

BASELOAD ELEKTRICITEITSPRIJZEN EN BRANDSTOFPRIJZEN 2005 TOT EN MET 2020

Onderbouwing van de elektriciteitsprijs in het advies technisch-
economische parameters van duurzame elektriciteitsopties 2006-2007

A.J. Seebregts
M.J.J. Scheepers
H.J. de Vries

Verantwoording

Dit rapport is door ECN geschreven in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken in het kader van de onderbouwing voor de technisch-economische aannames ten behoeve van het vaststellen van de MEP-subsidietarieven voor duurzame elektriciteit voor de tweede helft 2006 en 2007 door het Ministerie van Economische Zaken. Dit rapport is geschreven onder het ECN raamwerkcontract MEP 2004, ECN projectnummer 7.7598. Contactpersoon bij ECN voor het bovengenoemd project en dit rapport is E.J.W. van Sambeek, telefoon: 0224-564227, e-mail: vansambeek@ecn.nl.

Abstract

On assignment of the Dutch Ministry of Economic Affairs ECN and KEMA have researched the financial gaps of renewable electricity production technologies. These form the basis for determining the level of the MEP subsidies for different renewable electricity sources and technologies by the Ministry. One of the main assumptions in the calculation of the financial gaps is the wholesale electricity price. This report explains the assumptions underlying a projected future electricity price for the calculation of the financial gaps. The calculations of the financial gaps are documented in another report (ECN-C--04-101).

Disclaimer

De uitgangspunten betreffende de elektriciteitsprijzen die in dit rapport worden besproken, zijn nog niet eerder openbaar gemaakt. De in dit rapport gepresenteerde aanpak, uitgangspunten en uitkomsten zijn gebaseerd op 'work in progress'. Er kunnen daardoor verschillen ontstaan tussen de prijzen zoals die in dit rapport worden besproken en de prijzen in de definitieve scenario's die hieraan ten grondslag liggen. De verwachting is echter dat deze verschillen niet wezenlijk van invloed zijn op de bandbreedte waarbinnen de gepresenteerde elektriciteitsprijzen zich bewegen.

INHOUD

LIJST VAN TABELLEN	4
LIJST VAN FIGUREN	4
SAMENVATTING	5
1. INLEIDING	7
1.1 Achtergrond	7
1.2 Disclaimer	7
1.3 Aanpak	7
1.4 Leeswijzer	8
2. ELEKTRICITEITSPRIJZEN 2005-2020	9
2.1 Resultaten POWERS	9
2.2 Forward elektriciteitsprijzen 2005-2007	11
2.3 Conclusies	12
3. GEBRUIKTE AANNAMES	14
3.1 Brandstofprijzen	15
3.2 CO ₂ -emissierechten	17
3.3 Producentengedrag en prijsvorming	18
3.4 Importcapaciteit en rol van het buitenland	19
3.5 Rol van WKK en grootschalige duurzame opwekking	20
REFERENTIES EN BRONNEN	21
AFKORTINGEN	22
BIJLAGE A FYSIEKE MODELRESULTATEN	23

LIJST VAN TABELLEN

Tabel 2.1	<i>Forward prijzen vergeleken met POWERS berekeningen</i>	11
Tabel 3.1	<i>Overzicht aannames POWERS berekeningen</i>	14
Tabel 3.2	<i>CO₂-prijzen</i>	17

LIJST VAN FIGUREN

Figuur 2.1	<i>Baseload elektriciteitsprijzen</i>	10
Figuur 2.2	<i>Prijsverloop OTC forwards NL jaarcontracten 2005</i>	12
Figuur 2.3	<i>Prijsverloop OTC forwards NL jaarcontracten 2006</i>	12
Figuur 3.1	<i>Gemiddelde gasprijs voor elektriciteitscentrales</i>	15
Figuur 3.2	<i>Importprijzen ketelkolen Nederland, 1981-2003</i>	16
Figuur 3.3	<i>Importprijzen kolen in diverse internationale scenariostudies</i>	17
Figuur 3.4	<i>Ontwikkeling interconnectie capaciteit in off-piek periode</i>	20

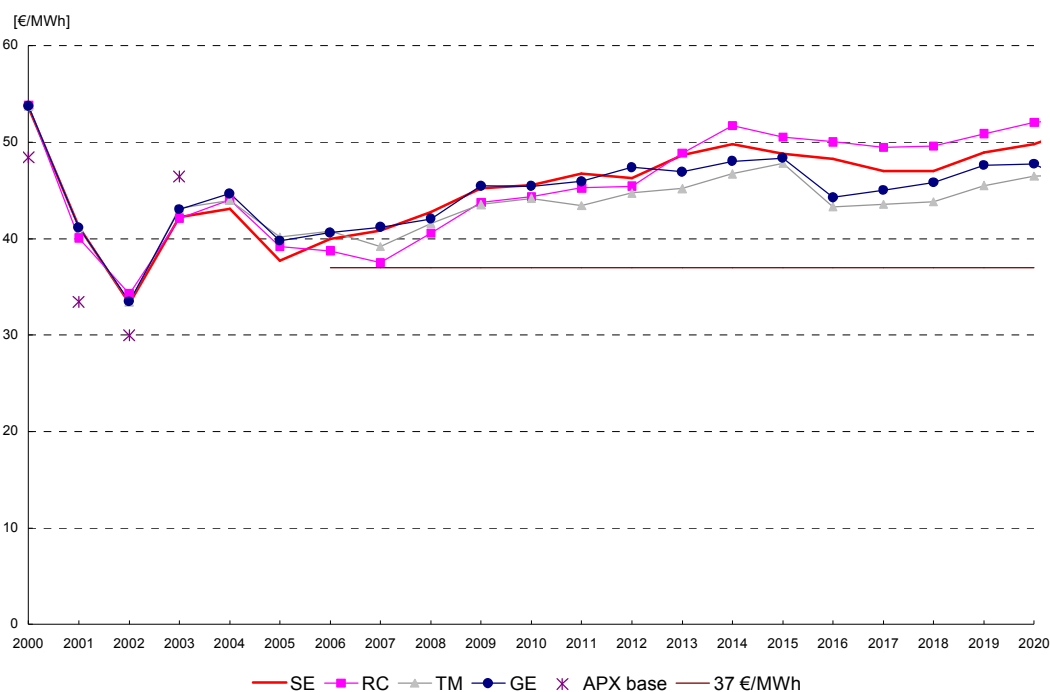
SAMENVATTING

Achtergrond

De onrendabele topberekeningen ten behoeve van de vaststelling van de MEP subsidies voor de tweede helft van 2006 en 2007 zijn gedocumenteerd in het rapport ECN-C--04-101. Ter onderbouwing van dat advies, wordt in het onderhavige rapport ingegaan op de belangrijkste aannames met betrekking tot de toekomstige ontwikkeling van de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt.

Resultaten

Onderstaande figuur geeft de voorlopige resultaten voor de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt, zoals voortkomend uit de WLO-scenario's. De ontwikkeling van de elektriciteitsprijs is berekend met het POWERS-model. De modelresultaten zijn onder andere getoetst aan en vergeleken met OTC forward contractprijzen en historische APX spotmarktprijzen.



Figuur S.1 *Baseload elektriciteitsprijzen*

Als baseloadprijs voor elektriciteit op de groothandelsmarkt wordt in het advies tweede helft 2006/2007 op basis van bovenstaande figuur een bedrag van 37 €/MWh voorgesteld. Dit bedrag ligt aan de onderkant van de bandbreedte voor de ontwikkeling van de berekende elektriciteitsprijs. OTC forward prijzen voor 2006 en 2007, voor zover nu maar gebaseerd op een beperkt aantal noteringen, liggen in een bandbreedte van 36,0-39,4 €/MWh. Forward noteringen lijken een stijgende trend te hebben naarmate het betreffende jaar van levering dichterbij komt, hetgeen de bovenkant van de bandbreedte nog hoger zou maken.

In (Van Sambeek et al, 2004) is vervolgens op basis van de baseloadprijs de lange termijn contractprijs ten behoeve van de onrendabele top berekeningen voor de verschillende duurzame elektriciteitsopties afgeleid. Hierin worden de lange termijn risico's die zijn verbonden aan een lange termijn contract en de kosten van onbalans meegenomen. Dit geldt voor alle duurzame

opties, met uitzondering van bij- en meestook, waarbij de onrendabele top wordt berekend op basis van de vermeden brandstofinzet.

Gevoeligheden

De belangrijkste factoren die in het POWERS-model effect hebben op de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs zijn:

1. Kolen- en aardgasprijzen
2. CO₂-prijzen en de mate waarin deze prijs door werkt in de elektriciteitsprijzen
3. Stijging van de vraag naar elektriciteit als gevolg van economische groei
4. Marktgedrag van producenten
5. Interconnectie capaciteit en ontwikkeling van elektriciteitsprijzen in het buitenland
6. Rol van WKK en grootschalige duurzame opwekking.

Disclaimer

De uitgangspunten betreffende de elektriciteitsprijzen die in dit rapport worden besproken, zijn nog niet eerder openbaar gemaakt. De in dit rapport gepresenteerde aanpak, uitgangspunten en uitkomsten zijn gebaseerd op 'work in progress'. Er kunnen daardoor verschillen ontstaan tussen de prijzen zoals die in dit rapport worden besproken en de prijzen in de definitieve WLO-scenario's die hieraan ten grondslag liggen. De verwachting is echter dat deze verschillen niet wezenlijk van invloed zijn op de bandbreedte waarbinnen de gepresenteerde elektriciteitsprijzen zich bewegen.

