

Toegevoegde waarde van de elektriciteitssector voor de Nederlandse economie

Jos Sijm **(ECN)**
Marit van Hout **(ECN)**
Bert Tieben **(SEO)**
Bert Hof **(SEO)**
Victoria Kocsis **(SEO)**

November 2013
ECN-E--13-026



Verantwoording

Deze studie is uitgevoerd door ECN en SEO Economisch Onderzoek in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken (EZ). Namens het Ministerie is deze studie begeleid door een stuurgroep bestaande uit de volgende leden: Tjalling de Vries (EZ), Erik Sieders (EZ), en Maarten van Kesteren (EZ). Wij danken de leden van de stuurgroep voor hun bijdrage aan het project en hun commentaar op eerdere versies van dit rapport. De verantwoordelijk voor de inhoud, conclusies en aanbevelingen van het rapport liggen echter noch bij het Ministerie noch bij de stuurgroep maar bij de twee uitvoerende instanties van de studie, ECN en SEO, in het bijzonder bij de auteurs van het rapport.

Bij ECN staat deze studie genoteerd onder projectnummer 51759. Voor meer informatie kunt u contact opnemen met de projectleider, Jos Sijm (sijm@ecn.nl; tel: 022456 8255).

Abstract

The main objective of the present study is to assess the added value of the Dutch electricity sector to the Dutch economy. More specifically, it includes the following elements:

- A presentation and analysis of the main statistical facts, figures and trends of the Dutch electricity sector over the period 2000-2012.
- An assessment of the contribution of the Dutch electricity sector to the Dutch economy.
- An analysis of the factors determining the competitiveness of the Dutch electricity sector.
- An assessment of the contribution of the Dutch electricity sector to the growth potential and competitiveness of the Dutch economy.

“Hoewel de informatie in dit rapport afkomstig is van betrouwbare bronnen en de nodige zorgvuldigheid is betracht bij de totstandkoming daarvan kan ECN geen aansprakelijkheid aanvaarden jegens de gebruiker voor fouten, onnauwkeurigheden en/of omissies, ongeacht de oorzaak daarvan, en voor schade als gevolg daarvan. Gebruik van de informatie in het rapport en beslissingen van de gebruiker gebaseerd daarop zijn voor rekening en risico van de gebruiker. In geen enkel geval zijn ECN, zijn bestuurders, directeurs en/of medewerkers aansprakelijk ten aanzien van indirecte, immateriële of gevolgschade met inbegrip van gederfde winst of inkomsten en verlies van contracten of orders.”

Inhoudsopgave

Samenvatting	5
1 Inleiding	11
2 De elektriciteitssector in Nederland: statistische gegevens en trends, 2000-2012	13
2.1 Enkele kernindicatoren	14
2.2 De elektriciteitsbalans van Nederland	15
2.3 Elektriciteitsproductie	16
2.4 Invoer en uitvoer	30
2.5 Handel en levering	31
2.6 Netbeheer, distributie en transport	36
2.7 Elektriciteitsverbruik	45
2.8 Prijzen, tarieven en belastingen	50
3 Bijdrage van de elektriciteitssector aan de Nederlandse economie	57
3.1 Productie, toegevoegde waarde en werkgelegenheid	57
3.2 Relaties met andere sectoren via leveranciers en afnemers	60
3.3 Andere indicatoren voor het belang van de elektriciteitssector	68
4 Ontwikkelingen in het concurrentievermogen van de elektriciteitssector in Nederland	70
4.1 Inleiding	70
4.2 Bepalende factoren van het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector	71
4.3 Het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector in 2020	83
4.4 Samenvatting en conclusies	90
5 Bijdrage aan concurrentievermogen en groeipotentieel van de Nederlandse economie	92
5.1 Bijdrage aan concurrentievermogen van Nederlandse bedrijven	92
5.2 Bijdrage aan structureel groeipotentieel	96

Referenties

103

Bijlagen

A. Elektriciteitsbedrijven en centrales in Nederland

109

Samenvatting

Een van de centrale doelstellingen van het Nederlandse energiebeleid is het stimuleren van de overgang van de elektriciteitssector naar een betaalbare, betrouwbare en duurzame energievoorziening. Om deze doelstelling vorm te geven is een beter zicht nodig op de huidige en toekomstige bijdrage ('toegevoegde waarde') van de elektriciteitssector aan de Nederlandse economie. Tegen deze achtergrond luidt de centrale vraagstelling van deze studie: *Wat is de toegevoegde waarde van de elektriciteitssector voor de Nederlandse economie nu en in de nabije toekomst?*

Meer in het bijzonder is het oogmerk van deze studie tweeledig:

- Het verzamelen, presenteren en analyseren van kwantitatieve informatie voor de nulmeting van het economische belang van de elektriciteitssector.
- Het analyseren en verschaffen van informatie over de drijfveren achter de economische betekenis van de elektriciteitsmarkt teneinde aanknopingspunten te bieden voor het energiebeleid van het Ministerie van Economische Zaken.

Hieronder worden de belangrijkste bevindingen en conclusies van de studie samengevat.

Kerngegevens

Tabel 1 geeft een samenvatting ('Dashboard') van een aantal kerngegevens van de elektriciteitssector in Nederland. Een paar opvallende kenmerken van deze sector zijn:

- In 2012 bedroeg het totale eindverbruik van elektriciteit 119 TWh, bestaande uit 102 TWh binnenlandse productie en 17 TWh netto invoer.
- Het aandeel decentraal (WKK, hernieuwbaar) in de totale elektriciteitsproductie is hoog (2012: 38%).
- Het aandeel gas in de brandstofmix is hoog (2012: 53%).
- Het aandeel hernieuwbaar in de brandstofmix is laag (2012: 12%).
- De gemiddelde groei van het opgestelde productievermogen over de periode 2000-2011 (2,8% per jaar) is hoger dan de gemiddelde groei van elektriciteitsverbruik (1,0% per jaar).
- De betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet is heel hoog (>99,99%); de gemiddelde jaarlijkse uitvalduur bedroeg in 2012 ongeveer 27 minuten per klant.

Tabel 1: Kerngegevens van de elektriciteitssector in Nederland

Aantal ondernemingen die gezamenlijk minimaal 75% van de totale netto elektriciteitsproductie vertegenwoordigen (2012):	7
Aantal leveranciers (vergunninghouders; 'retailers'; 2012):	35
Aantal regionale netbeheerders (2012):	8
Totale elektriciteitsproductie (2012):	102 TWh
Totale netto invoer van elektriciteit (2012):	17 TWh
Totaal eindverbruik (2012):	119 TWh
Aandeel decentrale opwekking (WKK, hernieuwbaar) in totale productie (2012):	38%
Aandeel WKK (centraal, decentraal) in totale productie (2011):	52%
Aandeel gas in brandstofmix van elektriciteitsproductie (2012):	53%
Aandeel hernieuwbaar in brandstofmix van elektriciteitsproductie (2012):	12%
Operationeel vermogen (2013):	25,7 GW
Groei opgesteld vermogen (2000-2011; gemiddeld per jaar):	2,8%
Groei elektriciteitsverbruik (2000-2012; gemiddeld per jaar):	1,0%
Brandstofgebruik voor elektriciteitsproductie (2012):	943 PJ
APX-ENDEX handelsvolume (2012):	84 TWh
APX-ENDEX groothandelsprijs elektriciteit (base load, 2012):	48 €/MWh
Aantal afnemers van elektriciteit (2009-2012):	8,1 mln.
• Waarvan huishoudens:	7,4 mln.
Percentage kleinverbruikers dat van leverancier verandert (2012):	12%
Lengte van het totale elektriciteitsnet (2012):	309.502 km
Netwerktarief voor gemiddeld huishouden per jaar (2012):	€ 183
Betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet (2012):	>99,99%
• Aantal onderbrekingen per jaar (2012):	19.754
• Getroffen klanten per onderbreking (2012):	129
• Gemiddelde onderbrekingsduur (2012):	85 min.
• Jaarlijkse uitvalduur per klant (2012):	27 min.
Aandeel elektriciteit in totaal finaal energieverbruik (gemiddeld 2000-2012):	15%
Aandeel huishoudens in finaal elektriciteitsverbruik (gemiddeld 2000-2012):	21%
Aandeel industrie in finaal elektriciteitsverbruik (gemiddeld 2000-2012):	35%
Gemiddeld verbruik van elektriciteit per huishouden (2012):	3,5 MWh
Gemiddelde elektriciteitsprijs voor huishoudens, inclusief belastingen (2012):	19 €/kWh
Gemiddelde elektriciteitsprijs voor kleine bedrijven, inclusief belastingen (2012):	12 €/kWh
Gemiddelde elektriciteitsprijs voor grote bedrijven, inclusief belastingen (2012):	7 €/kWh
Belastingopbrengst op elektriciteit (2012):	€ 3,7 mrd.
• Als % totale belastingen:	2,8%
Groencertificaten (2012)	
• Aanmaak uit binnenlandse productie:	13 TWh
• Import:	33 TWh
• Export:	4 TWh
• Afboeking voor levering:	35 TWh

Bijdrage aan de Nederlandse economie

Tabel 2 presenteert een tweetal sociaaleconomische indicatoren voor de bijdrage van de elektriciteitssector aan de Nederlandse economie. Het gaat hier om gemiddelde waarden voor de jaren 2009-2010. De toegevoegde waarde van de elektriciteitssector in 2009-2010 was gemiddeld € 3,8 miljard per jaar. Dit komt overeen met 0,7% van de gemiddelde, totale toegevoegde waarde (BBP) van Nederland in 2009-2010. Het aandeel van de sub-sector elektriciteitsopwekking in het totaal van de toegevoegde waarde van de sector bedroeg in 2009-2010 39%; voor de sub-sector handel en levering was dit aandeel 18% en voor de sub-sector transport 43%.

