

Effecten invoering producententarief

P.R. Koutstaal
J. Gerdes
C.H. Volkers
W. Wetzels

Juni 2012
ECN-E--12-032



Verantwoording

ECN heeft in opdracht van het Ministerie van EL&I onderzoek gedaan naar de effecten van invoering van een producententarief voor elektriciteitsproducenten. In dit rapport worden de resultaten gepresenteerd van een kwantitatieve analyse van producententarieven met behulp van. Dit project staat bij ECN geregistreerd onder projectnummer 6.00596.

Abstract

This study is carried out by Energy research Centre of the Netherlands (ECN) on assignment of the Dutch Ministry of EL&I, with the objective to provide insights in the effects of introducing a producer tariff for electricity producers. A producer tariff will increase the variable costs of electricity production in the Netherlands. As a result, production in the Netherlands will slightly decrease and net imports will increase. The effects, however, are limited compared to developments in the reference scenario. Consequently, it is not to be expected that the introduction of a producer tariff of at most €1,00 per MWh will have a significant effect on possible future investments in new generation capacity. The commodity price for power shows a slight increase, however the effects on end-user prices are very small.

Inhoudsopgave

	Samenvatting	4
1	Inleiding	7
2	Onderzoeksaanpak	9
2.1	Varianten voor producententarieven	9
2.2	Achtergrondscenario	10
2.3	Effecten	11
3	Resultaten	13
3.1	Productie en importsaldo	13
3.2	Prijzen en kostenverdeling	15
3.3	Investeringsen	17
4	Alternatieven voor producententarieven	20
4.1	Diepe aansluitkosten	20
4.2	Vergoedingsmechanisme	21
5	Conclusies	22
	Referenties	24



Samenvatting

In het huidige tariefstelsel worden de kosten van elektriciteitsnetten betaald door de afnemers van elektriciteit via de netwerktarieven (aansluit-, transport- en systeemtarieven). Er is momenteel geen producententarif. Dit betekent dat afnemers in Nederland ook de kosten dragen wanneer er elektriciteit zou worden geëxporteerd en daarvoor netwerkaanpassingen plaats zouden moeten vinden. Een ander probleem is decentrale invoeding op regionale netten. Bij het bepalen van de toegestane kosten van beheerders van decentrale netwerken wordt in de huidige systematiek geen rekening gehouden met de hoeveelheid ingevoerde elektriciteit door decentrale opwekking op distributienetwerken, welke sterk verschilt per regio.

In deze studie is onderzocht wat de effecten zijn op investeringen van vier verschillende varianten voor producententarieven, van alleen een centraal tarief van €0,50 per MWh tot een combinatie van een centraal en decentraal tarief van €1,00 per MWh en een kolenbelasting van 13,73 euro/1000 kg (zoals opgenomen in het Lente-akkoord). De effecten zijn gekwantificeerd met behulp van een energiemarktmodel, POWERS, een model voor energieverbruik en decentrale opwekking in de industrie, SAVE-productie, een tarievenmodel en met business cases voor nieuwe opwekkingscapaciteit. De effecten zijn berekend ten opzichte van een referentiescenario waarin recente ontwikkelingen rond economische groei, energieprijzen en ontwikkeling van het netwerk en de opwekkingscapaciteit in Nederland en omliggende landen zijn meegenomen.

Productie, prijzen en investeringen

De algemene conclusie is dat de onderzochte varianten voor producententarieven slechts een beperkt effect zullen hebben op de elektriciteitsproductie in Nederland, op de prijzen en op investeringen in nieuwe opwekkingscapaciteit. De elektriciteitsproductie neemt met maximaal 1,7% gemiddeld per jaar af in de periode 2013-2020 in de varianten zonder kolenbelasting. Met de kolenbelasting is de afname van de productie 3,6%. Het effect op decentrale productie van WKK-installaties is beperkt, maximaal 0,4%.

Commodity prijzen stijgen licht, met maximaal 1,3% in de piekuren bij invoering van een producententarief en de kolenbelasting. Het effect op eindverbruikersprijzen is te klein om significant te zijn.

De toename van de kosten voor producenten met maximaal €1,00 per MWh is beperkt. Mede vanwege de verwachte stijging van de elektriciteitsprijs inde periode tot 2030 zal het effect van invoering van een producententarief op investeringen in nieuw vermogen naar verwachting klein zijn. Ook voor decentraal vermogen zoals WKK geldt dat een decentraal producententarief van €1,00 nauwelijks effect zal hebben op de investeringen.

Importsaldo

Het importsaldo voor elektriciteit zal toenemen met maximaal 0,7 tot 1,3 MWh en met 2 TWh in een variant waarin een producententarief is gecombineerd met een kolenbelasting zoals opgenomen in het Lente-akkoord. Of Nederland hierdoor een netto importeur of exporteur zal worden is niet goed aan te geven, gegeven de onzekerheid ten aanzien van de ontwikkeling van het importsaldo in het achterliggende referentiescenario.

1

Inleiding

Het opgestelde vermogen in Nederland is de afgelopen jaren sterk gegroeid en de komende twee jaar komen er nog een aantal centrales bij. Deze toename van de productie maakt het ook nodig om de transportcapaciteit uit te breiden. De toename van het opgestelde vermogen zou er ook toe kunnen leiden dat er meer geëxporteerd gaat worden, wat ook zal leiden tot extra vraag naar transportcapaciteit.

In het huidige systeem worden de kosten van de elektriciteitsnetten betaald door de afnemers van elektriciteit die zijn aangesloten op dat net via de netwerktarieven (aansluit-, transport- en systeemtarieven). Daarmee dragen de binnenlandse afnemers deels de kosten van eventuele export van stroom in plaats van de uiteindelijke afnemers in het buitenland.

Een ander probleem is decentrale invoeding op regionale netten. Bij het bepalen van de toegestane kosten van DSO's wordt in de huidige systematiek geen rekening gehouden met de hoeveelheid ingevoede elektriciteit door decentrale opwekking op distributienetwerken, welke sterk verschilt per regio. Daardoor zijn de toegestane kosten voor sommige DSO's niet kostendekkend. De NMa heeft getracht dit op te lossen door decentrale invoeding mee te wegen in de samengestelde output van netbeheerders. Op die manier zouden distributienetbeheerders een vergoeding ontvangen voor de gemaakte netwerkkosten voor de inpassing van decentrale opwekking. Recent heeft het CbB bepaald dat dit in strijd is met de wet. Een oplossing om niet alleen het verdelingsprobleem maar ook het te hoge kostenniveau aan te pakken, de invoering van een producententarief, viel buiten het wettelijke kader en is daarom niet overwogen.

