

Onderzoek naar de structuur en het niveau van elektriciteitsprijzen voor Noordwest-Europese grootverbruikers

Juni 2006



Inhoudsopgave

1. Achtergrond en aanpak

Dit is een onderzoek naar de structuur en het niveau van elektriciteitsprijzen voor Noordwest-Europese grootverbruikers

2. Nederland

Nederland kent, door de afhankelijkheid van gas, een relatief hoge basis elektriciteitsprijs en daardoor een beperkte spreiding ten opzichte van de marktprijs

3. Frankrijk

De relatief grote spreiding in de Franse elektriciteitsprijs, veroorzaakt door de lage kosten van de nucleaire productie, laat veel ruimte voor afwijkingen van de marktprijs

4. Duitsland

De hoge productieprijzen en de lage marktprijs zorgen voor beperkte ruimte voor prijs-
onderhandelingen in de kolen gebaseerde Duitse markt

5. België

De spreiding in de elektriciteitsprijs in België is groot door het samengaan van lage
productiekosten en een relatief hoge marktprijs

6. Marktobservaties

In de Europese energie-industrie is er een aantal initiatieven dat beoogt de
energieprijzen voor grootverbruikers laag te houden

7. Conclusies & Bevindingen

De productiemix, de marktprijzen, de tarieven en de belastingen bepalen de grote
verschillen in de prijsstructuur en het prijsniveau per land

1. Onderzoek naar de structuur en het niveau van elektriciteitsprijzen voor Noordwest-Europese grootverbruikers

- 1.1 Het Ministerie van Economische zaken wil inzicht in de structuur en het niveau van elektriciteitsprijzen voor Noordwest-Europese grootverbruikers.
- 1.2 Om aan de onderzoeksvraag te voldoen is er een prijsmodel gebruikt om de prijssamenstelling en het prijsniveau per land te bepalen.
- 1.3 Op basis van een aantal uitgangspunten is de basis elektriciteitsprijs vastgesteld.
- 1.4 Naast de uitgangspunten voor de basis elektriciteitsprijzen worden in deze studie tevens een aantal aannames gemaakt om de prijsniveaus in een land te bepalen.
- 1.5 De grootte van het verschil tussen de basis elektriciteitsprijs en de marktprijs wijst op de beschikbare ruimte voor afwijkende bilaterale contractprijzen.
- 1.6 Voor deze studie is gebruik gemaakt van primaire en secundaire bronnen om de vereiste data te verzamelen.

1.1 Het Ministerie van Economische zaken wil inzicht in de structuur en het niveau van elektriciteitsprijzen voor Noordwest-Europese grootverbruikers

- Aanleiding voor het onderzoek is dat deze bedrijven zich geconfronteerd zien met sterk stijgende energieprijzen in Europa.
- Doel van dit onderzoek is het verkrijgen van een gedetailleerd overzicht van de prijsopbouw en prijsontwikkelingen voor de grootverbruikers in Noordwest-Europa en van bestaande regelingen voor grootverbruikers in Europa.

Onderzoeksvragen

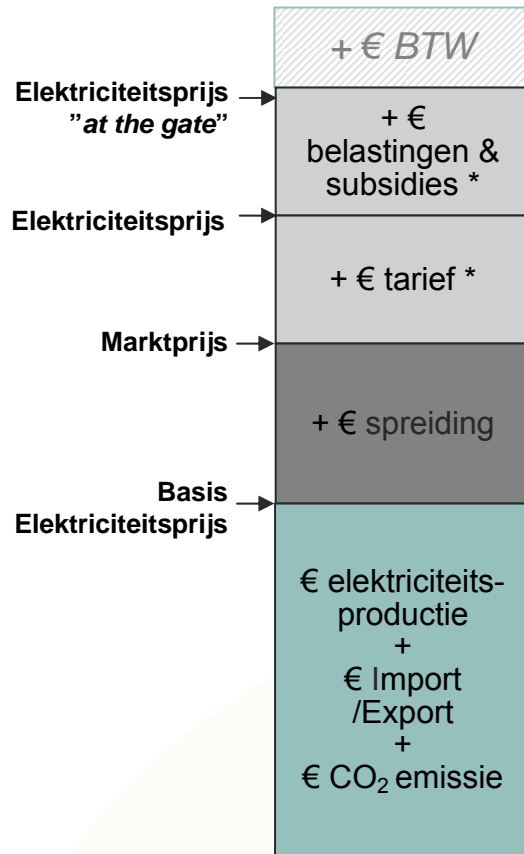
Welke prijsverschillen bestaan er binnen de Noordwest-Europese markt voor de grootverbruikers?*

Hoe is de prijs specifiek opgebouwd (kale elektriciteitsprijs, transportkosten, heffingen, etc.)? Welke specifieke bestaande belastingen, subsidiestromen en andere constructies in de betreffende landen zijn van grote invloed op de elektriciteitsprijzen? Welke overige factoren zijn van invloed op deze prijzen en hoe pakt dit uit in de betreffende landen?

Welke specifieke regelingen of constructies hebben lidstaten reeds getroffen voor hun grootverbruikers, of zijn in voorbereiding?

*("Noordwest-Europese markt" wordt gedefinieerd als Nederland, Duitsland, België, en Frankrijk; "grootverbruikers" wordt gedefinieerd als bedrijven met een energievraag op jaarbasis van meer dan 100 MW à 7000 h = 700 GWh)

1.2 Om aan de onderzoeksvraag te voldoen is er een prijsmodel gebruikt om de prijssamenstelling en het prijsniveau per land te bepalen



Basis elektriteitsprijs

- De elektriteitsproductiekosten zijn de kosten voor het produceren van energie. Het bestaat uit investeringskosten, onderhoudskosten en brandstofkosten.
- Elektriteitsproductiekosten worden gecorrigeerd voor import/ export.
- CO₂ emissiekosten; de kosten voor impact op het milieu.

Marktprijs

Marktprijs; is de prijs die op de vrije markt wordt betaald. De marktprijs is bepaald op basis van spot en 1 year forward prijzen in het derde en vierde kwartaal van 2005.

Spreiding

De spreiding is het verschil tussen de marktprijs en de basis elektriteitsprijs.

Tarief

Tarief wordt geheven op transport- distributie- en netwerkkosten.

Belastingen/ subsidies

Belastingen en subsidies worden geheven op nationaal, regionaal en gemeentelijk niveau. Belasting verhoogt de prijs, subsidie verlaagt de prijs.

BTW

BTW is bij wet vastgelegd per land. Grootverbruikers zijn, of vrijgesteld van BTW, of berekenen het door aan de eindverbruiker. Daarom wordt het in deze studie niet meegenomen.

De hoogte van de spreiding is een indicatie van de beschikbare ruimte om af te wijken van de marktprijs in een bilaterale contract prijs

*Een gemiddelde klant is gebruikt voor de prijscalculatie: grootverbruikermarkt, 1000 GWh per jaar, Peak load 120 Mw, aangesloten op een HS/ MS netwerk voor gecontracteerd 140 Mw (KwMax)

**Bron: correspondentie met DTE

1.3 Op basis van een aantal uitgangspunten is de basis elektriciteitsprijs vastgesteld

Energieprijzen worden beïnvloed door tal van factoren. In een geliberaliseerde energiemarkt worden bovendien gegevens over de opbouw van kosten en prijzen gezien als concurrentie gevoelige informatie. Gegevens zijn daardoor op onderdelen soms niet beschikbaar. Waar nodig zijn aannames gemaakt. Deze aannames zijn hieronder verwoord.

- Voor de investeringskosten en exploitatiekosten wordt uitgegaan van de geraamde kosten voor bewezen technologieën voor kolen- gas- en kernenergie.
 - Investeringskosten zijn het totaal van alle kosten voor het bouwen van een energiecentrale als deze in één keer worden uitgegeven. De economische levensduur van de gemiddelde energiecentrale is 40 jaar. Investeringskosten zijn inclusief rente, afschrijving en ontmanteling.
 - De exploitatiekosten zijn het totaal van alle kosten voor het beheren en onderhouden van de centrale als in één keer uitgegeven.
- De brandstofmix voor elektriciteitsproductie wordt als constant verondersteld.
 - Er wordt geen rekening gehouden met verschuivingen in de brandstofmix als gevolg van veranderd brandstofgebruik bij gecombineerde elektriciteitscentrales.
- Voor kolen- en kernenergie worden geraamde kosten gebruikt. Gegeven het onvoorspelbare en volatiele karakter van de gasprijzen wordt in deze studie geen gebruik gemaakt van geraamde kosten, maar van historische kosten.
- De geraamde kosten voor renewables zijn gecorrigeerd met renewable subsidies*.
- De basis elektriciteitsprijs wordt bepaald middels de brandstofmix in een land en wordt gecorrigeerd met de import en export van elektriciteit. Bij berekening wordt de basis elektriciteitsproductieprijs van het exporterende land gebruikt. Landen buiten de scope van deze studie zijn buiten beschouwing gelaten.
- CO₂ emissiekosten; zijn de totale kosten voor de hoeveelheid koolstofuitstoot relatief aan de geproduceerde hoeveelheid elektriciteit. De CO₂ kosten zijn gelijk gesteld aan de opportunity kosten berekend bij marktopening. In de bijlagen is een gevoeligheidsanalyse opgenomen voor het fluctueren van deze opportunity kosten bij een marktwaarde variërend tussen de € 7 en € 10. Daarbij is het effect op de CO₂ emissiekosten per land bepaald. Voor de berekening in de studie is uitgegaan van het gemiddelde effect op basis van deze marktprijzen.
- Kosten voor inter-connectie capaciteit veiling zijn niet meegenomen in de berekeningen. Deze zijn voor de Nederlandse situatie wel separaat aangegeven.

* Subsidies op renewables zijn opgenomen in de bijlagen

1.4 Naast de uitgangspunten voor de basis elektriciteitsprijzen worden in deze studie tevens een aantal aannames gemaakt om de prijsniveaus in een land te bepalen

- Voor zowel de elektriciteitsprijzen als de gasprijzen worden de 1 year forward prijzen gebruikt van Q3 en Q4 2005 voor 2006.
- Bij het bepalen van de marktprijs is een gewogen gemiddelde bepaald tussen base load en peak load 1 year forward prijzen in de verhouding 70% base load en 30% peak load overeenkomstig met het gemiddelde productievermogen*.
- Voor het berekenen van de prijsniveaus van tarieven, belastingen en subsidies wordt gebruik gemaakt van een standaard klantprofiel. Dit om de prijsniveaus vergelijkbaar te maken. Het gebruikte klantprofiel voor de calculatie is als volgt:
 - Grootverbruiker van 1000 GWh per jaar;
 - Peak load 120 MW;
 - Aangesloten op een HS/ MS netwerk voor gecontracteerd 140 MW.
- De BTW wordt buiten beschouwing gelaten aangezien deze bij grootverbruikers niet hoeft te worden betaald of wordt teruggekregen.