Tabel 2: Sociaaleconomische indicatoren voor de elektriciteitssector: toegevoegde waarde en werkgelegenheid (gemiddelde voor 2009-2010)

	Toegevoegde waarde		Werkgelegenheid	
	(in miljard €)	(in % van totaal)	(in duizend fte)	(in % van totaal)
Elektriciteitssector (totaal):				
waarvan:	3,8	100	15,5	100
• Opwekking	1,5	39	4,9	32
• Handel en levering	0,7	18	3,3	21
• Transport	1,6	43	7,3	47

Bron: CBS (2012a).

In 2009-2010 waren er gemiddeld bijna 16 duizend personen werkzaam in de elektriciteitssector als geheel (gemeten in fte's). Dit is ongeveer 0,2% van de totale werkgelegenheid in arbeidsjaren in Nederland in 2009-2010. Bijna de helft van de werkgelegenheid in de elektriciteitssector betreft de sub-sector transport, i.e. de levering van netwerkdiensten ten behoeve van de distributie en het transport van elektriciteit. Het aandeel van de sub-sector opwekking in de totale werkgelegenheid van de elektriciteitssector bedroeg ruim 30% en dat van de sub-sector handel en levering 20%.

Naast de directe bijdrage aan de economie levert de elektriciteitssector ook een indirecte bijdrage via de zogenaamde achterwaartse en voorwaartse relaties van deze sector. Bij de achterwaartse relaties gaat het vooral om de inkoop van grond- en hulpstoffen, in het bijzonder brandstoffen, en om de bouw en het onderhoud van kapitaalgoederen als elektriciteitscentrales, windparken en elektriciteitsnetten.

In 2009-2010 bedroeg de inkoopwaarde van de omzet van de elektriciteitssector gemiddeld ongeveer € 18 miljard per jaar. Dit komt overeen met 83% van de omzet in de elektriciteitsproductie. Een aanzienlijk deel van deze inkoopwaarde betreft echter de import van kapitaalgoederen (windturbines; gasturbines) en brandstoffen en levert daarmee geen (indirecte) bijdrage aan de Nederlandse economie.

De bouw en onderhoud van centrales en netwerken echter genereren productie en werkgelegenheid in Nederland bij toeleveranciers en bouw- en onderhoudsbedrijven. Geschat wordt dat deze indirecte bijdrage van de elektriciteitssector aan de werkgelegenheid overeenkomt met ongeveer 7.500 fte arbeidsplaatsen, oftewel circa 0,1% van de totale werkgelegenheid in Nederland.

Bij de voorwaartse relaties van de elektriciteitssector gaat het om de afnemers van elektriciteit. Het belang van de elektriciteitssector voor de Nederlandse economie ten aanzien van de 'voorwaartse relaties' is zowel evident als cruciaal: in onze moderne samenleving is de leveringszekerheid van elektriciteit van vitaal belang voor nagenoeg iedereen en elke sector.

In meer beperkte zin gaat het bij de voorwaartse relaties van de elektriciteitssector vooral om het belang van het elektriciteitsverbruik in (i) het totale energieverbruik per sector en sub-sector, en (ii) de totale kostenstructuur van de belangrijkste bedrijfstakken en economische activiteiten in Nederland. Voor Nederland als geheel ligt het aandeel van elektriciteit in het totale finale energieverbruik op gemiddeld 15% (2012). Voor de huishoudens bedraagt dit aandeel gemiddeld 21% en voor de industrie 10%. Voor een aantal (sub)sectoren echter is het belang van elektriciteit in het totale energieverbruik relatief hoog. Dat geldt in het bijzonder voor de energiebedrijven (74%), de non-ferro metalen (72%) en het railverkeer (81%). Voor andere sectoren daarentegen is het percentage relatief laag, vooral voor de aardolie-industrie (7%), de kunstmestindustrie (3%), de overige organische basischemie (2%) en het wegverkeer (0%).

De totale elektriciteitskosten voor alle economische activiteiten (exclusief huishoudens) bedroegen in 2008-2010 ongeveer € 11 miljard, waarvan circa een derde voor rekening kwam van de industrie. Als percentage van de totale bedrijfskosten zijn de elektriciteitskosten door de bank genomen relatief laag, hoewel de verschillen tussen de bedrijfstakken soms aanzienlijk zijn. Zo varieert dit percentage voor de jaren 2008-2010 van 0% voor de bouwnijverheid tot 4% voor de bedrijfstak 'waterbedrijven en afvalbeheer'.

Opgemerkt dient te worden dat het hier om gemiddelde percentages gaat voor sectoren op een relatief hoog aggregatieniveau en dat er achter deze gemiddelden grote variaties schuil kunnen gaan met soms flinke uitschieters naar boven voor specifieke sub-sectoren, producten of individuele productieprocessen. Voor bepaalde sub-sectoren of producten kunnen de elektriciteitskosten een relatief hoog aandeel van de totale bedrijfskosten uitmaken. Bijvoorbeeld voor de sub-sector 'anorganische chemie' bedraagt dit aandeel naar schatting ongeveer 15-20% en voor de aluminiumindustrie zelfs 20-30%.¹ Voor heel specifieke producten, in het bijzonder de productie van primair aluminium kunnen de elektriciteitskosten als percentage van de totale bedrijfskosten oplopen tot 50-60% of meer, afhankelijk van onder andere de elektriciteits- en CO₂-prijzen.

Het concurrentievermogen van de elektriciteitssector in Nederland

Het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector wordt bepaald door meerdere factoren. Van belang zijn vooral de ontwikkelingen met betrekking tot het opgesteld vermogen, de samenstelling en de efficiëntie van de productietechnologieën, de (grensoverschrijdende) netwerkcapaciteit, de brandstof- en CO₂-prijzen, het gevoerde beleid, en de vraag naar elektriciteit, zowel in Nederland als in de buurlanden waarmee interconnecties bestaan.

¹ Anorganische chemie is de tak van de scheikunde die zich bezighoudt met anorganische verbindingen, dat wil zeggen met verbindingen die normaal gesproken geen koolstofatomen bevatten zoals mineralen, zouten en metalen, maar ook water (Wikipedia, 8 oktober 2013).

Op de korte termijn staat de samenstelling en efficiëntie van het huidige productiepark min of meer vast en zijn de veranderingen in de brandstof- en CO₂-prijzen CO₂ de belangrijkste factoren die het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector kunnen beïnvloeden. Doordat brandstof- en CO₂-prijzen tot stand komen op internationaal niveau, kan er op nationaal niveau weinig invloed worden uitgeoefend op deze prijzen en kan er daarom vanuit beleidsoogpunt op de korte termijn weinig tot geen invloed worden uitgeoefend op het verbeteren van het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector.

Op de langere termijn zijn vooral investeringen in het nationale en grensoverschrijdende netwerk en in de productiecapaciteit van invloed op het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector. Investerings in de productiecapaciteit worden onder andere bepaald door de verwachtingen in de groei van de finale vraag naar elektriciteit en de ontwikkelingen met betrekking tot de kosten van de verschillende opwekkingstechnologieën.

Overheden zoals in Nederland en onze buurlanden kunnen deze ontwikkelingen - en daarmee de onderlinge concurrentieverhouding - beïnvloeden door enerzijds het belasten of belemmeren van bepaalde (fossiele) technologieën en anderzijds het stimuleren van andere (hernieuwbare) opwekkingsmethoden. Dit geldt voor zowel de korte als de lange termijn.

Bepalend voor het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitsproductiesector is vooral de dynamiek tussen Nederland en Duitsland. De belangrijkste factoren die deze dynamiek bepalen zijn veranderingen in de brandstof- en CO₂-prijzen en (investerings in) de omvang en samenstelling van het opgestelde vermogen in beide landen. Gegeven de bestaande en nabije, toekomstige verschillen in de brandstofmix (Nederland relatief veel gas; Duitsland relatief meer kolen) staat de concurrentie- en handelspositie van de Nederlandse elektriciteitsproductiesector onder druk in het bijzonder als de CO₂-prijs laag is en de gasprijs relatief hoog ten opzichte van de prijs voor steenkool (zoals thans het geval is). Daarnaast wordt deze positie ongunstig beïnvloed door het sterker stimuleren van hernieuwbare elektriciteit in Duitsland - zowel in de afgelopen als toekomstige jaren - waardoor Duitsland in een steeds groter deel van de tijd tegen relatief lage marginale kosten een grotere hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit kan produceren en exporteren.