1. INLEIDING

1.1 Achtergrond

In het advies onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties 2006-2007 (Van Sambeek et al., 2004, ECN-C--04-101) worden aannames uitgewerkt voor de onrendabele topberekeningen ten behoeve van de vaststelling van de MEP subsidies voor de tweede helft van 2006 en 2007. Ter onderbouwing van dat advies wordt in het onderhavige rapport ingegaan op de belangrijkste aannames die ten grondslag hebben gelegen aan de toekomstige ontwikkeling van de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt.

In het advies wordt de baseload prijs als basis gebruikt voor het vaststellen van de lange termijn contractprijs ten behoeve van de onrendabele top berekeningen voor de verschillende duurzame elektriciteitsopties. In de vertaalslag van gemiddelde baseload prijs naar de lange termijn contractprijs worden de lange termijn risico's die zijn verbonden aan een lange termijn contract en de kosten van onbalans meegenomen.

In 2004 heeft ECN, samen met andere instituten scenario's ontwikkeld voor de Nederlandse elektriciteitsmarkt¹ in het kader van de studies 'Referentieraming klimaat en energie' (RR, 2003-2020) en 'Welvaart en Leefomgeving' (WLO, 2003-2040). Deze twee studies zijn voor de periode tot 2020 op elkaar afgestemd. De WLO studie is gebaseerd op de CPB/RIVM-studie 'Four futures for Energy Markets and Climate Change' (Bollen et al., 2004). De 'vertaling' van deze Europese scenario's naar de Nederlandse situatie heeft inmiddels geleid tot voorlopige resultaten. De definitieve resultaten zullen echter pas in het begin van 2005 beschikbaar zijn (Van Dril et al, 2005).

De elektriciteitsprijs in het advies met betrekking tot de onrendabele toppen van duurzame elektriciteit (Van Sambeek et al., 2004) is gebaseerd op de tussenresultaten van deze Nederlandse WLO-scenario's.

1.2 Disclaimer

De uitgangspunten betreffende elektriciteitsprijzen die in dit rapport worden besproken, zijn nog niet eerder openbaar gemaakt. De in dit rapport gepresenteerde aanpak, uitgangspunten en uitkomsten zijn gebaseerd op 'work in progress'. Er kunnen daardoor verschillen ontstaan tussen de prijzen zoals die in dit rapport worden besproken en de prijzen in de definitieve WLO-scenario's. De verwachting is echter dat deze verschillen niet wezenlijk van invloed zijn op de bandbreedte waarbinnen de gepresenteerde elektriciteitsprijzen zich bewegen.

1.3 Aanpak

De groothandelsprijs van elektriciteit is berekend met behulp van het POWERS-model. POWERS is in zijn oorspronkelijke vorm in samenwerking met de Erasmus Universiteit ontwikkeld (Rijkers et al., 2001). Recentelijk heeft ECN het POWERS-model verder aangepast en gevalideerd aan de hand van de historische jaren 2000-2003, zowel ten aanzien van prijzen als de elektriciteitsproductie (Seebregts et al., 2005).

¹ De Nederlandse elektriciteitsmarkt maakt onderdeel uit van de Noord-West Europese elektriciteitsmarkt (o.m. Duitsland, België en Frankrijk en in de periode na 2008 mogelijk ook Engeland en Noorwegen vanwege nieuwe zeekeblverbindingen). Met de invloed van de internationale elektriciteitshandel op de marktprijs wordt in de scenario's rekening gehouden.

De resultaten voor de korte termijn en geschiedenis zijn vergeleken met forward OTC-prijzen (EBB, 2004; Endex, 2004) en met historische APX prijzen (APX, 2004).

De input van POWERS omvat de volgende elementen:

- Technische kenmerken van bestaande en nieuwe productie-eenheden (capaciteit, rendement, brandstof) voor het Nederlandse centrale productiepark.
- Short-run marginale kosten van de productie-eenheden, met als belangrijkste component de brandstofkosten.
- Elektriciteitsvraag vanuit de verschillende eindverbruiksectoren (industrie, huishoudens, etc.) en verdeeld naar de verschillende vraagniveaus (dal - plateau - piek).
- Capaciteiten van de interconnectors met het buitenland.
- Buitenlandse aanbodcurven (short-run) en energievraagniveaus.
- Mark-ups voor Nederlandse en buitenlandse elektriciteitsprijzen.
- Prijzen voor CO₂-emissierechten.

Aangezien het met name de keuzes voor de parameters zijn die de uiteindelijke resultaten bepalen, wordt in dit rapport niet gedetailleerd ingegaan op de werking van het POWERS-model. Voor een beschrijving van het model wordt verwezen naar de eerder genoemde rapporten.

Voor de totstandkoming van de elektriciteitsprijzen 2005 tot 2020 is gebruik gemaakt van de eerder genoemde WLO-scenario's. In elk van deze scenario's wordt een ontwikkeling van de energiemarkt in Nederland geschetst, waarbij verschillende aannames zijn gedaan over de bepalende gebeurtenissen, ontwikkelingen en interacties die van invloed zijn op verschillende parameters. Voor het bepalen van de toekomstige elektriciteitsprijs, de brandstofinzet en de milieugevolgen zijn scenario veronderstellingen vertaald naar een set parameters die vervolgens in het elektriciteitsmodel POWERS zijn ingevoerd.

1.4 Leeswijzer

In Hoofdstuk 2 worden de resultaten van de berekeningen met het POWERS-model gegeven. Vervolgens worden deze vergeleken met forward OTC en APX prijzen. In Hoofdstuk 2 wordt tevens aangegeven op welke basis de uiteindelijke baseload elektriciteitsprijs is geselecteerd die is gebruikt als basis voor het advies onrendabele toppen voor duurzame elektriciteit voor de tweede helft 2006 en 2007.

In Hoofdstuk 3 worden de meest bepalende veronderstellingen en parameters beschreven, en de achtergrond van keuzes voor bepaalde waarden toegelicht.

In de bijlage worden modelresultaten (elektriciteitsproductie, brandstofverbruik, importsaldo, emissies) vergeleken met historische realisaties, en wordt van een van de scenario's de toekomstige ontwikkeling gepresenteerd.

2. ELEKTRICITEITSPRIJZEN 2005-2020

In dit hoofdstuk worden de resultaten met betrekking tot de baseload elektriciteitsprijzen weergegeven zoals die met het POWERS-model zijn berekend². Vervolgens worden de resultaten vergeleken met forward OTC prijzen, en historisch APX prijzen.

De inputs voor de modelberekeningen zijn afgeleid van de aannames voor de WLO-scenario's. Deze scenario's voor de ontwikkeling van de Nederlandse elektriciteitsmarkt zijn gebaseerd op de door RIVM/CPB ontwikkelde toekomstbeelden, zoals beschreven in 'Four futures for energy markets and climate change' (Bollen et al, 2004). De scenario's zijn gebaseerd op de door CPB gepubliceerde economische scenario's: Strong Europe (SE), Global Economy (GE), Transatlantic Markets (TM) en Regional Communities (RC). Voor deze scenario's wordt tot het jaar 2040 vooruitgekeken, waarbij de nadruk ligt op Europa.

De prijzen zijn berekend voor deze vier scenario's. Aangezien de scenario's verschillende ontwikkelingen veronderstellen, verschillen ook de aannames voor verschillende parameters per scenario. De verschillen zijn het sterkst voor de periode na 2020. Als gevolg van de verschillende invulling van de benodigde parameters ontstaan er verschillen in de uitkomsten voor de elektriciteitsprijs. Voor de berekening van de onrendabele top is niet uitgegaan van specifieke scenario's, maar is gekeken naar de bandbreedte waarbinnen de uitkomsten zich bevinden. Op basis hiervan is een voorzichtige inschatting gemaakt (aan de onderkant van de bandbreedte) van de toekomstige baseload elektriciteitsprijs. Deze is vervolgens getoetst aan forward OTC prijzen voor de jaren 2005 en 2006.