In het energierapport heeft het kabinet aangegeven dat het mogelijkheden zal onderzoeken om tot een meer evenredige kostenverdeling tussen producenten en consumenten te komen. De Tweede Kamer heeft vervolgens een motie aangenomen om de effecten van een Landelijk Uniform Producententarief (LUP) te onderzoeken. Dit was voor EL&I aanleiding om een onderzoek te laten doen naar mogelijkheden om een meer evenredige verdeling van de netkosten te realiseren door invoering van een producententarief. Hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen een producententarief voor invoeding op het hoogspanningsnet (LUP) en een producententarief dat zowel geldt voor invoeding op het hoogspanningsnet als invoeding op regionale netten. Daarnaast

wil EL&I inzicht in de effecten van het doorberekenen van systeemdiensten en van diepe aansluitkosten en van toepassing van Verordening 838/2010 waarin compensatie tussen lidstaten wordt geregeld.

Dit onderzoek brengt de effecten van varianten voor de verhoging van producententarieven in beeld. Het gaat daarbij om de effecten op:

- 1) Elektriciteitsprijzen
- 2) Kosten voor producenten en afnemers
- 3) Concurrentiepositie van Nederlandse elektriciteitsbedrijven
- 4) Investerings

Voor het kwantificeren van de effecten is gebruik gemaakt van een model van de elektriciteitsmarkt in Nederland en omliggende landen, een model voor decentrale opwekking en vraag naar elektriciteit in de industrie en van een tarieven model dat het effect van prijs- en tariefwijzigingen op de prijzen voor eindverbruikers berekend. Daarnaast is op basis van het effect van tariefwijzigingen op de kosten van centrales aangegeven wat de gevolgen zijn voor investeringen.

De algemene conclusie is dat de onderzochte varianten voor producententarieven van €1,00 per MWh slechts een beperkt effect zullen hebben op de elektriciteitsproductie in Nederland, op de prijzen en op investeringen in nieuwe opwekkingscapaciteit. Het importsaldo voor elektriciteit zal toenemen met maximaal 0,7 tot 1,3 MWh en met 2 TWh in een variant waarin een producententarief is gecombineerd met een kolenbelasting zoals opgenomen in het Lente-akkoord. Of Nederland hierdoor een netto importeur of exporteur zal worden is niet goed aan te geven, gegeven de onzekerheid ten aanzien van de ontwikkeling van het importsaldo in het achterliggende referentiescenario.

In hoofdstuk 2 worden de varianten besproken voor het producententarief die in het onderzoek aan de orde komen en de onderzoeks aanpak voor de kwantitatieve analyse. De resultaten van deze analyse worden besproken in hoofdstuk 4. Naast de kwantitatieve analyses is het effect van twee andere opties onderzocht: diepe aansluitkosten en het vergoedingsmechanisme tussen landen voor elektriciteitsstromen tussen transmissiesysteembeheerders op basis van Verordening 838/2010). Deze opties kunnen niet goed worden meegenomen in de kwantitatieve analyse, daarom komen deze apart aan de orde in hoofdstuk 4.

2

Onderzoeksaanpak

2.1 Varianten voor producententarieven

Er zijn verschillende mogelijkheden om de kosten van het transport van elektriciteit door te berekenen aan de producenten. Een eerste mogelijkheid is om het producententarief te verhogen. Momenteel staat het Landelijk Uniform Producententarief op 0%, waardoor afnemers grotendeels de kosten van netverzwaring- en uitbreiding betalen.

Verhoging van dit tarief leidt ertoe dat het aandeel dat producenten betalen zal toenemen. Er is echter wel een grens aan de verhoging. Op grond van Verordening 838/2010 mag het tarief niet meer zijn dan € 0,50 per MWh. Dit bedrag is exclusief de kosten i.v.m. ondersteunende diensten en systeemverliezen. Daarvoor zou een systeemdientarief in rekening kunnen worden gebracht bij producenten (ca. € 0,50 per MWh).

Een dergelijke verhoging van het LUP heeft alleen effect op invoeding op het EHS (extra hoogspanning) of HS (hoogspanning) net. Daarmee is het probleem van de onevenredige kostenverdeling op regionale netten niet geadresseerd. Een alternatief is om deze heffingen ook te laten gelden voor decentrale invoeding, waardoor producenten ook op de regionale netten een vergoeding moeten betalen voor netwerkkosten.

Een andere optie is om diepe aansluitkosten in rekening te gaan brengen bij investeringen. Dit houdt in dat nieuwe capaciteit ook de kosten moet dragen van de netverzwaring en -uitbreiding die nodig is om elektriciteit van de nieuwe te kunnen transporteren naar afnemers in bijvoorbeeld het buitenland. Deze diepe aansluitkosten zullen verschillen, afhankelijk van de locatie waar nieuwe capaciteit wordt gebouwd. Daarmee geven diepe aansluitkosten producenten een prikkel om de meest efficiënte locatie te kiezen.

Verhogen van tarieven voor producenten is een manier om een meer evenwichtige kostenverdeling te realiseren tussen afnemers. Daarnaast biedt Verordening 838/2010 van de Europese Unie een vergoedingsmechanisme voor elektriciteitsstromen tussen transmissiesysteembeheerders, wat bij moet dragen aan een eerlijke vergoeding van transmissiesysteembeheerders voor de kosten van op hun net optredende grensover-

schrijdende elektriciteitsstromen. De vraag is wat de omvang en wat het effect is van deze optie voor een verdeling van de kosten tussen landen en daarmee tussen eventuele buitenlandse afnemers bij export en binnenlandse afnemers.

In de kwantitatieve analyses analyseren we vier varianten, zie Tabel 1.

Tabel 1: Varianten producententarieven

Variant 1	Producententarief voor centrale productie van 0,50 euro/MWh
Variant 2	Producententarief voor zowel centrale als decentrale productie van 0,50 euro/MWh
Variant 3	Producententarief en systeemdienstentarief voor zowel centrale als decentrale productie van 1,00 euro/MWh
Variant 4	Producententarief en systeemdienstentarief voor zowel centrale als decentrale productie van 1,00 euro/MWh Kolenbelasting van 13,73 euro/1000 kg

De eerste drie varianten zijn verschillende combinaties van producententarieven en systeemdiensten voor centrale en decentrale productie, uitgaande van het maximum van €0,50 voor het LUP en de ca. €0,50 voor systeemdiensten. De vierde variant combineert gecombineerde tarieven van €1,00 voor zowel centrale als decentrale opwekking met de in het Lente-akkoord afgesproken kolenbelasting van €13,73 per 1000 kg steenkool. Of deze kolenbelasting ook door een nieuw kabinet zal worden overgenomen is momenteel niet zeker, daarom is er voor gekozen om deze kolenbelasting alleen in één variant mee te nemen.