Hoewel de netwerkcapaciteit eveneens omvangrijk is tussen enerzijds Nederland en anderzijds Noorwegen, België, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk, lijkt de handel tussen Nederland en deze landen nauwelijks beïnvloed te worden door veranderingen in de brandstofprijzen, de CO₂-prijs en investeringen in het productiepark in deze landen.

Naast de toename van fysieke interconnecties zorgt de toegenomen marktkoppeling met buurlanden voor een liquide groothandelsmarkt waar Nederlandse bedrijven van profiteren. Nederland biedt met APX-ENDEX een groeiend handelsplatform voor Europese spelers. Daarnaast genereert de handel als dienst toegevoegde waarde voor de Nederlandse economie.

Bijdrage aan concurrentievermogen van Nederlands bedrijfsleven

Hierboven werd al geconstateerd dat de elektriciteitskosten gemiddeld genomen slechts een gering deel (0-4%) van alle bedrijfskosten uitmaken. In die zin is de elektriciteitssector van beperkt belang voor de concurrentiepositie van het Nederlandse bedrijfsleven. Bovendien kunnen veel bedrijven hun elektriciteitskosten doorberekenen in hun afzetprijzen zonder noemenswaardige gevolgen voor hun concurrentiepositie. Daarnaast lijkt de concurrentiepositie als gevolg van de elektriciteitsprijzen tot aan 2010 te zijn verbeterd door de convergentie van de elektriciteitsprijzen in Nederland en die in andere, nabijgelegen EU landen. Inmiddels is hierin echter een kentering opgetreden. Tenslotte zijn ook de huidige CO₂-prijzen van het EU ETS - en daarmee de indirecte CO₂-kosten van het elektriciteitsverbruik - laag, wat minder ongunstig uitpakt voor de concurrentiepositie van bedrijven in Nederland ten opzichte van niet-EU landen.

Voor een beperkt aantal specifieke bedrijven zijn de elektriciteitsprijzen, inclusief de indirecte CO₂-kosten, meer nadrukkelijk van belang voor hun concurrentiepositie. Daarbij gaat het om elektriciteit-intensieve bedrijven die goederen als primair aluminium, basis ijzer en staal, lood, zink, tin en papier of specifieke chemische producten vervaardigen.

Bijdrage aan structureel groeipotentieel van de Nederlandse economie

Het structureel groeipotentieel betreft het vermogen van de economie om groei van het BBP te genereren op middellange en lange termijn. Het ligt niet voor de hand de elektriciteitssector te beschouwen als een doelvariabele voor bevordering van het structurele groeivermogen. Desalniettemin zijn er enkele aanknopingspunten om de impact van de elektriciteitssector op het structurele groeivermogen zo goed mogelijk te benutten via:

- Het waarborgen van een aantrekkelijk klimaat voor kapitaalinvesteringen in de elektriciteitssector, in het bijzonder investeringen in windparken en andere vormen van duurzame elektriciteitsopwekking. Via de stimulans voor deze hoog productieve sector krijgt ook de potentiële groei een boost. Dit aspect is overigens niet onderscheidend voor de elektriciteitssector, het geldt ook voor andere onderdelen van de energiesector.
- Het verhogen of op peil houden van investeringen in R&D als middel om toekomstige kostendalingen van de elektriciteitsproductie mogelijk te maken waarmee, ceteris paribus, extra toegevoegde waarde en BBP-groei wordt gerealiseerd. Een alternatief is het bevorderen van kennisverspreiding om te leren van innovatie elders.

1

Inleiding

Achtergrond en centrale vraagstelling

Een van de centrale doelstellingen van het Nederlandse energiebeleid is het stimuleren van de overgang van de elektriciteitssector naar een betaalbare, betrouwbare en duurzame energievoorziening (EZ, 2011). Om deze doelstelling voor het energiebeleid vorm te geven is een beter zicht nodig op de huidige betekenis of toegevoegde waarde van de energiesector voor de Nederlandse economie, dat wil zeggen een soort ‘nulmeting’ en analyse van de energiesector in Nederland.

In 2010 heeft The Brattle Group een dergelijke meting en analyse uitgevoerd van de bijdrage van de gasector aan de Nederlandse economie als onderdeel van een studie over de beleidsstrategie met betrekking tot de Gasrotonde (Harris et al., 2010). Voor zover bekend bestaat er geen gelijksoortige nulmeting en analyse van de huidige, toekomstige of potentiële bijdrage (‘toegevoegde waarde’) van de elektriciteitssector aan de Nederlandse economie, terwijl de transitie naar een duurzame energievoorziening voor een belangrijk deel betrekking heeft op deze sector.

Tegen deze achtergrond luidt de centrale vraagstelling van deze studie als volgt: *Wat is de toegevoegde waarde van de elektriciteitssector voor de Nederlandse economie nu en in de nabije toekomst?*

Doelstellingen

Meer in het bijzonder is het oogmerk van deze studie tweeledig:

- Het verzamelen, presenteren en analyseren van kwantitatieve informatie voor de nulmeting van het economische belang van de elektriciteitssector.
- Het analyseren en verschaffen van informatie over de drijfveren achter de economische betekenis van de elektriciteitsmarkt teneinde aanknopingspunten te bieden voor het energiebeleid van het Ministerie van Economische Zaken.

Specifieke onderzoeksvragen

De belangrijkste, meer specifieke onderzoeksvragen van deze studie luiden als volgt:

- a) Hoe heeft de elektriciteitssector in Nederland zich de afgelopen 10-12 jaar ontwikkeld en wat is de huidige stand van zaken in termen van (i) productie, (ii) in-

- en uitvoer, (iii) handel en levering, (iv) netbeheer, distributie en transport, (v) verbruik, en (vi) prijzen, tarieven en belastingen?
- b) Wat is de bijdrage van de elektriciteitssector aan de Nederlandse economie in termen van bruto nationaal product en werkgelegenheid?
 - c) Wat zijn de directe economische effecten (zoals productie, toegevoegde waarde, werkgelegenheid) van de verschillende onderdelen van de elektriciteitssector (productie, handel en levering, en distributie en transport)?
 - d) Wat zijn de indirecte economische effecten van de elektriciteitssector op de Nederlandse economie, dat wil zeggen de effecten op de leveranciers aan en afnemers van de elektriciteitssector (de zogenaamde 'achterwaartse en voorwaartse relaties')?
 - e) Wat is het concurrentievermogen van de elektriciteitssector in Nederland ten opzichte van onze buurlanden en hoe zal dit vermogen zich in de komende jaren ontwikkelen, in het bijzonder door nieuwe investeringen in productiecapaciteit en (grensoverschrijdende) netwerken?
 - f) Wat is de bijdrage van de elektriciteitssector aan het concurrentievermogen en het groeipotentieel van de Nederlandse economie?

Opbouw van het rapport

In de volgende hoofdstukken worden bovenstaande vragen, voor zover mogelijk, behandeld en beantwoord. Meer in het bijzonder ziet de opbouw van de rest van deze studie er als volgt uit. Hoofdstuk 2 presenteert en analyseert een grote hoeveelheid statistische gegevens en trends met betrekking tot diverse facetten van de elektriciteitssector in Nederland over de afgelopen 10-12 jaar (onderzoeksvraag a). Daarna bestudeert Hoofdstuk 3 meer specifiek de bijdrage van elektriciteitssector aan de Nederlandse economie, met inbegrip van de directe en indirecte effecten van deze sector (onderzoeksvragen b, c en d). Hoofdstuk 4 analyseert vervolgens de factoren die het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector bepalen en de verwachte ontwikkelingen dienaangaande tot 2020 (onderzoeksvraag e). Hoofdstuk 5 behandelt tenslotte de bijdrage van de elektriciteitssector aan het concurrentievermogen en groeipotentieel van de Nederlandse economie (onderzoeksvraag f).

2

De elektriciteitssector in Nederland: statistische gegevens en trends, 2000-2012

Dit hoofdstuk geeft een schets van de elektriciteitssector in Nederland door het presenteren en analyseren van een aantal statistische gegevens en trends met betrekking tot diverse facetten van deze sector in de afgelopen 10-12 jaar. Sectie 2.1 verschaft allereerst enkele *kernindicatoren* van de elektriciteitssector in Nederland, in het bijzonder met betrekking tot de mate van marktconcentratie in deze sector. Daarna presenteert Sectie 2.2 een overzicht van de zogenaamde *elektriciteitsbalans* van Nederland.