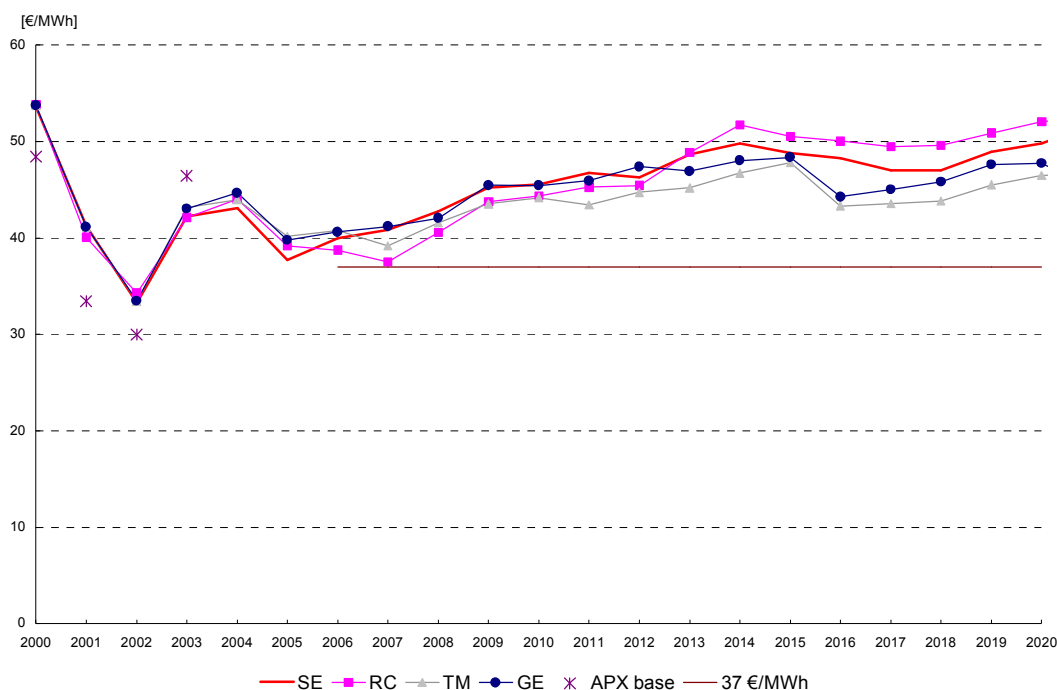
De baseload elektriciteitsprijs wordt in het advies onrendabele toppen duurzame elektriciteitsopties tweede helft 2006 en 2007 (Van Sambeek et al., 2004) als basis gebruikt voor het vaststellen van de lange termijn contractprijs ten behoeve van de onrendabele topberekeningen. In de vertaalslag van gemiddelde baseload prijs naar lange termijn contractprijs worden de lange termijn risico's die zijn verbonden aan een lange termijn contract en de kosten van onbalans meegenomen. Voor een verdere onderbouwing van de vertaalslag van de ontwikkeling van de gemiddelde baseload prijs naar de contractprijzen ten behoeve van de onrendabele topberekeningen wordt verwezen naar (Van Sambeek et al., 2004)

2.1 Resultaten POWERS

De baseload elektriciteitsprijzen zoals die voor de verschillende scenario's en aannames zijn berekend met POWERS, zijn weergegeven in Figuur 2.1. Voor het advies MEP zijn elektriciteitsprijzen van 2005 tot en met 2020 berekend. De berekende APX prijzen op basis van jaargemiddelden (2000-2003) zijn ter illustratie ook in de figuur aangegeven (APX, 2004). Een vergelijking met OTC forwards voor de jaren 2005-2007 is in Paragraaf 2.2 gepresenteerd.

Voor de periode 2005-2020 liggen de uitkomsten van de modelberekeningen tussen de 37 €/MWh en 52 €/MWh.

² POWERS rekent met nominale prijzen.



Figuur 2.1 *Baseload elektriciteitsprijzen*

In elk van de scenario's neemt de baseload prijs vanaf 2005 trendmatig toe. Dit komt onder andere doordat de elektriciteitsvraag toeneemt en het aanbod uit de huidige relatief goedkope basislast centrales of goedkope import (uit Duitsland en Frankrijk) niet voldoende groot is voor een stabiele off-peak prijs. Deze vraag moet in toenemende mate door gascentrales worden gedekt, waardoor de prijs in de off-peak periode in toenemende mate door de gasprijs wordt bepaald. Dit heeft ook een stijgende baseload prijs tot gevolg. De piekprijzen stijgen wat minder snel. Stijgende aardgasprijzen en CO₂-prijzen (ruim 9 €/ton CO₂ in 2020) laten de prijzen stijgen tot een niveau van 46 tot 52 €/MWh in 2020.

Ter vergelijking zijn voor de jaren 2000-2003 ook de berekende APX baseload prijzen weergegeven die zijn bepaald op basis van gemiddelde APX day ahead prijzen. POWERS geeft voor deze jaren vergelijkbare resultaten. Opgemerkt zij dat er in de praktijk af en toe sprake is van bijzondere situaties die leiden tot sterk afwijkende en volatiele prijzen. In 2003 lagen de gemiddelde APX-prijzen bijvoorbeeld een stuk hoger vanwege de koelwaterproblematiek in de maand augustus.

De berekende prijzen laten op bepaalde momenten een tijdelijke daling zien. Dat is kort nadat nieuwe productiecapaciteit beschikbaar komt. In het model wordt in nieuwe capaciteit geïnvesteerd als de baseload prijs boven een bepaald niveau uitkomt³. In Paragraaf 3.3 wordt nader ingegaan op marktgedrag van producenten en prijsvorming.

De verschillen tussen de vier scenario's op de termijn tot 2020 worden verklaard uit:

1. Verschil in elektriciteitsvraag als gevolg van verschillende verwachtingen met betrekking tot de economische groei,
2. Verschillen in de ontwikkeling van de brandstofprijzen (met name gasprijzen) die voor eerdere of latere toename van de elektriciteitsprijs kunnen leiden.

³ De integrale kostprijs voor een nieuwe gascentrale (STEG) bedraagt, afhankelijk van de gasprijs, 40 tot 45 €/MWh, rekening houdend economische levensduur van 20 jaar en een reële rentevoet van 8%.

3. Timing en types van nieuwe productiecapaciteit. In GE en TM komen er rond 2013 nieuwe poederkool centrales bij met relatief lage brandstofkosten. In SE en RC wordt rond die tijd geïnvesteerd in nieuwe gas STEG's met hogere brandstofkosten. De elektriciteitsprijs in GE en TM is (mede) daarom lager.

2.2 Forward elektriciteitsprijzen 2005-2007

Recente forward prijzen voor 2005, 2006 en 2007 (EBB, 2004; Endex, 2004) zijn vergeleken met de POWERS prijzen voor die jaren. De EBB prijzen zijn gebaseerd Platts' Market Assessments (excl. belastingen) en noteringen tegen het einde van de maand. Uit de gegevens zijn ook bandbreedtes te herleiden.

Het resultaat van de vergelijking staat in onderstaande tabel. Voor 2007 zijn via EBB slechts drie maandnoteringen bekend en alleen voor pieklast. (Endex, 2004) geeft voor 2007 ook een schatting voor basislast. De Endex schatting voor pieklast 2007 is wat lager dan via de gegevens. Via Endex zijn nog geen bandbreedtes voor 2007 te geven.

Tabel 2.1 *Forward prijzen vergeleken met POWERS berekeningen*

Jaar	EBB jaarcontracten [€/MWh]	Endex kwartaal [€/MWh]	POWERS [€/MWh]
2005 basislast	30,5 - 41,7 ¹⁾		37,7 - 40,1
2006 basislast	36,0 - 39,1 ²⁾		38,7 - 40,8
2007 basislast	niet bekend	(39,4 jaar)	37,5 - 41,2
2005 piek	45,6 - 59,6		50,9 - 55,5
2006 piek	49,5 - 55,2		52 - 55
2007 piek	53,9 - 63,6 ³⁾	(52,9 jaar)	50,3 - 55,0

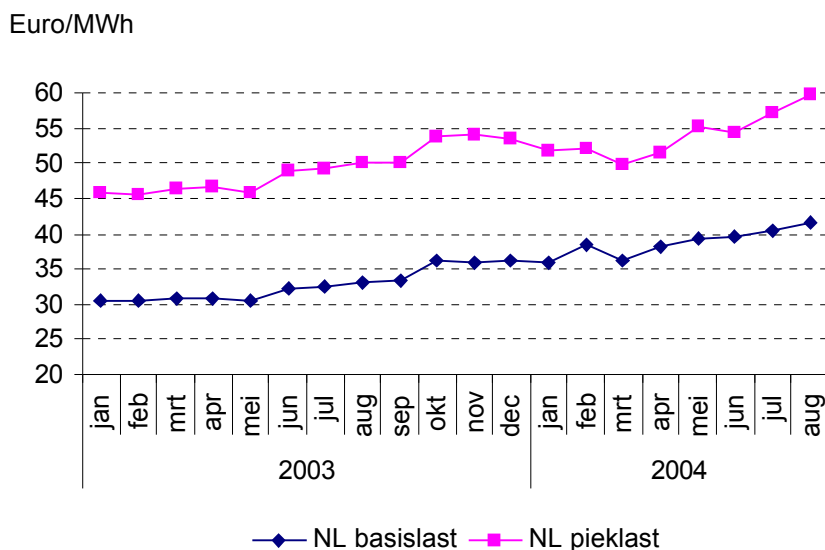
1) Noteringen jan. 2003 - aug. 2004.

