

BEVORDERING  
INTEGRATIE  
NEDERLANDSE  
ELEKTRICITEITS-  
MARKT

In opdracht van het Ministerie  
van Economische Zaken

Eindrapport





---

# Bevordering integratie Nederlandse elektriciteitsmarkt

Eindrapport, 24 april 2015

In opdracht van het Ministerie van Economische Zaken

Drs. Bert den Ouden, Berenschot

Niki Lintmeijer MSc., Berenschot

In samenwerking met:

Dr. Ir. John Kerkhoven, Quintel Intelligence

Dr. Alexander Wirtz, Quintel Intelligence

Dr. Chael Kruij, Quintel Intelligence

24 april 2015



# Inhoud

<b>1. Aanleiding</b> .....	<b>7</b>
<b>2. Onderzoeksmethoden</b> .....	<b>9</b>
2.1 Zichtjaar en uitgangspunten .....	9
2.2 Analysemethoden .....	10
<b>3. Achtergronden prijsverschillen in 2013</b> .....	<b>13</b>
3.1 Ontwikkeling van duurzaam opgewekte elektriciteit .....	13
3.2 Marginale kosten van kolen- en gascentrales .....	14
<b>4. Evolutie van prijzen van energiedragers tot 2023</b> .....	<b>19</b>
4.1 Daling prijsverschil begin 2014 .....	19
4.2 Marginale productiekosten en groothandelsprijzen .....	20
4.3 Eerste toekomstprojectie 2023 .....	22
<b>5. Huidige maatregelen ter bevordering van integratie</b> .....	<b>25</b>
5.1 Bestaande interconnectiecapaciteit op Nederlandse landsgrenzen .....	25
5.2 Geplande uitbreidingen van interconnectie .....	27
5.3 Flow-based marktkoppeling .....	30
<b>6. Marktgevoeligheidsanalyse</b> .....	<b>33</b>
6.1 Prijseffect op basis van bestaande ‘resilience analysis’ .....	33
6.2 Vertaling naar effect van extra importcapaciteit .....	35
<b>7. Ontwikkeling prijsverschil bij integrale scenario-doorrekening</b> .....	<b>37</b>
7.1 Effecten in productiepark tot 2023 .....	37
7.2 Doorrekening van varianten met het Energietransitiemodel .....	38
7.3 Uitkomsten van de scenario-analyse .....	39
<b>8. Extra maatregelen</b> .....	<b>43</b>
8.1 Eventuele versnelling van voorziene investeringen in interconnectiecapaciteit .....	44
8.2 Eventuele nog verdere uitbreiding van interconnectiecapaciteit .....	44
8.3 Maatregelen in Duitsland .....	45
8.4 Dynamic Line Rating .....	45
8.5 Het effect van CO <sub>2</sub> -prijzen .....	46
8.6 Verminderen van prijsrisico’s in de gasvoorziening .....	46
<b>9. Samenvatting en conclusies</b> .....	<b>47</b>
<b>Bijlagen</b> .....	<b>51</b>
1. Uitgangspunten en aannames scenario doorrekening Energietransitiemodel, door Quintel intelligence .....	51
2. Aannames en beperkingen .....	53

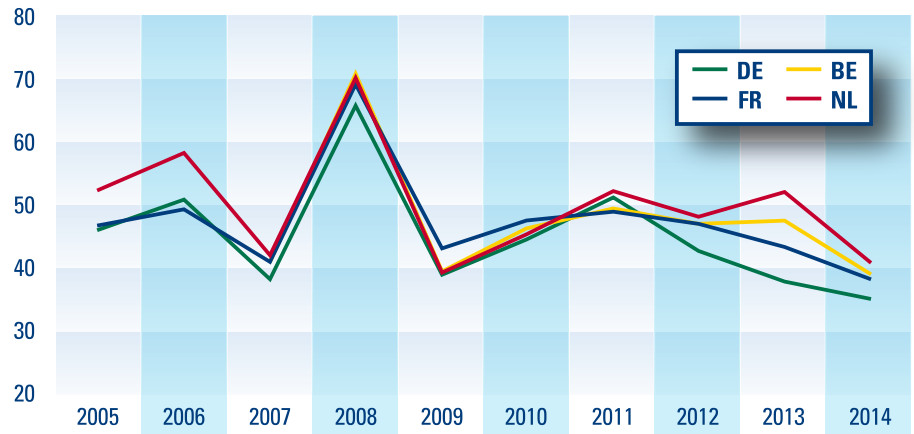




# Aanleiding

Nederland werkt sinds 2006 nauw samen met haar buurlanden om de verschillende elektriciteitsmarkten in Noordwest-Europa te koppelen. Via deze weg streven de Europese landen naar één marktgebied, waarin de betrouwbare levering van elektriciteit tegen een efficiënte prijs kan worden gegarandeerd.

Zoals verwacht heeft de invoering van marktkoppeling sinds 2007 gezorgd voor geconvergeerde groothandelsprijzen van Duitsland, Frankrijk, België en Nederland. Door het optimaal gebruik van interconnectoren op de verschillende landsgrenzen – die het Europese energietransport mogelijk maken – was het prijsverschil tussen Nederland en omringende landen van 2007 tot 2012 klein of zelfs nihil. Sinds 2012 is dit prijsverschil echter opgelopen, tot een gemiddeld niveau van 14 Euro/MWh tussen Nederland en Duitsland in 2013. Optimale inzet van alle bestaande interconnectiecapaciteit was in dit jaar dus onvoldoende om het grote prijsverschil tussen de twee landen te overbruggen, met als gevolg dat de Duitse groothandelsprijzen voor elektriciteit beduidend lager waren dan de Nederlandse. Hoewel dit verschil in de eerste maanden van 2014 weer is verkleind tot ongeveer 8 Euro/MWh (wellicht tijdelijk), blijft de problematiek vooralsnog bestaan. Figuur 1.1. toont de ontwikkeling van groothandelsprijzen in de Centraal-West-Europese (CWE) landen van 2005 tot juni 2014.



*Figuur 1.1 Gemiddelde groothandelsprijzen elektriciteit CWE landen in Euro/MWh (2005 - juni 2014)*

De Nederlandse overheid zet zich in voor een versterkte koppeling van haar elektriciteitsmarkt met buitenlandse elektriciteitsmarkten. Koppeling van elektriciteitsmarkten leidt tot efficiënte prijsvorming op de groothandelsmarkt en draagt daarnaast bij aan een gelijk Europees speelveld voor energie-intensieve industrieën. Grote verschillen in de groothandelsprijzen voor elektriciteit tussen Nederland en haar buurlanden kunnen immers de concurrentiepositie van Nederlandse industrieën onder druk zetten.

Om deze reden heeft het Ministerie van Economische Zaken onderzoek laten doen naar mogelijke maatregelen om de Nederlandse elektriciteitsmarkt beter te integreren met buitenlandse elektriciteitsmarkten, met de nadruk op markten waar de groothandelsprijs doorgaans lager is dan in Nederland, zoals Duitsland, Noorwegen en Denemarken.



# 2

## Onderzoeksmethoden

Het onderwerp van dit onderzoek betreft de convergentie van groothandelsprijzen tussen Nederland en buurlanden en eventuele maatregelen die nodig zijn om deze convergentie te versterken. Hierbij is niet alleen gekeken naar huidige prijsniveaus, maar ook naar mogelijke toekomstige prijsniveaus en ontwikkelingen die in de komende jaren worden verwacht die hierop van invloed zijn. Een overzicht van deze beïnvloedbare factoren, hun impact op de Europese elektriciteitsmarkt en de Nederlandse positie daarin staat in deze studie dan ook centraal.

### 2.1 Zichtjaar en uitgangspunten

Het zichtjaar van de studie is de Nederlandse groothandelsprijs voor elektriciteit in 2023, vergeleken met 2013. Dit jaar is genomen om de volgende redenen:

- Het startjaar van de analyse is het jaar 2013 waarin bijzonder grote prijsverschillen optraden;
- Met 2023 kijken we 10 jaar verder, hetgeen een relevante periode is voor de ontwikkeling en concurrentiepositie van de Nederlandse industrie;
- In deze 10 jaar zijn de nieuwe investeringen van TenneT en andere maatregelen in (extra) interconnectiecapaciteit gepland en goed bekend, zodat dit kan worden meegenomen;
- Het jaar 2023 is tenslotte het doeljaar van het Energieakkoord.

Ook in andere opzichten zijn zo veel mogelijk dezelfde uitgangspunten gehanteerd als die in het Energieakkoord:

- Prijspaden voor brandstoffen (bijvoorbeeld kolen en gas) zijn hetzelfde als gehanteerd in de doorrekening van het Energieakkoord door PBL en ECN in september 2013 (*gebaseerd op aannames van de IEA*).
- Ervan uitgaande dat het Energieakkoord wordt gerealiseerd, betekent dit ook:
  - Een verschuiving van de Nederlandse energiemix naar meer duurzame energie
  - Sluiting van oude kolencentrales
  - De opheffing van de kolenbelasting
  - Een reductie van de energievraag door toegenomen energiebesparingen
- Voor de situatie in Duitsland in 2023 gaan we uit van het 'Netzentwicklungsplan Strom' van de vier Duitse TSO's (Übertragungsnetzbetreiber), scenario 2023B.

Binnen de studie staat de Nederlandse energiemarkt centraal, waarbij in de modelberekeningen rekening wordt gehouden met landen die binnen het CWE marktkoppelingsmodel vallen (Frankrijk, België, Duitsland en Nederland), plus de landen die direct in fysieke verbinding staan met Nederland via huidige interconnectiecapaciteit en bekende toekomstplannen:

- In 2013 reeds bestaande interconnectiecapaciteit;
- Bekend als voorgenomen investeringen in extra capaciteit, of andere verbeteringen.

Hierbij wordt in het bijzonder gekeken naar bestaande en verwachte maatregelen voor interconnectiecapaciteit op grenzen met landen met een lagere elektriciteitsprijs dan Nederland. Duitsland vervult in deze vergelijking een belangrijke rol, vanwege de huidige grote verschillen tussen Nederland en Duitsland en toekomstige ontwikkelingen in beide markten. Daarnaast wordt gekeken naar andere maatregelen die prijsconvergentie in de CWE regio mogelijk versterken en van invloed kunnen zijn op de Nederlandse groothandelsprijzen voor elektriciteit.

## 2.2 Analysemethoden

De kwantitatieve analyse richt zich - in lijn met het Energieakkoord - op het jaar 2023, waarmee een periode van 10 jaar vooruit wordt gekeken. De analyse bestaat uit drie stappen:

- I. *Extrapolatie van het huidige prijsverschil.* Op grond van een historische analyse van prijsverschillen tussen Nederland en omliggende landen worden de belangrijkste oorzaken van deze prijsverschillen en mogelijke factoren die hierin dominant zijn geïnventariseerd. Op basis hiervan kan worden berekend hoe het prijsverschil zou zijn met de geprognostiseerde energieprijzen en CO<sub>2</sub>-prijzen in 2023. Met andere woorden: hoe zou het Nederlands-Duitse prijsverschil in 2013 zich ontwikkelen op grond van louter de in 2023 verwachte brandstof- en CO<sub>2</sub>-prijzen?

- II. *Marktgevoeligheidsanalyse.* Het effect van extra interconnectiecapaciteit kan worden benaderd aan de hand van de plannen voor nieuwe interconnectiecapaciteit en bekende prijsgevoeligheden in de huidige situatie. Met andere woorden: hoe groot zou theoretisch het Nederlands-Duitse prijsverschil in 2013 zijn geweest met deze extra interconnectiecapaciteit (theoretisch, omdat deze capaciteit nog moet worden aangelegd).
- III. *Een volledige scenario-doorrekening voor de situatie van 2023,* zowel met de bestaande interconnectiecapaciteit als met de verwachte (extra) interconnectiecapaciteit in 2023. Hierbij worden de in 2023 verwachte energie- en CO<sub>2</sub>-prijzen zoals aangenomen in het Energieakkoord meegenomen, met een variatie aan CO<sub>2</sub>-prijzen als variabele. Deze situatie wordt doorgerekend met behulp van het Energietransitiemodel, waarin ook de ontwikkelingen in het Nederlandse en Duitse productiepark tot 2023 worden meegenomen.

Bovenstaande stappen worden schematisch weergegeven in figuur 2.1. Hiervan zijn de analyses in benadering I en II gedaan door Berenschot, terwijl benadering III is berekend op basis van het Energietransitiemodel van Quintel Intelligence met marktinput van Berenschot.



*Figuur 2.1 Schematische weergave van de stappen in dit rapport*



# 3

## Achtergronden prijsverschillen in 2013

In de publicatie van de TenneT Market Review 2013 hebben Berenschot, de Universiteit van Aken en TenneT de oorzaak van het oplopende verschil in groothandelsprijzen tussen de Noordwest-Europese landen onderzocht, waaronder het grote verschil tussen Nederland en Duitsland.<sup>1</sup> Deze analyse resulteerde in de belichting van twee factoren die in 2013 voornamelijk van invloed waren op de ontwikkeling van de Duitse en Nederlandse prijs: duurzame energie in Duitsland en het verschil in opwekkingskosten van elektriciteit tussen kolen- en gascentrales.

### 3.1 Ontwikkeling van duurzaam opgewekte elektriciteit

Als gevolg van de Duitse Energiewende is het aandeel duurzaam opgewekte elektriciteit in Duitsland sinds 2009 flink gegroeid. In 2013 werd bijna een kwart van de Duitse elektriciteit opgewekt door duurzame bronnen, tegenover circa 10% in Nederland. Aangezien opwekking van stroom uit wind- en zonne-energie vrijwel geen marginale kosten kent, profiteert Duitsland op dagen met veel zon en wind van lage groothandelsprijzen. Hierbij wordt opgemerkt dat dit niet opgaat voor de meeste eindconsumenten, die in veel categorieën – met uitzondering van de allergrootste industrie – vanwege netwerkkosten en belastingregimes in Duitsland juist duurder uit zijn.

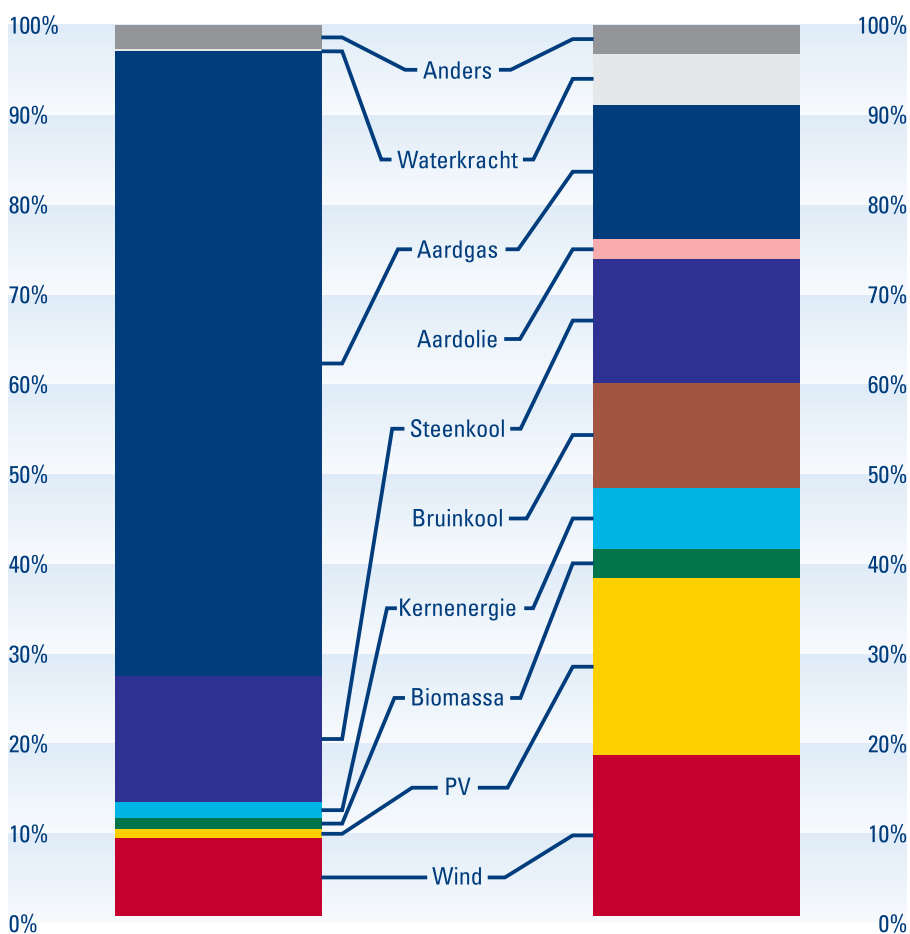
---

<sup>1</sup> Den Ouden, Moser, van der Hoofd, maart 2014: TenneT Market Review 2013.