* Bron: DTe

1.5 De grootte van het verschil tussen de basis elektriciteitsprijs en de marktprijs wijst op de beschikbare ruimte voor afwijkende bilaterale contractprijzen

De grootte van de spreiding (verschil tussen de basis elektriciteitsprijs en de marktprijs) wordt met name bepaald door de volgende samenhangende factoren:

■ Liquiditeit van de handelsmarkt

- *Aanwezigheid en werking van de handelsmarkt.* De fundamentele *driver* voor handelsmarkten is het bestaan van prijsverschillen (arbitrage) die worden gebruikt door handelaren. Als een markt geen arbitrage mogelijkheden biedt, zal er niet gehandeld worden en zal de liquiditeit zich niet ontwikkelen. De mate van liquiditeit wordt bepaald door:
 - Het aantal deelnemers dat handelt;
 - Voldoende volume om de transactiekosten laag te houden;
 - De markt is veerkrachtig – deelnemers kunnen een grote order plaatsen, zonder dat het de prijs beïnvloedt;
 - De markt is direct – handelaren kunnen standaard orders direct uitvoeren;
 - Markt is transparant.
- *Overschotten/ tekorten aan productiecapaciteit.* De capaciteit en de flexibiliteit van de aanwezige productiecapaciteit bepalen de mate van beschikbaarheid van elektriciteit.
- *Interconnectie capaciteit.* Naarmate er meer interconnectie capaciteit is, zijn er meer mogelijkheden om elektriciteit aan te kopen buiten de landsgrenzen.

■ Marktconcentratie

- Mate en volwassenheid van de liberalisatie.
- Monopoliepositie van marktpartijen.
- Verticale integratie van dominante spelers.

■ Overheidsinterventie

- Stimulerende programma's zoals financieren of korting geven voor verlengbare en emissieregelingen.
- Ondersteunende programma's om marktspelers te helpen voldoende competitief te zijn.
- Ontvlechting van het opwekken en leveren van energie van netwerken en distributie.

■ Mate van regulering van de markt

- Positie van het regulerende orgaan.
- Regulerende maatregelen als quota, feed-in tarieven, en green-certificaten.

1.6 Voor deze studie is gebruik gemaakt primaire en secundaire bronnen om de vereiste data te verzamelen

Capgemini expertnetwerk

- Berend Olde Rikkert, Energie en Utilities sector (NL)
- Mary Adams, Energie en Utilities sector (NL)
- Philippe David, onderzoeksleider EEMO (FR)
- Céline Alléaume, Energie en Utilities sector (FR)
- Jean Reckinger Gasse, Energie en Utilities sector (BE)
- Philip van Gasse, Energie en Utilities sector (BE)
- Anders Barsch, Nordic EUC Practice (Scandinavië)
- Michael Wigbels, Energie en Utilities sector (DE)
- Marco Livigni, Energie en Utilities sector (IT)
- José Antonio Jiminez, Energie en Utilities sector (ES)

Secundaire Bronnen

- Capgemini, European Energy Markets Observatory (EEMO), 2005
- Tennet, Dutch Energy Utility companies, OECD 2005 report
- The Western European Electricity Market Outlook, Reuters Business Insights, 2005
- The future of power generation
- Projected Cost of Generating Electricity, IAE, 2005
- NMa Annual Report to the EU Regulatory Commission, 2005
- Presentation, VDEW, 2006
- The Western European Electricity Market Outlook, Reuters Business Insights, 2005
- Publieke informatie van toezichthouders, Europese commissie e.d.
- Capgemini EU&C Markets 2003-2005 Outlook
- European Electricity Market Deregulation Observatory
- Eurostat

Inhoudsopgave

1. Achtergrond en aanpak

Dit is een onderzoek naar de structuur en het niveau van elektriciteitsprijzen voor Noordwest-Europese grootverbruikers

2. Nederland

Nederland kent, door de afhankelijkheid van gas, een relatief hoge basis elektriciteitsprijs en daardoor een beperkte spreiding ten opzichte van de marktprijs

3. Frankrijk

De relatief grote spreiding in de Franse elektriciteitsprijs, veroorzaakt door de lage kosten van de nucleaire productie, laat veel ruimte voor afwijkingen van de marktprijs

4. Duitsland

De hoge productieprijs en de lage marktprijs zorgen voor beperkte ruimte voor prijs-
onderhandelingen in de kolen gebaseerde Duitse markt

5. België

De spreiding in de elektriciteitsprijs in België is groot door het samengaan van lage
productiekosten en een relatief hoge marktprijs

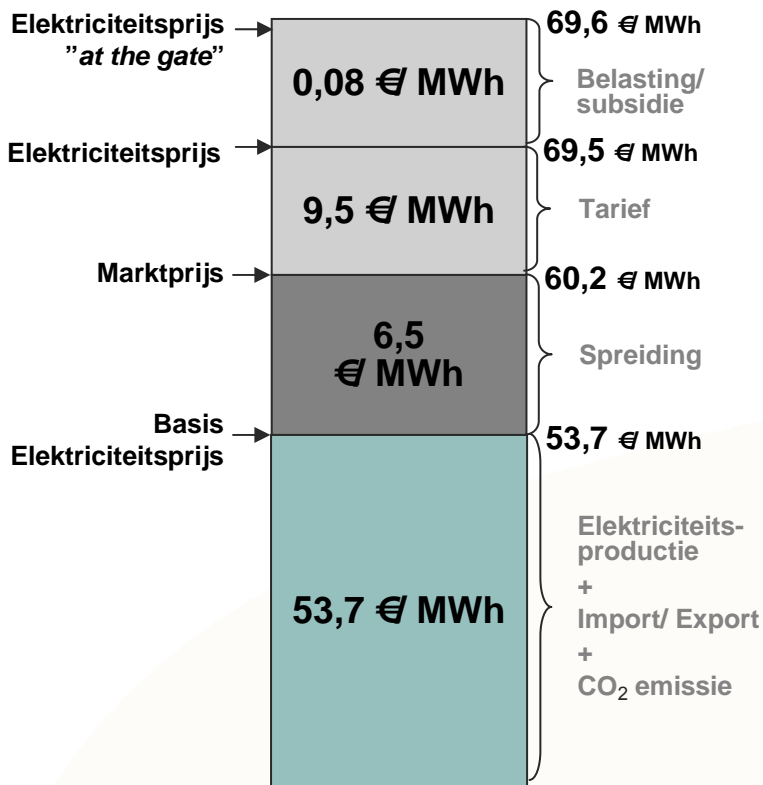
6. Marktobservaties

In de Europese energie-industrie is er een aantal initiatieven dat beoogt de
energieprijzen voor grootverbruikers laag te houden

7. Conclusies&Bevindingen

De productiemix, de marktprijzen, de tarieven en de belastingen bepalen de grote
verschillen in de prijsstructuur en het prijsniveau per land

2. Nederland kent, door de afhankelijkheid van gas, een relatief hoge basis elektriciteitsprijs en daardoor een beperkte spreiding ten opzichte van de marktprijs

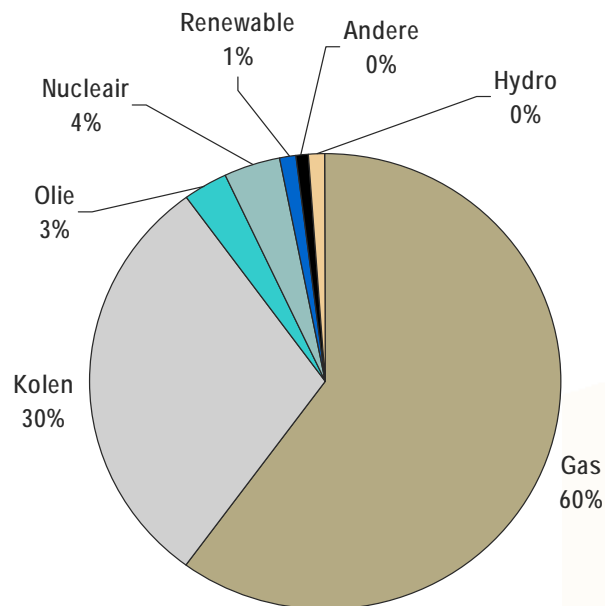


- 2.1 De hoogte van de basis elektriciteitsprijs in Nederland wordt hoofdzakelijk bepaald door de gasprijzen en CO₂ emissiekosten.
- 2.2 De Nederlandse markt laat beperkte ruimte voor bilaterale contractprijzen die afwijken van de marktprijs.
- 2.3 DTe stelt per regio tarieven vast en belastingen voor de grootverbruikermarkt zijn voorzien van een plafond.

Bron: Tennet, Dutch Energy Utility companies, OECD 2005 report

2.1 De hoogte van de basis elektriciteitsprijs in Nederland wordt hoofdzakelijk bepaald door de gasprijzen en CO₂ emissiekosten

Energieproductiemix in Nederland (2005)



Productiekosten in Nederland zijn €49,5 EUR/ MWh

- De productiemix wordt gedomineerd door gas. Gasproductie heeft relatief lage investerings- en exploitatiekosten.
- De gasprijzen zijn in 2005 relatief hoog vanwege de koppeling aan de olieprijsen.
- 70% van de met gas geproduceerde energiekosten zijn te alloceren aan brandstofkosten.

Productiekosten worden gereduceerd voor import- en/ of exportactiviteiten met 1,7 EUR/ MWh

- Nederland is een netto importeur.
- Energie wordt geïmporteerd uit België en Duitsland voor een totaal van 19 TWh*.
- Nederlandse energie wordt geëxporteerd naar België, Frankrijk en Duitsland voor een totaal van 3,5 TWh*.
- Rekening houdend met de interconnectie tarieven zou er een reductie van 0,71 EUR/ MWh worden toegepast i.p.v. 1,7 EUR/ MWh.

De gecorrigeerde productiekosten worden verhoogd met CO₂ emissiekosten van 5,9 EUR/ MWh

- 90% wordt gas of kolen gestookt, hetgeen bijdraagt aan hoge CO₂ emissiekosten. Het systeem van CO₂ emissiehandel levert zo voor Nederland en andere landen met een hoog gas- of kolenaandeel in de productiemix een significante verhoging van de basis elektriciteitsprijs (voor Nederland is het aandeel 11%).
- De Nederlandse overheid heroverweegt het systeem voor toewijzing van emissierechten. In het nieuwe systeem krijgen grootverbruikers meer emissierechten en energieproducenten minder rechten toegewezen teneinde een betere verdeling van de voordelen te bewerkstelligen.

De totale basis elektriciteitsprijs in Nederland bedraagt € 53,7

* Import en export data betreft alleen 'in-scope' landen. Bron: The Western European Electricity Market Outlook, Reuters Business Insights, 2005; The future of power generation, Reuters Business Insights, 2005; Capgemini expertise & analysis; Projected cost of generating electricity 2005; Capgemini, European Energy Markets Observatory (EEMO), 2005

2.2 De Nederlandse markt laat beperkte ruimte voor bilaterale contractprijzen die afwijken van de marktprijs

Met een marktprijs van 60,2 EUR/ MWh heeft Nederland een spreiding van 6,5 EUR/ MWh. Dit is 11% van de marktprijs.