Vervolgens worden een aantal elementen van deze balans nader geanalyseerd. Sectie 2.3 richt zich op de *productie* van elektriciteit in Nederland, inclusief gerelateerde aspecten van deze productie zoals het opgestelde opwekkingsvermogen, de brandstofmix, type installaties en investeringen in nieuwe capaciteit. Daarna gaat Sectie 2.4 nader in op de *in- en uitvoer* van elektriciteit in de jaren 2000-2012.

De binnenlandse handel en levering van elektriciteit komen aan bod in Sectie 2.5, waarna Sectie 2.6 aandacht zal besteden aan het beheer van het elektriciteitsnet in Nederland, inclusief het transport en de distributie van elektriciteit door de regionale netbeheerders. Het verbruik van elektriciteit door huishoudens en bedrijven wordt geanalyseerd in Sectie 2.7.

Tenslotte presenteert en analyseert Sectie 2.8 enkele statistische gegevens en trends ten aanzien van de elektriciteitsprijzen voor eindgebruikers, inclusief prijscomponenten zoals netwerktarieven en belastingen op elektriciteit.

2.1 Enkele kernindicatoren

Tabel 3 presenteert enkele kernindicatoren van de elektriciteitssector in Nederland. Daaruit blijkt onder andere dat de opwekkingsmarkt in Nederland met 5 grote productiebedrijven beperkt geconcentreerd is. De detailhandelsmarkt vertoont een iets hogere mate van concentratie met drie grote ondernemingen die samen 80% van de markt bedienen (hoewel het aantal leveranciers de afgelopen jaren aanzienlijk is toegenomen). De betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet is heel hoog (>99,99%). Het aandeel gas in de totale brandstofmix van de elektriciteitsproductie is hoog (2012: 53%) terwijl het aandeel hernieuwbare energiebronnen nog relatief bescheiden is (12%).

Tabel 3: Kernindicatoren van de elektriciteitssector in Nederland

Aantal ondernemingen die gezamenlijk minimaal 75% van de totale netto elektriciteitsproductie vertegenwoordigen: ^a	7
Aantal belangrijkste productiebedrijven: ^b	5
Aantal leveranciers (vergunninghouders; 'retailers'): ^a	35
Aantal belangrijkste leveranciers: ^c	3
Aandeel van drie grootste ondernemingen in de detailhandelsmarkt (in %):	80
Percentage kleinverbruikers dat van leverancier verandert ('switching rate'; in %):	9
Herfindahl-Hirschmann Index (HHI) in opwekkingsmarkt: ^d	1811
Herfindahl-Hirschmann Index (HHI) in detailhandelsmarkt:	2264
Betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet (in %):	99,99
Operationeel vermogen in 2013 (in GW):	25.7
Aantal regionale netbeheerders ('distribution system operators', DSOs): ^a	8
Totale elektriciteitsproductie in 2012 (in TWh):	102
Totale netto invoer van elektriciteit in 2012 (in TWh):	17
Totaal eindverbruik in 2012 (in TWh):	119
Aandeel gas in brandstofmix van elektriciteitsproductie in 2012 (in %):	53
Aandeel hernieuwbaar in brandstofmix van elektriciteitsproductie in 2012 (in %):	12

- a) Zie Bijlage A.
- b) Ondernemingen worden beschouwd als 'belangrijkste' als ze ten minste 5% van de totale netto elektriciteitsopwekking produceren.
- c) Leveranciers worden beschouwd als 'belangrijkste' als ze in ten minste 5% van het totale nationale elektriciteitsverbruik voorzien.
- d) De Herfindahl-Hirschmann Index (HHI) is een algemeen geaccepteerde maatstaf voor marktconcentratie. Het is gelijk aan de som van de kwadraten van de marktaandelen van de ondernemingen die met elkaar concurreren in een bepaalde markt (waarbij het marktaandeel veelal wordt uitgedrukt in procentpunten - bijvoorbeeld 20 - en het kwadraat voor de betreffende ondernemingen derhalve 400 bedraagt). Hoe hoger de index hoe sterker de mate van marktconcentratie. Matige concentratie: 750-1800; hoge concentratie 1800-5000; zeer hoge concentratie; >5000.

Bron: EC (2012a), ECN et al. (2012). Tennet (2013b) en CBS Statline (2013).

2.2 De elektriciteitsbalans van Nederland

Tabel 4 verschaft een overzicht van de elektriciteitsbalans van Nederland voor de periode 2000-2012. In deze periode steeg het totale binnenlandse verbruik van elektriciteit met ongeveer 10% van 108 TWh in 2000 tot 119 TWh in 2012, i.e. een gemiddelde toename van nog geen 1% per jaar. Deze lage groei is mede veroorzaakt door de economische teruggang sinds 2008 die geleid heeft tot een absolute daling van het totale binnenlandse verbruik van 124 TWh in 2008 tot 118 TWh in 2009, met een licht herstel in de jaren 2010-2011 en een nieuwe daling in 2012 (**Tabel 4**).

Tabel 4: Elektriciteitsbalans: binnenlands aanbod en verbruik van elektriciteit in Nederland, 2000-2012

	Aanbod				Verbruik			
[TWh]	Totaal	Productie	Invoer	Uitvoer	Totaal	Eind-verbruikers	Eigen verbruik producenten	Verbruik door productie-installaties
2000	108,3	89,4	22,9	4,0	108,3	92,8	11,9	3,7
2001	111,5	94,2	21,5	4,2	111,5	95,3	12,4	3,8
2002	112,3	95,9	20,9	4,5	112,3	96,3	12,0	3,9
2003	113,7	96,7	20,8	3,8	113,7	97,6	12,3	3,9
2004	116,9	100,7	21,4	5,2	116,9	101,2	11,7	4,0
2005	118,7	100,4	23,7	5,4	118,7	102,0	12,8	3,9
2006	120,3	98,8	27,3	5,9	120,3	102,8	13,6	4,0
2007	122,8	105,2	23,1	5,5	122,8	104,2	14,4	4,1
2008	124,1	108,2	25,0	9,1	124,1	102,7	17,2	4,1
2009	118,4	113,5	15,5	10,6	118,4	99,0	15,1	4,3
2010	120,9	118,2	15,6	12,8	120,9	103,8	13,4	3,8
2011	122,1	113,0	20,6	11,5	122,1	104,8	13,4	3,9
2012 ^a	118,7	101,6	32,2	15,0	118,7	101,9	13,3	3,5
Gemiddeld 2000-2012:								
in TWh	117,6	102,8	22,3	7,5	117,6	100,3	13,3	3,9
in % van totaal	100,0	87,4	19,0	6,4	100,0	85,3	11,3	3,3

a) Voorlopige cijfers.

Bron: CBS Statline (2013).

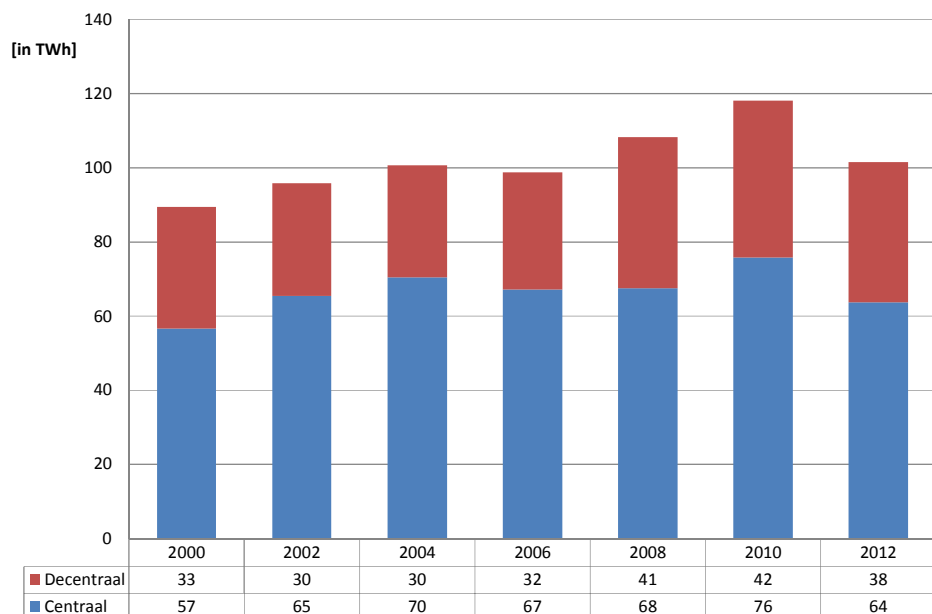
Van het totale verbruik in de jaren 2000-2012 werd gemiddeld ruim 85% via de openbare netten geleverd aan de eindgebruikers van elektriciteit. Het overige deel kwam voor rekening van eigen gebruik, hetzij door de productie-installaties zelf (ruim 3% van het totaal), hetzij door stroomproducenten als industriële bedrijven, tuinders en ziekenhuizen die met behulp van eigen (warmtekracht)centrales en interne bedrijfsnetten zelf elektriciteit opwekken, distribueren en verbruiken (ruim 11% van het totaal).