Hoewel de Energiewende-ontwikkeling inderdaad op momenten van veel duurzame elektriciteitsopwekking een drijfveer is voor lagere groothandelsprijzen in Duitsland, is dit effect niet groot genoeg om het prijsverschil Nederland-Duitsland in 2013 goed te kunnen verklaren. Een substantieel deel van het prijsverschil trad namelijk ook op tijdens momenten van weinig zonne- en windenergie. Ook geeft dit geen verklaring voor het sterk oplopen van het beperkte prijsverschil in 2012 (slechts 3,50 Euro/MWh) tot het veel grotere verschil in 2013 (14 Euro/MWh), terwijl het Duitse aandeel duurzame elektriciteit tussen die jaren nauwelijks toenam. Er blijkt nog een andere factor van belang te zijn.

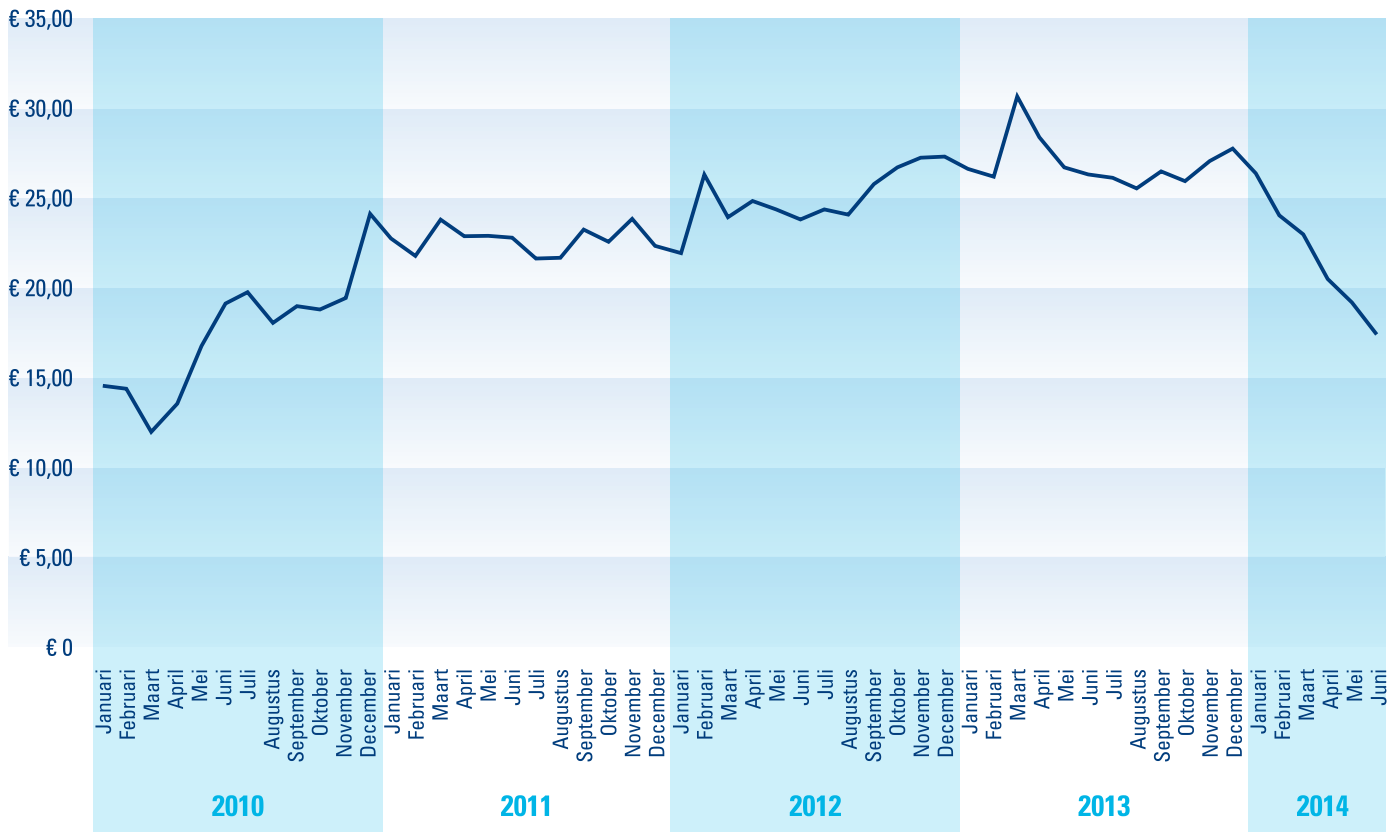
### 3.2 Marginale kosten van kolen- en gascentrales

Behalve het effect van duurzame energie is er een andere – grotere – factor van invloed op het prijsverschil tussen Nederland en Duitsland. Deze factor hangt nauw samen met de marktprijzen voor kolen, gas en CO<sub>2</sub> en de daaruit volgende opwekkingskosten voor stroom. Zoals figuur 3.1. laat zien, hebben gascentrales in Nederland een groot aandeel in de elektriciteitsproductie. Duitsland kent daarentegen een ander samengesteld productiepark met minder gascentrales, een veel groter aandeel duurzame bronnen en meer steenkool- en bruinkoolcentrales voor het opwekken van stroom.

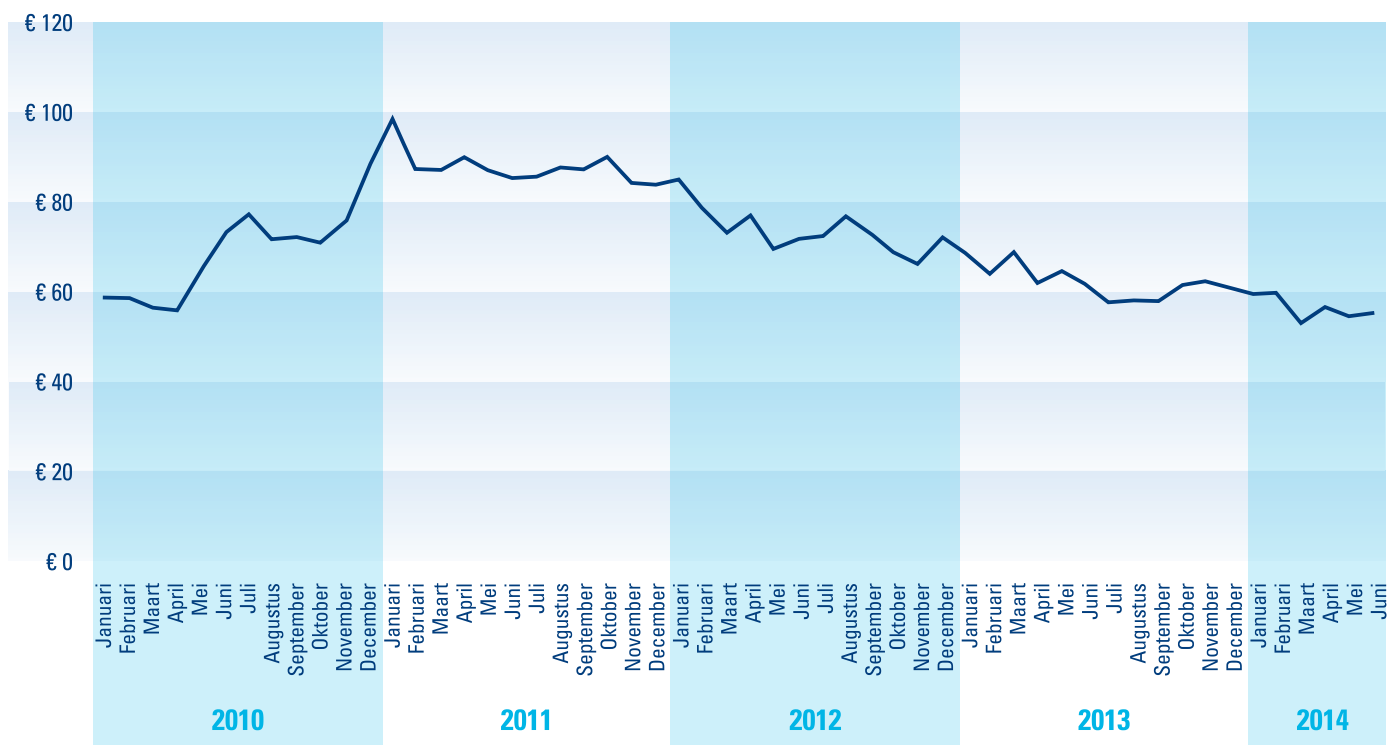


Figuur 3.1. Opgesteld vermogen in 2013: Nederland versus Duitsland

Aangezien de gasprijs in de laatste jaren substantieel is gestegen (tot eind 2013) en de kolenprijs daarentegen is gedaald, is het verschil in opwekkingskosten voor stroom in Nederland en Duitsland tot eind 2013 gegroeid, zoals aangetoond in TenneT Market Review 2013. Figuren 3.2 en 3.3 tonen de prijsontwikkelingen voor deze brandstoffen.



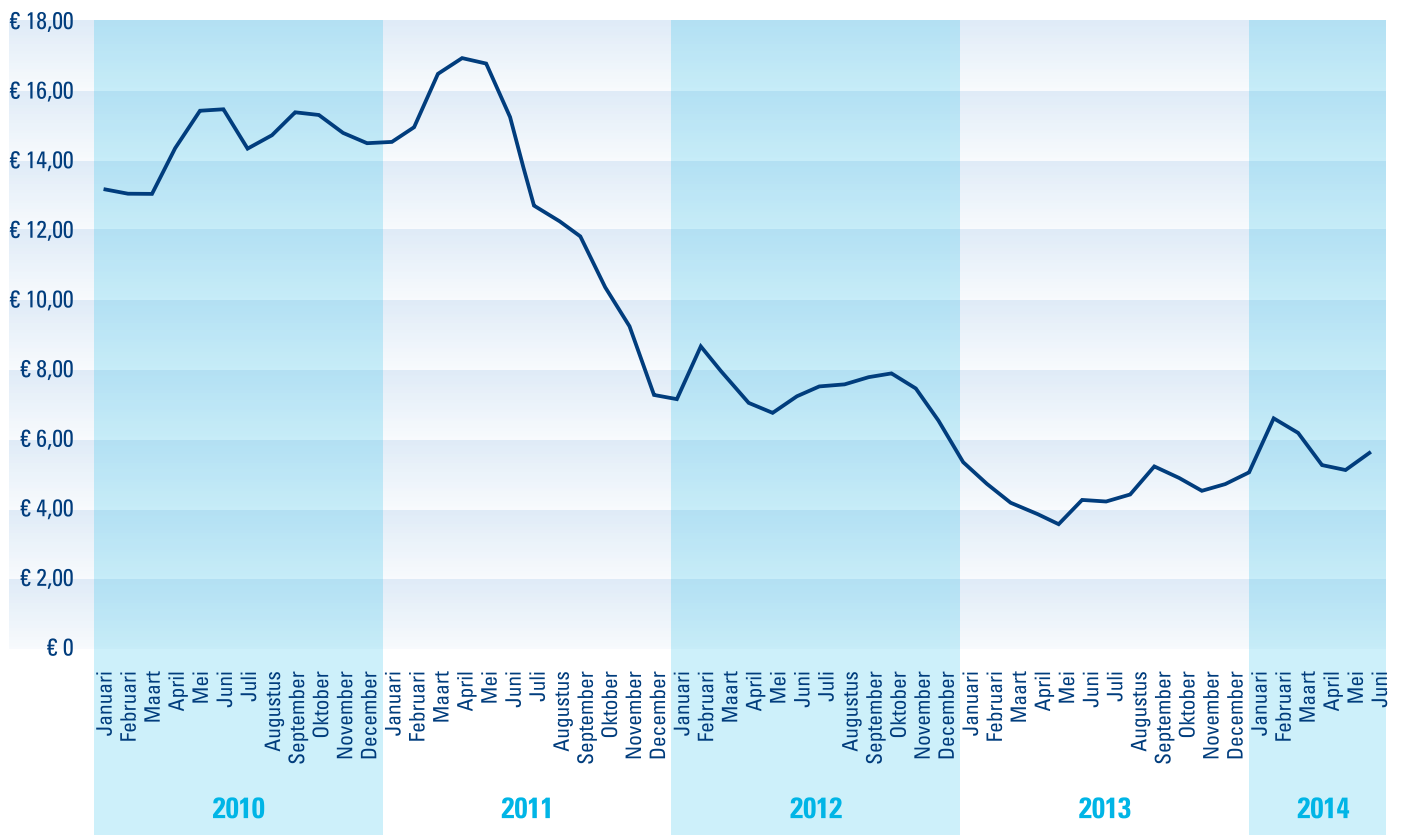
Figuur 3.2. Ontwikkeling spotprijs gas (TTF) 2010 tot medio 2014, Euro/MWh  
(Bron: ICE-ENDEX) Uit: TenneT Market Review 2014 H1.



*Figuur 3.3. Ontwikkeling kolenprijs ARA (Amsterdam/Rotterdam/Antwerpen) 2010 tot medio 2014, Euro/ton (Bron: Spectron).*

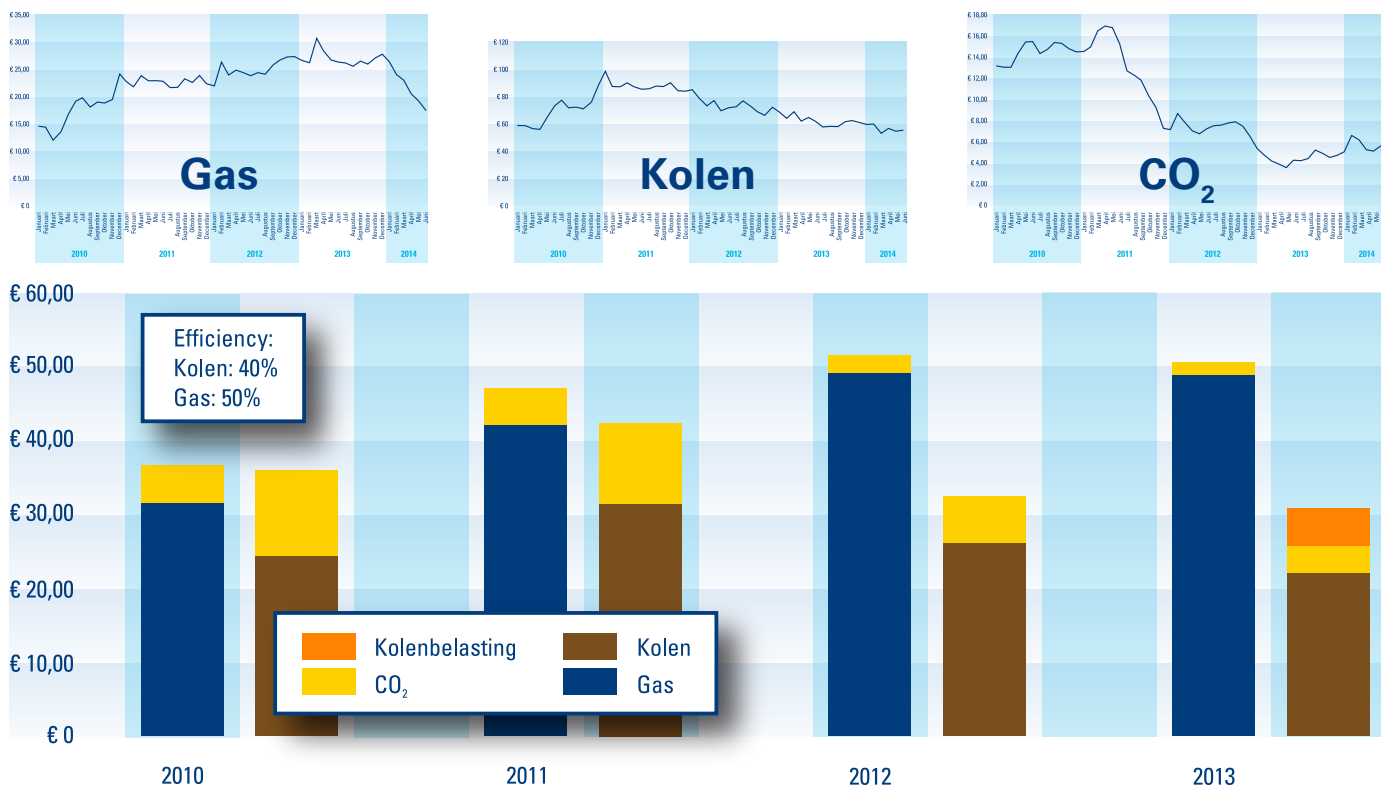
Hieruit wordt duidelijk dat de gas- en kolenprijzen sinds 2010 steeds verder uit elkaar zijn gegroeid. De gasprijs, vooral bepalend voor het Nederlandse productiepark, steeg. De kolenprijs, vooral bepalend voor het Duitse productiepark, daalde. Dit effect werd bovendien nog eens versterkt door de forse daling van de Europese CO<sub>2</sub>-prijs in de laatste jaren, zoals weergegeven in figuur 3.4. Bij de opwekking van elektriciteit uit kolen komt immers meer CO<sub>2</sub> vrij dan bij opwekking van elektriciteit uit gas, waardoor een lage CO<sub>2</sub>-prijs relatief gunstig is voor kolencentrales.