2.2 Achtergrondscenario

De effecten van de varianten worden in beeld gebracht voor de periode 2013-2020. Voor het achtergrondscenario waarmee de effecten worden berekend, wordt gebruik gemaakt van de update van de referentieraming (Verdonk en Wetzels 2012). Deze raming wordt opgesteld in opdracht van het ministerie van IenM. Eerdere referentieramingen zijn o.a. gebruikt voor de doorrekening van kabinetsbeleid voor milieu, klimaat en natuur, zoals recent ten behoeve van de motie Halsema (Kruitwagen en Daniëls, 2011). De update van de referentieraming bevat de laatste ontwikkelingen met betrekking tot investeringen in productiecapaciteit en netwerken en gaat uit van bestaand en vastgesteld energie- en klimaatbeleid. Het is gebaseerd op recente aannames over de ontwikkeling van de economische groei en verwachtingen omtrent brandstof- en CO₂ prijzen.

In het referentiescenario wordt uitgegaan van een gemiddelde groei van het BBP van 1,7% in de periode 2013-2020, voor de jaren tot en met 2013 wordt het Centraal Economisch Plan 2012 gevolgd (CPB, 2012).

Tabel 2 geeft een overzicht van de gehanteerde energieprijzen en van de veronderstelling over de CO₂ prijs. De energieprijzen sluiten aan bij de energieprijzen in de World Energy Outlook 2011 (IEA, 2011).

Tabel 2: Fossiele energie en CO₂ prijzen

	2010	2020
Olieprijs (dollar per vat ¹)	78	118 (67-167)
Gasprijs (euro per m ³)	0,184	0,28 (0,16-0,39)
Kolenprijs (euro per ton)	68	80 (63-97)
CO ₂ -prijs (EU ETS; in euro per ton)	14	12 (5-20)

¹De wisselkoers is verondersteld op 1€ = 1.29 U.S. dollar in de periode 2012-2030

Het centrale elektriciteitsproductievermogen groeit sterk. Op basis van informatie over nieuw gebouwde en geplande elektriciteitscentrales wordt verwacht dat er in de periode 2009-2015 ongeveer 3.400 MW nieuw kolenvermogen en 6.000 MW nieuw gasvermogen wordt gerealiseerd. Drie kolencentrales (E.ON op de Maasvlakte, GDF Suez op de Maasvlakte, en RWE in de Eemshaven) zijn in aanbouw. Veel oud gasvermogen verdwijnt.

De export van elektriciteit in 2020 is lager dan eerder werd verwacht. Een verklaring is dat de gasprijs relatief sterker stijgt dan de kolenprijs, wat ongunstig uitpakt voor de Nederlandse concurrentiepositie vanwege het relatief hoge aandeel van gascentrales in de Nederlandse elektriciteitsopwekking. Ook zijn er belangrijke veranderingen in het Duitse elektriciteitspark (hernieuwbare energie, Atomausstieg) die van invloed zijn op de Nederlandse elektriciteitsproductie.

2.3 Effecten

Deze studie geeft inzicht in de gevolgen van de invoering van producententarieven voor de producenten en verbruikers van elektriciteit. Voor de producenten gaat het daarbij om de gevolgen voor hun kosten en voor de groothandelsprijzen. Het is ook de vraag wat de gevolgen zijn voor de concurrentiepositie van de elektriciteitsproductie in Nederland en wat de impact zou kunnen zijn op mogelijke nieuwe investeringen in opwekkingscapaciteit. Voor consumenten, zowel grootverbruik als kleinverbruikers, gaat het om het effect van de tariefaanpassingen op de prijs die zij betalen voor hun elektriciteit.

De gevolgen voor de groothandelsprijzen, de elektriciteitsproductie uit centrale opwekking in Nederland en de import en export van stroom zijn berekend met POWERS, een model van de elektriciteitsmarkt in Nederland en omliggende landen. POWERS is een dynamisch simulatiemodel dat zowel de inzet van de afzonderlijke elektriciteitscentrales als de groothandelsprijzen bepaalt voor een groot aantal achtereenvolgende periodes (dagdelen: dal - plateau - piek, weken, jaren). Het model kent een tijdshorizon van 1998 tot en met 2040, en modelleert dus zowel de fysieke kant van de elektriciteitsvoorziening als de elektriciteitsmarkt die sinds 1998 is geliberaliseerd. Tevens is het model in staat de interacties met het buitenland te bepalen.

Daarnaast is gebruik gemaakt van een model voor decentrale opwekking en vraag naar elektriciteit in de industrie, het SAVE productie model. Het SAVE-productie model simuleert het energieverbruik in de Nederlandse industrie en landbouw. Het model wordt

gebruikt voor ramingen, de analyse van historische ontwikkelingen en voor het bestuderen van de effecten van beleid.

Het model gebruikt een zogenaamde 'bottom up' benadering. Het gebruikt een gedetailleerde database met energiebesparende technologieën voor een economische evaluatie van de toepassing van deze technologieën, gebaseerd op aannames over de energieprijzen en beleid. Het bevat ook vertragende en versnellende effecten, die de (on)gevoeligheid van actoren voor economische drivers beschrijven, en een jaargangenbenadering voor het vervangen van bestaande technologieën.

SAVE-productie beschrijft ook warmtekrachtkoppeling (WKK) in de Nederlandse industrie, landbouw, dienstensector en de raffinage. Het model simuleert de beslissingen over investeringen in nieuwe WKK-installaties en de exploitatie van deze installaties. Met het SAVE-productie model zijn in deze studie de effecten van invoering van een producententarief op WKK gekwantificeerd.

De effecten op de prijzen voor grootverbruikers en kleinverbruikers zijn berekend met behulp van het tarieven model dat het effect van prijs- en tariefwijzigingen op de prijzen voor eindverbruikers berekend. Hierbij is zowel rekening gehouden met het effect van prijsveranderingen als het effect van verschuiving van lasten van afnemers naar producenten door de aanpassingen in het tariefstelsel.