Marktprijs
60,2 EUR/ MWh



53,7 EUR/ MWh
Basis
Elektriciteitsprijs

De beperkte spreiding wordt bepaald door:

- Nederland kent een relatief grote marktliquiditeit in vergelijking met Frankrijk en België.
 - Actieve handelsmarkten in Nederland APX en ENDEX.
 - Nederland heeft een relatief veilige capaciteitsmarge bij peak load (>10%) en een relatief grote inter-connectie capaciteit.
- De Nederlandse markt heeft een oligopolistisch karakter. Naast grote vertikaal geïntegreerde spelers als Nuon en Essent zijn grote Europese spelers als E-ON en Electrabel in de markt actief.
- Nederland heeft een sterke toezichthouder DTe. De DTe implementeert momenteel een aantal maatregelen ter verbetering van de marktliquiditeit met de nadruk op het verhogen van de over de grens importcapaciteit door harmonisering van de TSO activiteiten en het verhogen van de transparantie van de OTC markt.

Source: NMa Annual Report to the EU Regulatory Commission, 2005

2.3 DTe stelt per regio tarieven vast en belastingen voor de grootverbruikermarkt zijn voorzien van een plafond

Tarief

- Tarieven in Nederland bestaan uit een vaste prijs en afzonderlijke kosten per kWh vastgesteld door de toezichthouder.
- Het netwerktarief bestaat uit een component voor de transmissie, de systeemservice en de kosten voor onderhoud van de netwerkverbinding.
- Per component is het maximale tarief voor iedere netbeheerder vastgesteld door de toezichthouder DTe.
- Het netwerktarief bestaat uit een vast bedrag, een contractueel energieverbruik en piekverbruik in kWh.

Belasting

- Sinds 1 januari 2004 is de energiebelasting van kracht. Dit is in lijn met de EU richtlijnen voor het belasten van energie (2003/96/EC). Voor 2004 waren de volgende belastingen vastgesteld:
 - > 10 miljoen kWh, niet commercieel
1,0 €/ MWh;
 - > 10 miljoen kWh, commercieel
0,50 €/ MWh.
- De energiebelasting kent een plafond op 85.000 EUR per jaar.
- Naast de energiebelasting betalen grootverbruikers ook MEP belasting en krijgen zij subsidies. Deze bedragen zijn verwaarloosbaar voor grootverbruikers.

Een klant met het in deze studie gebruikte klantprofiel heeft een tarief van 9,5 EUR/ MWh en een belasting van 0,08 EUR/ MWh

Sources: The Western European Electricity Market Outlook, Reuters Business Insights, 2005; Capgemini expertise & analysis

Inhoudsopgave

1. Achtergrond en aanpak

Dit is een onderzoek naar de structuur en het niveau van elektriciteitsprijzen voor Noordwest-Europese grootverbruikers

2. Nederland

Nederland kent, door de afhankelijkheid van gas, een relatief hoge basis elektriciteitsprijs en daardoor een beperkte spreiding ten opzichte van de marktprijs

3. Frankrijk

De relatief grote spreiding in de Franse elektriciteitsprijs, veroorzaakt door de lage kosten van de nucleaire productie, laat veel ruimte voor afwijkingen van de marktprijs

4. Duitsland

De hoge productieprijs en de lage marktprijs zorgen voor beperkte ruimte voor prijs-
onderhandelingen in de kolen gebaseerde Duitse markt

5. België

De spreiding in de elektriciteitsprijs in België is groot door het samengaan van lage
productiekosten en een relatief hoge marktprijs

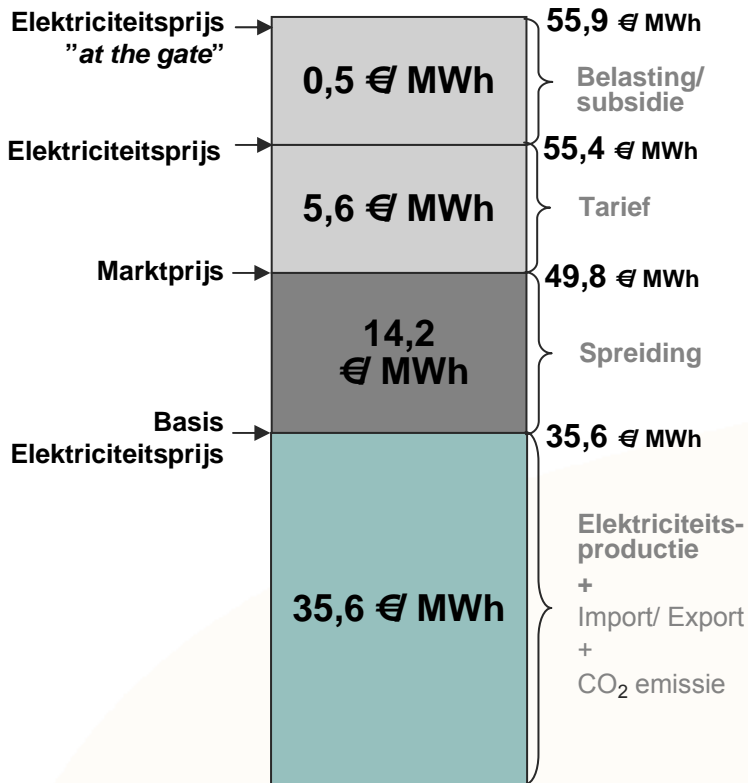
6. Marktobservaties

In de Europese energie-industrie is er een aantal initiatieven dat beoogt de
energieprijzen voor grootverbruikers laag te houden

7. Conclusies&Bevindingen

De productiemix, de marktprijzen, de tarieven en de belastingen bepalen de grote
verschillen in de prijsstructuur en het prijsniveau per land

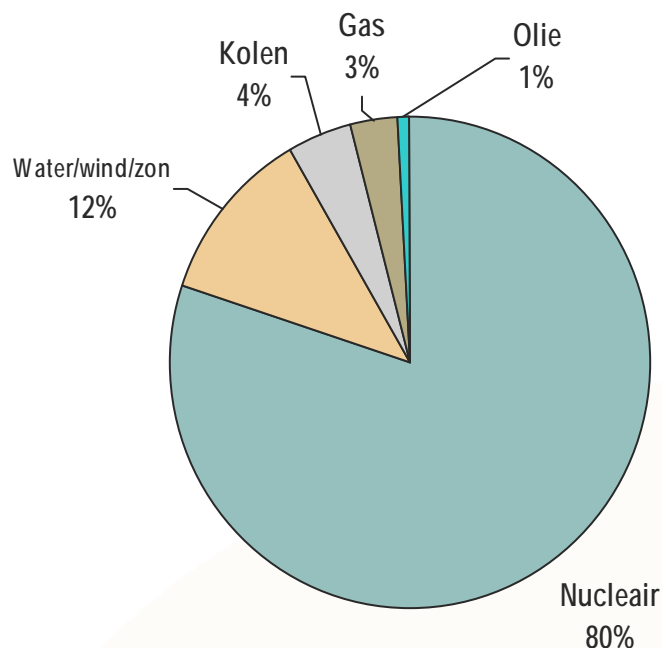
3. De relatief grote spreiding in de Franse elektriciteitsprijs, veroorzaakt door de lage kosten van de nucleaire productie, laat veel ruimte voor afwijkingen van de marktprijs



- 3.1 De Franse productiemix, gedomineerd door kernenergie, zorgt voor een lage basis elektriciteitsprijs van 35,6 EUR/ MWh.
- 3.2 De relatief grote spreiding in de Franse elektriciteitsprijs laat veel ruimte voor prijs-onderhandelingen en individuele afwijkingen van de marktprijs.
- 3.3 Transport en distributiekosten zijn voor een deel gereguleerd en variëren overeenkomstig het consumentenprofiel en consumptie.
- 3.4 Belastingen hebben een beperkt effect op grootverbruikers behalve in het geval van multi-sites accounts.
- 3.5 Historische lange termijn kostprijscontracten die getekend zijn voor liberalisatie worden niet vernieuwd om concurrentie in de markt te stimuleren.

3.1 De Franse productiemix, gedomineerd door kernenergie, zorgt voor een lage basis elektriciteitsprijs van 35,6 EUR/ MWh

Energieproductiemix in Frankrijk (2005)



Productiekostprijs in Frankrijk is 34,8 EUR/ MWh

- De Franse productiemix wordt gedomineerd door de productie van kernenergie. Kernenergie heeft een hoog investeringsniveau en gemiddelde exploitatiekosten vergeleken met fossiele brandstoffen. Tevens zijn de brandstofkosten zelf laag.

Productiekosten worden niet aangepast voor import- en export activiteiten

- Productiekosten zijn minimaal beïnvloed door erg weinig import van energie.
- Frankrijk is een netto exporteur.
- Een totaal van 1 TWh* aan energie is geïmporteerd vanuit België en Duitsland.
- Een totaal van 30 TWh* aan Franse energie is geëxporteerd naar België en Duitsland.

Productiekosten worden verhoogd met CO₂ emissiekosten van 0,8 EUR/ MWh

- Omdat de meerderheid van de elektriciteitsproductie bestaat uit kernenergie, dragen CO₂ emissiekosten maar beperkt bij aan de elektriciteitsprijs.

De basis elektriciteitsprijs in Frankrijk bedraagt € 35,6

• Import en export data betreft alleen de landen die in de scope van het onderzoek zitten

Bron: Statistiques énergétiques France, Ministère de l'Economie, des Finances, et de l'industrie, Direction Générale Energie et Matières Premières, Sept. 2005, Rapport d'enquête sur les prix de l'électricité, Ministère de l'Economie, de l'Industrie et de l'Energie, Oct. 2004 and Capgemini expertise

3.2 De relatief grote spreiding in de Franse elektriciteitsprijs laat veel ruimte voor prijsonderhandelingen en individuele afwijkingen van de marktprijs

Met een marktprijs van 49,8 EUR/ MWh heeft Frankrijk een spreiding van 14,2 EUR/ MWh. Dit is 29% van de marktprijs.



De relatief grote spreiding wordt hoofdzakelijk veroorzaakt door:

- De liquiditeit blijft beperkt op de spot en forward markten;
- De drie grootste producenten in Frankrijk produceren 97,7% van de totale consumptie in Frankrijk. Het monopolie van EDF is een barrière voor de ontwikkeling van competitie;
 - In een perfect competitieve markt, zouden marktprijzen voor grootverbruikers in Frankrijk gelijk moeten staan aan de kernenergie kosten van 36 EUR/ MWh plus een marge. Echter, marktprijzen voor grootverbruikers bewegen zich rond de 49 EUR/ MWh.
- Het bestaan van gebundelde tarieven beperkt de werking van de geliberaliseerde markt doordat een deel van het handelsvolume niet via de vrije markt verhandeld wordt.
 - Tarieven zijn de historische energie/ transport/ distributie prijssystemen van de marktspeler EDF, die worden gehanteerd naast de vrije markt. Ze zijn gebaseerd op kernenergiekosten en gedifferentieerd op basis van productieniveau en geconsumeerde energie.
 - Tarieven zijn laag vergeleken met marktprijzen, omdat de overheid een verhoging van deze tarieven niet heeft toegestaan sinds juli 2003 (+3%), zelfs niet toen EDF een 7,5% tariefverhoging over drie jaar aanvroeg in oktober 2004.
 - Het overheidsprogramma van gebundelde gereguleerde tarieven als prijssysteem is een barrière voor nieuwkomers op de markt en vervormd de spreiding aangezien tarieven kunstmatig laag gehouden zijn.