*Figuur 3.4: Ontwikkeling prijs EUA Carbon futures 2010 tot medio 2014, Euro/ton CO<sub>2</sub>  
(Bron: EEX) Uit: TenneT Market Review 2014 H1*

De combinatie tussen een hoge gasprijs, lage kolenprijs en eveneens lage CO<sub>2</sub>-prijs in 2013 leidde tot een aanzienlijk kostprijsverschil tussen gasgestookte en kolenge-stookte elektriciteit en dus, gezien de verschillende productieparken, tot een groot prijsverschil tussen Nederland en Duitsland. Figuur 3.5 laat deze ontwikkeling in verschil van marginale opwekkingskosten zien. Dit verschil loopt in belangrijke mate synchroon met de ontwikkeling van het prijsverschil op de markt in dezelfde periode, als getoond in figuur 1.1. De aard van het productiepark in beide landen in combinatie met het prijsverschil tussen gas en kolen is dus een belangrijke factor voor het verschil in groothandelsprijzen. Daarnaast heeft de kolenbelasting, die in Nederland vanaf 2013 geldt, een verhogend effect op de opwekkingskosten voor kolencentrales in Nederland, hetgeen in Duitsland niet van toepassing is.



Figuur 3.5 Ontwikkeling marginale elektriciteitsopwekkingskosten (Euro/MWh) voor gas- en kolencentrales

# 4

## Evolutie van prijzen van energiedragers tot 2023

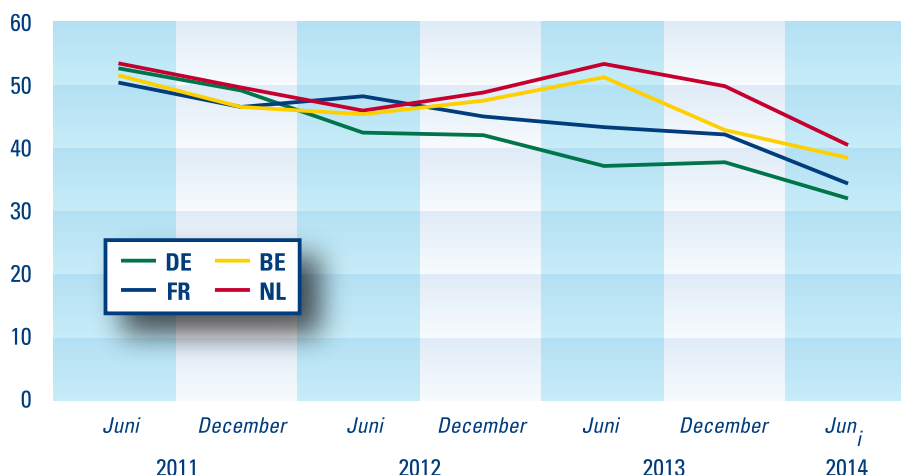
Zoals aangetoond in het voorgaande hoofdstuk, waren de sterk van elkaar verschillende productieparken van Nederland en Duitsland in 2013 de belangrijkste oorzaak van het verschil in groothandelsprijzen. Voornamelijk de Nederlandse afhankelijkheid van gascentrales zorgt voor een significante relatie tussen de marktprijs van gas en de groothandelsprijs van elektriciteit.

### 4.1 Daling prijsverschil begin 2014

Deze relatie wordt nog eens verder geïllustreerd door de prijsontwikkeling in de eerste helft van 2014. Daarin trad een behoorlijke daling op van het Nederlands-Duitse prijsverschil, van gemiddeld 14 Euro/MWh in 2013 naar 8 Euro/MWh gemiddeld in de eerste helft van 2014, zie figuur 4.1. Deze daling van het prijsverschil werd vooral veroorzaakt door een flink lagere gasprijs in deze periode, zichtbaar in figuur 4.2., uit TenneT Market Review 2014 H1<sup>2</sup>.

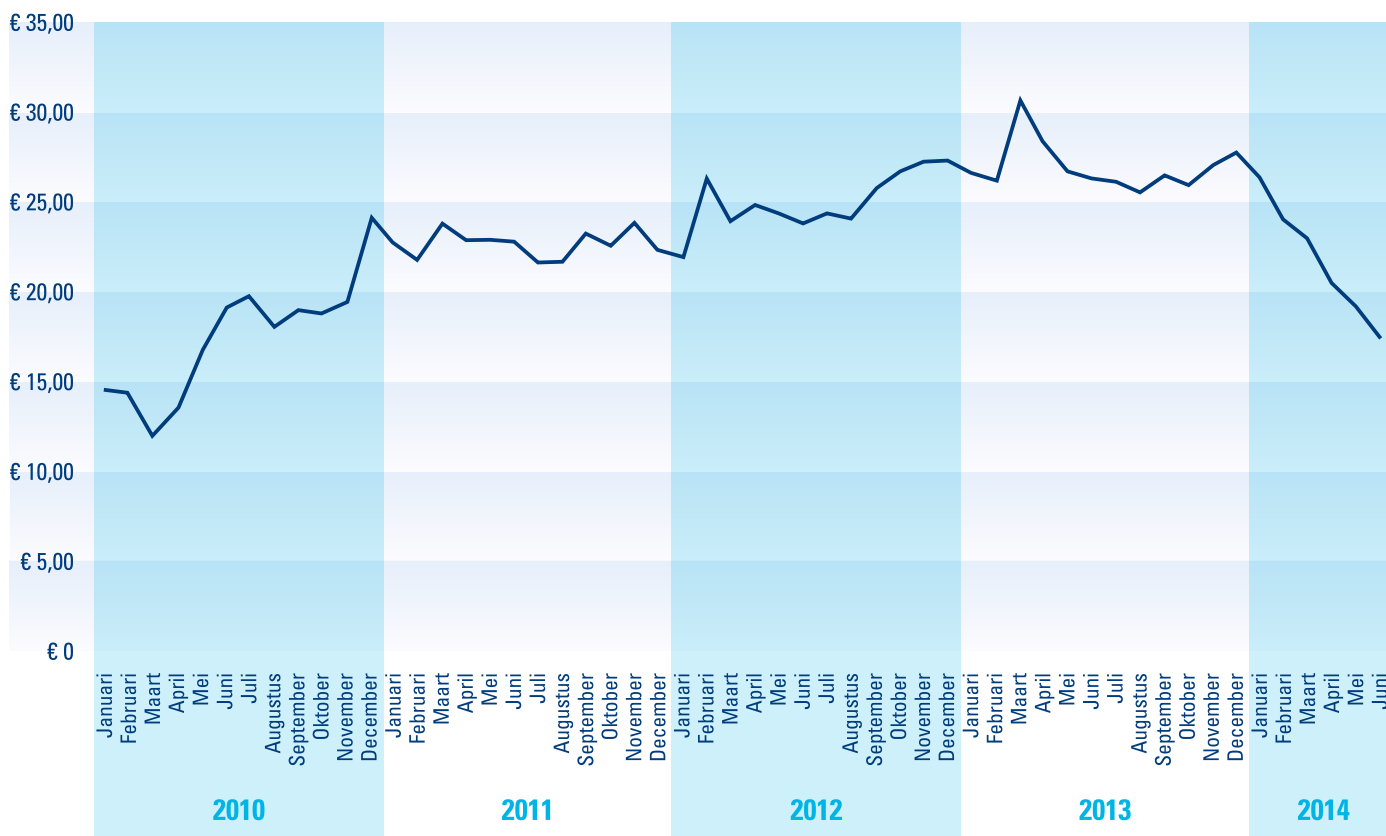
---

<sup>2</sup> Den Ouden, Moser, van der Hoofd, september 2014: TenneT Market Review 2014 H1.



Figuur 4.1 Ontwikkeling halfjaarlijks gemiddelde elektriciteitsprijzen CWE (Euro/MWh)

Uit: TenneT Market Review 2014 H1

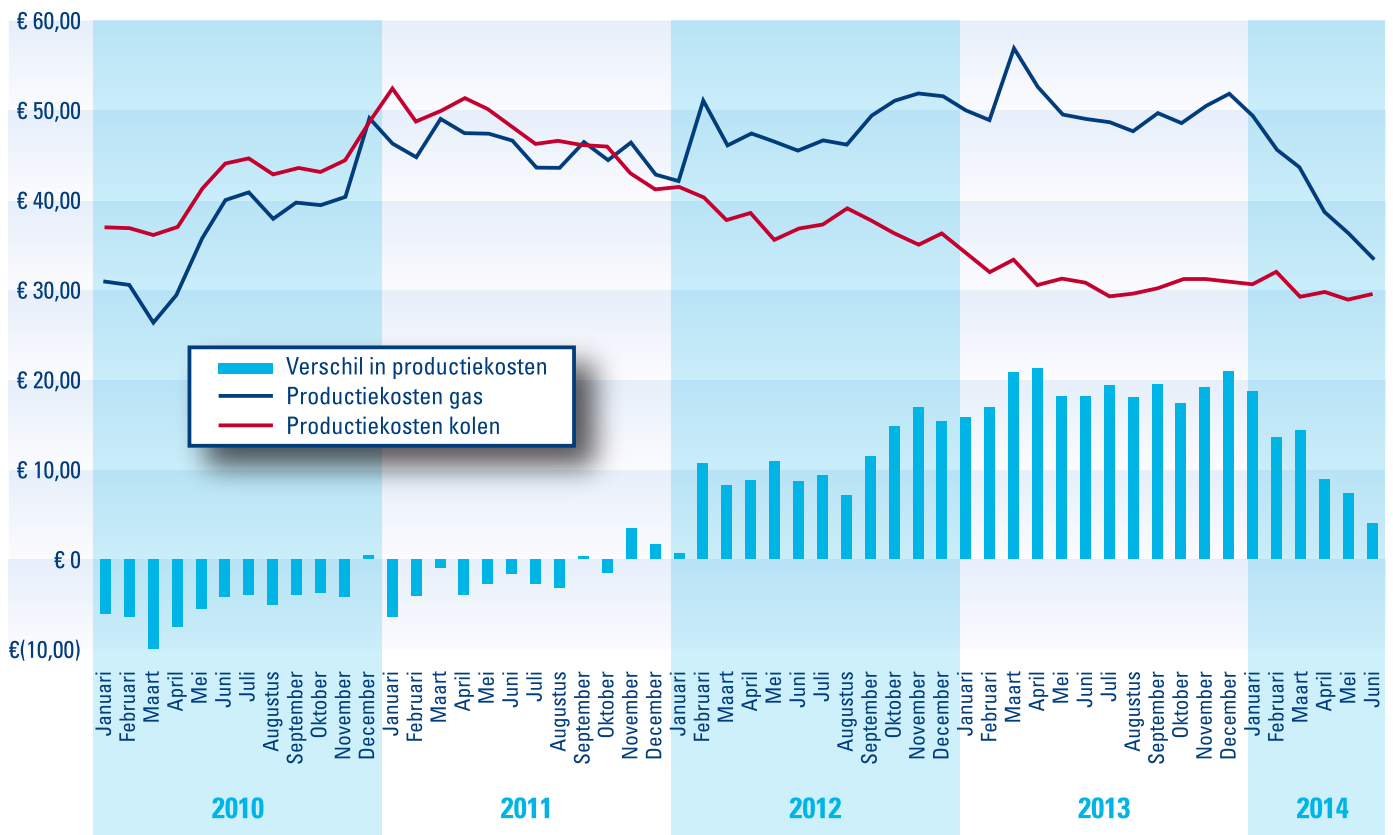


Figuur 4.2 Ontwikkeling gasprij TTF 2010 tot medio 2014 (Euro/MWh)

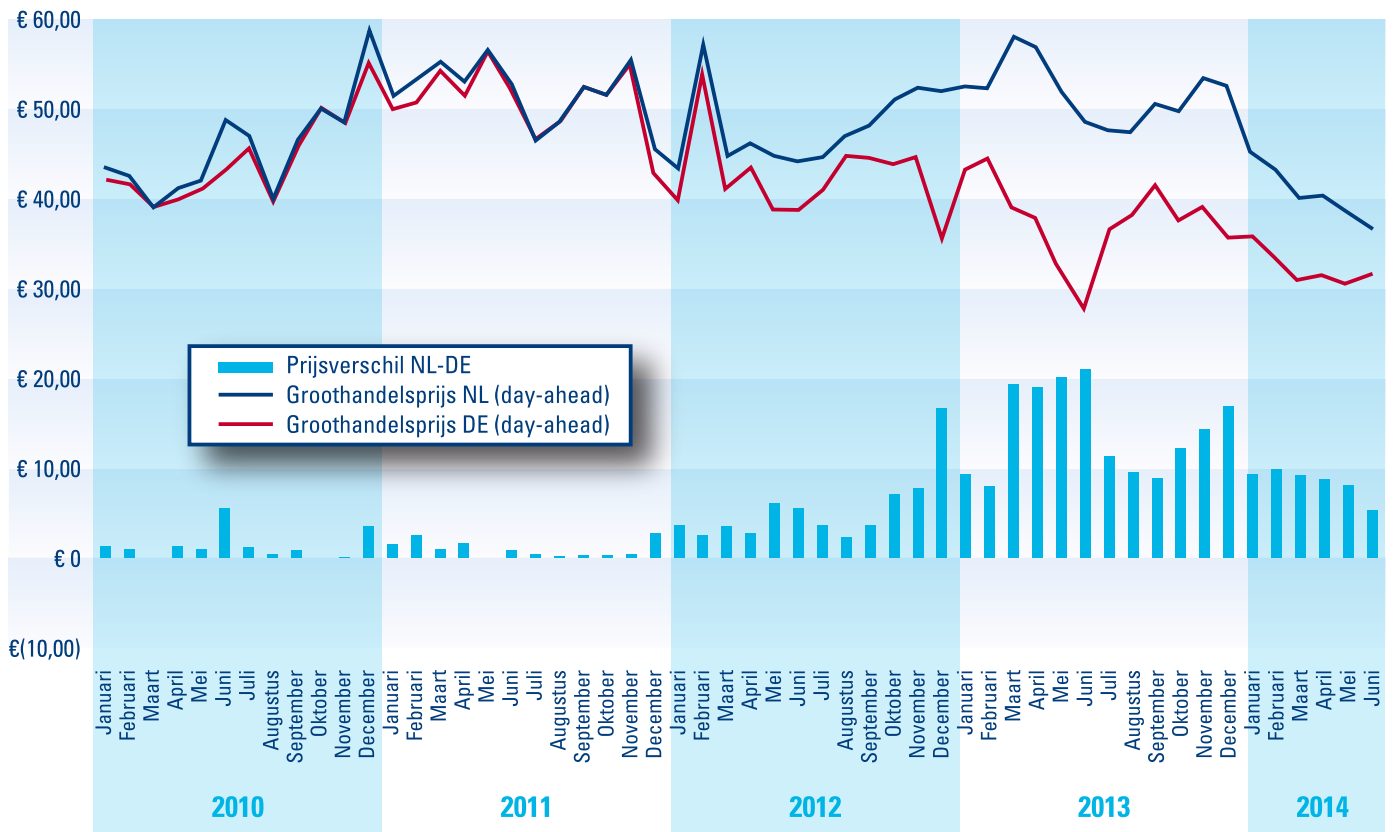
Uit: TenneT Market Review 2014 H1

#### 4.2 Marginale productiekosten en groothandelsprijen

Om de relatie tussen marginale productiekosten en groothandelsprijen te bevestigen, is een verdere historische analyse uitgevoerd waarin marginale productiekosten van Nederlandse gascentrales en Duitse kolencentrales zijn vergeleken met Nederlandse en Duitse groothandelsprijen. Deze analyse heeft geleid tot figuur 4.3. en 4.4.