2) Noteringen dec. 2003 - aug. 2004

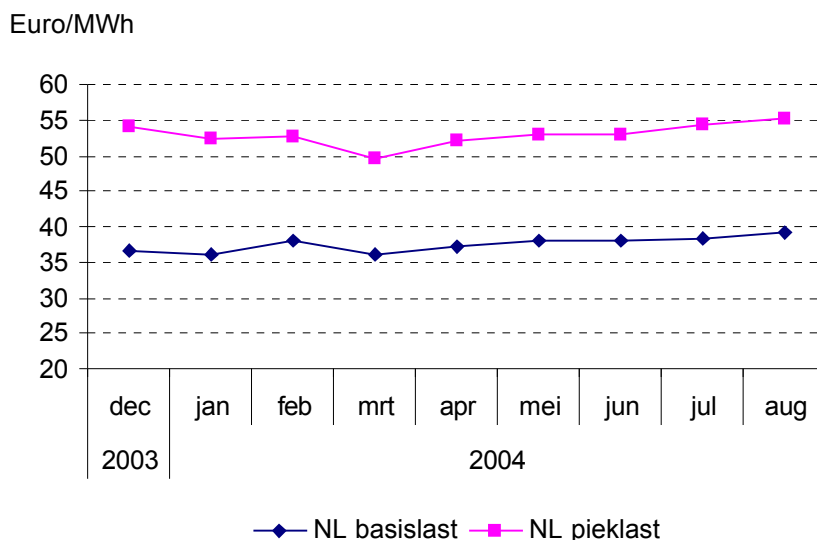
3) Noteringen jun. 2004 - aug. 2004.

De bandbreedte van de POWERS-prijzen zit globaal steeds in de bandbreedte van de forward prijzen. Door de recente stijging in de brandstofprijzen, zowel de aardgasprijzen door de koppeling met de sterk gestegen olieprijs, als een ca. 50% hogere kolenprijs (kolen ARA, door stijgende vrachtprijzen), zijn de recente noteringen van forward prijzen voor 2005-2006 enigszins doch beperkt gestegen.

De gemiddelde brandstofprijzen voor 2004 en 2005 zoals in de gerapporteerde POWERS berekeningen gebruikt, zijn nog niet aangepast aan deze ontwikkelingen. Los van deze brandstofprijseffecten hebben forward noteringen de neiging hoger te zijn naarmate het betreffende jaar dichterbij komt. Voor het verloop van deze noteringen, zie de twee onderstaande figuren.



Figuur 2.2 Prijsverloop OTC forwards NL jaarcontracten 2005



Figuur 2.3 Prijsverloop OTC forwards NL jaarcontracten 2006

2.3 Conclusies

1. De baseload elektriciteitsprijzen lopen trendmatig op in alle vier scenario's: van ca. 38 €/MWh in 2005 oplopend tot 46-52 €/MWh in 2020. De elektriciteitsprijzen voor de 4 scenario's tussen 2005 tot en met 2020 bewegen binnen een range van ca. 15 €/MWh (minimum 37 €/MWh in 2007 en maximum 52 €/MWh in 2020).

Opgemerkt zij dat de grootte van de bandbreedte die uit de APX-prijzen over 2000-2003 volgt, groter is (19 €/MWh). De lange termijn modelresultaten geven echter een gemiddeld prijsverloop weer, zonder rekening te houden met bijzondere marktomstandigheden en de volatiliteit op de korte termijn.

2. De prijsstijging tussen 2004 en 2020 wordt voor een belangrijk deel veroorzaakt door stijgende aardgasprijzen en stijgende CO₂-prijzen. Daarnaast kan afnemende reservecapaciteit bij een stijgende elektriciteitsvraag een rol spelen.
3. In de scenario's GE en TM liggen de prijzen in 2020 ca. 5 €/MWh lager ten opzichte van SE en RC, omdat bij deze eerste twee scenario's wordt geïnvesteerd in nieuwe poederkoolcentrales. Het aandeel kolenvermogen in de totale brandstofmix blijft daarbij echter beperkt. Bij SE en RC is de preferente technologie bij nieuw vermogen een gasgestookte STEG.
4. De bandbreedte die voor 2005, 2006 en 2007 uit de POWERS berekeningen naar voren komen, 37,5 - 41,2 €/MWh, zijn consistent met de bandbreedtes van OTC forwards voor die jaren.

OTC forward prijzen voor 2006 en 2007, voor zover nu bekend maar gebaseerd op een beperkt aantal noteringen, liggen in een bandbreedte van 36,0 - 39,4 €/MWh. Forward noteringen lijken een stijgende trend te hebben naarmate het betreffende jaar van levering dichterbij komt, hetgeen de bovenkant van de bandbreedte nog hoger zou kunnen maken.

5. Als baseload prijs voor elektriciteit op de groothandelsmarkt wordt in het advies tweede helft 2006/2007 op basis van de POWERS resultaten een bedrag van 37 €/MWh voorgesteld. Dit bedrag ligt aan de onderkant van de bandbreedte voor de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs.

3. GEBRUIKTE AANNAMES

Gegeven de scenario's zijn de volgende aannames en onzekerheden *het belangrijkste qua doorwerking op de resulterende elektriciteitsprijzen* in het POWERS-model (in volgorde van afnemend belang):

1. Brandstofprijzen aardgas en kolen.
2. CO₂-prijs en de mate waarin deze prijs doorwerkt in de elektriciteitsprijzen.
3. Stijging in de vraag naar elektriciteit als gevolg van economische groei.
4. Marktgedrag van producenten, zowel het investeringsgedrag als de inzet van centrales.
5. Ontwikkeling van interconnectie capaciteit en ontwikkeling van elektriciteitsprijzen in Duitsland, Frankrijk, België, Engeland en Noorwegen.
6. Rol van WKK en grootschalige duurzame elektriciteitsproductie.

Deze factoren worden hieronder nader uitgewerkt. De verschillende scenario's en de bijbehorende belangrijkste parameters worden in Tabel 3.1 gegeven.

Tabel 3.1 *Overzicht aannames POWERS berekeningen*

Scenario-aspect	Strong Europe (SE)	Global Economy (GE)	Regional Communities (RC)	Transatlantic Markets (TM)
Jaarlijkse groei elektriciteitsvraag 2003 t/m 2020 [%]	1,2	1,9	0,4	1,4
Aardgasprijs ¹				
2005	3,4 €/GJ	3,4 €/GJ	3,4 €/GJ	3,4 €/G
2020	4,1 €/GJ	4,1 €/GJ	4,3 €/GJ	4,3 €/GJ
Kolenprijs	Constant vanaf 2003, 1,7 €/GJ			
Nieuwe kolencentrales tot 2020?	Nee	Ja (poederkool v.a. 2013)	Ja (KV STEG v.a. 2017)	Ja (poederkool v.a. 2013)
Kerncentrales	Borssele dicht na 2013	levensduurverlenging Borssele	Borssele dicht na 2013	levensduurverlenging Borssele

¹ Commodity-prijs. 10,8 €/m³ correspondeert met 3,4 €/GJ in 2005. Daarbovenop komt nog een capaciteits- en transporttarief van ca. 0,3 €/GJ.

De scenario's gaan verder uit van het huidige Nederlandse en Europese beleid (klimaatbeleid, energiebeleid). Zo wordt onder andere uitgegaan van een Europees handelssysteem voor CO₂-emissierechten, handhaving van het Kolenconvenant en de MEP-regeling.

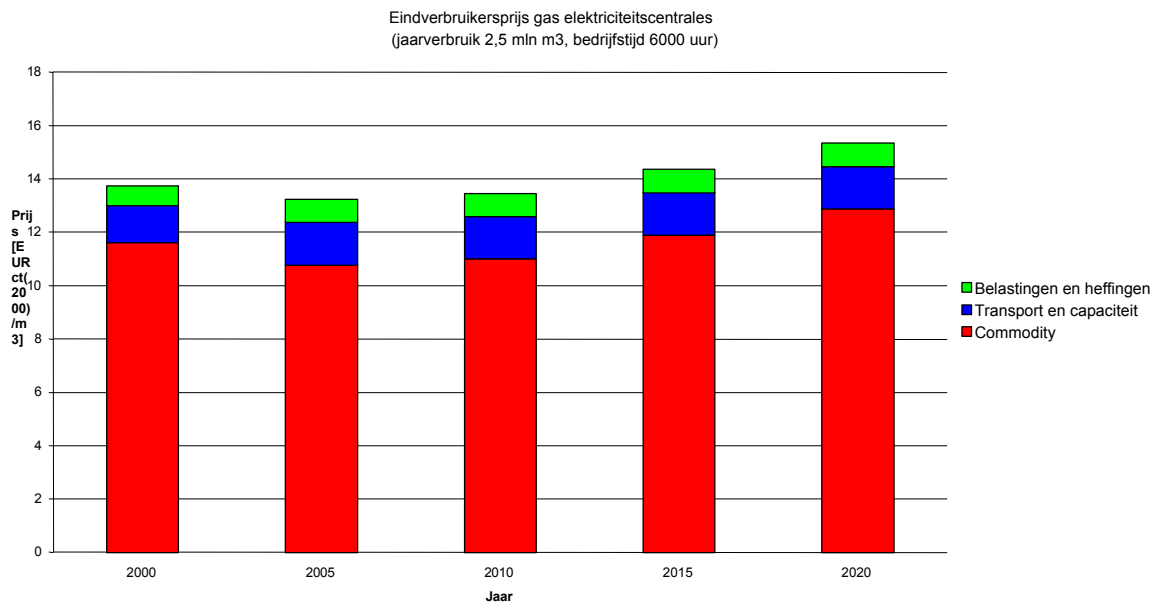
3.1 Brandstofprijzen

Aardgas

De commodity prijs voor 2005 is 10,8 €/m³, en correspondeert met 3,4 €/GJ. De commodity aardgasprijs neemt vanaf 2005 verder toe, tot 12,9 tot 13,5 €/m³ in 2020, een stijging van ca. 20 tot 25%. Figuur 3.1 geeft voor de totale gemiddelde gasprijs (inclusief heffingen e.d.) een indicatie voor een typische centrale in het SE-scenario (Van Dril et al., 2005).

