen maar ook de gebruikte gegevens.

Dat dit geen sinecure was, blijkt als men de resultaten bekijkt; de CREG schat het bedrag van de inframarginale rente voor het jaar 2007 tussen de 1,75 en de 2,28 miljard euro. Electrabel berekent die rente op 0,74 miljard euro.

De CREG heeft een zeer gedetailleerde analyse gemaakt van de productiekosten van de nucleaire centrales in haar vertrouwelijke studie *(F)20100506-CDC-968*. De NBB heeft via bilaterale contacten verdere verduidelijkingen hiervan gevraagd. Electrabel heeft haar berekeningsmethode uiteengezet op een

parlementaire hoorzitting op 9 februari 2011 en heeft haar methode later gedetailleerd in bilaterale contacten toegelicht.

De NBB heeft de methodes en de gegevens gecontroleerd op hun interne en externe samenhang. Dat houdt o.m. in dat nagegaan werd of er geen tegenstrijdigheden zijn tussen de cijfers en de methodes van één van de partijen (interne coherentie) en of die informatie niet strijdig was met theoretische of empirische resultaten, noch met de informatie uit andere bronnen (externe coherentie). Hierbij is de impliciete veronderstelling gemaakt dat die externe bronnen betrouwbaar zijn.

Op basis daarvan stelt de NBB dat de door de CREG gehanteerde methodes voor inschatting van de relevante verkoopprijs gebaseerd zijn op concepten die verkeerd (forwardprijzen als proxy voor groothandelsprijs) of te ruim (gemiddelde verkoopprijzen aan groot- tot kleinverbruikers) zijn.

De NBB heeft ook opmerkingen bij de geldigheid van sommige componenten van de productiekosten zoals die door Electrabel werden opgegeven.

Samengevat kan men concluderen dat de CREG een redelijk correcte inschatting heeft gemaakt van de productiekosten en dat de genoemde CREG-studie daarin zeer grondig is geweest. De verkoopprijs leunt wellicht beter aan bij de schatting van Electrabel, vooral omdat de CREG voor de prijsschatting een concept hanteert dat verder gaat dan de groothandelsprijzen.

Die conclusies leiden tot een door de NBB geschatte inframarginale rente die zich situeert tussen de 0,81 en de 0,95 miljard euro voor alle nucleaire producenten samen. Die bedragen zijn berekend onafhankelijk van de jaarrekeningen van de drie spelers. De waarde lijkt coherent met het bedrijfsresultaat uit die jaarrekeningen, de hoogste (0,95 miljard euro) daarentegen lijkt minder waarschijnlijk maar niet onmogelijk.

Daarmee is de eerste vraag van de regering beantwoord.

De NBB merkt op dat het om diverse redenen niet altijd aangewezen is om dat bedrag proportioneel toe te kennen aan elk van de nucleaire spelers (Electrabel, SPE en EDF). Dergelijke proportionele verdeling kan in het nadeel zijn van sommigen en in het voordeel van anderen. Het is beter de inframarginale marge per producent te berekenen omdat de productiekosten van producent tot producent kunnen verschillen.

Een tweede opmerking betreft de veranderlijkheid van de inframarginale rente. Ze werd berekend voor het jaar 2007 maar de in de berekening voorkomende variabelen fluctueren sterk in de tijd zodat er jaarlijks een nieuwe berekening moet gebeuren. Hiervoor kan wel de methodologie van de nota gevolgd worden (wellicht met kleine bijstellingen in specifieke jaren).

Voor wat de tweede vraag betreft - de hoogte van een eventuele taks bovenop de bestaande nucleaire bijdrage - stelt de NBB dat het niet haar taak is om een taks te bepalen. Ze kan hoogstens elementen aanreiken die de verantwoordelijken eventueel in overweging kunnen nemen.

Eén element volgt uit de 'oorsprong' voor de inframarginale rente. Ze is vooral het gevolg van een economische barrière (de nucleaire centrales zijn afgeschreven) die een inframarginale rente gecreëerd heeft in het goedkoopste productiesegment. Eén mogelijkheid bestaat er dus in om die toetredingsbarrière te verzachten door de kosten van het nucleaire segment op te trekken ten hoogste tot op het niveau van de variabele kosten van de volgende technologie op de prioriteitsas van productietechnologiën die in stijgende volgorde van variabele kosten worden gerangschikt. Die redenering bepaalt een bovengrens voor (de som van) eventuele taksen. Een ondergrens zou eventueel kunnen bepaald worden op basis van de marktwaarde van de CO<sub>2</sub>-uitstootrechten. Door de internalisering van de CO<sub>2</sub>-uitstoot hebben de nucleaire centrales immers een bijkomend voordeel ten opzichte van andere thermische centrales die als gevolg hiervan een kostennadeel hebben.

Of die redenering gevolgd wordt en, zo ja, hoe dicht die bovengrens benaderd wordt, is eveneens een beleidskeuze en behoort niet tot de bevoegdheden van de NBB. Hetzelfde geldt voor de mogelijke aanwending en/of "betalingsmodaliteiten" van de eventuele taks.

Wellicht zijn er andere denkpistes mogelijk maar het opstellen van een exhaustieve lijst van niveaubepalende elementen is in het korte tijdsbestek niet mogelijk.

De NBB merkt ook op dat een eventuele taks geen netto-resultaat is. Een taks kan als kosten ingebracht worden en wordt dus langs fiscale weg gedeeltelijk weer geneutraliseerd.

Concreet kunnen ten opzichte van een accijns op de nucleaire brandstof een aantal bezwaren geopperd worden; een accijns is een taks die geheven wordt op de hoeveelheid. Dat impliceert dat wijzigingen in de inframarginale rente die het gevolg zijn van wijzigende marktomstandigheden (wijzigende verkoopprijzen en/of productiekosten) een aanpassing van het accijnstarief vragen. Daarenboven zijn er praktische bezwaren (het meten van de hoeveelheid uranium) en mogelijk een aantal juridische drempels bij het gebruik van een accijns.

Of die eventuele taks een impact zal hebben op de prijszetting is afhankelijk van de reacties van de producenten en kan niet voorspeld worden. De prijzen met de grote klanten zijn vastgelegd in (middel)lange termijncontracten. Die prijzen zijn gebaseerd op de evolutie van beursindexen en zullen (aanvankelijk) dus weinig beïnvloed worden. Er moet echter over worden gewaakt dat (op korte termijn) de bestaande prijsdiscriminatie tussen klantensegmenten er niet voor zorgt dat sommige ervan benadeeld worden. Op lange termijn zouden ook de prijzen aan de grote klanten een invloed kunnen ondervinden.

BIJLAGE 1: DE VRAAG VAN DE FEDERALE REGERING AAN DE NBB

BIJLAGE 2: CREG STUDIE (F)091029-CDC-968

BIJLAGE 3: VOORLOPIG VERSLAG VAN DE HOORZITTING VAN 09/02/2011

BIJLAGE 4: CREG STUDIE (F)110224-CDC-1043

BIJLAGE 5: ARTIKEL "SCISSION OU CENTRALES VIRTUELLES, LA SOLUTION AU PROBLÈME DU PRODUCTEUR DOMINANT", REVUE DE L'ÉNERGIE N°572

BIJLAGE 6: DE BEREKENING VAN DE WAARDE VAN DE LEVERINGSGARANTIE