Figuur 4.3 Gemiddeld verschil in productiekosten kolen en gas (Euro/MWh), 2010 - juni 2014



Figuur 4.4 Gemiddeld verschil in groothandelsprijs Nederland-Duitsland (Euro/MWh), 2010-juni 2014

Figuur 4.3. laat zien dat het verschil in marginale productiekosten van kolen- en gascentrales vanaf 2012 is gegroeid. Dit is het directe effect van uiteenlopende kolen- en gasprijzen en een gedaalde CO<sub>2</sub>-prijs, waardoor de opwekking van elektriciteit uit kolencentrales goedkoper is geworden. Deze grafiek laat ook zien dat dit verschil vanaf begin 2014, als gevolg van dalende gasprijzen, weer kleiner is geworden. In figuur 4.4. is eenzelfde trend zichtbaar, waarin het prijsverschil tussen Nederland en Duitsland vanaf begin 2012 is gestegen en vanaf 2014 weer is afgenomen. Deze grafieken bevestigen dat het verschil tussen de gasprijs en de kolenprijs in belangrijke mate bepalend is voor het verschil tussen de Nederlandse en Duitse groothandelsprijzen.

### 4.3 Eerste toekomstprojectie 2023

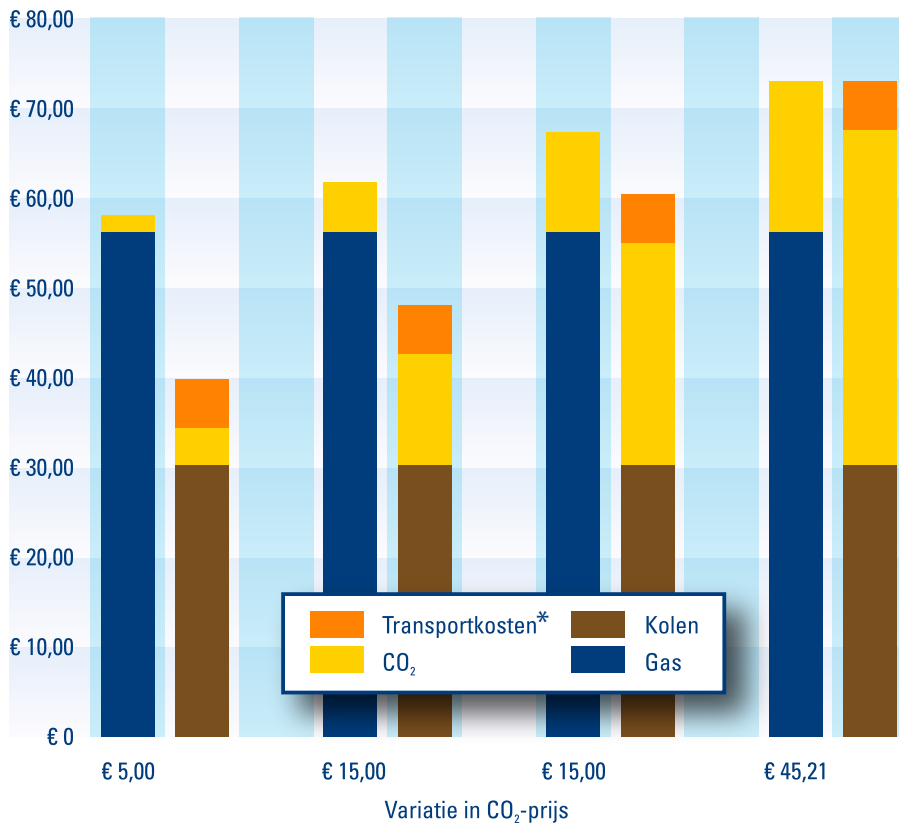
Op basis van deze historische ontwikkelingen kan een inschatting worden gemaakt van de toekomstige productiekosten van kolen en gas. Hiermee wordt tevens een (voorzichtige) eerste indicatie gegeven voor de prijsdivergentie tussen Nederland en Duitsland. De prijzen voor kolen en gas in 2023 in deze analyse zijn gebaseerd op de doorrekeningen van het Energieakkoord door ECN en PBL, waarin wordt uitgegaan van een toenemende vraag naar gas en kolen vanuit niet-OECD landen en daarmee hogere prijzen voor beide brandstoffen.<sup>3</sup>

In figuur 4.5. hanteren we drie varianten op de toekomstige CO<sub>2</sub>-prijs om het verschil in opwekkingskosten van kolen- en gascentrales en de impact van de CO<sub>2</sub>-prijs aan te duiden. Het laat zien dat een verschil in opwekkingskosten tussen Nederland en Duitsland (onder de huidige aannames voor brandstofprijzen in 2023) blijft bestaan, maar wel sterk afhankelijk is van de CO<sub>2</sub>-prijs.

- Bij een CO<sub>2</sub>-prijs van 5 Euro/ton, ongeveer rond het gemiddelde niveau in 2013 en 2014, is het verschil in kosten tussen gas en kolenopwekking in 2023 bijna 20 Euro/MWh. Indien er geen veranderingen zouden plaatsvinden, zouden we bij deze CO<sub>2</sub>-prijs in 2023 dus gelijke verschillen in groothandelsprijs kunnen verwachten als in 2013 (14 Euro/MWh).
- Bij een CO<sub>2</sub>-prijs van 15 of 30 Euro/ton komen de gas- en kolengestookte opwekkingskosten dicht bij elkaar, maar nog steeds met grote verschillen. Pas bij een CO<sub>2</sub>-prijs van 45 Euro/ton ontstaat gelijkheid.

Aangezien het verschil in opwekkingskosten volgens historische analyses in verband staat met het verschil in groothandelsprijzen tussen Nederland en Duitsland, geeft deze prognose aan dat het prijsverschil onder de huidige situatie tot 2023 kan blijven bestaan. Uiteraard zijn hier eventuele andere veranderingen, zoals verschuivingen van de brandstofmix en de uitbreiding van interconnectiecapaciteit, nog niet meegenomen.

<sup>3</sup> PBL/ECN-Notitie: 'Uitgangspunten voor het referentiepado bij de evaluatie van het SER-energieakkoord' (september 2013)



*Figuur 4.5 Projectie van marginale opwekkingskosten van gas versus kolen in 2023 (Euro/MWh)*

Hoe groter het prijsverschil in opwekkingskosten, des te moeilijker dit zal zijn te nivelleren door (extra) interconnectiecapaciteit. Het valt dan ook te verwachten dat congestie en grote resterende prijsverschillen vooral kunnen optreden in de varianten met een lage CO<sub>2</sub>-prijs.





# 5

## Huidige maatregelen ter bevordering van integratie

### 5.1 Bestaande interconnectiecapaciteit op Nederlandse landsgrenzen

Nederland is fysiek verbonden met aangrenzende landen voor de import, export en transit van elektriciteit tussen de verschillende landen. Aangezien elektriciteit niet onbeperkt kan worden uitgewisseld, is de capaciteit van de verschillende interconnectoren van belang bij het transportnetwerk. De elektriciteitsprijzen van de aangrenzende landen zijn door middel van marktkoppeling gelijk zolang er voldoende capaciteit is. Wanneer elektriciteitsprijzen tussen landen echter verder uit elkaar liggen, is meer landsgrensoverschrijdende capaciteit nodig om het prijsverschil te overbruggen. De hoeveelheid interconnectiecapaciteit is dus belangrijk voor de werking van de Europese elektriciteitsmarkt.

Nederland staat fysiek in verbinding met vier landen:

- drie verbindingen met Duitsland
- twee verbindingen met België
- één verbinding met Noorwegen
- één verbinding met Groot-Brittannië

Ook is de Nederlandse elektriciteitsmarkt via marktkoppeling indirect verbonden met Frankrijk en andere landen. De totale voor de (day-ahead) markt beschikbare grensoverschrijdende capaciteit van verbindingen met Nederland bedraagt momenteel 5650 MW. De verdeling per grens is weergegeven in onderstaande tabel.

GRENS	INTERCONNECTOR(S)	CAPACITEIT (MW)*
Nederland-Duitsland	Maasbracht, Meeden-Diele, Hengelo-Gronau	2449
Nederland-België	Zandvliet, Maasbracht	1501
Nederland-Noorwegen	NorNed	700
Nederland-Groot-Brittannië	BritNed	1000
TOTAAL	Alle bestaande	5650

\* Exclusief 300 MW intraday-capaciteit op de verbindingen met Duitsland en België (die na de DA-markt extra ter beschikking wordt gesteld).

### 5.1.1 Grens Nederland-Duitsland

Sinds 2012 is de verbruiksintensiteit van de interconnectoren op de Nederlands-Duitse grens als gevolg van het prijsverschil gestegen. Waar voor 2012 nog sprake was van sterke prijsconvergentie tussen de twee landen met importen en exporten wederzijds, is sinds twee jaar de benuttingsgraad opgelopen tot bijna 100% in de richting van Duitsland naar Nederland. In de andere richting was elektriciteitstransport slechts sporadisch aanwezig. De grote verschillen tussen opwekkingskosten van elektriciteit tussen Nederland en Duitsland hebben dus in de afgelopen jaren gezorgd voor een sterke import van stroom uit Duitsland naar Nederland. Dit transport was echter niet voldoende om de groothandelsprijzen tussen beide landen gelijk te trekken.

### 5.1.2 Grens Nederland-België

Een analyse van de situatie tussen Nederland en België toont aan dat het verloop van import en export minder constant en minder voorspelbaar is dan de situatie tussen Nederland en Duitsland. Het verbruikspatroon van de interconnector laat zien dat uit België in de zomer met name stroom wordt geïmporteerd in Nederland, terwijl in de winter het omgekeerde geldt met export van Nederland naar België. Een verklaring hiervoor is de elektrische verwarming in België en Frankrijk, waardoor de vraag naar stroom in deze periode groter wordt en er soms ook in Frankrijk tekorten ontstaan. In de wintermaanden vindt er dan ook vaak Nederlandse export plaats naar Frankrijk, via België. In de zomer is het stroomaanbod in Frankrijk juist groot en de prijzen laag, waardoor Nederland juist importeert uit Frankrijk (via België). In de situatie tot 2023 is deze wisselwerking niet eenvoudig te voorspellen. Dit komt onder andere door de onzekerheid met betrekking tot de kerncentrales in België, alsmede door mogelijke toenemende tekorten in Frankrijk, zoals blijkt uit leveringszekerheidsrapportages.<sup>4</sup> Om deze redenen kan België thans niet gezien worden als een zekerheid wat betreft structurele importen voor Nederland. Dat neemt niet weg dat de grensverbindingen naar België wel belangrijk zijn, omdat die vaak een belangrijke rol spelen in het algehele transportpatroon op het Noordwest-Europese hoogspanningsnet. Versterking van deze verbindingen kunnen dus in ieder geval indirecte positieve gevolgen hebben.

4 Pentilateral Energy Forum Support Group 2: Generation Adequacy Assessment. Par. 5.1.2.5 en 5.1.2.6

### 5.1.3 Grens Nederland-Noorwegen

De Nederlandse elektriciteitsmarkt is sinds 2008 verbonden met de Noorse markt via de NorNed-kabel met een beschikbare capaciteit van 700 MW. Noorwegen maakt voor de productie van elektriciteit voornamelijk gebruik van waterkracht, waardoor de marginale kosten voor stroomopwekking laag zijn. In 2012 en 2013 lag de groot-handelsprijs voor elektriciteit in Noorwegen dan ook gemiddeld 16 Euro/MWh lager dan in Nederland. Dit leidde in dezelfde periode tot een constante import van stroom vanuit Noorwegen naar Nederland. Hoewel de Noorse prijs seizoensafhankelijk is en voornamelijk wordt gedreven door regenval, kan worden aangenomen dat de Noorse export naar Nederland dominant blijft tot 2023. Uiteraard wordt de mate beïnvloed door de ontwikkeling van Nederlandse prijzen en het effect van marktkoppeling met (voornamelijk) Duitsland, waardoor prijzen in Nederland verder omlaag kunnen worden geduwd. Dit kan incidenteel leiden tot korte periodes van export naar Noorwegen, maar deze situaties hebben een kleine impact op het totaal. Dezelfde effecten worden aangenomen voor de situatie in 2023.

### 5.1.4 Grens Nederland-Groot-Brittannië

Hoewel Nederland voornamelijk stroom importeert vanuit Duitsland en Noorwegen, laat de verbinding naar het Groot-Brittannië voornamelijk exportsituaties zien. De groothandelsprijs in het Groot-Brittannië ligt structureel gemiddeld 10 Euro/MWh hoger dan in Nederland. Dit is voornamelijk te verklaren door structurele verschillen betreffende de regelgeving tussen het Groot-Brittannië en continentale landen, waaronder Nederland.<sup>5</sup> Het kan daardoor worden aangenomen dat de mate van export op de BritNed kabel de komende jaren redelijk constant zal blijven, zeker wanneer de Nederlandse elektriciteitsmarkt toewerkt naar meer duurzame energie en sterkere verbindingen op de Duitse grens.

## 5.2 Geplande uitbreidingen van interconnectie

Om de integratie van de Nederlandse elektriciteitsmarkt met aangrenzende elektriciteitsmarkten verder te bevorderen, heeft TenneT enkele initiatieven genomen om de transportcapaciteit van de internationale verbindingen verder te optimaliseren. Op verschillende landsgrenzen zijn uitbreidingen aangekondigd die de integratie van de Noordwest-Europese energiemarkten versterken en prijsconvergentie tussen onder andere Nederland en Duitsland verhogen. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de te verwachten uitbreidingen op de Nederlandse grens, inclusief het verwachte jaartal van realisatie.

GRENS	INTERCONNECTOR	CAPACITEIT (MW)	GEREALISEERD
Nederland-Duitsland	Doetinchem-Wesel (nieuw)	1500	2016
Nederland-Duitsland	Meeden-Diele (uitbreiding)	500	2018
Nederland-Denemarken	COBRA	700	2019
Nederland-België	Krekrak-Zandvliet	700 <sup>A</sup>	2021
TOTAAL	Geplande nieuwe capaciteit	3400-3600	2021

<sup>5</sup> In het VK is een feed-in tarief voor duurzame elektriciteit ingesteld, wat wordt uitbetaald door de producenten en wordt verrekend via verhoogde productietarieven. Dit drijft de Britse groothandelsprijs op.