De impact van de varianten op toekomstige investeringen is niet eenvoudig in beeld te brengen. Toekomstige investeringen zijn van veel factoren afhankelijk, zoals ontwikkelingen in de vraag, brandstof- en CO₂-kosten, netwerken en interconnectoren en nationaal beleid zoals bijvoorbeeld capaciteitsmechanismes. Om de mogelijke gevolgen van producententarieven voor investeringen in verschillende typen opwekkingscapaciteit in beeld te brengen is daarom het effect van de varianten op de kosten van installaties vergeleken met de opbrengsten.

3

Resultaten

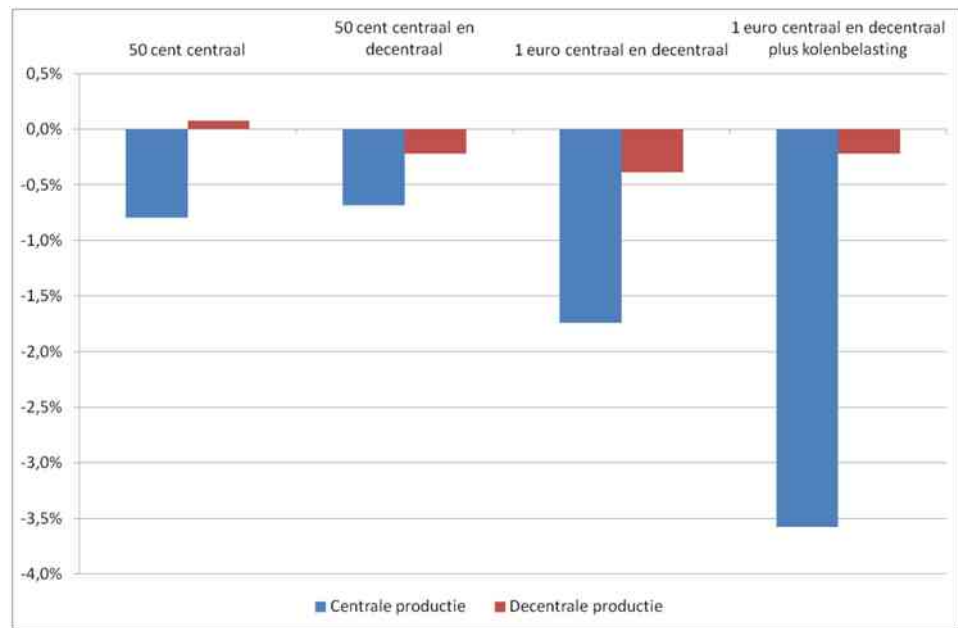
3.1 Productie en importsaldo

Invoering van een producententarief leidt tot hogere kosten voor producenten. Producenten in Nederland ondervinden dan een nadeel ten opzichte van producenten buiten Nederland. En decentrale opwekking zal aantrekkelijker worden als alleen een centraal producententarief wordt ingevoerd. Verwacht mag daarom worden dat invoering van alleen een centraal producententarief tot een afname zal leiden van de binnenlandse centrale productie. De netto invoer en decentrale productie daarentegen zal stijgen. Een producententarief voor zowel centrale als decentrale opwekking zal naar verwachting leiden tot een stijging van het importsaldo en daling van centrale en decentrale productie binnen Nederland.

Figuur 1 geeft een overzicht van de effecten van de vier varianten op de centrale en decentrale productie binnen Nederland. De weergegeven effecten zijn de gemiddelde effecten over de periode 2013-2020 in percentages van het niveau in het referentie scenario in 2013. In de variant met alleen een centraal tarief van €0,50 per MWh ligt de centrale productie gemiddeld 0,8% per jaar lager dan in het referentie scenario. De decentrale productie laat daarentegen een zeer klein positief effect zien, maar dit is verwaarloosbaar. Bij centrale zowel als decentrale producententarieven neemt alle productie af, centraal en decentraal. De centrale productie krimpt met 1,7% bij een producententarief voor zowel centraal als decentraal van €1,00.

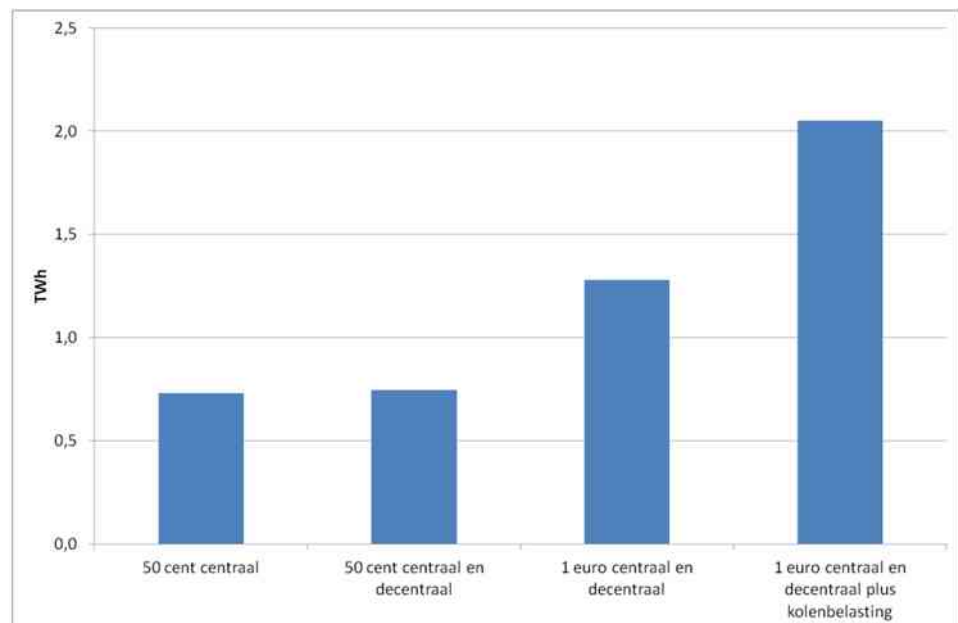
Het effect van een producententarief voor alle opwekking van €1,00 per MWh in combinatie met de geplande kolenbelasting van 13,73 euro/ton steenkool is duidelijk groter. De centrale productie is gemiddeld 3,6% lager, de decentrale productie krimpt met 0,2% ten opzichte van de productie in het referentie scenario in 2013. Voor een uitgebreide kwantitatieve analyse van de effecten van de kolenbelasting, zie Verdonk en Wetzels (2012).