2.3 Elektriciteitsproductie

Van het totale elektriciteitsverbruik in Nederland werd in de jaren 2000-2012 het overgrote deel (gemiddeld 87,4%) binnenlands geproduceerd (**Tabel 4**). De rest werd per saldo geïmporteerd uit omliggende buurlanden, vooral uit Duitsland (zie sectie 2.4). Ongeveer twee derde van de elektriciteitsproductie in Nederland wordt centraal opgewekt met behulp van grootschalige installaties die veelal in handen zijn van Europese energieconcerns als RWE (eigenaar van Essent), Vattenfall (eigenaar van Nuon), E.ON, GDF en Dong. Daarnaast wordt elektriciteit centraal opgewekt door energiebedrijven als Eneco en Delta, waarvan het aandeelhouderschap in handen is van lokale Nederlandse overheden.²

De rest van de elektriciteitsproductie in Nederland, i.e. ongeveer een derde van het totaal, wordt decentraal opgewekt (**Figuur 1**).³ In vergelijking met het buitenland is dit aandeel decentrale opwekking bijzonder hoog. Dit wordt vooral veroorzaakt doordat Nederland - samen met Finland, Denemarken en Letland - tot de koplopers behoort met betrekking tot de inzet van warmtekraftkoppeling (WKK), in het bijzonder in de industrie, de glastuinbouw en de stadsverwarming. Daarnaast wordt een klein, maar groeiend aandeel elektriciteit decentraal opgewekt uit zonne- en windenergie.

Figuur 1: Totale elektriciteitsproductie in Nederland, centraal versus decentraal, 2000-2012



Bron: CBS Statline (2013).

² Het CBS (Statline, 2013) definieert het begrip 'centrale elektriciteitsproductie' als "De productie van elektriciteit door thermische of nucleaire centrales die regulier leveren aan het landelijke hoogspanningsnet van TenneT. Dit worden ook wel de elektriciteitscentrales genoemd. Het hoogspanningsnet bestaat uit de netten met een spanning van 110 kV en hoger".

³ Het CBS (Statline, 2013) definieert de term 'decentrale elektriciteitsproductie' als "De productie van elektriciteit door thermische installaties die leveren aan een bedrijfsnetwerk of aan het openbare midden- of laagspanningsnet, plus alle productie van elektriciteit uit windenergie, waterkracht en zonne-energie. Het openbare midden- of laagspanningsnet bestaat uit de netten met een spanning lager dan 110 kV".

Tabel 5: Elektriciteitsproductie naar type installatie in Nederland in 2011

(in % van totale opwekking)	Totaal	WKK	Andere installaties
Totale productie	100,0	51,9	48,1
Centraal	62,5	20,4	42,1
Decentraal (totaal)	37,5	31,5	6,1
Decentraal (per sector):			
Land- en tuinbouw	10,4	10,4	0,0
Raffinaderijen en winningsbedrijven	1,9	1,9	0,0
Voedings- en genotmiddelen	1,8	1,8	0,0
Papier	1,4	1,4	0,0
Chemie	11,0	10,6	0,4
Overige industrie	0,5	0,4	0,1
Distributiebedrijven ^a	5,4	0,9	4,6
Gezondheidszorg	0,6	0,6	0,0
Afvalverbranding	3,8	2,8	1,0
Overige producenten	0,9	0,9	0,1

a) Het CBS definieert distributiebedrijven als “Productie, distributie en handel in elektriciteit, aardgas en warm water”.

Bron: CBS Statline (2013).

Tabel 5 verschaft een nadere uitsplitsing van de elektriciteitsproductie in Nederland naar type installatie in 2011. Daaruit blijkt dat warmtekrachtkoppeling (WKK) niet alleen verantwoordelijk is voor het overgrote deel (>85%) van de decentraal opgewekte elektriciteit maar ook voor een aanzienlijk deel (ongeveer een derde) van de centrale elektriciteitsproductie. Van de totale productie in 2011 is uiteindelijk ongeveer 52% opgewekt door diverse typen WKK installaties, zowel klein als groot, en het overige deel (bijna 48%) door een verscheidenheid aan andere, veelal centraal producerende installaties.

Tabel 5 geeft tevens een nadere uitsplitsing van de decentraal opgewerkte elektriciteitsproductie per sector. Daaruit blijkt dat de chemische industrie en land- en tuinbouw ieder voor zich verantwoordelijk zijn voor ongeveer 30% van de totale decentrale stroomopwekking in 2010 (overwegend door de inzet van WKK installaties), terwijl het restant (40%) van de centrale elektriciteitsproductie wordt voortgebracht door diverse andere sectoren, met name door afvalverbrandings- en distributiebedrijven (zowel door middel van WKK als andere installaties zoals windmolens en biomassa-installaties).

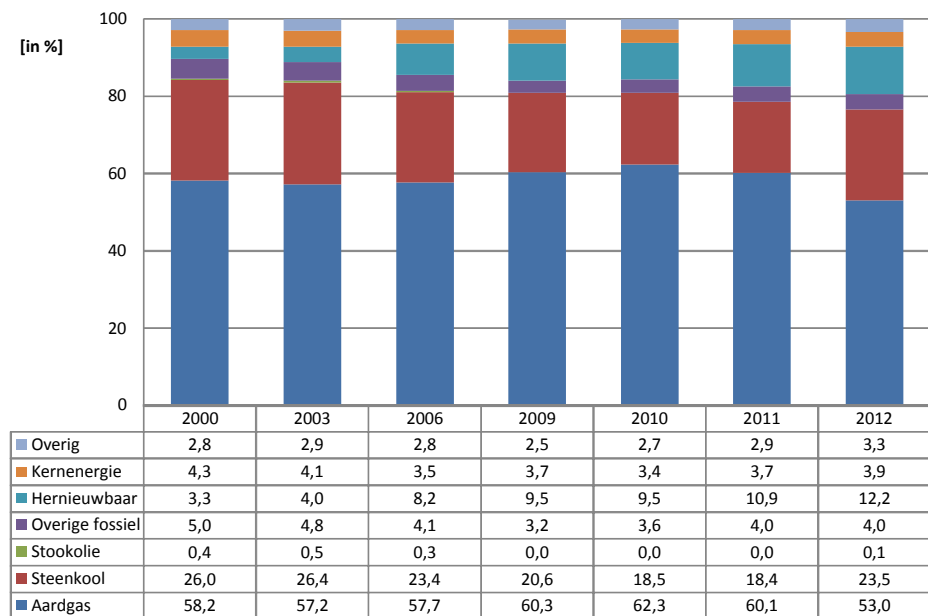
Elektriciteitsproductie naar energiebron

Figuur 2 presenteert een uitsplitsing van de elektriciteitsproductie in Nederland naar energiebron voor de jaren 2000-2012. Gedurende deze periode is aardgas de dominante energiebron voor de opwekking van elektriciteit met een aandeel van ongeveer 60%. In 2012 is dit aandeel echter significant gedaald tot 53% (ten opzichte van 62% in 2010 en 60% in 2011). Het aandeel van steenkool in de totale

elektriciteitsproductie daarentegen is structureel gedaald van 26% in 2000-2003 tot 18% in 2010-2011, terwijl het in 2012 juist is gestegen naar 24%.⁴

Het aandeel van alle fossiele brandstoffen in de totale elektriciteitsproductie is gedaald van ongeveer 90% in 2000 tot circa 81% in 2012. Het aandeel hernieuwbaar is in deze periode navenant gestegen van 3 naar 12%, terwijl het belang van kernenergie nagenoeg gelijk is gebleven op een niveau van 3-4%.

Figuur 2: Elektriciteitsproductie in Nederland naar energiebron, 2000-2012



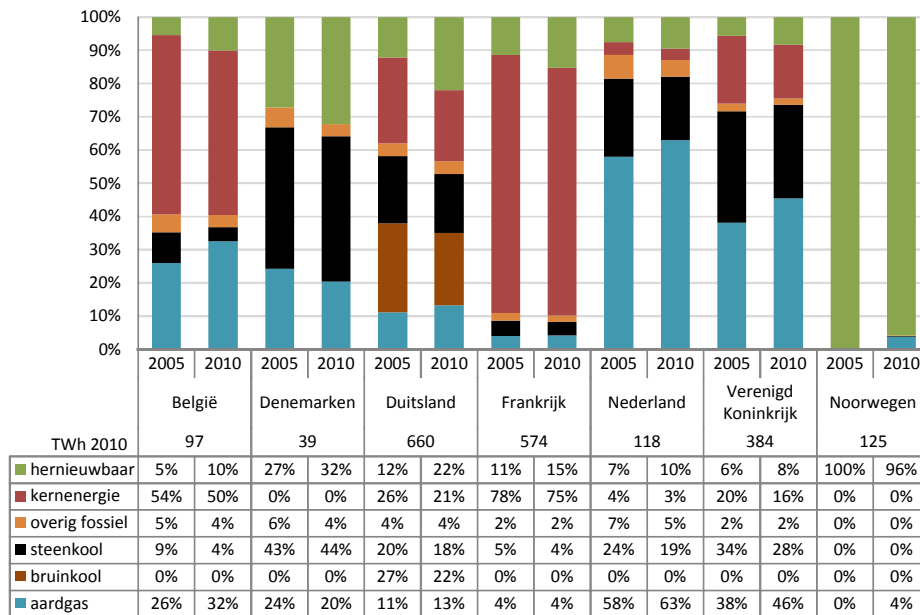
Bron: ECN et al. (2012) en CBS Statline (2013).