De toekomstige ontwikkeling van de commodity-prijs van gas in Nederland wordt gestuurd door verschillende factoren. De grotere economische waarde van gas door z'n hoge efficiency en lage koolstofinhoud in het SE-scenario zorgen voor een snellere groei in gasprijzen t.o.v. olieprijs. Er vindt echter een verschuiving plaats van een lokale of regionale naar een meer Europese of globale gasmarkt. Regionale gasprijzen zullen convergeren als gevolg van toegenomen arbitragemogelijkheden. Gas-to-gas competitie wordt belangrijker wat resulteert in een verdergaande ont koppeling van gas- en olieprijs. Gas-to-gas competitie heeft een drukkend effect op de prijs. Dominant is echter een stijgend effect op de gasprijs door hogere productiekosten en grotere afstanden om gas naar de Europese markt te brengen.

Tot 2010 is de gasprijs nog sterk gekoppeld aan de olieprijs. In de oliemarkt volgt recentelijk het ene prijsrecord op het andere; inmiddels werd al een recordbedrag van 50 dollar per vat betaald. De forward contracten voor levering op langere termijn stijgen echter minder snel hetgeen impliceert dat de markt verwacht dat de prijzen van ruwe olie op langere termijn weer zullen dalen. Dit heeft direct weerslag in de verwachte gasprijs. Geleidelijk aan zal echter de invloed van geïmporteerd gas en marktwerking toenemen, terwijl de binnenlandse gasproductie daalt. Hierdoor wordt, in de periode na 2010, de commodity-prijs van gas met name bepaald door de stijgende importprijs.



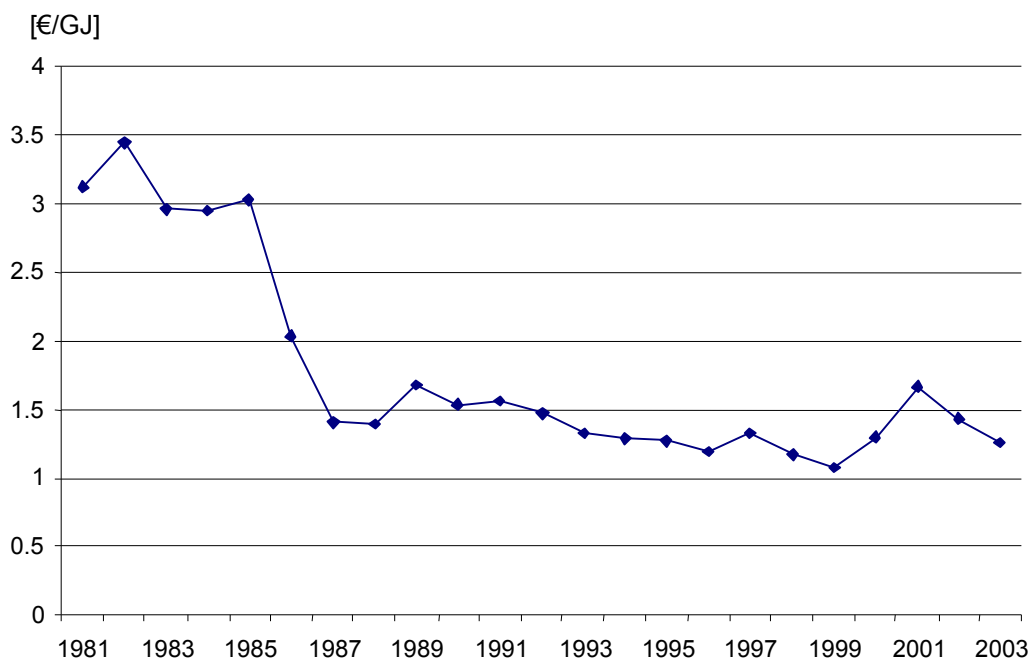
Figuur 3.1 Gemiddelde gasprijs voor elektriciteitscentrales

Kolen

Vanaf 1983 laat de kolenprijs een dalende trend zien (CBS, 2004), zie Figuur 3.2. De kolenprijzen zijn vanaf 2004 gezet op 1,7€/GJ (ca. 1,5€/GJ importprijs en 0,2 €/GJ handling kosten). Binnen de 4 WLO-scenario's is geen verschil gemaakt in deze kolenprijs. De kolenprijs is mede gebaseerd op recente EU en IEA scenariostudies (EC, 2003a; EC, 2003b, IEA, 2002), zie

Figuur 3.3. De gekozen waarde voor de WLO-scenario's ligt daarmee wat hoger dan het gemiddelde van historische prijzen voor in Nederland geïmporteerde ketelkolen over 1990-2003 (1,35 €/GJ) en tussen de prijzen uit de internationale scenariostudies.

Hoewel recente forward prijzen voor kolen (kolen ARA, EPD) een stijgende trend laten zien (EBB, 2004), overeenkomend met een importprijs van ca. 2 €/GJ, is de lange termijn verwachting binnen de gehanteerde scenario's gehandhaafd op het eerder genoemde lagere niveau. De recente hogere vrachtprijzen van kolen worden veroorzaakt door de zuigkracht van de Chinese markt.



Figuur 3.2 *Importprijzen ketelkolen Nederland, 1981-2003*



Figuur 3.3 Importprijzen kolen in diverse internationale scenariostudies

3.2 CO₂-emissierechten

De introductie van het CO₂-emissiehandelssysteem vanaf 2005 zal invloed hebben op de commodity prijs van elektriciteit. De CO₂-prijs behoort namelijk tot de variabele kosten in de elektriciteitsproductie. In vrijwel alle elektriciteitsmarkten is de centrale die de marginale vraag dekt een thermische centrale op basis van fossiele brandstoffen. De variabele kosten (ook wel SRMC, short run marginal costs) van deze centrale nemen toe als gevolg van de prijs voor CO₂-emissierechten. Deze zullen echter niet zonder meer kunnen worden doorberekend doordat elektriciteitsproducenten de CO₂-emissierechten initieel via zogenaamde grandfathering⁴ toebedeeld hebben gekregen. Verondersteld wordt dat aanvankelijk slechts 50% van de CO₂-prijs in de elektriciteitsprijs wordt doorberekend in de prijs. Aangenomen wordt dat dit percentage oploopt tot 85% in 2020.

Tabel 3.2 CO₂-prijzen

		2005	2010	2015	2020
CO ₂ -prijs	€/ton	2	7	11	11
Doortikfactor		0,5	0,54	0,69	0,85
Netto CO ₂ -prijs	€/ton	1	4,3	7,6	9,3

⁴ Dit houdt in dat de elektriciteitsproducenten voor hun huidige CO₂-emissies ook in de toekomst geen kosten hoeven te maken.

3.3 Producentengedrag en prijsvorming

POWERS is een dynamisch model dat de inzet van de centrales en de marktprijzen bepaalt voor een groot aantal achtereenvolgende perioden (dagdelen: dal - plateau - piek, weken, jaren).

De elektriciteitsprijs wordt door het POWERS-model berekend aan de hand van de elektriciteitsvraag en de short-run marginal costs (SRMC) van de elektriciteitsproductie. In de off-piek ('dal') perioden is altijd sprake van voldoende productiecapaciteit, zodat in een perfect werkende markt de elektriciteitsprijs gereflecteerd wordt door de SRMC. De werkelijke marktprijzen liggen hier echter veelal boven omdat de marktpartijen zich in werkelijkheid minder competitief gedragen (bewust, maar ook onbewust, bijvoorbeeld vanwege onvolledige informatie). In de piekperioden kan de marktprijs veel hoger zijn dan de SRMC wanneer sprake is van een schaars aanbod. Dan is niet langer sprake van bewust of onbewust minder competitief gedrag, maar ontstaan voor producenten zogenaamde scarcity rents. Deze opbrengsten zijn nodig om de vaste kosten van, met name, het piekvermogen te dekken. Tot 2020 is sprake van een gematigd competitieve markt met oligopolistische kenmerken. De prijzen tenderen daarin naar de long run marginal costs (LRMC).

De waarde waarmee de producenten hun variabele kosten van hun marginale centrale verhogen, wordt 'mark-up' genoemd⁵. De mark-up die Nederlandse producenten in het model hanteren is bepaald op 4 €/MWh. De mark-ups voor zowel de off-piek als de piekperioden zijn exogeen bepaald door de berekeningsresultaten te vergelijken met gerealiseerde marktprijzen op de APX (voor 2000 tot 2003) en forward prijzen voor die jaren. Voor de scenario's met een matige competitieve markten (SE en RC) wordt ervan uitgegaan dat de mark-ups ook in de toekomst blijven gelden, tenzij dit tot weinig plausibele import/exportstromen leidt. In de scenario's GE en TM met meer competitieve elektriciteitsmarkten zullen de mark-ups dalen, echter pas na 2020.

Nieuwbouw en het uit bedrijf nemen van productiecapaciteit op de Nederlandse elektriciteitsmarkt vindt in het POWERS-model plaats aan de hand van de elektriciteitsprijs. Er wordt nieuw vermogen bijgeplaatst als de elektriciteitsprijs (baseload) in een bepaalde periode uitstijgt boven een zeker prijsniveau⁶. Dit gaat uit van de perceptie van de investeerder (de producent) die zijn integrale kosten wil terug verdienen.