Figuur 1: Gemiddelde jaarlijkse afwijking productie 2013-2020 ten opzichte van referentiescenario



Het effect van de producententarieven op het importsaldo laat een tegenovergesteld beeld zien. De netto import neemt gemiddeld per jaar toe met ca. 0,7 TWh in de periode 2013-2020 in de eerste twee varianten. Een centraal en decentraal producententarief van €1,00 laat het importsaldo verder stijgen tot 1,3 TWh gemiddeld per jaar.

Figuur 2: Gemiddelde jaarlijkse afwijking importsaldo elektriciteit in de periode 2013-2020



De combinatie van een producententarief van €1,00 met de kolenbelasting geeft een gemiddelde toename van de import met 2 TWh. De kolenbelasting zorgt voor een afname van de kolenproductie, wat deels wordt gecompenseerd door meer import. Daarnaast zorgt het producententarief van €1,00 voor zowel centrale als decentrale opwekking op zich ook voor een toename van de import.

Het importsaldo kan aanzienlijk fluctueren, daarom is het weinig zinvol om het effect van de producententarieven uit te drukken in een percentage van de jaarlijkse import. Ter illustratie, in de periode 2010-2011 lag het gemiddelde importsaldo op 14,7 TWh en fluctueerde het tussen 18,9 en 2,8 TWh. Simulaties met POWERS voor de update van de referentieraming laten zien dat de netto import in de periode 2013-2040 fluctueert tussen -8,5 en 9,4 TWh (Verdonk en Wetzels 2012).

3.2 Prijzen en kostenverdeling

De invoering van een producententarief zal effect hebben op de energieprijzen. De commodity prijs op de groothandelsmarkt stijgt naar verwachting vanwege de gestegen kosten voor producenten. De mate waarin dat gebeurt hangt ook af van concurrentie vanuit het buitenland. Een toename van de commodity prijs zal op zijn beurt ook tot een stijging van de prijzen voor eindverbruikers leiden. Die stijging is procentueel echter beduidend kleiner vanwege belastingen en tarieven die afnemers betalen. Tabel 3 geeft een overzicht van de prijseffecten op de groothandelsmarkt en het effect op de prijzen van afnemers.

Tabel 3: Gemiddelde jaarlijksafwijking prijzen 2013-2020 ten opzichte van referentiescenario

		50 cent centraal	50 cent centraal en decentraal	1 euro centraal en decentraal	1 euro centraal en decentraal plus kolenbelasting
Commodity prijs	Dal	0,4%	0,4%	0,9%	1,0%
	Piek	0,3%	0,3%	0,6%	1,3%
Kleinverbruikers		Geen significant prijseffect			
Grootverbruikers					

De prijseffecten zijn beperkt, de kostprijs wordt niet volledig doorgegeven in de prijs. Een producententarief van €1,00 is ongeveer 1½ procent van de gemiddelde basislast elektriciteitsprijs, in de variant met een producententarief van €1,00 voor zowel centrale als decentrale productie neemt de prijs gemiddeld met 0,9% toe. De grootste stijging is te zien bij de combinatie van de kolenbelasting en het producententarief van €1,00, wat leidt tot een stijging van 1% in de daluren en 1,3% in de piek. De kolenbelasting van omgerekend ca. 4 euro per MWh elektriciteit komt slechts deels terug in de prijs, omdat deze belasting niet voor alle opwekkingscapaciteit geldt.

Wij vinden geen significante effecten op de prijzen van eindverbruikers, zowel klein- als grootverbruikers. De effecten op de groothandelsprijzen op zich zijn al beperkt, vanwe-

ge de belastingen die eindverbruikers betalen is het effect op de elektriciteitsprijzen voor eindverbruikers nog kleiner.

Naast deze directe effecten vindt er ook een verschuiving plaats van netwerkkosten van verbruikers naar producenten. De inkomsten van netbeheerders zijn gereguleerd, invoering van een producententarief leidt dan in principe tot een even grote daling van het tarief voor afnemers. De kosten voor eindverbruikers nemen daardoor af. Tabel 4 laat de opbrengst van een producententarief van €1,00 per MWh zien en de inkomsten uit transportdiensten in 2012 van TenneT en de totale inkomsten van regionale netbeheerders.

Tabel 4: Verschuiving lasten tussen afnemers en producenten

	TenneT	Regionale netbeheerders
Inkomsten transporttarieven	€ 382 mln	€ 2799 mln
TenneT 2012 / totale inkomsten regionale netbeheerders 2012 ¹		
Opbrengst producententarief €1,00 per MWh	€ 72,7 mln	€ 29,7 mln
Percentage inkomsten	19%	1%

¹ bron Tarievenbesluit transporttarief TenneT 2012 en Tariefbesluit elektriciteit 2012.

Invoering van een producententarief voor centrale opwekking houdt een verschuiving in van 19% van de inkomsten van TenneT uit transporttarieven van afnemers naar producenten. Voor de regionale netbeheerders zijn de inkomsten uit een producententarief van €1,00 slechts een procent van hun totale inkomsten. De omvang van decentrale opwekking is beperkt ten opzichte van de omvang en de kosten van regionale netwerken.