Figuur 3 verschaft een overzicht van de brandstofmix van de elektriciteitsopwekking in Nederland in vergelijking tot andere landen in Noordwest Europa (NWE) voor de jaren 2005 en 2010. Opvallend is het grote aandeel van gas in de brandstofmix van Nederland ten opzichte van de andere NWE landen en het relatief beperkte aandeel van hernieuwbare bronnen, in het bijzonder ten opzichte van Noorwegen, Denemarken en Duitsland.

De brandstofmix van de elektriciteitsproductie in de omliggende landen is het gevolg van de historisch gegroeide situaties en natuurlijke omstandigheden. Landen als Frankrijk en België hebben gekozen voor kernenergie als de belangrijkste opwekkingsmethode. Noorwegen, Duitsland en Frankrijk hebben waterkracht. Nederland, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk beschikken over eigen voorraden fossiele brandstoffen. De grote en groeiende hoeveelheid hernieuwbare productie in Duitsland is vooral het gevolg van het gevoerde stimuleringsbeleid. De herkomst van de ingekochte elektriciteit in een land kan echter steeds meer afwijken van de brandstofinzet van de centrales in een land. Leveranciers betrekken hun elektriciteit in toenemende mate van de gehele Noordwest-Europese markt (ECN et al., 2012).

⁴ De recente (2011-2012) ontwikkelingen in de aandelen gas en steenkool in de totale elektriciteitsproductie zijn in het bijzonder het gevolg van de relatieve stijging van de gas/steenkoolprijs en de daling van de CO₂ prijs. Voor de ontwikkeling en analyse van deze prijzen, zie verderop in onderhavige Sectie 2.3 alsmede in Sectie 4.2.

Figuur 3: Brandstofmix van Nederland en andere landen in Noordwest Europa, 2005 en 2010

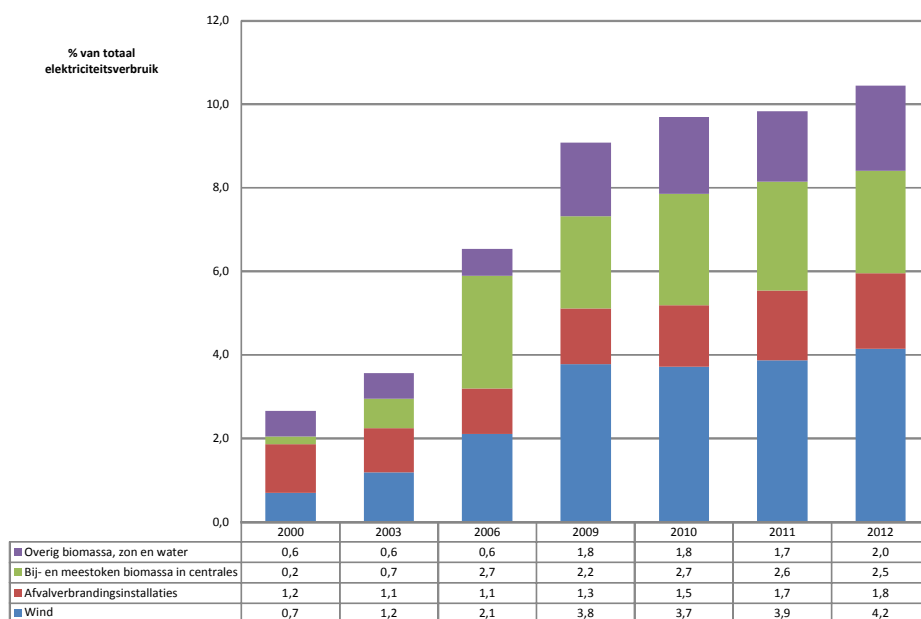


Bron: Eurostat; ECN et al. (2012).

Figuur 4 verschaft een nadere uitsplitsing van de productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen, uitgedrukt als percentage van het totale elektriciteitsverbruik in Nederland. Door het stimuleringsbeleid ten aanzien van hernieuwbare elektriciteit is dit percentage in de periode 2000-2012 gestegen van minder dan 3% in 2000 tot meer dan 10% in 2012. Met name het aandeel windenergie op land is in deze periode aanzienlijk toegenomen van 0,7% naar ongeveer 3,5%, terwijl het aandeel windenergie op zee is gestegen van minder dan 0,1% in 2006 tot meer dan 0,6% in 2009-2012. Daarnaast is ook het aandeel van het bij- en meestoken van biomassa in kolengestookte centrales als percentage van het totale elektriciteitsverbruik significant gestegen van 0,2% in 2000 tot 2,6% in 2010-2012. Voor hernieuwbare elektriciteitsproductie door afvalverbrandingsinstallaties is dit aandeel slechts licht gestegen van een nagenoeg stabiel niveau van 1,1% in de periode 2000-2008 tot ongeveer 1,5% in de jaren 2009-2012.⁵ Het aandeel hernieuwbare elektriciteit uit zonne-energie is in de periode 2000-2011 gestegen met een factor 20, zij het dat dit aandeel in 2012 nog steeds relatief gering was (0,2%).

⁵ Alleen de energie geproduceerd door het verbranden van het biogene deel van het afval telt mee bij het aandeel hernieuwbare energie (CBS, 2013).

Figuur 4: Productie van hernieuwbare elektriciteit in Nederland, 2000-2012



Bron: CBS Statline (2013).

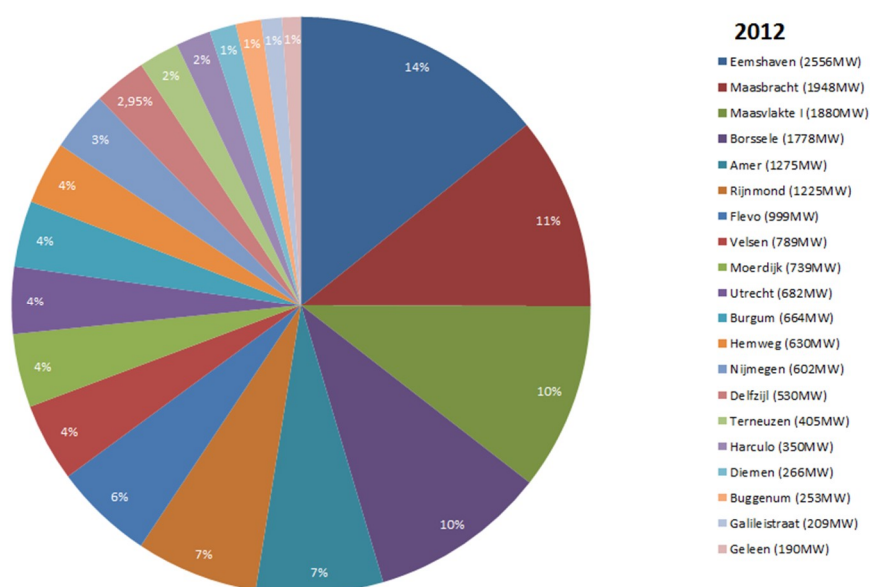
Elektriciteitscentrales

Een overzicht van alle (58) grootschalige elektriciteitscentrales en windparken in Nederland is opgenomen in Bijlage A (**Tabel 35**). Hoewel deze centrales en windparken redelijk verspreid over het land, inclusief de Noordzee, zijn gelokaliseerd, is het leeuwendeel van het opgesteld vermogen van de centrales geconcentreerd in een beperkt aantal vestigingsplaatsen. Zo was in 2012 ongeveer 45% van het opgestelde vermogen van de grootschalige elektriciteitscentrales beperkt tot vier locaties (Eemshaven, Maasbracht, Maasvlakte en Borssele). Deze concentratie zal naar alle waarschijnlijk nog verder toenemen in de periode tot 2020. Tegen die tijd zullen de vier genoemde locaties naar verwachting circa 52% van het opgesteld vermogen van alle grootschalige elektriciteitscentrales vertegenwoordigen (**Figuur 5** en **Figuur 6**).