In de berekeningen wordt verondersteld dat, in een tijdsbestek van enkele jaren, in meerdere eenheden wordt geïnvesteerd, waardoor in de daarop volgende jaren, als gevolg van enige overcapaciteit, een prijsdaling plaatsvindt gevolgd door een opnieuw toenemend prijsniveau.

Dit zgn. 'boom-and-bust' gedrag wordt ook voorzien in andere studies (BCG, 2003; AER, 2004). Dit cyclisch investeringsgedrag zal vooral in een meer competitieve marktomgeving plaatsvinden, zoals die worden verondersteld in GE en TM. In het SE- en RC-scenario zal uitbreiding van nieuw vermogen geleidelijker plaatsvinden. Door de toenemende CO₂-prijzen of relatief sterk stijgende aardgasprijzen hoeft de prijsdaling niet per se in te zetten, maar kan de prijs zelfs verder oplopen, ook al wordt er geïnvesteerd in nieuwe capaciteit.

⁵ Voor de marginale centrale is de *mark-up* gelijk aan de *spark spread*, dat wil zeggen het verschil tussen de *short run marginal costs* van een centrale en de marktprijs. De *spark spread*, die voor elke centrale verschillend is, dekt de vaste kosten van de elektriciteitsproducent en zorgt voor een winstmarge.

⁶ De integrale kostprijs voor een nieuwe gascentrale (STEG) bedraagt, afhankelijk van de gasprijs, 45 tot 50 €/MWh, rekening houdend economische levensduur van 20 jaar en een reële rentevoet van 8%.

3.4 Importcapaciteit en rol van het buitenland

Via de relatief grote interconnectieverbindingen met buitenlandse elektriciteitsmarkten kan Nederland, afhankelijk van de prijsverschillen tussen de nationale markten, elektriciteit importeren of exporteren. Er wordt vanuit gegaan dat Nederland elektriciteit zal uitwisselen met vijf landen: België, Frankrijk, Duitsland, Verenigd Koninkrijk en Noorwegen⁷. Ook in deze landen zal de samenstelling van het productiepark wijzigen. Voor het POWERS-model wordt de ontwikkelingen van de samenstelling van het productiepark gebaseerd op recente EU-scenario's die zijn doorgerekend met het PRIMES-model (EC, 2003a).

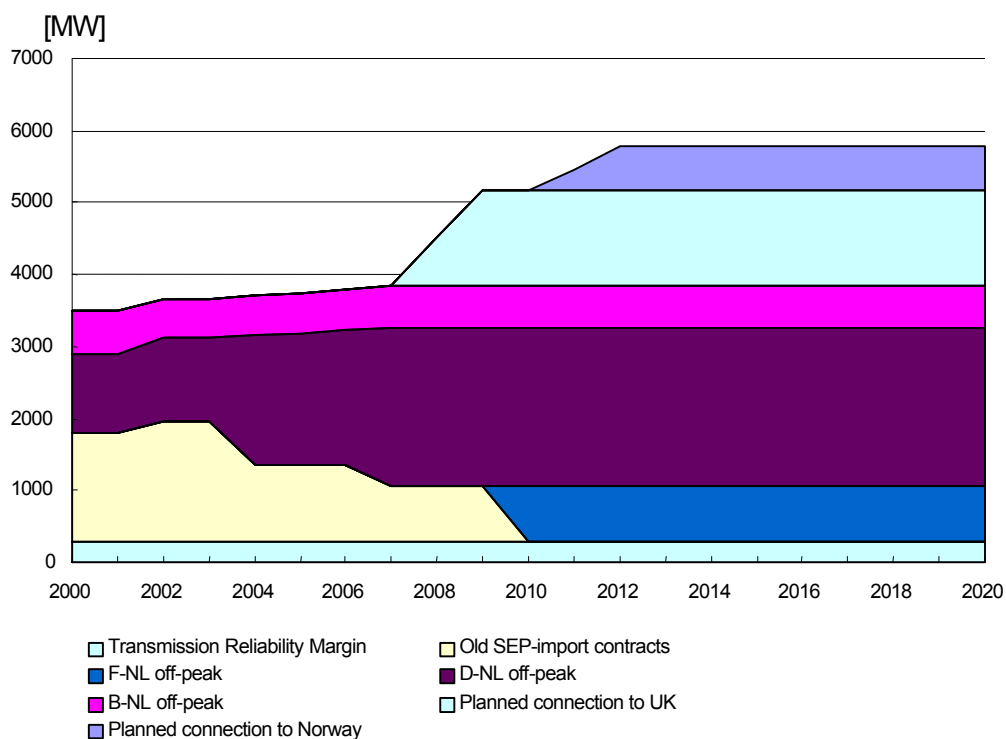
Naast verbindingen met de buurlanden op het Europese continent, dus met België, Frankrijk en Duitsland, bestaan er plannen voor zeekabelverbindingen met Noorwegen en Engeland. Dit zijn DC-verbindingen waarover uitwisseling kan plaatsvinden die niet wordt beïnvloed door stroom over andere verbindingen. Hoewel kostbaarder, zullen deze verbindingen minder maatschappelijke en planologische problemen ondervinden waardoor ze over 5 à 10 jaar gerealiseerd kunnen zijn. Bij beide verbindingen zal het gaan op uitwisseling tussen off-peak en peakvermogen. Doordat in Noorwegen waterkrachtcentrales worden uitgebreid met pumped storage-capaciteit, zal gedurende piekvraag stroom aan Nederland kunnen worden geleverd en gedurende de dalperioden stroom uit Nederland kunnen worden gebruikt voor terugpompen van water in de stuwmeren. Met Engeland zal uitwisseling plaatsvinden, aanvankelijk vanwege verschillende gasprijzen (beide landen hebben relatief veel gascentrales), maar daarna vooral vanwege een verschillend piekvraagmoment door een uur tijdsverschil.

Verondersteld is dat de verbinding met het Verenigd Koninkrijk in 2008/2009 tot stand komt (1300 MW_e) en de verbinding met Noorwegen (600 MW_e) in 2011/2012. Opgemerkt zij dat het wel of niet doorgaan van de nieuwe verbindingen, en het tijdstip van realisatie onzeker is. Zo is recent gebleken dat TenneT de Noorse verbinding al in 2008 gerealiseerd zou willen hebben (TenneT, 2004). In de scenarioveronderstellingen en -berekeningen was eerder rekening gehouden met 2011. Qua importsaldo heeft het eerder gereed komen van de verbinding een marginaal effect. Het effect op de prijzenontwikkeling vanaf 2008 wordt ook als zeer beperkt ingeschat.

Ter illustratie staat in Figuur 3.2 de ontwikkeling van de interconnectiecapaciteit weergegeven tot 2020 voor de off-peak perioden. De interconnectiecapaciteit in de piekperioden is voor de interconnecties met Duitsland en België 500 tot 700 MW lager⁸. Doordat alle genoemde landen gascentrales worden gebouwd, is in de piekperioden niet langer sprake van grote prijsverschillen. In de dalperioden zullen zich nog wel structurele prijsverschillen kunnen voordoen doordat bepaalde landen blijven beschikken over centrales met lage short run marginale kosten die niet in andere landen aanwezig zijn (nucleair, waterkracht). De lagere binnenlandse elektriciteitsvraag wordt dan echter voor een aanzienlijk deel gedekt door duurzame bronnen met lage short run marginale kosten of must-run capaciteit (WKK). Ten aanzien van de interconnectiecapaciteit worden geen verschillen verondersteld tussen de vier WLO-scenario's.

⁷ Dit sluit niet uit dat ook elektriciteitscontracten kunnen worden gesloten met producten uit andere Europese landen. Omdat Duitsland en Frankrijk de grootste nationale markten binnen Europa zijn en Nederland (en België) hier direct mee zijn verbonden, waardoor importen vanuit andere landen via Duitsland en Frankrijk zullen lopen (met uitzondering van het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen), zal de marktprijs in deze landen de elektriciteitsprijs voor buitenlandse elektriciteit bepalen.

⁸ Door toename van uitwisseling op het Europese continent is, rekening houdend met de betrouwbaarheidscriteria, gedurende de piekperioden minder capaciteit voor de markt beschikbaar.



Figuur 3.4 *Ontwikkeling interconnectie capaciteit in off-peak periode*

3.5 Rol van WKK en grootschalige duurzame opwekking

Het POWERS-model beschrijft met name de prijsvorming, het gedrag van de grote elektriciteitsproducenten en de inzet van hun eenheden. De elektriciteitsproductie van WKK en de overige ‘decentrale’ opwekking worden door andere ECN modellen bepaald. De resultaten van die modellen worden op een consistente manier in het POWERS-model verwerkt, zodanig dat de totale elektriciteitsbalans en de inzet (draaiuren, load factoren) met elkaar in overeenstemming zijn, en tevens dat de elektriciteitsprijzen in de verschillende modellen met elkaar consistent zijn. Een illustratie hoe deze modellen met elkaar samenhangen is in Bijlage A, Figuur A.1, geschetst.

Tussen het POWERS-model en het WKK-model vindt een iteratie plaats op basis van elektriciteitsprijzen, en de geproduceerde elektriciteit en warmte. Het WKK-model is geïntegreerd met het SAVE-Productiemodel, het ECN sectormodel voor de industrie.