Bron: Rapport d'enquête sur les prix de l'électricité, Ministère de l'Economie, de l'Industrie et de l'Energie, Oct. 2004); Commission de regulation de l'Energie (2005)

3.3 Transport en distributiekosten zijn voor een deel gereguleerd en variëren overeenkomstig het consumentenprofiel en consumptie

- Het transport tarief is gedifferentieerd naar het spanningsniveau per gebruiker op basis van dezelfde segmentatie die gebruikt is voor historische gebundelde energie- transport- en distributietarieven.
 - Ongeveer 100 gebruikers verbonden met het transmissienetwerk betalen 20% van het historische groene tarief aan transmissie kosten. Dit komt overeen met 4-10 EUR/ MWh.
 - Ongeveer 600 gebruikers verbonden met het distributienetwerk betalen 32% van het historische groene tarief aan transmissiekosten. Dit komt overeen met 15-20 EUR/ MWh.
- Voor grootverbruikers op de vrije markt zijn er de volgende transmissietarieven vastgesteld:
 - 4.275 €/ MWh voor *base load* klanten;
 - 4.51 €/ MWh voor klanten met onderbrekingscontracten;
 - 5.56 €/ MWh voor *base load* en *peak load* klanten.
- Single-Site klanten > 700 GWh zijn voor het grootste deel (90%) afgestapt van de historische tariefregeling en hebben contracten afgesloten op de vrije markt. Als zij aan de regeling hadden vastgehouden, dan zou hun prijs nu 35-50 €/ MWh zijn.
- Multi-Site klanten > 700 GWh hebben voornamelijk aan de regeling vastgehouden aangezien zij niet de macht hadden om te onderhandelen over goede prijzen.



Een klant met het in deze studie gebruikte klantprofiel heeft een tarief van 5,6 EUR/ MWh

3.4 Belastingen hebben een beperkt effect op grootverbruikers behalve in het geval van ondernemingen met meerdere productielokaties

- Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) is een belasting voortkomend uit de energiewet geïmplementeerd in februari 2000. De CSPE is gebaseerd op de totale consumptie van energie en wordt geheven bovenop de tarieven voor transmissie.
 - Door middel van de CSPE worden verplichtingen door EDF omtrent duurzame energie gefinancierd. Ook worden ontwikkelingskosten voor netwerken in gebieden die nog niet voldoende zijn aangesloten en additionele kosten hieruit voortkomend gefinancierd door de CSPE.
 - Het huidige niveau van de CSPE is 4.5 €/ MWh sinds januari 2005 en is gemaximeerd op 500K EUR per site.
 - Ondernemingen met meerdere productiecentrales verzoeken een vereenvoudiging van het gemeentelijke belastingstelsel. Er zijn voorstellen om één centraal belastingstelsel, vergelijkbaar met CSPE in te voeren met een vast bedrag aan belasting per MWh. Er is op dit moment nog geen sprake van een formeel besluit hieromtrent.
- Lokale belastingen betreffen *municipalities* (gemeentelijke belasting) en departementale belastingen. Grootverbruikers met het groene tarief betalen geen gemeentelijke belastingen.
 - De belastingen zijn van oudsher bedoeld voor de ontwikkeling van de netwerken en het onderhoud hiervan. De 36.000 gemeenten in Frankrijk kennen allemaal verschillende toepassing van deze belasting. De departementale belastingen bedragen een vast percentage van 4%.

Een klant met het in deze studie gebruikte klantprofiel betaalt een belasting van 0,5 EUR/ MWh

Bron: Commission de Régulation de l'Electricité (CRE) Retail and Wholesale markets watchdog, edition 2006 and Capgemini expertise

3.5 Historische lange termijn kostprijscontracten die getekend zijn voor liberalisatie worden niet vernieuwd om concurrentie in de markt te stimuleren

- Er zijn verschillende contracten (10-15) die in de jaren negentig zijn opgesteld om de zware industrie te ondersteunen. Tegenwoordig is het aantal contracten afgenomen (5-10) contracten.
- De 5 tot 10 huidige contracten in de markt berekenen voor energie en transport een bedrag van 25-30 €/ MWh.
- Het merendeel van de contracten loopt ten einde en wordt niet verlengd in verband met wetgeving omtrent concurrentie in de markt.
- Er wordt vanuit gegaan dat de contracten zijn gebaseerd op kostprijzen. Er kan voor kostprijzen worden verkocht, omdat de nucleaire centrales in Frankrijk financieel zijn afgeschreven.
- De Franse overheid overweegt op dit moment door middel van wetgeving de 30 grootste industrieën haar energie te laten kopen uit een gemeenschappelijke voorziening van 30 TWh gereserveerd door EDF en Suez tegen een gereduceerd tarief (zie 6.2).

Bron: Capgemini expertise

Inhoudsopgave

1. Achtergrond en aanpak

Dit is een onderzoek naar de structuur en het niveau van elektriciteitsprijzen voor Noordwest-Europese grootverbruikers

2. Nederland

Nederland kent, door de afhankelijkheid van gas, een relatief hoge basis elektriciteitsprijs en daardoor een beperkte spreiding ten opzichte van de marktprijs

3. Frankrijk

De relatief grote spreiding in de Franse elektriciteitsprijs, veroorzaakt door de lage kosten van de nucleaire productie, laat veel ruimte voor afwijkingen van de marktprijs

4. Duitsland

De hoge productieprijs en de lage marktprijs zorgen voor beperkte ruimte voor prijs-
onderhandelingen in de kolen gebaseerde Duitse markt

5. België

De spreiding in de elektriciteitsprijs in België is groot door het samengaan van lage productiekosten en een relatief hoge marktprijs

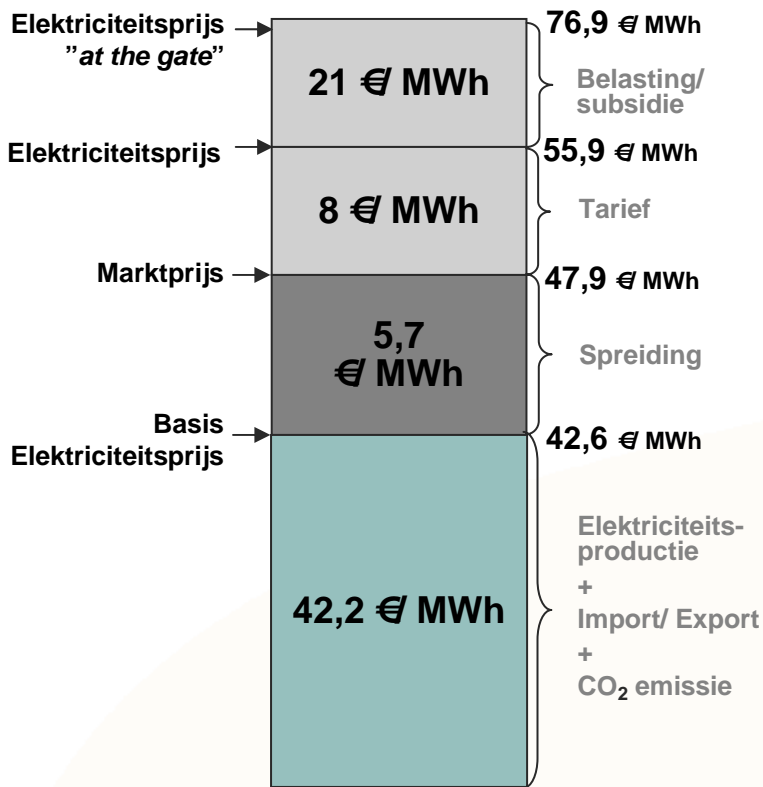
6. Marktobservaties

In de Europese energie-industrie is er een aantal initiatieven dat beoogt de energieprijzen voor grootverbruikers laag te houden

7. Conclusies&Bevindingen

De productiemix, de marktprijzen, de tarieven en de belastingen bepalen de grote verschillen in de prijsstructuur en het prijsniveau per land

4. De hoge productieprijs en de lage marktprijs zorgen voor beperkte ruimte voor prijsonderhandelingen in de kolen gebaseerde Duitse markt

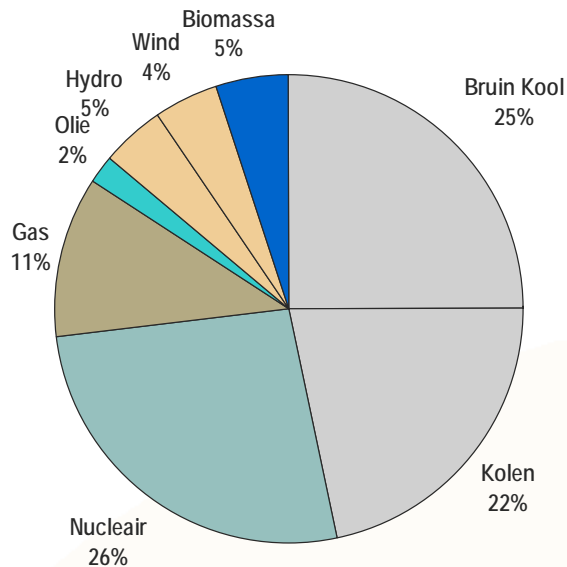


- 4.1 Door de sterke afhankelijkheid van kolenproductie zijn CO₂ kosten in Duitsland een significant onderdeel van de basis elektriciteitsprijs.
- 4.2 De beperkte spreiding in de Duitse elektriciteitsprijs laat weinig ruimte voor prijsonderhandelingen en afwijkingen van de marktprijs.
- 4.3 Tarieven en belastingen zijn een significant onderdeel van de elektriciteitskosten voor grootverbruikers.
- 4.4 Kolensubsidies in Duitsland zijn ingevoerd om het concurrentieniveau van de Duitse markt kunstmatig hoog te houden.

Bron: Bundesnetzagentur, EMW 2005, VDEW 2006, e|m|w 2005

4.1 Door de sterke afhankelijkheid van kolenproductie zijn CO₂ kosten in Duitsland een significant onderdeel van de basis elektriciteitsprijs

Energieproductiemix in Duitsland (2005)



Productiekosten in Duitsland zijn 37 EUR/ MWh

- De Duitse productiemix bestaat voor 73% uit kolen en nucleaire energie. Kolen kennen lage investeringskosten en gemiddeld lage exploitatiekosten. Daarentegen zijn de brandstofkosten hoog. Nucleaire productie kent hoge investeringskosten en exploitatiekosten in verhouding met kolen en erg lage brandstofkosten.

Productiekosten worden gereduceerd voor import- en exportactiviteiten met 0,06 EUR/ MWh

- De import en export is in balans. Een groot gedeelte aan goedkope import heeft geen groot effect op de energieprijzen.
- Energie wordt geïmporteerd vanuit Frankrijk en Nederland voor een totale hoeveelheid van 20,5 TWh*
- Duitse energie wordt geëxporteerd naar België, Frankrijk en Nederland voor een totaal van 18,3 TWh*

De gecorrigeerde productiekosten worden verhoogd met CO₂ emissiekosten van 5,2 EUR/ MWh

- Omdat de Duitse energieproductiemix voor een groot gedeelte uit kolen bestaat, is het CO₂ emissiekosten component in Duitsland een groot gedeelte van de elektriciteitsprijs. Het systeem van CO₂ emissiehandel levert zo voor Duitsland en andere landen met een hoog gas- of kolenaandeel in de productiemix een significante verhoging van de basis elektriciteitsprijs (voor Duitsland is het aandeel 13%)

De basis elektriciteitsprijs in Duitsland bedraagt € 42,2

*Import en export gegevens zijn alleen gebruikt voor de 'in-scope' landen.