Tabel 6 geeft een overzicht van het gewogen gemiddelde van de energie-efficiëntie van de opgestelde elektriciteitscentrales in Nederland en enkele andere, omliggende landen in Noordwest Europa in 2010. Daaruit blijkt dat de energie-efficiëntie gemiddeld genomen het laagst is voor de bestaande kerncentrales in deze landen en het hoogst voor de huidige, nieuwe gascentrales. Daarnaast laat **Tabel 6** zien dat de oude kolencentrales in Nederland door de bank genomen efficiënter zijn dan vergelijkbare centrales in omliggende landen, maar dat dit concurrentievoordeel niet langer geldt voor de nieuwe kolencentrales. Een omgekeerde situatie doet zich voor ten aanzien van de gascentrales. Hier zijn de oude centrales in Nederland veelal minder efficiënt dan in onze buurlanden - met uitzondering van Frankrijk - terwijl voor de nieuwe centrales de efficiëntie nagenoeg gelijk is in alle landen.⁶

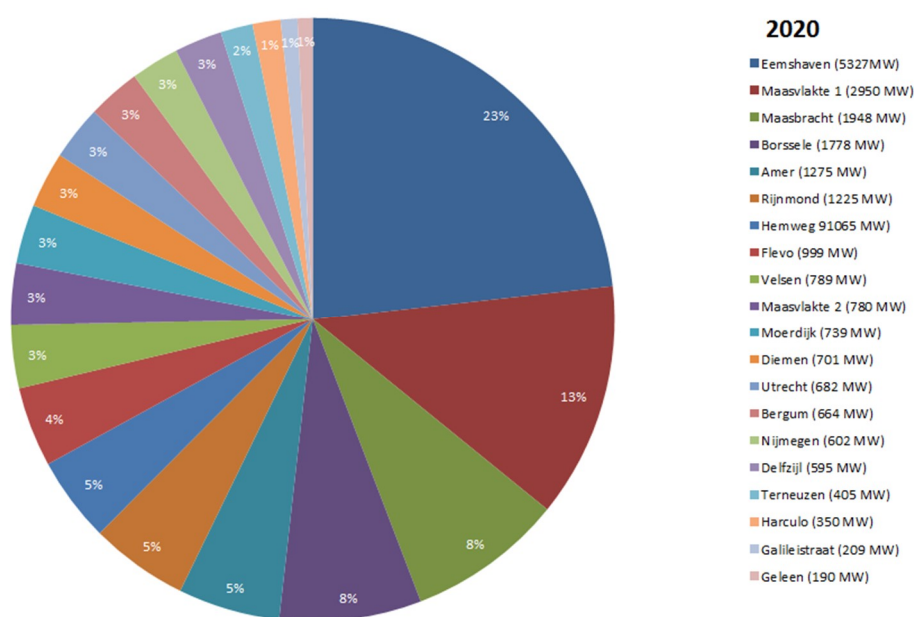
⁶ Voor een nadere beschouwing van de concurrentiepositie van de elektriciteitssector in Nederland ten opzichte van omliggende buurlanden, zie Hoofdstuk 4.

Figuur 5: Overzicht vestigingsplaatsen van grootschalige elektriciteitscentrales qua opgesteld vermogen, 2012



Bron: Kwink Groep en ECN Beleidsstudies (2013).

Figuur 6: Overzicht vestigingsplaatsen van grootschalige elektriciteitscentrales qua opgesteld vermogen, 2020



Bron: Kwink Groep en ECN Beleidsstudies (2013).

Tabel 6: Gewogen gemiddelde van de energie-efficiëntie van elektriciteitscentrales in Nederland en andere, omliggende landen in Noordwest Europa, 2010 (in %)

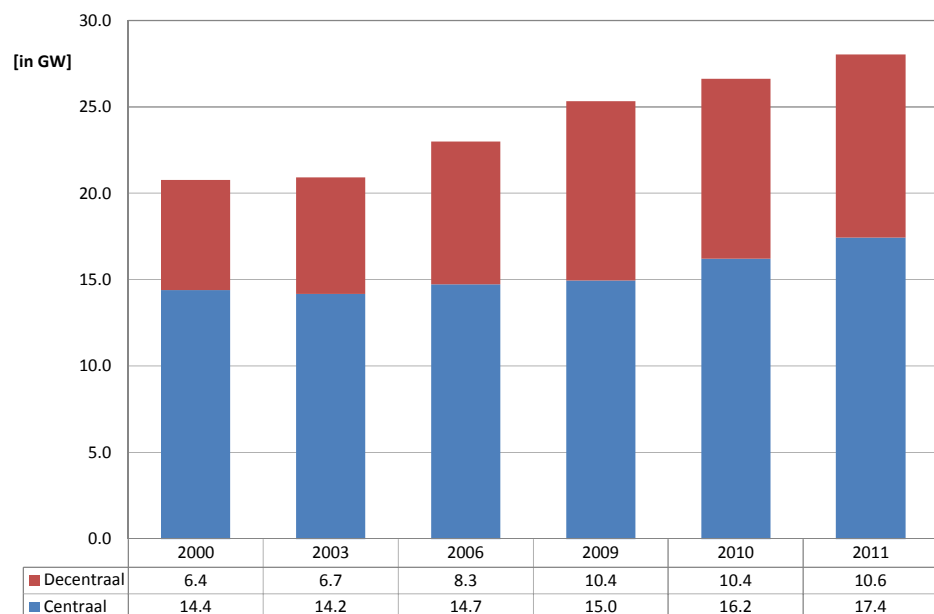
	Nederland	België	Frankrijk	Duitsland	Verenigd Koninkrijk	Noorwegen
Nucleair	34	32	32	32	32	-
Kolen oud	40	33	35	36	36	-
Kolen nieuw	n.a.	44	44	44	44	44
Gas oud	45	49	37	49	52	43
Gas nieuw	56	57	57	57	57	-
Biomassa	28	39	22	35	34	-
Olie	-	42	38	42	37	-

Bron: Nederland: Seebregts et al. (2010); overige landen: EC (2010).

Opgesteld productievermogen

Figuur 7 geeft een overzicht van de ontwikkeling van het opgestelde productievermogen voor de opwekking van elektriciteit over de periode 2000-2011. In deze periode is het totale vermogen gegroeid van bijna 21 GW in 2000 tot 28 GW in 2011.⁷ Dit is een stijging van 35% voor de periode als geheel en van gemiddeld 2,8% per jaar (**Tabel 7**).⁸

Figuur 7: Opgesteld vermogen elektriciteitsopwekking, 2000-2011



Bron: CBS Statline (2013).

⁷ **Figuur 7** en **Tabel 7** zijn gebaseerd op data van het CBS over het *opgesteld* vermogen elektriciteitsopwekking in Nederland. Deze data komen niet altijd overeen met data van TenneT over *operationeel* vermogen in Nederland. Voor 2011, bijvoorbeeld, bedraagt het totale opgestelde vermogen (volgens het CBS) 28,0 GW, terwijl het totale operationele vermogen 26,3 GW bedraagt (TenneT, 2013b).

⁸ Voor een beschouwing van de samenstelling van het opgestelde opwekkingsvermogen in Nederland en andere landen in Noordwest Europa in 2010, alsmede van de verwachte ontwikkelingen in deze samenstelling tot 2020, zie Sectie 4.2, in het bijzonder **Figuur 39**.

Tabel 7: Ontwikkeling in opgesteld vermogen elektriciteitsopwekking, Nederland, 2000-2012

	Totaal vermogen					Groei 2000-2012	
	2000 (in GW)	2003 (in GW)	2006 (in GW)	2009 (in GW)	2011 (in GW)	Totaal (in %)	Gemiddeld per jaar (in %)
Centraal	14,4	14,2	14,7	15,0	17,4	21%	1.8%
Decentraal	6,4	6,7	8,3	10,4	10,6	66%	4.7%
Totaal	20,8	20,9	23,0	25,3	28,0	35%	2.8%
% Decentraal	31%	32%	36%	41%	38%		

Bron: CBS Statline (2013) en ECN (voorlopige schattingen voor 2012).

De periode 2000-2011 vertoont echter verschillende sub-perioden wat betreft de ontwikkeling van het opgestelde productievermogen, in het bijzonder ten aanzien van het centrale versus decentrale vermogen. In de jaren 2000-2003 bleef het totale vermogen nagenoeg onveranderd, met een lichte daling van het centrale vermogen en een lichte stijging van het decentrale vermogen (**Figuur 7**).

In de periode 2004-2008 echter is de omvang van het decentrale productievermogen fors gestegen van 7 GW in 2004 tot ruim 10 GW in 2008, terwijl het centrale vermogen nagenoeg constant is gebleven op een niveau van bijna 15 GW. Hierdoor steeg het aandeel decentraal in het totale vermogen van 32% in 2004 tot 41% in 2008. Deze ontwikkeling is vooral het gevolg van aanzienlijke investeringen in nieuwe capaciteit van zowel WKK als hernieuwbare elektriciteit gedurende deze periode.