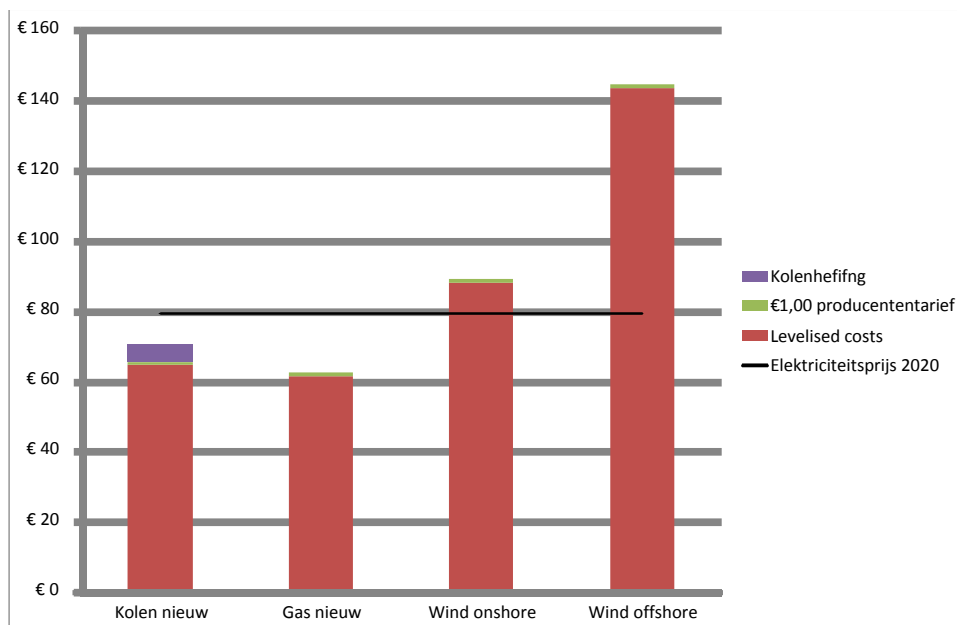
Het is niet goed mogelijk om te bepalen wat het effect zal zijn van deze verschuiving op de elektriciteitsprijs van afnemers. Ten eerste zijn de transporttarieven van afnemers niet gerelateerd aan de omvang van hun verbruik maar aan hun aansluitingscapaciteit. Ten tweede hangt het af van de manier waarop de lagere inkomsten uit tarieven voor afnemers worden verdeeld over de tarieven van verschillende groepen afnemers. Ten derde is er geen recent overzicht van de verdeling van de transportkosten naar over verschillende groepen afnemers. Aalbers et al. (1999) hebben onderzoek gedaan het effect van verschillende tarievenstelsels op de kosten voor afnemers. In het cascade-systeem dat in deze studie is onderzocht dragen de laagspanningsaansluitingen ca. 57% van de netwerkkosten van hoog- en middenspanningsnetten. Indien deze verhouding ook zou gelden voor het huidige Nederlandse tariefsysteem, dan zou de opbrengst van de tarieven voor aansluitingen op het laagspanningsnet met ruim €70 mln kunnen worden gereduceerd. Het netto effect op de kosten voor eindverbruikers zal daarom klein zijn, minder dan €10 per huishouden.

3.3 Investerings

Invoering van een producententarif beïnvloedt de rentabiliteit van investeringen in opwekkingscapaciteit. De kosten nemen toe, een toename die deels maar niet volledig wordt goedgehaakt door een stijging van de prijzen (zie pagina 8). Of het aantrekkelijk blijft om te investeren in nieuwe opwekkingscapaciteit zal afhangen van de verwachte opbrengsten en de kosten van nieuwe centrales na invoering van een producententarif.

Het effect van de varianten op de 'levelised costs' (LCOE) van nieuwe elektriciteitscentrales wordt getoond in Figuur 3. LCOE zijn een maatstaf voor de prijs die gemiddeld moet worden betaald voor de geproduceerde elektriciteit om de totale kosten over de levensduur van een centrale terug te verdienen. Deze kosten bestaan uit de initiële investeringskosten, kosten van gebruik en onderhoud, brandstofkosten en kapitaalkosten. De LCOE verschillen niet alleen per type centrale maar kunnen ook tussen landen verschillen, bijvoorbeeld vanwege verschillende prijzen voor fossiele brandstoffen. De gegevens voor de getoonde LCOE zijn afkomstig uit een overzichtsstudie van de OECD met LCOE voor verschillende typen opwekkingscapaciteit in de verschillende landen van de OECD (OECD, 2010) en uit de input en resultaten van de berekeningen met het POWERS model.

Figuur 3: Toename huidige kosten energieopwekking bij producententarif van 1 euro



De grafiek geeft naast de kosten van de verschillende typen opwekkingscapaciteit de verwachte basislast prijs voor elektriciteit in 2020 in het referentiescenario, €79 per MWh. Voor investeringsbeslissingen is de toekomstige prijs van belang om te bepalen of een investering winstgevend zal zijn of niet. In het referentiescenario gaan de elektriciteitsprijzen na 2020 verder omhoog.

De grafiek laat zien dat de LCOE van conventionele elektriciteitscentrales lager is dan de verwachte prijs in 2020. Het hoogste producententarief in de varianten, van €1,00 per MWh, heeft een klein effect op de LCOE, de elektriciteitsprijs ligt nog steeds boven de kosten. Dit geldt ook voor kolencentrales voor de variant met de kolenbelasting en het producententarief. De LCOE van kolencentrales stijgt in deze variant met ca. €5,00 per MWh naar €70 per MWh, wat onder de verwachte prijs van €79 per MWh ligt.

Invoering van een producententarief zal op basis van deze analyse van het effect daarvan op de LCOE geen effect hebben op mogelijke investeringen in nieuwe opwekkingscapaciteit. Ook met een producententarief van €1,00 per MWh blijven investeringen in conventionele capaciteit winstgevend.

Bij investeringen in nieuwe elektriciteitscentrales spelen veel factoren een rol, zoals de ontwikkeling van de vraag, brandstofkosten en van het netwerk zoals interconnecties, verwachtingen over investeringen van concurrenten, over het beleid van de overheid op het terrein van elektriciteitsmarkten en hernieuwbare energie en over het aantal draaiuren voor nieuwe centrales. De 'levelised costs' berekeningen houden hier slechts beperkt rekening mee. Ze laten echter wel zien dat de varianten voor een producententarief een beperkt effect hebben. Onzekerheid over de andere genoemde factoren zoals brandstofkosten en vraagontwikkeling zullen naar verwachting een grotere rol spelen in investeringsbeslissingen.

De LCOE van wind op land en wind op zee zijn hoger dan de verwachte prijs. Investeringsbeslissingen in dergelijke hernieuwbare opwekkingscapaciteit zijn momenteel alleen rendabel vanwege de SDE plus subsidies. Een producententarief verhoogt de kosten, dit zal echter voor de investeringen niet uitmaken. De SDE plus vergoedt de onrendabele top van de elektriciteitsproductie van hernieuwbare energiebronnen. Een toename van de kosten door invoering van een producententarief vergroot de onrendabele top, de subsidie zal dan ook toenemen. Voor individuele investeringsbeslissingen in hernieuwbaar heeft de invoering van een producententarief zoals in de onderzochte varianten daarom geen effect. Wel zal er bij een gegeven budget voor de SDE plus minder hernieuwbare energie kunnen worden geproduceerd omdat de onrendabele top en daardoor de subsidie per MWh hoger is. De omvang van dit effect zal echter naar verwachting klein zijn, de toename van de kosten van duurzame energieopties door invoering van een producententarief van €1,00 zijn beperkt, zie hierboven.