Bron: Statistisches Bundesamt 2003; Energietechnische Gesellschaft im VDE (VDE ETG) 2005; Power Intensity: Fraction of the electricity costs on the gross value added; Business Insights Reuters

4.2 De beperkte spreiding in de Duitse elektriciteitsprijs laat weinig ruimte voor prijsonderhandelingen en afwijkingen van de marktprijs

Met een marktprijs van 47,9 EUR/ MWh heeft Duitsland een relatief kleine spreiding van 5,7 EUR/ MWh. Dit is 12% van de marktprijs.

Marktprijs
47,9 EUR/ MWh



42,2 EUR/ MWh
Basis
Electriciteitsprijs

Deze spreiding wordt hoofdzakelijk veroorzaakt door:

- Prijzen tot stand gekomen op de EEX vormen de benchmark voor de Europese markt in termen van volume en het zetten van de prijs. Duitsland wordt gezien als de meest liquide markt binnen Europa.
 - EEX kent 123 actieve deelnemers waarvan 50% afkomstig is buiten Duitsland.
 - Het merendeel van de deals worden op basis van OTC gedaan, echter het volume dat wordt verhandeld via spot en future markt neemt in omvang toe.
- De elektriciteitsmarkt wordt gedomineerd door vier grote elektriciteitsbedrijven (E.ON, RWE, Vattenfall Europe en EnBW), die samen 80% van de Duitse energieopwekkingcapaciteit controleren en bijna het totale hoogspanning netwerk.
- Het nationale kartelagentschap beschouwt E.ON en RWE als een duopolie in de nationale markt van aanbod en distributie naar grote industriële/ commerciële consumenten. Het agentschap houdt verdere overnames van deze twee verderop in de keten tegen. Dit zou de concurrentie in de markt verder doen verzwakken.

Bron: Duits Ministerie van Economie en Arbeid, 2005, Prof Dr. Uwe Lepich, The Crisis of Electricity Markets in Europe 2005

4.3 Tarieven en belastingen zijn een significant onderdeel van de elektriciteitskosten voor grootverbruikers

Transport

Ondanks dat de Duitse elektriciteitsmarkt geliberaliseerd is, zijn de netwerken nog steeds monopolistisch georganiseerd.

- In 2006 zal het Duitse netwerkagentschap controle hebben over de transporttarieven en zal de prijs 20,8 EUR/ MWh zijn.
- De prijs voor > 700 GWh ligt op ongeveer 8 EUR/ MWh in 2005.

Belasting

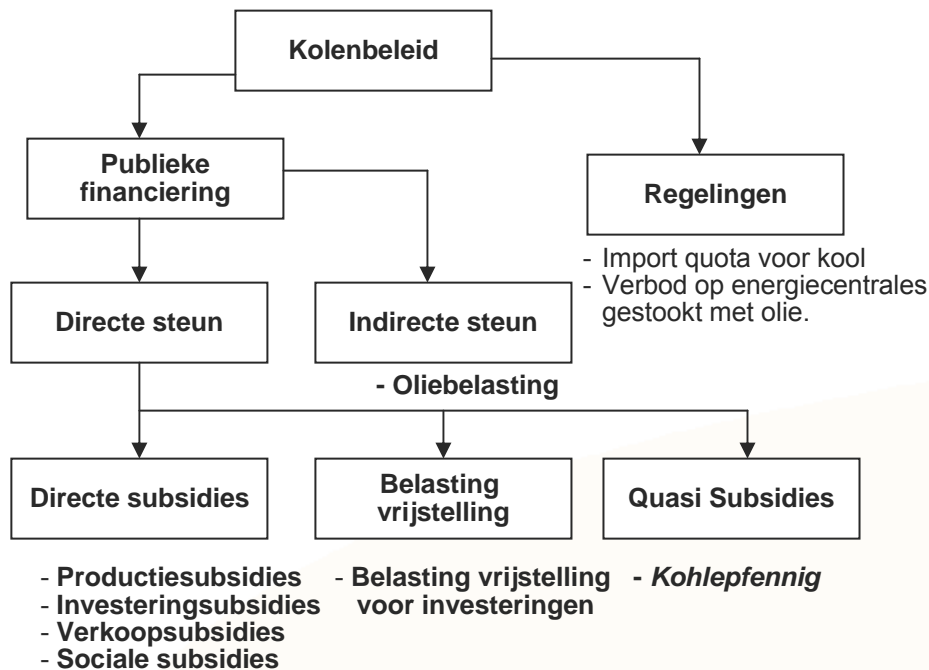
In Duitsland zijn er vier soorten belasting:

- Basis Elektriciteitsbelasting: basis belasting die de afgelopen jaren is gestegen. In 2005 was deze belasting 12,3 EUR/ MWh. In 1999 was dat nog 2 EUR/ MWh. De energiebelasting voor grootverbruikers wordt gereduceerd indien de energiebelasting hoger is dan de reductie van de pensioenbijdrage door de overheid. In dat geval wordt een korting toegepast van 95% op het deel van de energiebelasting dat overblijft na aftrek van de reductie van de pensioenbijdrage ("Spitzenausgleich für Unternehmen des produzierenden Gewerbes").
- CHP Wet: belasting die wordt geheven ter bevordering van de ontwikkeling van CHP. Wet stamt uit 1999. CHP belasting bedraagt 0,5 EUR/ MWh.
- EEG Wet: belasting die wordt geheven ter bevordering van opwekking middels Renewables. Belasting is 6,9 EUR/ MWh.
- Toegangsheffing: Heffing voor het toetreden tot het publieke netwerk. De heffing is 1,1 EUR/ MWh.

Een klant met het in deze studie gebruikte klantprofiel heeft een tarief van 8 EUR/ MWh en een belasting van 21 EUR/ MWh

Bron: VDEW 2006; Allianz Group Dresdner Bank; e/m/w 2005; IZES 2003, Belastung der stromintensiven Industrie durch das EEG und Perspektiven

4.4 Kolensubsidies in Duitsland zijn ingevoerd om het concurrentieniveau van de Duitse markt kunstmatig hoog te houden



- Sinds 1980 is er ter compensatie van het 70% goedkopere importkool voor ongeveer € 100 miljard aan subsidies betaald aan de kolenindustrie.
- De *Kohlepfennig* is in 1995 afgeschaft. Hierdoor werden de importquota opgeheven en werden elektriciteitsbedrijven vrij in hun leverancierskeuze. Een variëteit aan andere subsidies om de hoge Duitse kolenprijs te compenseren is echter nog in gebruik.
- De kolenovereenkomst (1997) legde het Duitse kolenbeleid vast tot 2025. Langzaam worden subsidies gereduceerd tot € 2,7 miljard. Het gevolg zal een daling van de kolenproductie zijn met € 26 miljoen ton en een reductie in het aantal banen met 36.000
- Volgens EU richtlijnen mogen activiteitsreducerende subsidies niet meer worden ingezet na 2007. In 2007 diene lange termijn niveaus van minimum productie te zijn vastgesteld en worden gebruikt tot 2010. Er dient ook een neerwaartse beweging zichtbaar te zijn in het totaal aan subsidies tot 2010. Het resultaat hiervan moet een significante reductie in het aantal en de hoogte van subsidies zijn.
- Geplande subsidies voor verkoop en het uit bedrijf nemen van energiecentrales van 2002 tot 2005 laten zien dat de verkoopsubsidies afnemen van € 3,78 miljard in 2002 naar € 2,81 miljard in 2005. Sociale, structurele en onderzoekssubsidies worden niet aangetast.

Bron: Umwelt Bundes AMT (2003), Elsevier (2002)

Inhoudsopgave

1. Achtergrond en aanpak

Dit is een onderzoek naar de structuur en het niveau van elektriciteitsprijzen voor Noordwest-Europese grootverbruikers

2. Nederland

Nederland kent, door de afhankelijkheid van gas, een relatief hoge basis elektriciteitsprijs en daardoor een beperkte spreiding ten opzichte van de marktprijs

3. Frankrijk

De relatief grote spreiding in de Franse elektriciteitsprijs, veroorzaakt door de lage kosten van de nucleaire productie, laat veel ruimte voor afwijkingen van de marktprijs

4. Duitsland

De hoge productieprijs en de lage marktprijs zorgen voor beperkte ruimte voor prijs-
onderhandelingen in de kolen gebaseerde Duitse markt

5. België

De spreiding in de elektriciteitsprijs in België is groot door het samengaan van lage
productiekosten en een relatief hoge marktprijs

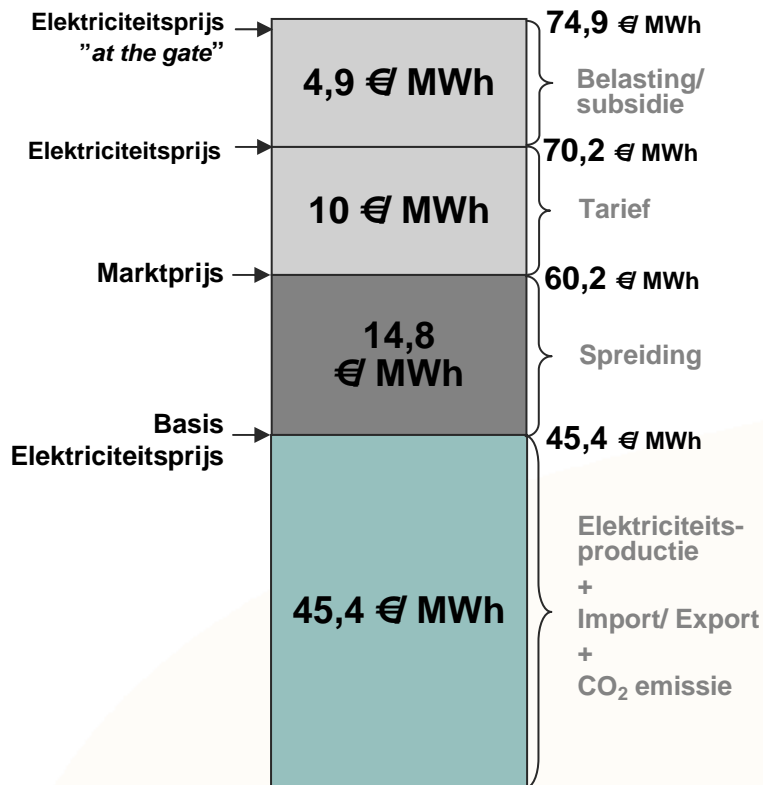
6. Marktobservaties

In de Europese energie-industrie is er een aantal initiatieven dat beoogt de
energieprijzen voor grootverbruikers laag te houden

7. Conclusies&Bevindingen

De productiemix, de marktprijzen, de tarieven en de belastingen bepalen de grote
verschillen in de prijsstructuur en het prijsniveau per land

5. De spreiding in de elektriciteitsprijs in België is groot door het samengaan van lage productiekosten en een relatief hoge marktprijs

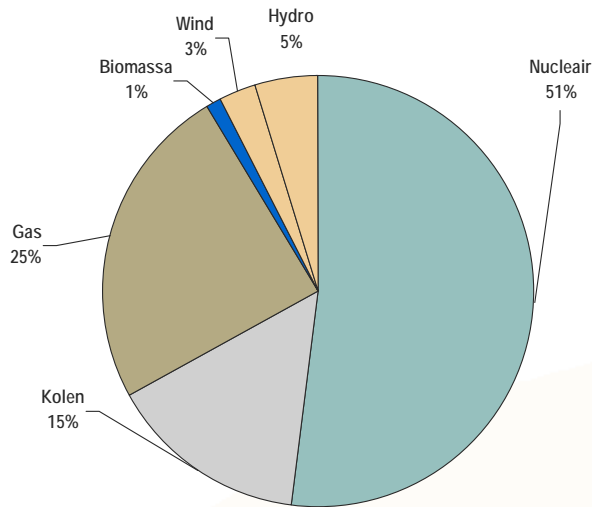


- 5.1 De Belgische brandstofmix, voornamelijk afhankelijk van nucleaire inbreng, kent een elektriciteitskostprijs van 45,4 €/ MWh.
- 5.2 De gedecentraliseerde structuur en het oligopolistische karakter van de Belgische markt laten veel ruimte voor onderhandelingen over prijzen.
- 5.3 Tarieven zijn regionaal gereguleerd. Belasting en subsidies zijn gericht op het terugdringen van emissies en het stimuleren van duurzame energie.