<sup>A</sup> Deze uitbreiding van 700 MW zou wellicht 200 MW meer kunnen worden, maar dit is thans nog niet zeker.

Met deze geplande additionele capaciteit van minstens 3400MW, en bestaande capaciteit voor day-ahead en intra-day genoemd in paragraaf 5.1., komt de totale voor de markt beschikbare capaciteit van internationale verbindingen uiteindelijk uit op ten minste 9350 MW. Hierbij zijn eventuele andere (private) initiatieven voor interconnectoren niet meegenomen.

Van de 3400-3600 MW extra capaciteit is vooral de 2700 MW naar Duitsland en Denemarken belangrijk voor reductie van het Nederlands-Duitse prijsverschil. Het is onduidelijk of Kreekrak-Zandvliet hierbij direct helpt, aangezien de Belgische markt niet duidelijk behoort tot de landen met een lager prijsniveau, zoals reeds vermeld. Deze versterkingen kunnen aan de Belgische zijde wel positief werken op verlaging van de prijsverschillen, maar dit effect is niet direct kwantificeerbaar, zoals eerder genoemd in paragraaf 5.1.2.

Tot slot zijn er verbeteringen gerealiseerd voor intra-day capaciteit: 200 MW op de Nederlands-Belgische grens en 100 MW op de Nederlands-Duitse grens. Deze verbeteringen zijn zeker waardevol voor de ontwikkeling van de intra-day markt. Kwantitatief is een eventueel prijseffect niet in deze studie meegenomen om een aantal redenen: het gaat om een relatief beperkte capaciteit, die niet altijd gegarandeerd is en ook soms niet volledig wordt benut, en bovendien vindt dit plaats op de intra-day-markt, die minder liquide is en waarvan de prijs geen direct effect heeft op de day-ahead spotmarkt prijzen die gebruikt worden als referentie voor de prijs voor eindgebruikers.

### *5.2.1 Doetinchem-Wesel*

De 57 kilometer lange hoogspanningsverbinding tussen het Nederlandse Doetinchem en Duitse Wesel zal zorgen voor een extra, voor de markt beschikbare, capaciteit van 1500 MW. Deze verbinding komt bovenop de reeds beschikbare capaciteit op de Nederlands-Duitse grens van 2449 MW en zal daarmee - afhankelijk van externe factoren die de nationale prijzen bepalen - zorgen voor een hogere prijsconvergentie tussen de twee landen. De verbinding is naar verwachting in 2016 gerealiseerd.

Op eventuele versnellingen voor de aanleg van de betreffende kabel wordt door de betrokken partijen niet gerekend vanwege de te doorlopen processtappen voorafgaand aan de bouw van de kabel. Het ontwerp- inpassingsplan voor deze verbinding heeft samen met het merendeel van de ontwerp- uitvoeringsbesluiten van 26 september tot en met 6 november 2014 ter inzage gelegen (de eerste fase). Hiermee is de basis gelegd voor het aanvragen van de benodigde vergunningen door TenneT. De aanvraag van vergunningen voor onder andere het passeren van natuurgebieden, kruisen van wegen en het bouwen van masten zal vanwege regelgeving en administratieve procedures niet kunnen worden versneld. De bouw van de verbinding en bijbehorende voorbereidingen zullen volgens planning in 2015 van start gaan, na het verkrijgen van de nodige vergunningen.

### 5.2.2 Meeden-Diele

Een tweede reeds aangekondigde maatregel ter bevordering van de transportcapaciteit op de Nederlands-Duitse grens is de uitbreiding van de bestaande Meeden-Diele verbinding met 500 MW. Deze extra capaciteit zal naar verwachting in 2018 voor de markt beschikbaar komen. De totale transportcapaciteit tussen Nederland en Duitsland komt daarmee in 2018 uit op 4449 MW, een verhoging van ruim 80% ten opzichte van het huidige niveau. Ook de uitbreiding van deze verbinding zal, voornamelijk vanwege de aanvraag van vergunningen, niet sneller kunnen worden gerealiseerd.

### 5.2.3 Kreekrak-Zandvliet

Op de grens tussen Nederland en België zal de transportcapaciteit in de komende jaren worden verhoogd. Naast de onlangs gerealiseerde uitbreiding van 200 MW intraday-capaciteit wordt tot 2021 een verdere verhoging verwacht door middel van de realisatie van het project Zuidwest 380 aan Nederlandse zijde. Half april 2014 werd door TenneT bekend gemaakt dat een koppelstation bij het Nederlandse Rilland nodig is om de vergroting van interconnectiecapaciteit met België mogelijk te maken. Dit betekent dat het project Zuidwest 380 in twee delen wordt gesplitst, waarmee het deel Borssele-Rilland eerder kan worden gerealiseerd dan oorspronkelijk gepland. De ter inzage legging van het ontwerp-inpassingsplan van Borssele-Rilland staat gepland voor medio 2015.

### 5.2.4 COBRA

Een nieuwe stap in de integratie van elektriciteitsmarkten in Noordwest-Europa is de toekomstige verbinding tussen Nederland en Denemarken via de COBRA kabel. Met deze verbinding, die naar verwachting in 2019 zal worden gerealiseerd, kan de grensoverschrijdende transportcapaciteit verder toenemen met 700 MW. De verbinding zal ongeveer 275 kilometer lang zijn en Eemshaven (Nederland) met Endrup (Denemarken) aan elkaar verbinden.

De verwachting is dat het gebruik van de COBRA verbinding een prijsverlagend effect zal hebben in Nederland vanwege de grotere importmogelijkheden van goedkope, duurzaam opgewekte elektriciteit – voornamelijk windenergie – uit Denemarken. Een historische analyse vanaf 2007 laat zien dat de Deense groothandelsprijs voor elektriciteit in de afgelopen jaren gemiddeld 8,47 Euro/MWh lager was dan de Nederlandse.<sup>6</sup> Denemarken kent relatief een hoge bijdrage van windenergie aan de eigen elektriciteitsbehoefte. De Deense regering streeft naar een aandeel van 50% in de totale elektriciteitsproductie in 2025.

<sup>6</sup> Gemiddelde day-ahead prijs Denemarken-West 2007-2013.

### 5.2.5 Totaal van voorgenomen nieuwe infrastructuur tussen 2013 en 2023

Met de komst van de nieuwe verbindingen COBRA en Doetinchem-Wesel en de uitbreidingen op Kreekrak-Zandvliet en Meeden-Diele heeft TenneT momenteel een aantal belangrijke capaciteitsverhogingen in de pijplijn tot 2023. Gezamenlijk zullen deze extra verbindingen zorgen voor een totale capaciteitstoename van ongeveer 50% op de Nederlandse grenzen, wat een positief effect heeft op de integratie van elektriciteitsmarkten in Noordwest-Europa. Daarnaast zal een groot deel van deze verbindingen (de verbindingen tussen Nederland-Duitsland en Nederland-Denemarken) naar verwachting een verlagend effect hebben op de Nederlandse groothandelsprijs. Dit geldt niet direct voor de verbinding Kreekrak-Zandvliet, vanwege de onzekerheden met betrekking tot de wisselwerking tussen Nederland en België (zoals beschreven in paragraaf 5.1.2).

## 5.3 Flow-based marktkoppeling

Sinds 2008 werken zeven TSO's in samenwerking met APX-Belpex en EPEX aan de voorbereiding voor de mogelijke invoer van flow-based marktkoppeling. Door de marktkoppeling flow-based te maken, worden landsgrenzen verder vervaagd uit het handelssysteem, waardoor transportcapaciteit beter benut wordt.

### 5.3.1 Huidige marktkoppeling

Het huidige systeem van marktkoppeling werkt sinds eind 2006 tussen Nederland, België en Frankrijk, vanaf eind 2010 met Duitsland en Luxemburg en vanaf begin 2011 ook met Noorwegen (NorNed interconnector) en Groot-Brittannië (BritNed interconnector). In 2014 is dit systeem verbeterd en de regio uitgebreid. In alle gevallen betekende dit een grotere vooruitgang ten opzichte van de oorspronkelijke situatie, waarin de interconnectiecapaciteit vaak onbenut bleef of zelfs in de verkeerde richting werd gebruikt. De marktkoppeling garandeert een optimaal gebruik per grens, in alle situaties. Dat houdt in, dat de interconnector zodanig wordt ingezet dat:

- wanneer de capaciteit daartoe toereikend is, de prijzen gelijk worden (convergentie);
- wanneer de capaciteit niet toereikend is, de connector voor 100% wordt ingezet om het prijsverschil toch zo klein mogelijk te maken (divergentie met minimalisatie prijsverschil).

De invoering van marktkoppeling zorgde aanvankelijk ook voor een veel grotere prijsconvergentie in de jaren 2007-2012, zonder dat hiervoor extra hoogspanningsleidingen nodig waren. Door marktkoppeling werd de benuttingsgraad gemaximaliseerd. Het opnieuw uiteenlopen van prijzen dat zich in recente jaren heeft voorgedaan, zoals eerder in dit rapport uiteengezet, was niet toe te kennen aan de effecten van marktkoppeling. Integendeel, zonder marktkoppeling zouden de prijsverschillen nog hoger zijn opgelopen.

### 5.3.2 Aard van flow-based marktkoppeling

Reeds bij de start van de marktkoppelingplannen werd ingezien dat een nog betere situatie ontstaat bij invoering van flow-based marktkoppeling. De huidige marktkoppeling berekent de capaciteit voor elke grens afzonderlijk. Om redenen van leveringszekerheid moet dan de maximaal beschikbare capaciteit op de ene grens worden uitgerekend uitgaande van de slechtst denkbare situatie op alle Nederlandse en West-Europese grenzen. Dat benut niet alle collectief beschikbare mogelijkheden.

Bij flow-based marktkoppeling worden alle grenzen tegelijk uitgerekend, waardoor het systeem slimmer wordt. Het systeem kan dan bij de berekening van de ene grens wel rekening houden met wat er op de andere grenzen gebeurt. Daardoor is vaak meer mogelijk, en het systeem benut deze grotere oplossingsruimte. Bovendien wordt er onder flow-based niet zozeer naar de capaciteit op de landsgrenzen gekeken, maar naar de werkelijke beperkingen van het hele hoogspanningsnet op een veelheid van belangrijke takken (de zogenaamde “critical branches”) die soms ook binnen de landen kunnen liggen. Hierdoor kan er in de CWE-regio meer elektriciteit worden getransporteerd met minder barrières. Flow-based marktkoppeling zorgt daarmee voor een hogere benuttingsgraad van interconnectoren, waardoor prijzen nog verder geharmoniseerd kunnen worden – zonder dat dit extra aanleg van hoogspanningsleidingen vergt.

### 5.3.3 *Voordelen van flow-based marktkoppeling*

Na jarenlange voorbereidingen en doorontwikkeling van het model, is op 21 februari 2013 gestart met de flow-based parallel run, waarin gesimuleerde resultaten aan de hand van de flow-based methode een jaar lang zijn vergeleken met de praktijk van de huidige marktkoppelmethode. De resultaten van deze run laten zien dat prijsconvergentie in 2013 onder het flow-based systeem inderdaad hoger zou zijn geweest. De Nederlandse groothandelsprijs laat onder flow-based een daling zien van 2,32 Euro/MWh. Ook de Belgische en Franse prijzen zouden onder de flow-based methode zijn gedaald, terwijl de Duitse prijs met 1,51 Euro/MWh zou zijn gestegen.<sup>7</sup> Onder flow-based marktkoppeling zou daarmee in 2013 het Nederlands-Duitse prijsverschil gedaald zijn van 14 Euro/MWh tot ruim 10 Euro/MWh.

De parallel run van 2013 toont aan dat invoering van flow-based marktkoppeling, zoals verwacht, zorgt voor nog betere prijsconvergentie en daarmee een kleiner verschil in groothandelsprijzen tussen de Noordwest-Europese landen. Het systeem is dus een belangrijke ontwikkeling in de realisatie van een geïntegreerde Europese elektriciteitsmarkt.

Hierbij wordt opgemerkt, dat door deze nieuwe koppelmethode tevens de volatiliteit van de Nederlandse prijs zal stijgen. De prijsverschillen met de andere Europese landen worden dus geringer, maar de prijsvariëaties tussen verschillende tijdstippen binnen Nederland zullen toenemen. Dat komt omdat onze buurlanden nu al deze grotere prijsvariëaties hebben (ten gevolge van de weersafhankelijke elektrische warmtevraag in Frankrijk en België en een grotere hoeveelheid duurzame energie, met name in Duitsland); na invoering van flow-based marktkoppeling importeert Nederland dus niet alleen meer stroom, maar ook de grotere prijsvolatiliteit van de buurlanden.

### 5.3.4 *Invoeringsdatum flow-based marktkoppeling*

De invoering van flow-based marktkoppeling zou oorspronkelijk eind 2014 plaatsvinden, maar werd uitgesteld. Invoering van flow-based marktkoppeling wordt nu voorzien eind mei 2015.

Flow-based marktkoppeling is een maatregel tussen 2013 en 2023 die, naast de aanleg van extra interconnectiecapaciteit, zal leiden tot extra marktintegratie.

<sup>7</sup> CWE MC External parallel run report: economic assessment, year 2013





# 6

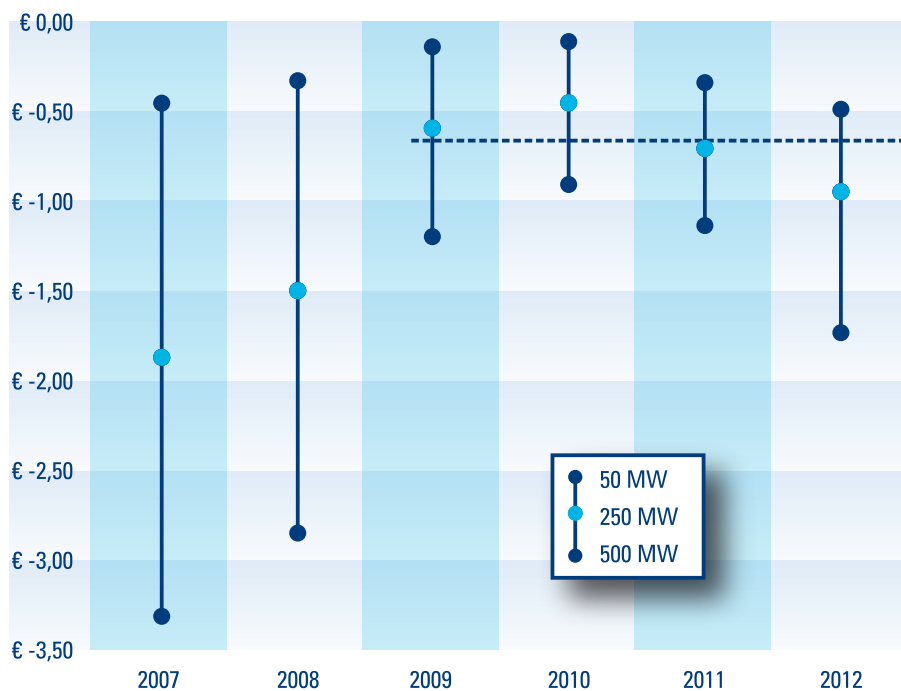
## Marktgevoeligheidsanalyse

Zoals aangekondigd door TenneT, zal de interconnectiecapaciteit op de Nederlandse grenzen tot 2023 geleidelijk worden verhoogd met 2700 MW. Hoewel deze verhoging praktisch pas over de komende jaren gerealiseerd kan worden, is het interessant om na te gaan in hoeverre dit effect zou hebben gehad in 2013. Met andere woorden: als deze extra interconnectie maatregelen er nu al waren geweest, met hoeveel was dan het prijsverschil Duitsland – Nederland verminderd?