Het vermogen en de productie aan duurzaam opgewekte elektriciteit is gebaseerd op de WLO-scenarioveronderstellingen ten aanzien van duurzame energie (Van Dril et al., 2005), en er van uitgaande dat de MEP regeling gehandhaafd blijft. Het daaruit volgende grootschalig duurzaam productievermogen (met name offshore wind), en de biomassa meestook in kolencentrales is in POWERS ingepast. De ‘kleinschalige’ duurzame en overige decentrale elektriciteitsproductie zijn op ook in de POWERS berekeningen verdisconteerd. Het betreft hier o.a. waterkracht, wind op land, afvalverbrandingsinstallaties en Zon-PV.

REFERENTIES EN BRONNEN

- AER (2004): *Behoedzaam stroomopwaarts - Beleidsopties voor de Nederlandse elektriciteitsmarkt in Europees perspectief*. Algemene Energieraad, Den Haag, maart 2004.
- APX (2004): *Amsterdam Power Exchange*. <http://www.apx.nl/marketresults.html>.
- BCG (2003): *Keeping the Lights on - Navigating Choices in European Power Generation*. Boston Consultancy Group, Boston, USA, May 2003.
- Bollen, J., T. Manders, M. Mulder (2004): *Four futures for energy markets and climate change*. RIVM/CPB, Den Haag, april 2004.
- CBS (2004): <http://www.cbs.nl/nl/cijfers/themapagina/energie/1-cijfers.htm>.
- Dril, van T. et al. (2005): *Energie in de scenario's van Welvaart en Leefomgeving*. (Werktitel, in voorbereiding), ECN/RIVM, verwacht medio 2005.
- EBB (2004): *EnergieBeurs Bulletin* nummers 2004/6 t/m 2004/10, juni-oktober 2004. Genoemde bronnen voor data zijn o.a. Platt's Market Assessments, Endex, EPD.
- EC (2003a): *European Energy and Transport Trends to 2030*. European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, ISBN 92-894-4444-4, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg, 2003.
- EC (2003b): *World energy, technology and climate policy outlook - WETO 2030*. Report EUR 20366, European Commission, Directorate-General for Research - Energy, ISBN 92-894-4186-0, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg, 2003.
- Endex (2004): <http://www.endex.nl/> bezocht op 26 oktober 2004.
- IEA (2002): *World Energy Outlook 2002*, International Energy Agency, Paris, France, 2002.
- Rijkers, F.A.M., J.J. Battjes, F.H.A. Janszen, M. Kaag (2001): *POWERS Simulatie van prijsvorming en investeringsbeslissingen in een geliberaliseerde Nederlandse elektriciteitsmarkt*. ECN-C--01-033, ECN, Petten, Februari 2001.
- Sambeek, E.J.W. van, et al. (2004): *Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties 2006-2007: Advies inzake de aannames voor de onrendabele topberekeningen ten behoeve van de vaststelling van de MEP-subsidies voor de tweede helft 2006 en 2007*. ECN/KEMA, ECN-C--04-101, Petten.
- Seebregts, A.J., C. Volkers, M. J.J. Scheepers (2005): *POWERS 3.0: Aanpassingen in het kader van de Referentieraming en de WLO-scenario's*. ECN, Petten, in voorbereiding, verwacht medio 2005.

AFKORTINGEN

AER	Algemene Energieraad
ARA	Amsterdam Rotterdam Antwerpen (kolen)
BCG	Boston Consultancy Group
APX	Amsterdam Power eXchange (day ahead markt)
EBB	EnergieBeurs Bulletin
EPD	European Power Daily (www.platts.com)
GE	Global Economy (een WLO-scenario)
MEP	Milieu kwaliteit Elektriciteits Productie
OTC	Over The Counter (bilaterale contracten markt)
POWERS	ECN-model voor de Nederlandse elektriciteitsmarkt
PRIMES	Model van de Universiteit van Athene, gebruikt voor EU-15 en EU-25 energiescenario's
RC	Regional Communities (een WLO-scenario)
SE	Strong Europe (een WLO-scenario)
TM	Transatlantic Markets (een WLO-scenario)
WLO	Welzijn en LeefOmgeving (scenariostudie van CPB en andere instituten, waaronder ECN)
WKK	Warmte Kracht Koppeling

BIJLAGE A FYSIEKE MODELRESULTATEN

Naast validatie van de elektriciteitsprijzen (zie bijvoorbeeld Paragraaf 2.2), zijn de fysieke modelresultaten van POWERS gevalideerd op basis van historische gegevens van de recente jaren. Het basisjaar van de scenario's, het jaar 2000, staat daarbij centraal.

Deze fysieke validatie heeft betrekking op:

1. omvang van de elektriciteitsproductie door centrales,
2. importsaldo,
3. brandstofgebruik (aandeel kolen, aardgas en nucleair), en, daaruit afgeleid:
4. CO₂-emissies.

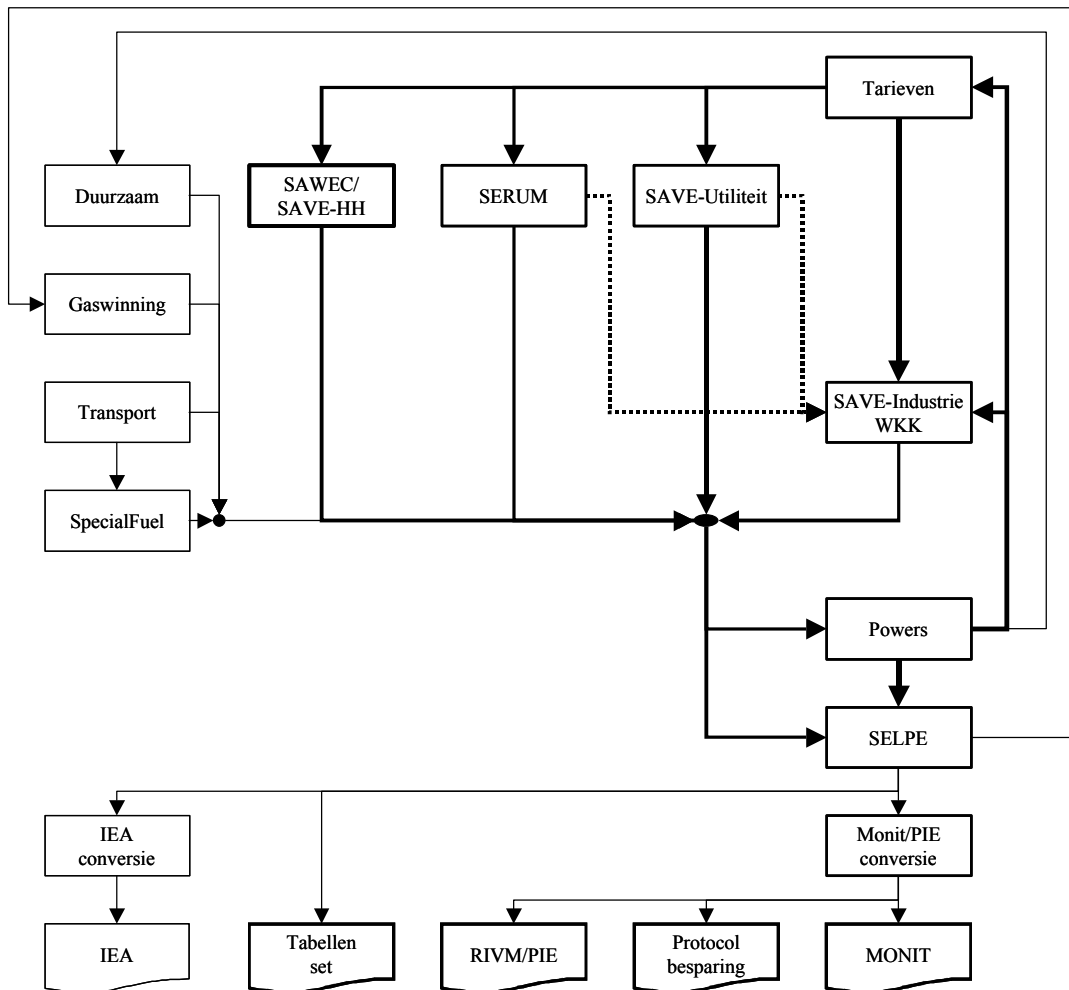
Ontwikkelingen in deze grootheden geven, naast de mate waarin POWERS resultaten aansluiten bij het recente verleden, tevens aan hoe toekomstige ontwikkelingen zich laten vergelijken met de trends uit eerdere jaren.

Validatie van het POWERS-model gebeurt in nauwe samenhang met de andere ECN-modellen, als onderdeel van het zogenoemde NEV-RS (Nationale Energie Verkenningen - RekenSysteem). De elektriciteitsvraag uit de sectormodellen is input voor POWERS, dus is deels bepalend voor de productie. Daarnaast levert het WKK-model en het duurzaam model ook een deel van de elektriciteitsproductie, die in POWERS verdisconteerd moet worden. De elektriciteitsvraag en de elektriciteitsproductie uit andere modellen worden dus als een gegeven voor POWERS gezien.