Bron: CREG, ELIA

5.1 De Belgische brandstofmix, voornamelijk afhankelijk van nucleaire inbreng, kent een basis elektriciteitsprijs van 45,4 €/ MWh

Energieproductiemix in België (2005)



Productiekosten in België zijn 42,1 EUR/ MWh

- In 2003, heeft België een wet aangenomen die nucleaire energie dient af te bouwen tussen 2015 en 2025. Nucleaire energie vertegenwoordigt 51% van energieproductiemix. Deze 51% dient te worden opgevangen met een combinatie van energiebesparingen, import en additionele opwekkingscapaciteit.

Productiekosten worden gecorrigeerd met 0,51 EUR/ MWh voor import en export activiteiten

- Productiekosten zijn minimaal beïnvloed door erg weinig import van energie.
- De import en export is gebalanceerd en heeft geen groot effect op de elektriciteitsprijs.
- Energie wordt geïmporteerd uit Frankrijk en vanuit Nederland voor een totaal van 12,7 TWh*.
- België exporteert haar energie naar Frankrijk en Nederland voor een totaal van of 6,6 TWh*.

De gecorrigeerde productiekosten worden verhoogd met CO₂ emissiekosten van 2,8 EUR/ MWh

- Aangezien het grootste gedeelte van de Belgische energieproductie afkomstig is van nucleaire opwekking hebben CO₂ emissiekosten een minimale invloed op de elektriciteitsprijs.

De totale basis elektriciteitsprijs in België bedraagt € 45,4

• Import en export gegevens zijn alleen gebruikt voor de 'in-scope' landen.

Bron: The Western European Electricity Market Outlook, Reuters Business Insights, 2005; The future of power generation, Reuters Business Insights, 2005; Capgemini experts en analyses

5.2 De gedecentraliseerde structuur en het oligopolistische karakter van de Belgische markt laat veel ruimte voor onderhandelingen over prijzen

Met een marktprijs van 60,2 EUR/ MWh heeft België een spreiding van 14,8 EUR/ MWh. Dit is 25% van de marktprijs.



De spreiding wordt hoofdzakelijk veroorzaakt door:

- De Belgische overheid wordt gestimuleerd om een nationaal energiebeleid te creëren;
 - De drie regio's (Brussel, Wallonië en Vlaanderen) hebben verschillende toezichhoudende regimes.
- De marktstructuur in België is een oligopolie met horizontale intergratie van handelaren en leveranciers, hetgeen wat leidt tot weinig nieuwe marktdeelnemers en weinig concurrentie op de markt.
- Belpex is recent opgericht en kan nog niet worden gebruikt voor het afgeven van een van betekenis zijnde referentieprijs. De APX wordt in afwezigheid van een eigen liquide markt als referentie gehanteerd.

Bron: NMa jaarverslag aan de EU commissie, 2005

5.3 Tarieven zijn regionaal gereguleerd. Belasting en subsidies zijn gericht op het terugdringen van emissies en het stimuleren van duurzame energie

Transport

- Elia heeft een wettelijke monopolie als de Belgische netbeheerder. Elia is de eigenaar van alle 150 tot 380 kV netwerken in België en is eigenaar van bijna 95% van de 30 tot 70 kV netwerken.
- De hoofdactiviteiten van Elia zijn transmissiebeheerder, systeembeheerder en marktfacilitator
- Elia past heffingen toe op de transportprijzen bestaande uit connectiekosten, consumptiekosten en kosten voor additionele service per regio.
- De Belgische toezichthouder (CREG) heeft een project gestart om tarieven te reduceren en tarieven gelijk te trekken door middel van tariefverminderingen van 20% in 2008.

Belasting

Energiebelasting, op het produceren van energie, wordt toegepast per geval. De hoogte van de belasting wordt onderhandeld met de autoriteiten.

- CREG heft een *Co-Responsibility* belasting van 0.5 €/ MWh. Deze belasting is gebaseerd op het tegengaan van vervuiling.
- Het gemeentelijk bestuur van Wallonië, Vlaanderen en Brussel heffen een belasting van 1-7€ MWh
- Emissiebelastingen zijn vanaf 2006 regionaal georganiseerd.

Een klant met het in deze studie gebruikte klantprofiel heeft een tarief van 10 EUR/ MWh en een belasting van 4,9 EUR/ MWh

* Zie ook bijlagen; Bron: Capgemini experts, Elia

Inhoudsopgave

1. Achtergrond en aanpak

Dit is een onderzoek naar de structuur en het niveau van elektriciteitsprijzen voor Noordwest-Europese grootverbruikers

2. Nederland

Nederland kent, door de afhankelijkheid van gas, een relatief hoge basis elektriciteitsprijs en daardoor een beperkte spreiding ten opzichte van de marktprijs

3. Frankrijk

De relatief grote spreiding in de Franse elektriciteitsprijs, veroorzaakt door de lage kosten van de nucleaire productie, laat veel ruimte voor afwijkingen van de marktprijs

4. Duitsland

De hoge productieprijs en de lage marktprijs zorgen voor beperkte ruimte voor prijs-
onderhandelingen in de kolen gebaseerde Duitse markt

5. België

De spreiding in de elektriciteitsprijs in België is groot door het samengaan van lage
productiekosten en een relatief hoge marktprijs

6. Marktobservaties

In de Europese energie-industrie is er een aantal initiatieven dat beoogt de
energieprijzen voor grootverbruikers laag te houden

7. Conclusies&Bevindingen

De productiemix, de marktprijzen, de tarieven en de belastingen bepalen de grote
verschillen in de prijsstructuur en het prijsniveau per land

6. In de Europese energie-industrie is er een aantal initiatieven dat beoogt de energieprijzen voor grootverbruikers laag te houden

- 6.1 Er worden nieuwe lage kosten centrales gebouwd door consortia van grootverbruikers en energieproducenten om de energiekostprijs te verlagen.
- 6.2 Grootverbruikers in de energiemarkt vormen inkoopconsortia om hun energiekostprijzen te doen zakken.
- 6.3 Speciale afspraken en contracten uit het verleden zijn van invloed in de toekomstige energiemarkt, maar zijn in onderzoek bij de Europese Commissie.

6.1 Er worden nieuwe lage kosten centrales gebouwd door consortia van grootverbruikers en energieproducenten om de energiekostprijs te verlagen

De groeiende koopkracht van consortia

- 18 december 2003 heeft het consortium 'Framatone', gevormd door AREVA en Siemens een contract getekend voor de bouw van een EPR (1600 MW nucleaire reactor). Deze reactor gebouwd in Finland, is in 2009 commercieel operationeel.
- De € 3 miljard investering voor Olkiluoto is gefinancierd door een consortium van elektriciteitsbedrijven uit Frankrijk, EDF, Siemens en Duitsland.

Bron: Finse Ministerie van Handel en Industrie (2005) Framatome press Kit

Externe studies uitgevoerd door onderzoekers van de Verenigde Staten en alle EU lidstaten, ondersteund door de EU, om sociale en milieukosten geassocieerd met het opwekken van energie te onderzoeken.

6.2 Grootverbruikers in de energiemarkt vormen inkoopconsortia om hun energiekostprijzen te doen zakken

De Franse overheid onderzoekt de haalbaarheid van lange termijn inkoopconsortia

Concept

- Het ministerie van Financiën, Budget en Energie werken gezamenlijk aan het opbouwen van lange termijn inkoopconsortia.
- Er zijn 20 tot 30 zeer grote energie verbruikende ondernemingen bij betrokken.
- De omvang van de inkoopovereenkomsten bedraagt 30-35 TWh per jaar. Dit is 9-10% van de totale elektriciteitsconsumptie in Frankrijk.
- Het plan voor het consortium betreft het inschrijven voor het inkopen van elektriciteit op basis van take-or-pay voor een periode van 15 tot 20 jaar. Het consortium betaald op voorhand door financiering met 10% gedeeld kapitaal van het consortium zelf en 90% met vreemd vermogen. Aansprakelijkheid van de lening gebeurt naar verhouding van het aandeel in het consortium en wordt derhalve behandeld als *off-balance sheet*.
- De energie wordt betaald bij levering. Het consortium verkoopt de energie naar verhouding aan leden tegen een prijs die de kosten van energie en de kosten voor het financieren met vreemd kapitaal dekt.

Status

- Een beslissing van de Franse regering wordt in het tweede gedeelte van 2006 verwacht. De uitkomst is echter nog onzeker.
- Een aantal factoren belemmeren het besluitvormingsproces:
 - Kleinere industrieën lobbyen om lid te worden van het consortium;
 - De EU commissie onderzoekt het effect van consortia op concurrentie in de EU en het effect op de liberalisering van de energiemarkt, aangezien een groot gedeelte van het energievolume uit de geliberaliseerde markt wordt weggenomen.