### 6.1 Prijs effect op basis van bestaande 'resilience analysis'

Om het effect van marktkoppeling in kaart te brengen, hebben de energiebeurzen APX, Belpex, en Epex voor respectievelijk Nederland, België en Duitsland een resilience analysis gepubliceerd die laat zien wat de prijs in een bepaald jaar zou zijn geweest bij extra aanbod of vraag van 50, 250 en 500 MW. De studie van APX laat zien wat het directe prijseffect is van extra aanbod op de Nederlandse markt (ongeacht waar het aanbod vandaan komt), wat een eerste indicatie geeft van het verwachte effect van verhoogde interconnectiecapaciteit op de Nederlandse grens. Hoewel de verhoogde capaciteit op sommige momenten ook zal zorgen voor extra export, kan worden aangenomen dat Nederland - gezien haar doorgaans hogere prijsniveau - in de meeste situaties meer stroom zal importeren, nu en in de nabije toekomst.

De analyse van APX met betrekking tot extra aanbod resulteert in onderstaand beeld voor de jaren 2007-2012, zoals beschikbaar ten tijde van dit onderzoek.



*Figuur 6.1 Importgevoeligheid Nederlandse markt; het effect van extra aanbod (Bron: APX Group): prijsverschil ten opzichte van referentieprijs, Euro/MWh*

De prijsgevoeligheid voor extra aanbod is in de laatste jaren variërend. Aanvankelijk is deze sterk afgenomen, en later weer iets toegenomen.

Voor onze beschouwing kunnen 2007 en 2008 als niet maatgevend worden beschouwd. Deze jaren liggen te ver in het verleden met een marktstructuur die inmiddels sterk is veranderd. Bovendien waren de energieprijzen in die jaren veel hoger, hetgeen ook verklaart dat de absolute gevoeligheid voor extra aanbod (zoals extra import) destijds groot was.

De jaren 2009 tot en met 2012 laten wat dat betreft een meer gematigd beeld zien, wat ook past bij het lagere prijsniveau in die jaren. Dit is een betere maatstaf voor toekomstige prijsontwikkelingen. Daarom is gerekend met de gemiddelde prijsgevoeligheid over die jaren. Deze bedraagt voor de Nederlandse markt circa 0,66 Euro/MWh per 250 MW extra aanbod/import, of 1,23 Euro/MWh per extra 500 MW.

## 6.2 Vertaling naar effect van extra importcapaciteit

In paragraaf 5.2. is becijferd dat in 2023 de interconnectiecapaciteit 3400 tot 3600 MW groter zal zijn, waarvan 2700 MW zal worden aangelegd naar landen met (doorgaans) een lager prijsniveau dan Nederland. Dit betekent dat deze capaciteit in de meeste gevallen zal resulteren tot extra import voor de Nederlandse markt. Als deze 2700 MW wordt vertaald in extra import, betekent dit ook een extra elektriciteitsaanbod op de Nederlandse markt. Uitgaande hiervan en van een lineaire gevoeligheidstrend (1,23 Euro per 500 MW), zou een capaciteitsverhoging met 2700 MW - afgeleid van de totale extra interconnectiecapaciteit met landen die doorgaans een lagere prijs kennen - bij volledige benutting in 2013 hebben geleid tot een prijsdaling in Nederland van afgerond 7 Euro/MWh. Dit getal mag niet exact worden gehanteerd vanwege de grote onzekerheidsmarges: de gevoeligheid is wellicht niet helemaal lineair, varieert over de jaren en kan ook sterk gaan veranderen tussen nu en 2023. Het gevonden prijseffect is daarom alleen een schatting. De scenario-analyse van hoofdstuk 7 zal dit nader preciseren.

Uitgaande van deze orde van grootte, geeft dit de volgende ruwe schatting:

- De geplande extra interconnectiecapaciteit zou in 2012 jaar waarschijnlijk voldoende zijn geweest om het prijsverschil van 5,5 Euro/MWh tussen Nederland en Duitsland te overbruggen.
- De geplande extra interconnectiecapaciteit zou in 2013 niet hebben geleid tot volledige prijsconvergentie, maar wel tot ruwweg een mogelijke halvering van het prijsverschil, van 14 Euro/MWh tot ongeveer 7 Euro/MWh.

Daarnaast zou flow-based marktkoppeling, als eerder genoemd, kunnen leiden tot een additionele reductie van het verschil. Dit was in paragraaf 5.3.3 afzonderlijk geraamd op een effect van 3,8 Euro/MWh op basis van de flow-based parallel run.

De getallen van 7 Euro/MWh door extra interconnectiecapaciteit en 3,8 Euro/MWh door flow-based market coupling mogen echter niet zonder meer bij elkaar worden opgeteld. Immers, zodra de ene maatregel is genomen zou het prijsverschil al dalen, waardoor het effect van de volgende maatregel minder groot is. Beide maatregelen leiden tot extra import over dezelfde verbindingen met afnemende meeropbrengsten, waardoor de combinatie van beide minder groot is dan de rekenkundige som.

Op grond van deze overwegingen zou de combinatie van extra aanbod door extra importcapaciteit, gecombineerd met flow-based marktkoppeling, in 2013 hebben geleid tot een reductie van het prijsverschil met, voorzichtig genomen, meer dan de helft van het daadwerkelijk gemeten niveau van 14 Euro/MWh.

In het volgende hoofdstuk wordt dit nader gepreciseerd door een integrale berekening met behulp van het Energietransitiemodel, waarin ook aanpassingen aan het Nederlandse en Duitse productiepark worden meegenomen.





# Ontwikkeling prijsverschil bij Integrale scenario-doorrekening

In de voorgaande hoofdstukken is het afzonderlijke effect bestudeerd van de energieprijspaden in de toekomst en de extra interconnectiecapaciteit. Dat is nog niet het hele integrale beeld. In dit hoofdstuk wordt dit hele integrale beeld doorgerekend, door middel van een scenarioberekening voor 2023.

## 7.1 Effecten in productiepark tot 2023

Naast de reeds genoemde effecten wordt hierin ook verwerkt welke bekende verschuivingen er gaan optreden in het Nederlandse productiepark tussen 2013 en 2023<sup>8</sup>: Dat betreft bijvoorbeeld:

- Het opstarten van nieuwe kolencentrales in Nederland;
- Het uitfaseren van de minst efficiënte kolencentrales in Nederland als gevolg van het Energieakkoord;
- Een toename van de hoeveelheid duurzame energie in Nederland, eveneens op basis van het Energieakkoord.

Door de bank genomen leidt dit er toe dat het Nederlandse productiepark qua samenstelling opschuift in de richting van het Duitse: de twee parken gaan meer op elkaar lijken.

---

<sup>8</sup> *Energieakkoord; doorrekening Energieakkoord door PBL en ECN, september 2013.*

## 7.2 Doorrekening van varianten met het Energietransitiemodel

Het scenario voor 2023 is doorgerekend met het Energietransitiemodel van Quintel Intelligence. Dit model is gebruikt ter doorrekening van de effecten van het Energieakkoord. In het model is voor Nederland uitgegaan van de prijspaden in het Energieakkoord voor gas en kolen (inclusief vervallen kolenbelasting), en de effecten op het productiepark als vermeld hierboven.

Voor de situatie in Duitsland in 2023 gaan we uit van het ‘Netzentwicklungsplan Strom’ van de vier Duitse TSO’s (Übertragungsnetzbetreiber), scenario 2023B. Daarbij gelden dezelfde prijspaden voor gas, CO<sub>2</sub> en kolen als in Nederland, waarbij voor Duitse kolenopwekking hogere transportkosten voor de kolen worden inbegrepen. Daarnaast wordt er van uitgegaan dat bij een prijsdaling in Nederland vanwege importen op grond van extra interconnectiecapaciteit of flow-based marktkoppeling, ook een kleine prijsstijging in Duitsland optreedt door extra exporten, in een verhouding 5:1, hetgeen omgekeerd evenredig is aan de omvang van de markten.

Op basis hiervan zijn twaalf varianten (3x4) doorgerekend:

- Drie prijsniveaus voor CO<sub>2</sub>-emissies: 5, 15 en 30 Euro/ton
- Situaties 2013 en 2023:
  - Situatie 2013, met de huidige interconnectiecapaciteit zoals deze daadwerkelijk was in 2013
  - Situatie 2013, met de fictieve aanname dat de tot 2023 geplande nieuwe interconnectiecapaciteit plus invoering van flow-based marktkoppeling er al geweest zou zijn.
  - Situatie 2023, slechts met de huidige interconnectiecapaciteit (fictieve aanname)
  - Situatie 2023 met de tot 2023 geplande nieuwe interconnectiecapaciteit plus invoering van flow-based marktkoppeling, zoals in 2023 realistisch wordt verwacht.

Hierbij is als nieuwe interconnectiecapaciteit genomen de 2700 MW naar landen met een zeker lagere prijs dan Nederland (Duitsland en Denemarken, maar niet België) als uiteengezet in hoofdstuk 5. Voor de impact van flow-based market coupling is aangenomen dat er een extra benutting van interconnectiecapaciteit is op grond van de Flow-based Parallel Run 2013, daarbij ook aannemende dat de effectiviteit van de flow-based market coupling niet verminderd zal zijn in 2023 ten opzichte van 2013. Dit kan worden verondersteld mede op basis van de uitbreiding van andere interconnectoren (zoals tussen Nederland en België) die hieraan wel indirect bijdraagt.

De variant van 2013 met een CO<sub>2</sub>-prijs van 5 Euro/ton is ongeveer gelijk aan de situatie zoals deze zich in 2013 daadwerkelijk voordeed. De varianten van 2013 met andere CO<sub>2</sub>-prijzen zijn dus theoretisch, maar geven wel inzicht hoe het prijsverschil van 2013 hierop gereageerd zou hebben. Dat geldt ook voor de doorrekening van het prijsverschil met grotere interconnectiecapaciteit.

Daarnaast geven deze berekeningen met een andere CO<sub>2</sub>-prijs ook een gevoel voor de invloed van mogelijke andere prijsontwikkeling in 2023 van de brandstoffen aardgas of kolen. Daarbij werkt een daling van de gasprijs (ten opzichte van de raming) hetzelfde als stijging van de CO<sub>2</sub>-prijs: daardoor daalt het prijsverschil Nederland-Duitsland. Hetzelfde geldt bij stijging van de kolenprijs ten opzichte van de raming: ook daardoor daalt het prijsverschil Nederland-Duitsland.

Berekend zijn de prijsverschillen tussen Nederland en Duitsland in elk van de genoemde twaalf scenario's. De uitgebreidere uitgangspunten voor dit model zijn te vinden in Bijlage 1.

### 7.3 Uitkomsten van de scenario-analyse

De scenario-berekening met het Energietransitiemodel geeft de volgende uitkomsten met betrekking tot het prijsverschil tussen Nederland en Duitsland in 2013, zie tabel 7.1:

Gemiddeld prijsverschil NL-DE 2013 (Euro/MWh)		CO <sub>2</sub> -PRIJS		
		5€/t	15€/t	30 €/t
INTERCONNECTIE- CAPACITEIT	2013, huidige interconnectie	€14 <i>Gemeten niveau</i>	€13 <i>Fictieve situatie</i>	€6 <i>Fictieve situatie</i>
	2013, fictief + Geplande nieuwe interconnectie + Flow based MC	€6 <i>Fictieve situatie</i>	€3 <i>Fictieve situatie</i>	€0 <i>Fictieve situatie</i>

Tabel 7.1 Gemiddeld prijsverschil Nederland-Duitsland 2013 (in Euro/MWh)

Kijkend naar de uitkomsten voor 2013, kan het volgende worden vastgesteld:

- Het prijsverschil in de basisvariant linksboven (2013 werkelijke situatie) wordt berekend op 14 Euro/MWh. Dat is ook het prijsverschil zoals daadwerkelijk opgetreden in 2013.<sup>9</sup>
- In de bovenste rij van 2013 is te zien dat het prijsverschil theoretisch kleiner zou zijn geweest bij een hogere CO<sub>2</sub>-prijs. Dat is logisch, omdat een hogere CO<sub>2</sub>-prijs het verschil verkleint tussen gasgestookte en kolengestookte opwekking en dus ook tussen Nederland en Duitsland. Bij een CO<sub>2</sub>-prijs van 30 Euro/ton zou het prijsverschil meer dan gehalveerd zijn. Dit is consistent met de prijsverkenningen uit hoofdstuk 4.<sup>10</sup>
- In de onderste rij van 2013 met meer interconnectiecapaciteit (plus flow-based market coupling) is te zien dat het prijsverschil theoretisch kleiner zou zijn geweest. Ook hiermee zou het prijsverschil meer dan gehalveerd zijn. Dat is consistent met de prijsgevoeligheidsanalyse van hoofdstuk 6.

<sup>9</sup> Halverwege 2014 was dit prijsverschil in de praktijk gedaald tot 8 Euro/MWh, zoals getoond in hoofdstuk 2.

<sup>10</sup> Verhoging van de CO<sub>2</sub>prijs leidt weliswaar tot een klein prijsverschil, maar niet direct tot lagere nominale prijzen.

- In de combinatie van beide (2013 rechtsonder met hogere CO<sub>2</sub>-prijs en meer interconnectiecapaciteit plus flow-based) zou het prijsverschil theoretisch zelfs verdwijnen. Hieraan heeft de interconnectie (plus flow-based) een grotere invloed (8 Euro/MWh) dan de CO<sub>2</sub>-prijs (6 Euro/MWh) ten opzichte van 2013.

Hetzelfde is zichtbaar in de scenarioberekening voor 2023, zij het met een andere basis, zie tabel 7.2.

Gemiddeld prijsverschil NL-DE 2023 (Euro/MWh)		CO <sub>2</sub> -PRIJS		
		5€/t	15€/t	30 €/t
INTERCONNECTIE- CAPACITEIT	2023, fictief Huidige interconnectie	€9 <i>Fictieve situatie</i>	€8 <i>Fictieve situatie</i>	€5 <i>Fictieve situatie</i>
	2023, als gepland + Geplande nieuwe interconnectie + Flow based MC	€2	€2	€0

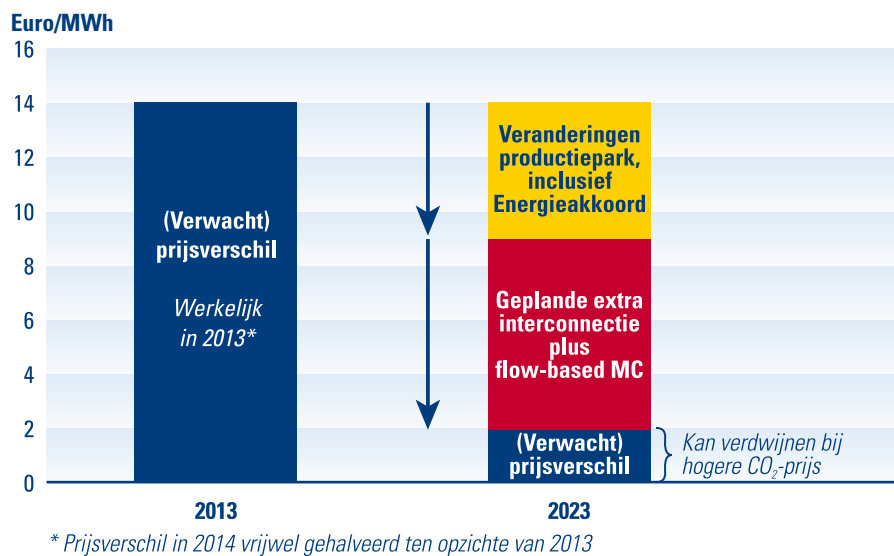
Tabel 7.2 Gemiddeld prijsverschil Nederland-Duitsland 2023 (in Euro/MWh)

In deze scenarioberekening voor 2023 zijn de volgende effecten zichtbaar:

- Door de verschuivingen in het productiepark, inclusief de realisering van het Energieakkoord, wordt het prijsverschil inherent kleiner. Hierdoor zou het prijsverschil in 2023 ten opzichte van 2013 al met 5 Euro/MWh teruglopen (van 14 tot 9 Euro/MWh), zelfs zonder dat de extra geplande interconnectiecapaciteit en flow-based marktkoppeling wordt meegerekend. Dit is te zien in de (fictieve) variant 2023 linksboven.
- Worden deze geplande extra interconnectiecapaciteit en flow-based marktkoppeling wel meegenomen, dan daalt het prijsverschil nog verder met nog eens 7 Euro/MWh, tot slechts 2 Euro/MWh. Dit is te zien in de realistische (geplande) variant van 2023 linksonder.
- Tenslotte leidt ook in 2023 een hogere CO<sub>2</sub>-prijs uiteraard tot een kleiner verschil tussen gas en kolen, en dus tot meer prijsconvergentie en kleinere prijsverschillen in elektriciteit. Het relatieve effect hiervan is, paradoxaal genoeg, wel kleiner dan in 2013. Dit is te verklaren doordat de productieparken van Nederland en Duitsland minder van elkaar verschillen in 2023. Hierdoor is ook de impact van de CO<sub>2</sub>-prijs, die zo groot is in 2013, minder van invloed in het scenario voor 2023.
- De combinatie van hogere CO<sub>2</sub>-productie en grotere interconnectiecapaciteit plus flow-based marktkoppeling leidt ook in 2023 tot een prijsverschil van nul. Hoe dit tot stand komt is wel anders dan in 2013. De invloed van een eventueel hogere CO<sub>2</sub>-prijs is in 2023 veel kleiner. De bijdrage van de extra interconnectiecapaciteit en flow-based marktkoppeling is het belangrijkste.