Daarnaast stijgen de prijzen de groothandelsprijzen door de invoering van een producententarief, waardoor de onrendabele top afneemt. Deze stijging is echter beperkt, 0,6% tot 0,9% afhankelijk van de variant. Het netto effect op het budget van de SDE-plus is daardoor beperkt.

De in de grafiek weergegeven kosten zijn de huidige kosten voor de opwekking van elektriciteit met wind op land en op zee. De verwachting is dat deze kosten in de toekomst zullen dalen.

Voor het effect van een producententarief tarief voor decentrale opwekking met een WKK-installatie maken we gebruik van gegevens uit een studie van ECN voor het berekenen van de onrendabele top van WKK-installaties (Hers en Wetzels, 2009). WKK-installaties zijn door de combinatie van warmte- en elektriciteitsproductie efficiënt en

hebben een batig saldo ten opzichte van warmteproductie zonder gelijktijdige elektriciteitsopwekking. Invoering van een producententarief vermindert de winst van deze installaties. Tabel 5 geeft een overzicht van het effect voor vier verschillende typen WKK.

Tabel 5: Effect producententarief van €1,00 op inkomsten WKK-installaties

	Grote gasturbine	Kleine gasturbine	Grote gasmotor	Kleine gasmotor
Batig saldo	28,6	28,5	27,8	26,1
Producententarief	€1,00			
Gemiddelde stijging commodity prijs 2013-2020	€0,48			
Afname opbrengst	1%	2%	2%	2%

Daartegenover staat de al eerder genoemde stijging van de groothandelsprijs van ongeveer ene halve euro. Het uiteindelijke effect op het batig saldo is daardoor beperkt, het is daarom te verwachten dat een producententarief slechts een bescheiden effect zal hebben op investeringen in nieuwe WKK-installaties. Dat blijkt ook uit het effect op de productie van decentraal vermogen, dat slechts met maximaal gemiddeld 0,4% per jaar afneemt ten opzichte van het referentie scenario in de periode 2013-2020.

4

Alternatieven voor producententarieven

Zoals besproken in paragraaf 2.1 zijn er twee andere opties om tot een andere verdeling van de kosten tussen afnemers en producenten te komen. De eerste optie is om diepe aansluitkosten in rekening te gaan brengen bij investeringen. Daarnaast biedt verordening 838/2010 een vergoedingsmechanisme voor elektriciteitsstromen tussen transmissiesysteembeheerders, wat bij moet dragen aan een eerlijke vergoeding van transmissiesysteembeheerders voor de kosten van op hun net optredende grensoverschrijdende elektriciteitsstromen.

4.1 Diepe aansluitkosten

Diepe aansluitkosten houden in dat nieuwe capaciteit ook de kosten moet dragen van de netverzwaring en -uitbreiding die nodig is om elektriciteit van nieuwe energiecentrales te kunnen transporteren naar afnemers in bijvoorbeeld het buitenland. Deze diepe aansluitkosten zullen verschillen, afhankelijk van de locatie waar nieuwe capaciteit wordt gebouwd. Daarmee geven diepe aansluitkosten producenten een prikkel om de meest efficiënte locatie te kiezen.

Een probleem bij het gebruik van diepe aansluitkosten is dat het niet altijd mogelijk is om eenduidig vast te stellen aan welke producent kosten moeten worden toegerekend. Zijn de kosten van netuitbreiding of netverzwaring voor rekening van de eerste nieuwe elektriciteitscentrale waarvoor netaanpassingen nodig zijn of komen deze voor rekening van alle centrales die in de loop van de tijd profiteren van de netaanpassingen? En hoe worden de kosten dan verdeeld over de nieuwe centrales? Daarnaast leveren netverzwaring en netuitbreiding ook baten op voor afnemers, bijvoorbeeld doordat de kans op storingen afneemt waardoor de leveringszekerheid groter wordt. Bij het vaststellen van diepe aansluitkosten zou daar in principe ook rekening mee moeten worden gehouden (zie ook Jamasb et al., 2006). Gegeven deze problemen is een kwantitatieve analyse van de effecten van diepe aansluitkosten niet goed mogelijk.

4.2 Vergoedingsmechanisme

Het inter-TSO compensation mechanisme (ITC) en nationale netwerktarieven dienen ter dekking van lange termijn marginale netwerkkosten. Met het ITC mechanisme kunnen TSOs opbrengsten behalen uit compensatie voor het elektriciteitstransport over hun nationale netwerken vanwege cross-border flows. Het ITC mechanisme speelt nu slechts een marginale rol aangezien de omvang van het fonds voor transacties tussen TSOs beperkt is tot € 100 miljoen per jaar in afwachting van herziening van het mechanisme door ACER (EC Verordening 838/2010, zie ook van der Welle et al. 2011).

De beperking van de omvang van het fonds tot €100 mln per jaar heeft als consequentie dat ook de compensaties tussen landen beperkt zijn. Recente cijfers zijn, van na de aanpassing van het ITC in 2010, zijn nog niet beschikbaar. Op basis van informatie van de NMa over het vaststellen van de tarieven van TenneT kan worden afgeleid dat TenneT in 2010 ongeveer € 1,7 mln via de ITC heeft ontvangen.

In de tarieven voor 2010 werd gerekend met een voorschot voor de kosten van Cross Border Tariffs (het ITC mechanism) van € 19,1 mln (in 2010 prijzen), zie NMA 2010. In 2012 is het verschil tussen inschatting vooraf en realisatie als nacalculatie verrekend in de tarieven van TenneT (NMA, 2012). Hieruit valt af te leiden dat de daadwerkelijke inkomsten in 2010 1,7 mln zijn geweest. Dit is beduidend minder dan de opbrengst van een producententarif van €1,00 dat €72 mln opbrengt. Het vergoedingsmechanisme biedt daarmee in zijn huidige vorm geen alternatief voor een evenwichtiger kostenverdeling tussen afnemers en producenten.

5

Conclusies

In het huidige tariefstelsel worden de kosten van elektriciteitsnetten betaald door de afnemers van elektriciteit via de netwerktarieven (aansluit-, transport- en systeemtarieven). Producenten betalen momenteel alleen voor hun (direct) aansluitkosten, het aansluittarief. Zij betalen geen transport of systeemtarief. Er is momenteel geen producententarief. Dit betekent dat afnemers in Nederland ook de kosten dragen wanneer er elektriciteit zou worden geëxporteerd en daarvoor netwerkaanpassingen plaats zouden moeten vinden. Een ander probleem is decentrale invoeding op regionale netten. Bij het bepalen van de toegestane kosten van DSO's wordt in de huidige systematiek geen rekening gehouden met de hoeveelheid ingevoede elektriciteit door decentrale opwekking op distributienetwerken, welke sterk verschilt per regio.