Bron: Power of Energy, Platt

6.3 Speciale afspraken en contracten uit het verleden zijn van invloed in de toekomstige energiemarkt, maar zijn in onderzoek bij de Europese Commissie

Het Spaanse G-4 Tarief

- De Spaanse overheid subsidieert grote energieverbruikers door middel van het G-4 tarief. Dit tarief compenseert voor het gebrek aan concurrentie in de markt.
- Het G-4 tarief blijft van kracht tot Spanje haar netwerk kan uitbreiden door een verbinding met Frankrijk (en dus met Europa) om op deze wijze toegang te krijgen tot dezelfde competitieve prijzen als de concurrentie.
- Het G-4 tarief is een geregulariseerd laag tarief voor grote energieverbruikers (groter dan 100 MW basisbelasting).
- Vijf ondernemingen maken op dit moment gebruik van het G-4 tarief (aluminium, staal en zink industrie) en kennen een energieprijs die 34% lager is dan de grootverbruikers productieprijs (exclusief transmissiekosten).
- Het G-4 tarief zal richting 2007 geleidelijk verdwijnen. De Spaanse overheid overweegt om dit uit te stellen tot 2010.
- Het Spaanse G-4 tarief is in onderzoek bij de Europese commissie

Italiaanse CIP6 subsidie

- De Italiaanse CIP6 subsidie verplicht alle energie producenten en importeurs 2% van hun elektriciteitsproductie te produceren met duurzame energie.
- Deze verplichting geldt voor alle energieproducenten en importeurs die meer dan 100 GWh conventionele energie per jaar produceren of importeren. De producenten kunnen aan deze verplichting voldoen door het aanschaffen van *green certificates* van andere ondernemingen (de hieraan gerelateerde energie dient ingevoerd te worden aan het netwerk).
- CIP6 energie wordt voor vaste prijzen gekocht door GRTN bij rechtmatige energie producenten. GRTN verkoopt CIP6 energie op de IPEX. GRTN wijst voorkeurscontracten toe voor CIP6 energie (de totaal gealloceerde hoeveelheid is gelijk aan het totaal van CIP6 verkochte energie op de IPEX) voor 50 €/ MWh.
- Italië heeft besloten om in 2006 CIP6 energie te verkopen aan GRTN voor € 55.5/ MWh in 2006
- Het Italiaanse ministerie van industrie heeft in december 2005 aangekondigd 60% van de CIP6 energie op de vrije markt te verhandelen en 40% aan voorkeurcontracten te besteden.
- Het Italiaanse CIP6 is in onderzoek bij de Europese commissie

Bron: ETAFlorence and edited by IT Power under the Tradable Renewable Energy Certificates Know-how and Initiatives Network, partly funded by the European Commission DG-TREN, December, 2003; Ministerie van Economische Zaken

Inhoudsopgave

1. Achtergrond en aanpak

Dit is een onderzoek naar de structuur en het niveau van elektriciteitsprijzen voor Noordwest-Europese grootverbruikers

2. Nederland

Nederland kent, door de afhankelijkheid van gas, een relatief hoge basis elektriciteitsprijs en daardoor een beperkte spreiding ten opzichte van de marktprijs

3. Frankrijk

De relatief grote spreiding in de Franse elektriciteitsprijs, veroorzaakt door de lage kosten van de nucleaire productie, laat veel ruimte voor afwijkingen van de marktprijs

4. Duitsland

De hoge productieprijs en de lage marktprijs zorgen voor beperkte ruimte voor prijs-
onderhandelingen in de kolen gebaseerde Duitse markt

5. België

De spreiding in de elektriciteitsprijs in België is groot door het samengaan van lage
productiekosten en een relatief hoge marktprijs

6. Marktobservaties

In de Europese energie-industrie is er een aantal initiatieven dat beoogt de
energieprijzen voor grootverbruikers laag te houden

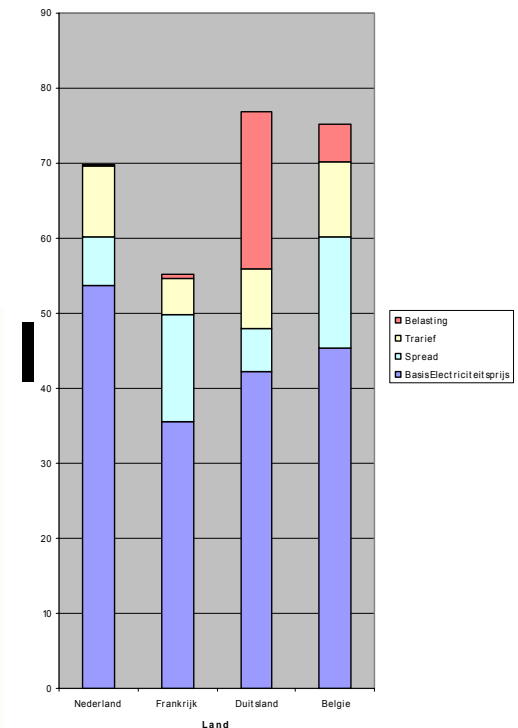
7. Conclusies&Bevindingen

De productiemix, de marktprijzen, de tarieven en de belastingen bepalen de grote
verschillen in de prijsstructuur en het prijsniveau per land.

7.1 De productiemix, de marktprijzen, de tarieven en de belastingen bepalen de grote verschillen in de prijsstructuur en het prijsniveau per land

- De verschillen in de basis elektriciteitsprijs worden grotendeels bepaald door de brandstofmix.
 - Voor opwekking van elektriciteit middels olie en kolen zijn de brandstofkosten grotendeels bepalend voor de hoogte van de basis elektriciteitsprijzen.
 - De kosten voor CO₂ emissies versterken dit. Het CO₂ emissie handelssysteem resulteert in Nederland en Duitsland door de gas en resp. kolen gebaseerde productiemix in hogere prijzen in deze landen waarbij de CO₂ component resp. 11% en 13% van de basis elektriciteitsprijs uitmaakt.
 - Voor kernenergie zijn met name de investeringskosten bepalend. Het grote aandeel van kernenergie verklaart de lagere prijzen in Frankrijk en België.
- De Europese markt is onvoldoende liquide voor een convergente Noordwest-Europese prijs.
 - Er bestaan grote verschillen tussen marktprijzen van de verschillende landen.
 - België heeft een lage basis elektriciteitsprijs, maar een marktprijs gelijk met die van Nederland.
- Er is een groot verschil in elektriciteitsprijzen en de opbouw daarvan voor grootverbruikers tussen de verschillende landen van vestiging.
 - Tarifering en belasting zijn zeer verschillend per land.
 - Belastingen hebben een sterk prijsverhogend effect in Duitsland.
 - Tarieven in Nederland en Duitsland zijn nagenoeg gelijk.
 - De belastingen op elektriciteit in Nederland zijn zeer klein
- Zowel Frankrijk als België laten een ruime spreiding zien. Dit wijst op beschikbare ruimte voor bilaterale contractprijzen afwijkend van de marktprijs.
 - De lage spreiding van Nederland is met name te wijden aan de hoge prijzen voor gas.

Elektriciteitsprijzen voor Grootverbruikers in Noordwest-Europa



Uiteindelijk heeft de grootverbruiker in Frankrijk verreweg de laagste kosten en de meeste ruimte om af te wijken van de marktprijs. Dit beeld wordt bevestigd door het inkoop consortium (zie 6.2)

7.2 Er zijn bewegingen in de grootverbruikermarkt die de vrije marktwerking bevorderen en die deze beperken

In alle landen worden initiatieven ondernomen om de liquiditeit in de handelsmarkten te vergroten.

- België heeft per 1 januari 2006 een handelsmarkt voor elektriciteit: BELPEX.
- Samenwerking tussen Europese beurzen (Nordpool en samenwerking tussen APX, Powernext en Belpex)
- Nederland breidt haar interconnectie capaciteit gestaag uit en werkt aan een betere besturing van de huidige capaciteit.
- In alle landen worden (op korte termijn) investeringen gedaan in nieuwe capaciteit.

Marktconcentratie belemmert mogelijk concurrentie.

- De verwachte consolidatie in de Europese markt dreigt zich te ontwikkelen in de richting van Nationale kampioenen met een sterke positie op hun eigen thuismarkt hetgeen mogelijk vrije marktwerking belemmert. Recente aankondigingen van fusies zoals bijvoorbeeld GDF/ Suez of Endesa/ GasNatural wijzen in die richting.
- Dominante marktspelers hebben zo de mogelijkheid om hun rol als prijszetter veilig te stellen of te versterken.

De overheid interenieert in de markt, maar zit een lastig pakket, omdat zij de vrije markt behoort te bevorderen, maar ook voor continuïteit van de grootverbruiker zorg draagt.

- De overheid faseert oude regelingen als de *kohlenpfennig* in Duitsland en de gereguleerde prijzen in Frankrijk uit. Regelingen in Spanje (G4) en Italië (CIP6) staan ter discussie.
- De verdeling van CO₂ emissierechten wordt door de regeringen opnieuw bekeken. CO₂ emissiekosten blijven van grote invloed op de prijs van energie.

Bijlagen

Berekening Elektriciteitsproductiekosten

Methodologie



Aannames

- Investeringskosten en Operatie- en Onderhoudskosten zijn per brandstoftype gemiddeld over de verschillende landen, omdat deze kosten eerder technologie afhankelijk zijn i.p.v. regionaal afhankelijk.
- De brandstofkosten zijn wel per land gespecificeerd, omdat daar ook land specifieke aspecten in meespelen. Aangenomen is dat de brandstofprijzen voor kernenergie en kolen relatief constant zijn. Gegeven de volatiliteit van de gasprijzen is de gemiddelde gasprijs over Q3 en Q4 2005 gebruikt.
- De Investeringskosten en Operatie- en onderhoudskosten zijn benaderd door een gemiddelde te nemen van de bedragen met discontovoet 5% en 10% om een zo reëel mogelijke weergave van te geven (funding met 70% vreemd vermogen met een rente 2005 EURIBOR plus 2% bij beperkt risico kapitaal en een return on equity (ROE) van 15% is de discontovoet geschat op 7-8%).
- Subsidiebedragen zijn gemiddelde subsidies voor renewables gebaseerd op de renewables mix en de subsidieregelingen.
- Olie is niet meegenomen in de brandstofmix.

Berekeningen

Gemiddelde 5%-10% disconto	Nucleair	Gas	Kolen	Renewables
	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh
Investering	21,77	9,11	12,15	61,98
Operatie&Onderhoud	7,35	4,58	8,09	27,02
Fuel Cost	Nucleair	Gas	Kolen	Renewables
	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh
Nederland	7,68	43,12	17,37	0
Frankrijk	5,09	44,62	13,15	0
Duitsland	5,09	43,12	17,37	0
Belgie	4,61	53,56	17,37	0
Renewables subsidies				EUR/MWh
Nederland	n.a.	n.a.	n.a.	48,50
Frankrijk	n.a.	n.a.	n.a.	57,55
Duitsland	n.a.	n.a.	n.a.	68,20
Belgie	n.a.	n.a.	n.a.	0,00

Fuel Mix	Nucleair	Gas	Kolen	Renewables
Nederland	4%	60%	32%	1%
Frankrijk	78%	4%	5%	12%
Duitsland	29%	9%	53%	8%
Belgie	58%	22%	17%	0%

Fuel Mix	Total
Nederland	97%
Frankrijk	99%
Duitsland	99%
Belgie	97%

Kale Productie Kosten	Total
Nederland	49,5
Frankrijk	34,8
Duitsland	37,0
Belgie	42,1

Bron: Projected cost for electricity, Nuclear Energy Agency, 2005; The Western European Electricity Market Outlook, Reuters Business Insights, 2005; Wind Energy The Facts, EWEA, 2005; EUROSTAT; Capgemini Analysis

Er zijn aanzienlijke verschillen in CO₂ kosten tussen Nederland, Frankrijk, Duitsland en België. CO₂ kosten zijn een grote determinant van de elektriciteitsprijs