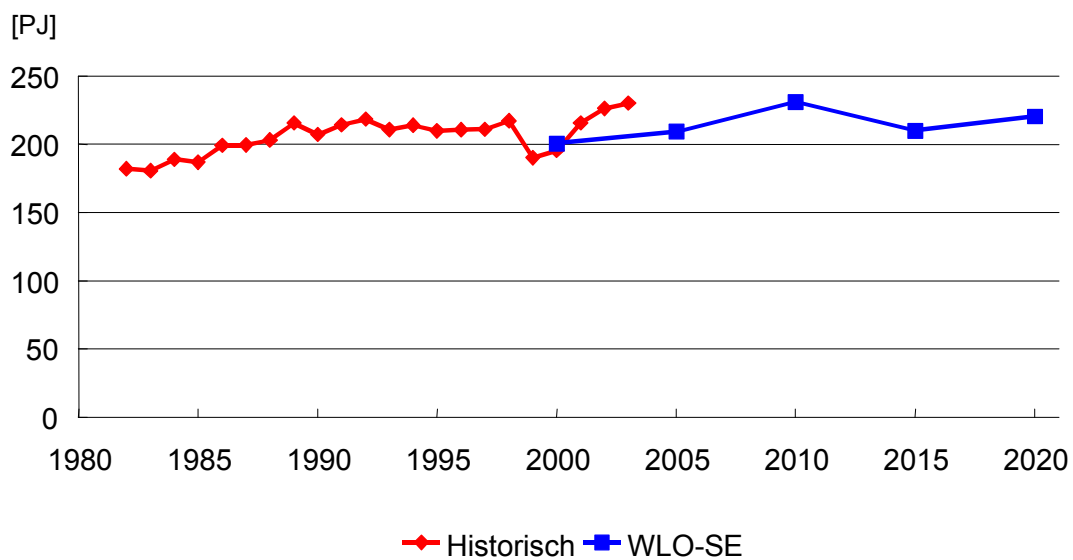
De onderstaande Figuur A.2 brengt het grootste deel van de onderdelen van het NEV-RS, de onderlinge gegevenstromen en de gegevensuitvoer in beeld. In Paragraaf 3.5 staat kort toegelicht hoe de interactie tussen POWERS en het WKK-model plaatsvindt.

Het NEV-RS als geheel genereert resultaten voor meerdere zichtjaren, met een interval van minimaal 5 jaar. De afzonderlijke deelmodellen kunnen echter meer zichtjaren hebben; zo rekenen SAVE-productie/WKK en POWERS op jaarbasis.

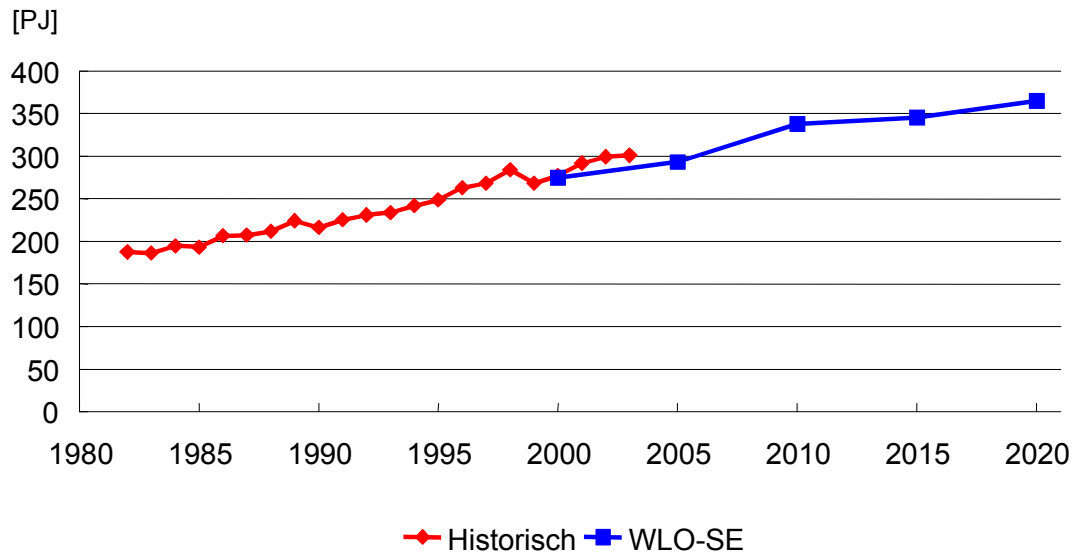
In de Figuren A.2 tot en met A.5 staan de historische gegevens tot en met 2003 en een aantal modelresultaten voor de periode 2000-2020 weergegeven, voor het WLO-SE scenario. Omdat niet alle ECN modellen per jaar resultaten kunnen genereren, zijn alleen de totale modelresultaten per vijf jaar gegeven.



Figuur A.1 *Overzicht NEV-RS, gegevensuitwisseling tussen deelmodellen, omzetting en uitvoer naar diverse gegevensformaten*



Figuur A.2 *Elektriciteitsproductie elektriciteitscentrales*

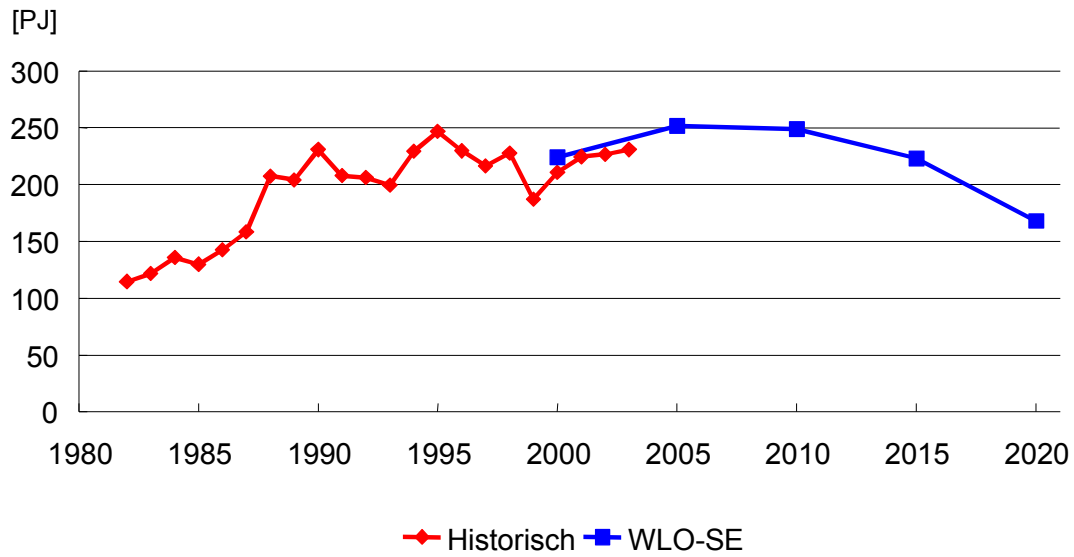


Figuur A.3 *Elektriciteitsproductie energiebedrijven*

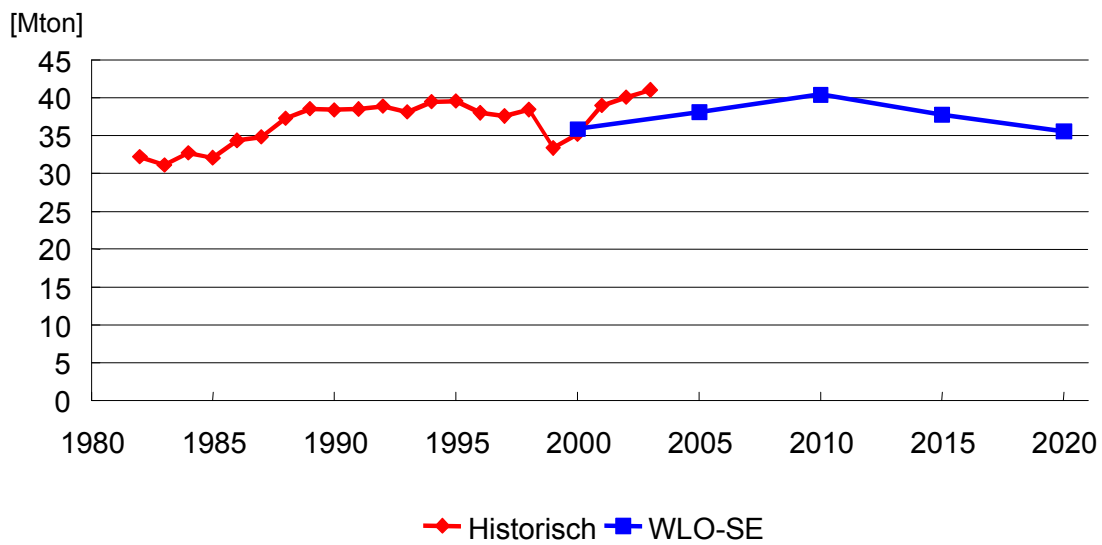
Ter illustratie laat Figuur A.3 het importsaldo zien, zoals berekend met POWERS. De POWERS resultaten benaderen het historisch importsaldo over de jaren 2000-2003 (CBS, 2004) goed.



Figuur A.4 *Importsaldo versus statistiek 2000-2003*



Figuur A.5 Kolenverbruiksaldo, elektriciteitscentrales



Figuur A.6 CO₂-emissies elektriciteitscentrales