Een optie is om een producententarief in te voeren, voor centrale en/of decentrale opwekking. In deze studie zijn een viertal varianten voor producententarieven kwantitatief geanalyseerd, uiteenlopend van alleen een centraal tarief van €0,50 per MWh tot een combinatie van een centraal en decentraal tarief van €1,00 per MWh en een kolenbelasting van 13,73 euro/1000 kg (zoals opgenomen in het Lente-akkoord).

Het effect op de elektriciteitsproductie binnen Nederland is beperkt. In de varianten zonder kolenbelasting neemt de productie af met maximaal 1,7% gemiddeld per jaar in de periode 2013-2020 ten opzichte van het referentiescenario bij een producententarief voor zowel centrale als decentrale opwekking van €1,00 per MWh. De decentrale opwekking daalt met maximaal 0,4% gemiddeld per jaar in de periode 2013-2020. De combinatie van een centraal en decentraal tarief van €1,00 per MWh met de kolenbelasting heeft een groter effect. De centrale productie neemt af met 3,6%, de decentrale met 0,2% gemiddeld per jaar in de periode 2013-2020 ten opzichte van het referentiescenario.

Het effect van de producententarieven op het importsaldo laat een tegenovergesteld beeld zien. De netto import neemt gemiddeld per jaar toe met ca. 0,7 TWh tot 1,3 MWh in de periode 2013-2020 in de varianten zonder kolenbelasting. Combinatie van een producententarief van €1,00 met de kolenbelasting geeft een gemiddelde toename van de import met 2 TWh. De kolenbelasting zorgt voor een afname van de kolenproductie, wat deels wordt gecompenseerd door meer import. Daarnaast zorgt het producenten-

tarief van €1,00 voor zowel centrale als decentrale opwekking op zich ook voor een toename van de import.

De prijzen op de groothandelsmarkt stijgen beperkt, met gemiddeld maximaal 0,9% in de daluren en 0,6% in de piekuren in de periode 2013-2020 in de varianten zonder kolenbelasting. Invoering van een producententarifief én de kolenbelasting leidt tot een prijsstijging van gemiddeld 1% in de daluren en 1,3% in de piekuren. Het effect op de prijzen van afnemers is niet significant. Vanwege de belastingen die eindverbruikers betalen is het effect op de elektriciteitsprijzen voor eindverbruikers nog kleiner dan het effect op de groothandelsprijzen.

Invoering van een producententarifief verhoogt de kosten voor producenten. Dit zou een effect kunnen hebben op investeringen in nieuwe opwekkingscapaciteit. Het effect van een producententarifief van €1,00 op de productiekosten van nieuwe centrales is beperkt. Mede vanwege de verwachte stijging van de elektriciteitsprijs in de periode tot 2030 zal het effect van invoering van een producententarifief op investeringen in nieuw vermogen naar verwachting klein zijn. Ook voor decentraal vermogen zoals WKK geldt dat een decentraal producententarifief van €1,00 nauwelijks effect zal hebben op de investeringen.

Een alternatief voor een producententarifief is het doorberekenen van diepe aansluitkosten. Dit zijn de kosten die nodig zijn voor netaanpassingen om de productie van nieuwe centrales in het te kunnen inpassen. Het bepalen van de omvang van de diepe aansluitkosten voor een nieuwe centrale is problematisch omdat netaanpassingen veelal van belang zijn voor meerdere nieuwe projecten en omdat ook afnemers profiteren van netuitbreiding en netverzwaring. Het is daarom niet mogelijk om precieze uitspraken te doen over de effecten van het invoeren van diepe aansluitkosten.

Referenties

Aalbers, R.F.T, D.L.F. Bressers, E. Dijkgraaf, P.J. Hoogendoorn en S.C. de Klerk. 1999, *Een level playing field op de Nederlandse elektriciteitsmarkt Een tariefstructuur voor het netgebruik*, OCFEB Research Memorandum 9905.

CPB. 2012. Centraal Economisch Plan 2012. CPB, Den Haag.

Daniëls, B.W., S. Kruitwagen. 2010. *Referentieraming energie en emissies 2010-2020*. ECN-E--10-004, ECN/PBL, Petten, april 2010.

Europese Commissie, VERORDENING (EU) Nr. 838/2010 VAN DE COMMISSIE van 23 september 2010 betreffende de vaststelling van richtsnoeren met betrekking tot het vergoedingsmechanisme voor elektriciteitsstromen tussen transmissienetbeheerders en een gemeenschappelijke regelgevingsaanpak voor de transmissietarifiering.

Hers, J.S. en W. Wetzels. 2009. Onrendabele top berekeningen voor nieuw WKK-vermogen 2009, ECN-E--08-082.

IEA. 2011. *World Energy Outlook 2011*, Paris.

Jamasb, T, K. Neuhoff, D. Newbery and m.G. Pollitt. 2006. *Long-term Framework for Electricity Distribution Access Charges*, CWPE 0551 and EPRG 07, Cambridge.

NMa. 2010. [http://www.nma.nl/images/111101%20Model%20x-fac-tor%20BOB%20publicatie%20versie%20\(detailgegevens%20EV%20weggehaald%20ovv%20TenneT%20\(2\)22-194294.xls](http://www.nma.nl/images/111101%20Model%20x-fac-tor%20BOB%20publicatie%20versie%20(detailgegevens%20EV%20weggehaald%20ovv%20TenneT%20(2)22-194294.xls)

NMa. 2012. <http://www.nma.nl/images/Berekening%20Tarieven%20TenneT%202012%20103582%20publicatieversie22-195462.xls>

OECD/NEA. 2010. *Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition*, Paris.

Van der Welle, A.J., S. Dijkstra en P.R. Koutstaal. 2011. Achtergrondnotitie Noordwest Europese elektriciteitsmarkt, notitie voor EL&I-ECN meeting.

Verdonk, M., W. Wetzels. 2012. Referentieraming energie en emissies: actualisatie 2012. Energie en emissies in de jaren 2012, 2020 en 2030, PBL/ECN, Den Haag.
<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2012/e12039.pdf>

ECN

Westerduinweg 3
1755 LE Petten

Postbus 1
1755 LG Petten

Tel 088 515 49 49
info@ecn.nl
www.ecn.nl