Prijs CO₂/ ton

- € 7 a € 10/ ton CO₂ uitstoot
- Gemiddelde prijs € 8,5/ ton

Bron: Frontier Economics, 2006

• Prijs per ton terugbrengen naar prijs per gram

CO₂ uitstoot per type productie

• Kolen	1000-1300	gram/ KWh
• Gas	450-700	gram/ KWh
• Hydro	0-250	gram/ KWh
• Nucleair	10-20	gram/ KWh

Bron: UIC

• Gemiddelde uitstoot bepalen
• Uitstoot omvormen naar MWh

Prijs voor CO₂ uitstoot per MWh

• Kolen	€ 9,78/ MWh
• Gas	€ 4,89/ MWh
• Hydro	€ 1,06/ MWh
• Nucleair	€ 0,13/ MWh

Bron: Capgemini analyse

• Individuele kosten per productie type vermenigvuldigen met productiemix

Productiemix per land

- NL – kolen (30%), gas (60%), nucleair (4%)
- FR – kolen (4%), gas (3%), hydro (12%), nucleair (80%)
- DU – kolen (47%), gas (11%), hydro (5%), nucleair (26%)
- BE – kolen (15%), gas (25%), hydro (5%), nucleair (51%)

Bron: Business Insight, Reuters

CO₂ kosten per MWh naar productiemix

• NL	€ 5,87/ MWh
• FR	€ 0,77/ MWh
• DU	€ 5,22/ MWh
• BE	€ 2,79/ MWh

Bron: Capgemini analyse

CO₂ kosten per MWh naar productiemix gewaardeerd tegen de 2005 Q3/ 4 marktwaarde*

• NL	€ 15,54/ MWh
• FR	€ 2,03/ MWh
• DU	€ 13,81/ MWh
• BE	€ 7,37/ MWh

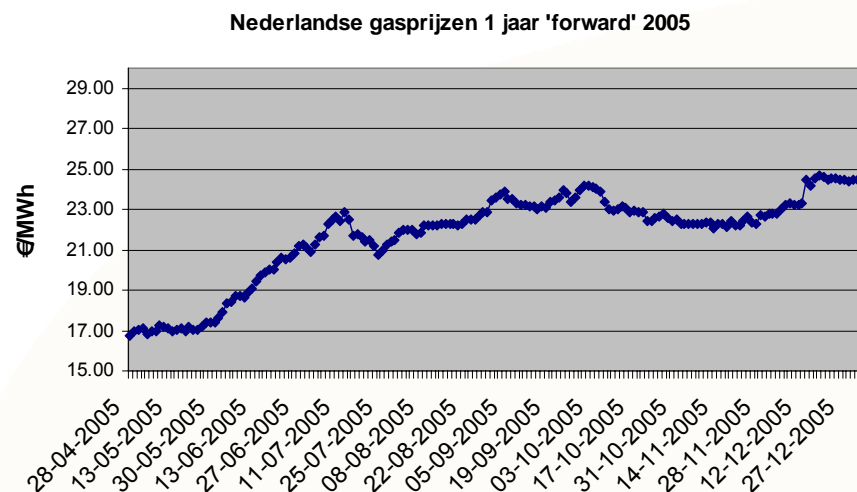
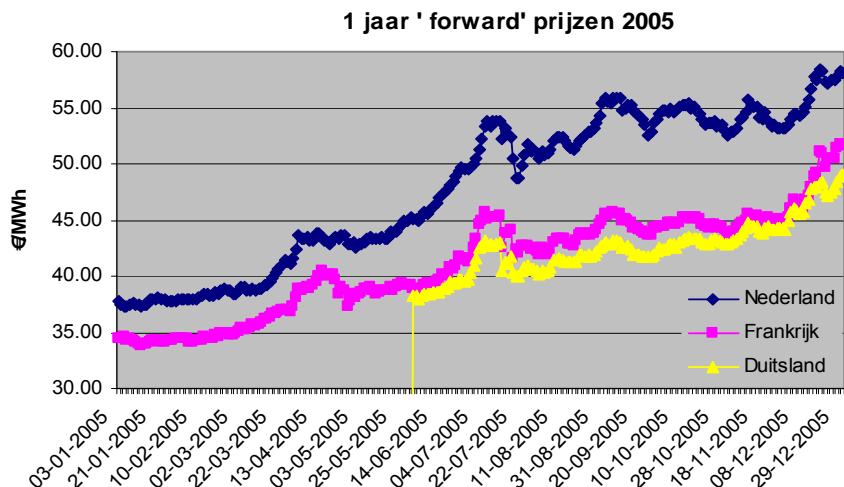
Bron: Capgemini analyse

* Marktwaarde 2005 Q3/ 4 CO₂ emissiehandel varieert tussen 20 – 25 euro/ ton (bron: frontier economics)

Rekenblad import/ export

Correction for Import/Export	Productie of Import MWh	Prod. Kosten EUR/ MWh	Percentage %	Total price EUR	Verschil EUR	Grens tarief	Inclusief grenstarief	Verschil (incl grens tarief)
						EUR/ MWh	EUR	EUR
Nederland								
Net production	92427000	49,5	83,0%	41,05	-1,70		41,0	-0,71
Import	Belgie	9609000	42,1	8,6%	3,63		4,7	4,0
	Frankrijk	604000	34,8	0,5%	0,19		5,5	0,2
	Duitsland	8778000	37,0	7,9%	2,92		7,1	3,5
Total	111418000			47,78			48,8	
France								
Net production	530363000	34,8	99,8%	34,7	0,01			
Import	Belgie	873000	42,1	0,2%	0,1			
	Duitsland	152000	37,0	0,0%	0,0			
Total	531388000			34,8				
Germany								
Net production	553333000	37,0	96,4%	35,7	-0,06			
Import	Frankrijk	19648000	34,8	3,4%	1,2			
	Nederland	850000	49,5	0,1%	0,1			
Total	573831000			36,9				
Belgium								
Net production	75420000	42,1	85,6%	36,0	0,51			
Import	Frankrijk	9496000	34,8	10,8%	3,7			
	Nederland	3209000	49,5	3,6%	1,8			
Total	88125000			41,5				

Prijverschillen tussen Nederland en Duitsland/ Frankrijk worden steeds groter. Hoofdzakelijk wordt dit veroorzaakt door de op gas gebaseerde productiemix.



- De Nederlandse 1 jaar 'forward' energieprijzen zijn de hoogste van de landen in scope.
- Gedurende 2005 zijn in alle landen de 1 jaar 'forward' prijzen aanzienlijk toegenomen.
- België is niet meegenomen in de grafiek. België kende in 2005 geen onafhankelijk 'futures' markt, maar relateerde haar prijzen aan de Nederlandse Endex.
- Prijsfluctuaties in de verschillende landen zijn gelijk, de Nederlandse prijs stijgt echter harder dan de Franse en Duitse prijs.
- Dit verschil valt te verklaren door het in grote mate variabel zijn van de Nederlandse productiemix. Nederland produceert voornamelijk met gas (variabel). Frankrijk en Duitsland voornamelijk met nucleair en kolen (Duitsland), grondstoffen die als stabiel worden ervaren.
- Gasprijzen in Nederland zijn medio 2005 met bijna 50% toegenomen
- Koolprijzen en de verrijkt uranium blijven stabiel.
- Er wordt bij de berekening van de brandstofkosten voor elektriciteit uitgegaan van een rendabiliteit van de omzetting van gas naar elektriciteit van 50%.

Bron: Endex, CO₂ Price dynamics (Energy Research Centre of the Netherlands)

Er zijn grote verschillen in tarieven en energielasting, Nederland en België kennen hoge tarieven en Duitsland kent een zeer hoge elektriciteitsbelasting

Berekening tarieven, belasting en subsidies in de grootverbruikermarkt

- Voor de berekening van de tarieven, belastingen en subsidies in de grootverbruikermarkt in Nederland, Frankrijk, Duitsland en België is er een klantprofiel geformuleerd.
- Tarieven bestaan uit kosten voor aansluiting, transport, meetapparatuur, contractvermogen, peakvermogen, verbruik en systeemdiensten. Belasting voor alle landen uit de energielasting en voor Nederland geldt de MEP subsidie.
- Het klantprofiel in Nederland, Frankrijk, Duitsland en België bestaat uit de volgende aannames:
 - De klant is een grootverbruiker van 1000 GWh per jaar
 - Peak load van 120 Kw
 - De klant is aangesloten op een HS/ MS netwerk voor gecontracteerd 140 Kw (KwMax)

Tarieven en Belasting voor NL, FR, DE en BE

- Nederland:
 - Tarief: 9,50 €/ MWh
 - Belasting: 0,08 €/ MWh
- Frankrijk:
 - Tarief: 5,6 €/ MWh
 - Belasting: 0,5 €/ MWh
- Duitsland:
 - Tarief: 3,5 €/ MWh
 - Belasting 21 €/ MWh
- België:
 - Tarief: 10 €/ MWh
 - Belasting: 4,9 €/ MWh

Bron: Transmission Network Operators Capgemini experts en analyses

Support mechanisms for renewable energy reduce the cost of electricity generation

- **Netherlands:** Feed in Tariff + tax. Mixed strategy: green pricing, tax exemptions and FITs. The tax exemption for green electricity amounts No exemption 2.9 c€/ kWh and FITs range from 2.9 c€/ kWh for mixed biomass and waste streams to 6.8 c€/ kWh for wind, PV, tidal, wave and small hydro.
- **Germany:** Feed In Tarif (FIT). German Renewable Energy Act: FITs guaranteed for 20 years (The law includes a dynamic reduction of the FITs (for some RES-E options): For biomass 1% per year, for PV 5% per year, for wind 1.5% per year) 5. In more detail, FITs for new Noinstallations in 2003 are: hydro - 6.65- 7.67 c€/ kWh; wind6 - 6-8.9 c€/ kWh; biomass - 5,8-10 c€/ kWh; landfill gas, sewage gas and mine biogas - 6.65-7.67 c€/ kWh; solar PV and solar thermal electricity, 45.7 c€/ kWh; geothermal - 7.16-8.95 c€/ kWh.
- **France:** FITs for RES-E plant < 12 MW guaranteed for 15 years (20 years PV and hydro). Tenders for plant>12 MW. FITs in more detail1: biomass - 4.9 c€/ kWh; biogas - 4.6 c€/ kWh; geothermal -7.62 c€/ kWh; PV2 - 15.25-30.50 c€/ kWh; landfill gas - 4.50-5.72 c€/ kWh; wind3 - 3.05-8.38 c€/ kWh; hydro4 - 5.49-6.10 c€/ kWh. Investment subsidies for PV, biomass and biogas (biomass and biogas PBEDL 2000 - 2006).
- **Belgium:** TGC + No Federal: The Royal Decree of 10 July 2002 (operational from 1st of July 2003) sets minimum prices for RES-E. guaranteed Except for offshore wind it will be implemented by the regional authorities: Wallonia: Quota obligation (based on TGCs) electricity Wallonia: Quota obligation (based on TGCs) on electricity suppliers– increasing from 3% in 2003up to 12% in 2010. purchase Flanders: Quota obligation (based on TGCs) on electricity suppliers– increasing from 3% (no MSW) in 2004 up to 6% in 2010. Brussels region: No support scheme yet implemented.

Bron: Wind Energy The Facts, EWEA, 2005