Alle verschillende invloeden op de prijs in 2023 kunnen worden samengevat in één globaal overzichtsdigram, zie figuur 7.3



Figuur 7.3 Afname prijsverschil Nederland-Duitsland 2013 versus 2023: belangrijkste factoren

Bij deze uitkomsten kunnen de volgende kanttekeningen worden geplaatst.

- Het bovenstaande is op basis van modelberekeningen die de realiteit zo goed mogelijk benaderen, maar altijd afwijkingen kunnen bevatten. Bovenstaande getallen zijn geen exacte voorspellingen voor de toekomst.
- Het model houdt rekening met landen die binnen het Centraal-West Europese marktkoppelingmodel vallen (Frankrijk, België, Duitsland en Nederland), plus de landen die direct in fysieke verbinding staan met Nederland via interconnectoren: Noorwegen, Groot-Brittannië en (vanaf 2019) Denemarken. Andere landen worden hier niet in meegenomen.
- De ramingen van de prijsverschillen zijn gebaseerd op de prijspaden voor energiedragers als gehanteerd in het Energieakkoord. De situatie is erg gevoelig voor dit uitgangspunt. Een andere gas- en/of andere kolenprijs dan aangenomen toch heeft een ander effect op het prijsverschil tussen de Nederlandse en Duitse stroomprijs.
- Het model gaat uit van realisering van het Energieakkoord, waardoor er minder verschil komt tussen de Nederlandse en Duitse productieparken. Indien het Energieakkoord (deels) niet wordt gerealiseerd, is dit effect kleiner en blijven de prijsverschillen dus groter.

- Het model gaat uit van de ontwikkeling van productieparken in zowel Nederland als Duitsland conform de genoemde scenario's. Mogelijke nieuwe trends zoals versnelling van de trend van "mothballing"<sup>11</sup> (zowel in Duitsland als in Nederland) zijn hierin nog niet meegenomen.
- De resultaten impliceren dat de Nederlandse kostprijs voor stroom in 2023 steeds meer bepaald zal worden door kolen en steeds minder door aardgas. De extra importen en toenemende duurzame bronnen drukken vooral de gascentrales weg.
- Niet bestudeerd is de mogelijke invoering van capaciteitstarieven of soortgelijk. Bij verschillende implementatie tussen Nederland en Duitsland (al of niet; tijdstip invoering; soort mechanisme) kan dit leiden tot nieuwe verschillen in de elektriciteitsprijzen.
- Er is gerekend met de inzichten in de bestaande technologieën, inclusief redelijke extrapolaties. Door eventuele disruptieve ontwikkelingen of innovaties tussen nu en 2023 kunnen mogelijk aanzienlijke veranderingen in de uitkomsten ontstaan.
- Extra importen vanuit België konden niet als uitgangspunt worden meegenomen, vanwege onzekerheden met betrekking tot het Belgische productiepark en prijsniveau. Ontwikkelingen zouden ook extra exporten naar België als resultaat kunnen hebben.

---

<sup>11</sup> Bij mothballing, ( letterlijk: in de mottenballen zetten) worden tijdelijk overtollige elektriciteitscentrales buiten werking gezet op zodanige wijze, dat ze goed geconserveerd blijven om in later stadium desgewenst weer gereed gemaakt te worden voor elektriciteitsopwekking. Dat gereedmaken kost wel tijd en geld; daarom zijn zulke centrales niet beschikbaar voor de markt zolang ze in de mottenballen blijven staan.

# 8

## Extra maatregelen

Naast de reeds bestaande en aangekondigde maatregelen ter bevordering van de integratie van Noordwest-Europese elektriciteitsmarkten, is een aantal extra maatregelen denkbaar die in de komende jaren een positief effect kunnen hebben op het verkleinen van prijsverschillen tussen Nederland en omliggende landen. Zes maatregelen die eventueel zouden kunnen bijdragen aan dit doel zullen nader worden toegelicht:

- eventuele versnelling van de tot 2023 voorziene uitbreidingen in interconnectiecapaciteit
- eventuele nog verdere uitbreiding van interconnectiecapaciteit
- het effect van extra maatregelen in Duitsland
- Dynamic Line Rating
- het effect van hogere CO<sub>2</sub>-prijzen
- verminderen van prijsrisico's in de gasvoorziening

### **8.1 Eventuele versnelling van voorziene investeringen in interconnectiecapaciteit**

In hoofdstuk 5 is beschreven welke extra interconnectiecapaciteit tot 2023 zal worden aangelegd, met het jaartal van realisering. De vraag kan worden gesteld of deze realisering sneller zou kunnen. Natuurlijk maakt dat niets uit voor het zichtjaar 2023, maar wel voor de jaren daartussen: dan zou mogelijk een deel van deze marktintegratie eerder worden bereikt, en daarmee ook dat deel van de reductie van het prijsverschil Nederland-Duitsland.

In gesprekken met TenneT kwam naar voren dat een dergelijke versnelling niet mogelijk wordt geacht. Het tempo van deze aangekondigde maatregelen wordt voornamelijk bepaald door de aanvraagtermijnen van omgevingsvergunningen voor de aanleg van de nodige infrastructuur. De doorlooptijd daarvan kan niet worden aangepast.

### **8.2 Eventuele nog verdere uitbreiding van interconnectiecapaciteit**

Er is ook gekeken of er, naast de reeds aangekondigde investeringen, nog nieuwe verbindingen zouden kunnen worden aangelegd. Dit blijkt in de praktijk moeilijk effectief te realiseren. Uiteraard zijn ook zulke nieuwe plannen weer onderhevig aan de vergunningenproblematiek. Maar er is ook een meer fundamenteel probleem: door de huidige en geplande verbindingen zitten de meeste landen al aan hun maximale exportcapaciteit. Als het mogelijk zou zijn om nieuwe verbindingen aan te leggen, kunnen deze weer leiden tot nieuwe congestie binnen de exporterende landen zoals Duitsland of Noorwegen. Het gevolg is dan, dat zulke nieuwe verbindingen weinig opleveren: door elders optredende congestie kunnen ze namelijk niet volledig benut worden. Dit probleem speelt zelfs al met de huidige NorNed interconnector. Andere landen komen dus aan hun maximale exportcapaciteit. Tevens komt Nederland op enig moment ook aan zijn maximale importcapaciteit, want er kan ook congestie binnen Nederland gaan optreden. Daarnaast zijn voor de stabiliteit van het Nederlandse hoogspanningsnet ook werkende centrales binnen Nederland nodig, bijvoorbeeld voor het handhaven van de spanningshuishouding; je kunt daardoor niet alles (of bijna alles) importeren.

Het enige land met gemiddeld lage prijzen waar eventuele exportlimieten zich (nog) niet voordoen, is Denemarken. Dat is dus ook een belangrijke motivatie voor de geplande aanleg van de COBRA interconnector naar dit land.

Op de Belgisch-Nederlandse grens wordt reeds in de aanleg van meer capaciteit voorzien. Extra capaciteit daar bovenop leidt mogelijk tot verschuiving van de congestieproblemen naar binnenlandse congestie als reeds vermeld. Daarnaast kan niet met zekerheid gezegd worden dat België een lager prijsniveau dan Nederland zal kennen. Dit was vroeger wel het geval, maar thans alleen ten dele, namelijk alleen in de zomer. Na de recente uitval van de nucleaire capaciteit ligt de Belgische prijs hoger dan de Nederlandse. Het is nog onzeker hoe de Belgische situatie zich verder gaat ontwikkelen, vooral op nucleair gebied.

Tot slot leidt aanleg van extra interconnectie naar een land als Groot-Brittannië niet tot lagere prijzen in Nederland: de Britse groothandelsprijzen liggen structureel fors boven de Nederlandse (prijzverschil 10 Euro/MWh), hetgeen tot uiting komt in een vrijwel permanente export van Nederland naar Groot-Brittannië via de BritNed interconnector.

### 8.3 Maatregelen in Duitsland

Zoals vermeld, komen er steeds meer situaties waarbij intern binnen landen transportproblemen ontstaan. Dat geldt in het bijzonder voor Duitsland, waar de aanleg van veel wind- en zonne-energie heeft geleid tot grote congestie in de Noord-Zuid richting. Dat leidt ook indirect tot stromen via Nederland, België en Frankrijk, de zogenaamde “loopflows”, die momenteel een deel van de transportcapaciteit in beslag nemen zonder dat dit benut kan worden voor de Nederlandse of Duitse markt.

Maatregelen van Duitse TSO's in Duitsland verminderen dit probleem en kunnen daardoor een positief effect hebben op prijsconvergentie voor Nederland. Een voorbeeld is de mogelijke aanleg van verbindingen binnen Duitsland in de Noord-Zuid richting. Zulke investeringen binnen Duitsland kunnen de verbindingen met de Benelux ontlasten, waardoor het volume van de “loopflows” kan worden verminderd. Hierdoor zou mogelijk meer capaciteit beschikbaar kunnen komen voor de Nederlandse markt. Daarnaast kan de aanleg van de NorGer verbinding tussen Duitsland en Noorwegen, met een verwachte capaciteit van 1400 MW, een dergelijk effect hebben. Bij de verdere groei van een duurzaam productiepark in Duitsland zal deze verbinding zorgen voor meer export naar Noorwegen waardoor prijsdips in Duitsland minder diep worden en dus het verschil met Nederland (wat al een verbinding met Noorwegen heeft) kleiner wordt.

Investeringen van de Duitse TSO's met betrekking tot de Duitse energiemarkt kunnen dus indirect een verlagend effect hebben op het prijsverschil tussen Nederland en Duitsland. Het is niet duidelijk hoe groot het effect is van dergelijke maatregelen. Extra onderzoek zou gewenst zijn om dit kwantitatief in kaart te brengen.

### 8.4 Dynamic Line Rating

De maximaal inzetbare interconnectiecapaciteit is tot nu toe ingesteld op de meest ongunstige temperatuurniveaus; dat zijn de niveaus die voorkomen in de zomermaanden. In de toekomst zou het mogelijk kunnen worden om iets meer capaciteit ter beschikking te stellen in periodes met lagere temperaturen, voor zover dat veilig mogelijk is.

TenneT heeft onderzoeken gedaan naar de continue fysieke belastbaarheid van de gehele netschakeling (stationscomponenten en de hoogspanningslijnen met focus op de buitenlandverbindingen naar België en Duitsland) gedurende een winterperiode van 100 aaneengesloten dagen. De volgende stap is om de verplaatsing van de fysieke transportcapaciteit naar, de voor de markt veilig beschikbare, landgrensoverschrijdende transportcapaciteit te maken. Dat zou er mogelijk toe kunnen leiden dat de capaciteit in wintermaanden eventueel iets hoger kan worden ingesteld dan de zomermaanden. Dit valt onder het optimaal benutten van de bestaande interconnectie op basis van mogelijkheden in de reguliere operationele bedrijfsvoering.

### 8.5 Het effect van CO<sub>2</sub>-prijzen

Zoals aangetoond in hoofdstuk 3, kan de hoogte van de Europese ETS CO<sub>2</sub>-prijs zorgen voor grote verschillen in marginale opwekkingskosten van elektriciteit voor de verschillende brandstoffen: gas versus kolen. Deze opwekkingskosten zijn weer van invloed op de groothandelsprijzen voor elektriciteit in de verschillende landen. Aangezien de CO<sub>2</sub>-uitstoot bij de opwekking van elektriciteit uit gas relatief laag is, profiteert Nederland van hogere CO<sub>2</sub>-prijzen ten opzichte van landen waar kolen-centrales een dominantere rol spelen, zoals Duitsland. Een hogere CO<sub>2</sub>-prijs heeft in wisselende mate invloed op de groothandelsprijzen van Duitsland en Nederland en kan daarmee de prijsconvergentie tussen beide landen versterken.

Verhoging van de Europese CO<sub>2</sub>-prijs draagt dus niet alleen bij aan nationale en Europese milieudoelstellingen, maar verkleint ook het prijsverschil tussen Nederland en Duitsland, waarmee het een positief effect heeft op de integratie van de verschillende elektriciteitsmarkten en op de verbetering van het “level playing field” in Europa. Het zou wel gepaard gaan met stijgende energieprijsniveaus in beide landen (in Duitsland meer dan in Nederland) waardoor dit in relatie tot de totale wereldmarkt juist een concurrentienadeel kan betekenen.

### 8.6 Verminderen van prijsrisico's in de gasvoorziening

De stijging van de marktprijs van gas van 2010 tot 2013 heeft in deze jaren gezorgd voor hogere Nederlandse groothandelsprijzen. In vergelijking met andere landen en met name Duitsland is de Nederlandse elektriciteitsprijs sterk afhankelijk van de gasprijs. De nieuwe politieke realiteit in Oost-Europa heeft wat dat betreft geleid tot nieuwe zorgen. Eventuele onderbrekingen in de Europese gasimport kan leiden tot grotere risico's. Dat betreft niet zozeer de gasvoorziening zelf, die in Nederland goed gegarandeerd is, maar wel het gasprijsniveau: de Noordwest-Europese gasmarkten zijn qua prijs goed gekoppeld, dus eventuele tekorten elders worden ook zichtbaar in een hogere gasprijs in Nederland, hetgeen ook kan leiden tot prijsstijgingen voor elektriciteit. Verkleining van deze prijsrisico's door middel van de diversificatie van routes en bronnen wordt al op EU niveau politiek besproken. Dit is niet alleen goed voor de stabiliteit van de gasprijs, maar kan ook het risico verminderen op een hoger verschil in elektriciteitsprijzen tussen Nederland en omliggende landen.

# Samenvatting en conclusies

In 2013 was er een groot prijsverschil (14 Euro/MWh) tussen de Nederlandse en Duitse groothandelsprijzen. Hoewel de meeste Nederlandse afnemers onder de streep (inclusief netwerktarieven en energiebelasting) juist minder betalen dan Duitse afnemers, is een hogere Nederlandse groothandelsprijs nadelig voor de categorie allergrootste industriële verbruikers, voor wie de groothandelsprijzen meer bepalend zijn voor de nettoprijs en waar vaak speciale regelingen ten aanzien van de netwerktarieven en energiebelasting voor van toepassing zijn.

In de voorgaande jaren (2009-2012) convergeerde de Nederlandse prijs veel sterker met de Duitse prijs. Naast het groter aandeel duurzame energie in Duitsland zonder marginale kostprijs, was de voornaamste reden voor de grotere divergentie in 2013 het toegenomen verschil in de marginale elektriciteitsopwekkingskosten in Nederland en Duitsland gestuurd door gas, respectievelijk kolen.

Deze kosten zijn in Nederland vooral gebaseerd op de gasprijs, die in de afgelopen jaren is gestegen. De Duitse kosten zijn vooral gebaseerd op kolen, waarvan de prijs juist is gedaald. Ook de sterke daling van de Europese CO<sub>2</sub>-prijs in de afgelopen jaren heeft hieraan bijgedragen.

Het lagere prijsverschil Nederland-Duitsland in de eerste helft van 2014, gedaald tot 8 Euro/MWh, is eveneens vooral te relateren aan de lagere spotprijs voor gas.

Geanalyseerd is hoe dit prijsverschil zich tot in het zichtjaar 2023 verder kan ontwikkelen, op grond van de bekende ontwikkelingen van productieparken en de aannames uit het Energieakkoord. Dit resulteert in de volgende conclusies:

- De ontwikkeling van de gasprijzen en kolenprijzen tot 2023 als aangenomen in het Energie-akkoord leidt tot een ongeveer dezelfde situatie qua kostprijzen tussen gasgestookte en kolengestookte centrales als in 2013, indien de CO<sub>2</sub>-prijs op het huidige niveau zou blijven.
- De samenstelling van het Nederlandse productiepark verschuift in 2023 – mede vanwege het Energieakkoord – verder in de richting van Duitsland. Hierdoor wordt het prijsverschil lager (14 Euro/MWh in 2013 versus circa 9 Euro/MWh in 2023), zelfs al zou er theoretisch niets veranderen in de huidige interconnectiecapaciteit en huidige CO<sub>2</sub>-prijs.
- Er zijn in de periode tot 2023 reeds aanzienlijke geplande uitbreidingen voorzien van interconnectoren op de Nederlandse grens en alsmede de invoering van een nieuw systeem van marktkoppeling:
  - Uitbreiding van de interconnectiecapaciteit met Duitsland;
  - Aanleg van de “Cobra” interconnector tussen Nederland en Denemarken
  - Start van de “Flow-based” marktkoppeling, thans voorzien in voorjaar 2015
- Geprojecteerd op 2023 zou dit, samen met de genoemde verschuivingen in het productiepark, leiden tot een behoorlijke reductie van het prijsverschil. Waar het prijsverschil in 2013 nog 14 Euro/MWh was, wordt dit voor 2023 op circa 2 Euro/MWh ingeschat. Hierbij is uitgegaan van de huidige (lage) CO<sub>2</sub>-prijzen. Het verschil kan verder afnemen tot 0 Euro/MWh als de CO<sub>2</sub>-prijzen hoger uitvallen.

Op grond van deze berekeningen kan worden geconcludeerd dat de huidige en geplande ontwikkelingen in het beleid en de investeringen in interconnectiecapaciteit al leiden tot een substantiële reductie van het prijsverschil Nederland-Duitsland in 2023.

In de studie is gekeken naar mogelijkheden om het prijsverschil tussen Nederland en Duitsland verder te verkleinen. Dit leidt tot de volgende conclusies:

- Extra versnelling van bestaande plannen voor bouw van nieuwe fysieke verbindingen of uitbreidingen lijkt niet goed mogelijk vanwege vergunningenprocedures.
- Bouwen van extra importcapaciteit (boven hetgeen al gepland is) lijkt bovendien minder effectief vanwege toenemende congestieproblemen van exporterende landen en de kans op toenemende congestie binnen Nederland. Het is daarom belangrijk, de bestaande en geplande transmissiecapaciteit optimaal te benutten in de reguliere operationele bedrijfsvoering.



- Transportmaatregelen binnen Duitsland of tussen Duitsland en Noorwegen zouden wellicht indirect positief effect kunnen hebben voor Nederland, omdat hierdoor bestaande grenscapaciteit minder wordt belast met de zogenaamde “loopflows”. Dit is thans nog niet gekwantificeerd.
- Hogere Europese CO<sub>2</sub>-prijzen (te bepleiten op Europees niveau), leiden tot meer convergentie tussen Nederland en Duitsland maar geven ook een hoger prijsniveau in Europa versus andere landen mondiaal.
- Beperking van risico's in Europese gasimporten, door diversificatie van routes en bronnen, kunnen ook bijdragen aan het voorkomen van toekomstige verschillen in de elektriciteitsprijs.

Samengevat is het advies om bij eventuele extra maatregelen meerdere paden te bewandelen, niet alleen gericht op meer interconnectie om prijsverschillen te overbruggen, maar ook op andere maatregelen als bovengenoemd, in internationale samenwerking.

Bij de voorgaande conclusies moeten de kanttekeningen in hoofdstuk 7 in acht worden genomen.





# Bijlage

## **1. Uitgangspunten en aannames scenario doorrekening Energietransitiemodel, door Quintel intelligence**

### *Uitgangspunten Energietransitiemodel*

#### *Nederland 2023*

In dit scenario heeft Quintel getracht de effecten van het SER Energieakkoord te verwerken in een scenario voor 2023. Hierbij is uitgegaan van de doorrekening die ECN en PBL hebben gedaan naar aanleiding van het akkoord.

Belangrijkste uitgangspunten zijn het finale verbruik in 2023 en de productie van energie (zowel duurzaam als niet duurzaam). Het scenario gaat uit van de middenwaardes zoals beschreven in Hekkenberg, Londo en Lensink (2013).

Verder wordt uitgegaan van de beschreven inzet van hernieuwbaar uit Hekkenberg en Lensink 2013, aangepast met de afspraken uit het Energieakkoord en het rapport 'Invulling van 16% hernieuwbare energie in 2020' (Winkel et al, 2013), zoals gespecificeerd in Hekkenberg, Londo en Lensink (2013).

Economische en demografische ontwikkelingen zijn overgenomen uit Koelemeijer et al (2013).

Bronnen:

- Hekkenberg, Londo en Lensink (ECN), Toelichting inschatting kortetermijneffecten Energieakkoord op hernieuwbare energie, september 2013
- ECN/PBL, Het Energieakkoord; wat gaat het betekenen? Inschatting van de gemaakte afspraken, september 2013
- Koelemeijer, Verdonk (PBL), Van Dril en Seebregts (ECN), Uitgangspunten voor het referentiepado bij de evaluatie van het SER-energieakkoord, september 2013
- Hekkenberg en Lensink (ECN), 16% Hernieuwbare energie in 2020 - Wanneer aanbesteden?, januari 2013
- Winkel, De Visser (Ecofys) en Lensink (ECN), Invulling van 16% hernieuwbare energie in 2020, mei 2013

Het scenario dat de effecten van het SER Energieakkoord voor het eindjaar 2023 bevat kan, in vereenvoudigde vorm<sup>12</sup>, worden geopend op de volgende link:

[NL 2023 SER scenario](#)

*Belangrijke noot: dit scenario onderschat de bijdrage van stroom import uit Duitsland en andere omliggende landen. In het huidige scenario zijn Nederlandse elektriciteitscentrales al niet erg winstgevend, maar als we veel goedkope stroom uit Duitsland gaan importeren kan in het slechtste geval de hele sector verliesgevend worden. We hebben in dit scenario de verliesgevende centrales niet verwijderd.*

### **Duitsland 2023**

Het scenario dat de situatie voor Duitsland voor 2023 beschrijft kan worden geopend (wederom in vereenvoudigde versie) op: [DE 2023 scenario](#)

De NEP 2013 Szenarien 2023B heeft gediend als basis voor de geïnstalleerde vermogens voor elektriciteits-opwek per brandstoftype (en hernieuwbare bron) in 2023. Verder zijn de geïnstalleerde vermogens verfijnd op basis van exacte geïnstalleerde vermogens voor elektriciteits-opwek per brandstoftype in 2012 uit Kraftwerkliste (BNetzA), het (DIW) rapport en de (Wind) bron.

De netto opgestelde vermogens zijn omgezet naar bruto vermogens aan de hand van een lijst met bruto vermogens van de grootste Duitse centrales (Gross) en Wikipedia (Eigenbedarf).

Bronnen:

- Übertragungsnetzbetreiber\_201207\_Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 (NEP 2013)
- Bundesnetzagentur\_20121231\_Kraftwerkliste (BNetzA)
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung\_201403\_Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling (DIW)
- <http://www.thewindpower.net/> (Wind)
- <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/080407d2.htm> (Gross)
- [http://de.wikipedia.org/wiki/Eigenbedarf\\_\(Kraftwerk\)](http://de.wikipedia.org/wiki/Eigenbedarf_(Kraftwerk)) (Eigenbedarf)

<sup>12</sup> De simulaties die gebruikt zijn voor de totstandkoming van dit rapport bevatten enkele aanpassingen welke niet beschikbaar zijn in het online Energietransitiemodel. Specifiek is er voor dit rapport een gedetailleerde correctie op de import van elektriciteit vanuit België, Groot-Brittannië, Noorwegen en Denemarken toegevoegd. Daarnaast is de interactie met Duitsland expliciet gemodelleerd. Verder zijn er aanpassingen gedaan aan de marginale kosten en het must-run karakter van enkele centrales. De uitkomsten van de scenario's kunnen daardoor afwijken van de resultaten uit deze studie.

## 2. Aannames en beperkingen

Hieronder schetst Quintel de belangrijkste vereenvoudigingen en aannames ten aanzien van het model dat in samenwerking met Berenschot is opgesteld.

### *Data-gerelateerde beperkingen*

#### *Vereenvoudiging van het centralenpark*

Om de hoeveelheid inputvariabelen van het Energietransitiemodel (ETM) binnen de perken te houden is gekozen om het aantal verschillende centrales te beperken. Dit resulteert in een centralepark dat bestaat uit ‘typische’ centrales, of eigenlijk centraletypes. Waar er in werkelijkheid misschien 10 Gas-STEG centrales zijn met ieder iets andere technische en kostenparameters in een land staan, gebruikt het ETM 1 typische Gas-STEG.

Het model werkt in principe met ‘state-of-the-art’ centrales. Om ervoor te zorgen dat het energiesysteem de juiste hoeveelheid van een brandstof inzet voor stroomproductie (gegeven door de energiebalans), zijn er daarnaast ook ‘oude’ centraletypes in het ETM opgenomen, met lagere efficiënties. Met een lineaire combinatie van moderne en oudere centrales kan Quintel de door de IEA energiebalans gerapporteerde input van brandstoffen en output van elektriciteit reproduceren.

Deze benadering heeft naar alle verwachting geen effect op de gesimuleerde convergentie en de gemiddelde prijsverschillen. Het model reproduceert bijvoorbeeld goed het prijsverschil tussen Nederland en Duitsland dat daadwerkelijk bestond in 2013. Uit het model komt 14 Euro/MWh prijsverschil in 2013, en dit was ook het prijsverschil wat daadwerkelijk optrad.

#### *Spanning tussen energiedata en marktdata*

Het ETM is een *energiemodel*. De nationale energiebalans is dus ook leidend als het aankomt op het samenstellen van het centralepark. Om te zorgen dat de energiebalans wordt gereproduceerd (met het vereenvoudigde park zoals in de vorige paragraaf beschreven) moet er soms worden afgeweken van de opgestelde vermogens zoals deze worden gerapporteerd.

Met andere woorden, je kunt niet tegelijkertijd de energiebalans en de opgestelde vermogens precies modelleren. Opgestelde vermogens en ook de gerealiseerde beschikbaarheid van centrales zijn echter erg belangrijk voor het correct reproduceren/modelleren van de markt.

### *Modellerings WKK*

De volle omvang van deze beperking wordt duidelijk bij het modelleren van WKK. Data over opgestelde vermogens beschrijven 'domweg' of een centrale WKK is of niet. In de IEA energiebalans wordt stroom uit hetzelfde apparaat echter anders gerapporteerd wanneer dat met warmtelevering of zonder staat te draaien. Zo kan het dus zijn dat de helft van de stroomproductie van een WKK in de 'main activity power plant' rij van de energiebalans valt en de andere helft in de 'main activity CHP'. Dit betekent dat er een grote onzekerheid zit in de effectief opgestelde WKK-vermogens van stroom- en warmtebedrijven.

Ook hebben WKKs de mogelijkheid zonder warmtelevering te draaien en dus effectief hun efficiëntie aan te passen aan de 'modus' waarin ze draaien. Als er geen warmtevraag is, veranderen ze dus in een centrale met hoger opgesteld e-vermogen. De rol van de WKK maakt het moeilijk om een eenduidige oplossing te vinden voor het matchen van de energiebalans (en opgestelde vermogens). Er zijn daarom enkele belangrijke aannames gedaan met betrekking tot de opgestelde vermogens en rollen (must-run of dispatchable) van WKK.

Indien in het model geen nadere aannames hieromtrent waren gemaakt, zou dit verschillende problemen in de aanpak gegeven hebben, met een minder realistische marktweergave. Dit is opgelost door het grootste blok WKK (gasmotor-WKK in de Nederlandse tuinbouw) dispatchable te maken: de inzet van deze WKK is dus niet alleen afhankelijk van de warmtevraag, maar ook van het niveau van de elektriciteitsprijs. Dat is ook in grote lijnen de tegenwoordige praktijk.

Dit is niet nader bekeken of aangepast voor andere WKKs die een stoomcyclus hebben. Dit gaat buiten de scope van het project. Deze WKKs zijn echter niet vaak 'price-setting'.

### *Ontbreken van ramping en minimum off/on times*

In het ETM kan elke dispatchable centrale elk uur 'aan' of 'uit' staan. In werkelijkheid is het zo dat kerncentrales en bruinkoolcentrales zo goed als must-run zijn. Omdat deze centrales toch (bijna) altijd aan staan in het ETM vanwege hun lage marginale kosten zal deze beperking naar verwachting geen invloed hebben op de berekeningen. Kolen- en gascentrales zijn iets flexibeler, hoewel ze in werkelijkheid niet ieder uur aan of uit kunnen gaan.

### *Gasprijs in Duitsland en Nederland*

Voor dit onderzoek is gekozen om de gasprijs in Nederland en Duitsland gelijk te maken. Dit heeft als gevolg dat het bijmengpercentage van groen gas in beide landen gelijk aan nul is gezet. Dit heeft als bijkomend effect dat de duurzaamheidspercentages van het scenario niet meer overeenkomen met de werkelijkheid (groen gas wordt als duurzaam gerekend).

### *Kolenprijs in Duitsland en Nederland*

De Duitse kolenprijs is verhoogd met de transportkosten voor kolen zoals deze in Duitsland gelden. Deze transportkosten zijn hoger dan voor Nederlandse kolencentrales die veelal direct aan een zeehaven of rivierhaven staan.



Berenschot Groep B.V.  
Europalaan 40, 3526 KS Utrecht  
Postbus 8039, 3503 RA Utrecht  
T 030 2 916 916  
E [contact@berenschot.nl](mailto:contact@berenschot.nl)  
[www.berenschot.nl](http://www.berenschot.nl)

Berenschot is een onafhankelijk organisatieadviesbureau met 350 medewerkers wereldwijd. Al ruim 75 jaar verrassen wij onze opdrachtgevers in de publieke en private sector met slimme en nieuwe inzichten. We verwerven ze en maken ze toepasbaar. Dit door innovatie te koppelen aan creativiteit. Steeds opnieuw. Klanten kiezen voor Berenschot omdat onze adviezen hen op een voorsprong zetten.

Ons bureau zit vol inspirerende en eigenwijze individuen die allen dezelfde passie delen: organiseren. Ingewikkelde vraagstukken omzetten in werkbare constructies. Door ons brede werkerterrein en onze brede expertise kunnen opdrachtgevers ons inschakelen voor uiteenlopende opdrachten. En zijn we in staat om met multidisciplinaire teams alle aspecten van een vraagstuk aan te pakken.

Berenschot is aangesloten bij de E-I Consulting Group, een Europees samenwerkingsverband van toonaangevende bureaus. Daarnaast is Berenschot lid van de Raad voor Organisatie-Adviesbureaus (ROA) en hanteert de ROA-gedragscode.