Vanaf 2008 echter is het decentrale productievermogen nauwelijks gegroeid terwijl het centrale vermogen juist fors is toegenomen van 14,7 GW in 2008 tot 19,5 GW in 2012. Hierdoor is het aandeel decentraal in het totale opgestelde vermogen gedaald van 41% in 2008 naar 36% in 2012 (**Tabel 7**). Deze ontwikkeling is met name veroorzaakt door de stagnatie in de totale capaciteit WKK - en in mindere mate van de capaciteit hernieuwbaar - terwijl de investeringen in nieuwe, grootschalige kolen- en gascentrales juist aanzienlijk zijn toegenomen in deze periode (zie hieronder).

Naar verwachting zal het opgestelde productievermogen nog aanzienlijk toenemen in de komende jaren. In het recente scenario ten behoeve van de analyse van de effecten van het SER Energieakkoord (het zogenaamde 'SER Referentiepado', september 2013) wordt het opgestelde vermogen in 2020 geschat op 34,4 GW. Dit is een stijging van 14% ten opzichte van 2012 of gemiddeld ongeveer 1,6% per jaar. In eerste instantie betreft dit vooral centraal productievermogen door het in bedrijf nemen van nieuwe, grootschalige kolen- en gascentrales in de jaren 2012-2014 (zie sectie hieronder). Daar staat tegenover dat in de periode 2012-2016 een aantal verouderde, onrendabele centrales (vervroegd) uit bedrijf is en wordt genomen (Seebregts en Wetzels, 2013).

In tweede instantie betreft de verwachte groei van het productievermogen tot 2020 in het bijzonder de decentrale opwekking van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen (de perspectieven voor gasgestookte WKK blijven vooralsnog somber). Dit is vooral het geval als de recente afspraken van het Energieakkoord ten aanzien van duurzame energie - 14% doelstelling voor 2020 - daadwerkelijk worden gerealiseerd (zie sectie

hieronder). Hierdoor zou met name vanaf 2015 het aandeel decentraal in het totaal opgestelde productievermogen opnieuw aanzienlijk kunnen toenemen.

Investerings in nieuwe productiecapaciteit

In de afgelopen jaren is er flink geïnvesteerd in nieuwe kolen- en gascentrales. Vanaf de Sloe-centrale, die in 2009 operationeel is geworden, bedraagt de totale capaciteit aan nieuwe gascentrales bijna 6800 MW (zie linkerhelft van **Tabel 8**). De nieuwe kolencentrales in Rijnmond en de Eemshaven komen naar verwachting eind 2013 of in 2014 in bedrijf (Seebregts en Wetzels, 2013). Samen zijn deze kolencentrales goed voor ruim 3400 MW aan nieuw productievermogen (rechterhelft van **Tabel 8**).

Tabel 8: Overzicht nieuwe kolen- en gascentrales in Nederland vanaf 2009⁹

Nieuwe gascentrales	MW _e	Nieuwe kolencentrales	MW _e
<i>GDF Suez NL</i>		<i>GDF Suez NL</i>	
• Maxima-1 (Lelystad)	435	• Maasvlakte	780
• Maxima-2 (Lelystad)	435	<i>E.ON</i>	
<i>Vattenfall/Nuon</i>		• MPP-3	1070
• Magnum-STEG-1	400	<i>RWE/ESSENT</i>	
• Magnum-STEG-2	400	• Eemshaven-1	780
• Magnum-STEG-3	400	• Eemshaven-2	780
• Hemweg 9	435	Totaal	3410
• Diemen-34	435		
<i>RWE/Essent</i>			
• Moerdijk-2	400		
• Maasbracht-C-upgrade-1	440		
• Maasbracht-C-2	435		
• Maasbracht-C-3	435		
<i>Delta/EdF</i>			
• Delta-Sloe-1	435		
• Delta-Sloe-2	435		
<i>Maasstroom Energie</i>			
• Intergen-2	425		
<i>Eneco en Dong</i>			
• Enecogen-1 Eneco	420		
• Enecogen-2 Dong	420		
Totaal	6785		

Bron: Seebregts en Wetzels (2013).

⁹ Een overzicht van alle grootschalige elektriciteitscentrales in Nederland is opgenomen in Bijlage A.

Tabel 9: Omvang van investeringen in nieuwe capaciteit elektriciteitsopwekking, Nederland, 2009-2020

Type	Nieuwe capaciteit (netto, MW)	Investering (in €/kW)	Totaal (in miljard €)	Gemiddeld per jaar (in miljard €)
Conventioneel:				
• Kolen	3.410	1.400	4,8	0,4
• Gas	6.785	700	4,7	0,4
• Totaal	10.195	934	9,5	0,8
WKK:				
• Nieuw	1.142	742	0,8	0,1
Duurzaam: ^a				
• Wind op land	4.079	1.820	7,4	0,6
• Wind op zee	1.772	4.000	7,1	0,6
• Zon PV	3.943	1.200	4,7	0,4
• Totaal	9.794	1.965	19,2	1,6
Totaal	21.131	1.401	29,6	2,5

a) Gebaseerd op de inschatting van de effecten van het Energieakkoord van september 2013.
Bron: ECN (Referentieramingen 2010-2030) en Hekkenberg et al. (2013).

Tabel 9 verschaft een schatting van de omvang van de investeringen in nieuwe capaciteit voor de opwekking van elektriciteit over de periode 2009-2020 voor zowel conventionele kolen- en gascentrales, WKK en hernieuwbare elektriciteitsinstallaties. Voor de conventionele centrales is verondersteld dat er naast de bovengenoemde capaciteit in nieuwe kolen- en gascentrales, i.e. respectievelijk 3400 en 6800 MW, geen nieuwe investeringen zullen plaatsvinden in de periode tot 2020.¹⁰ Op basis van gestandaardiseerde investeringsbedragen per technologie en per MW geïnvesteerd vermogen resulteert dit in een totaal investeringsbedrag van € 9,5 miljard over de periode 2009-2020 als geheel. Dit is gemiddeld ongeveer € 800 miljoen per jaar, min of meer gelijk verdeeld over kolen- versus gascentrales (**Tabel 9**).

Voor WKK wordt verwacht dat investeringen in *nieuwe* capaciteit beperkt zullen blijven tot een omvang van ongeveer 1100 MW gedurende de periode 2009-2020. Dit komt overeen met een investeringsbedrag van gemiddeld ongeveer € 100 miljoen per jaar (**Tabel 9**). Daarnaast zullen echter meer omvangrijke investeringen in grootschalige *revisie* over de jaren 2009-2020 het viervoudige bedragen van de investeringen in nieuwe WKK installaties (4400 MW) terwijl het gemiddelde investeringsbedrag ongeveer het dubbele zal belopen (€ 200 miljoen per jaar).¹¹

¹⁰ Opgemerkt dient te worden dat de nieuwe, 'conventionele' kolen- en gascentrales veelal aanzienlijk efficiënter zijn dan de oudere centrales. Zo wordt het omzettingsrendement van de nieuwe, nog in aanbouw zijnde poederkoolcentrales geschat op 46% en van de nieuwe gascentrales (STEG) op bijna 60% (Seebregts en Wetzels, 2013).

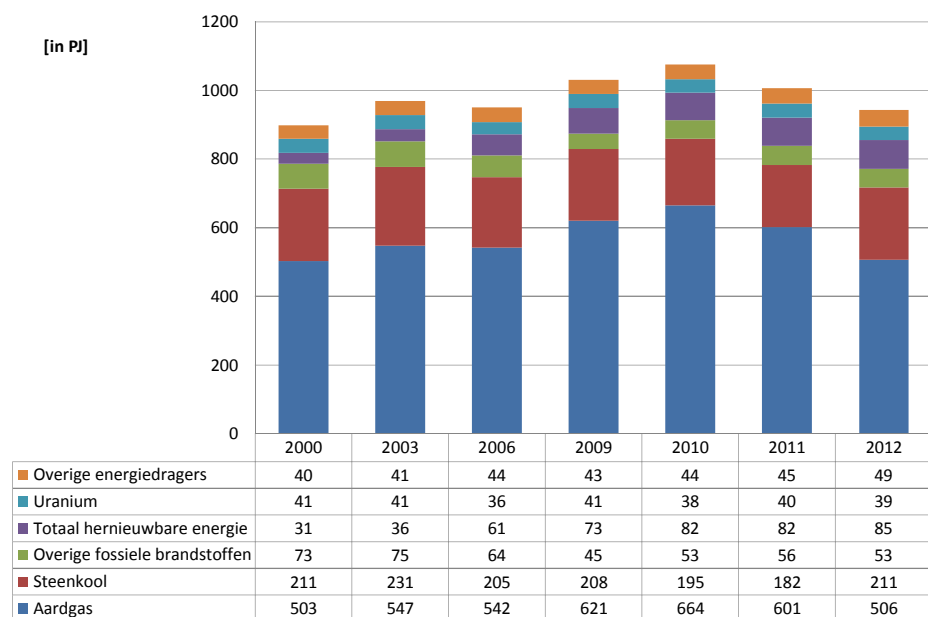
¹¹ Voor investeringen in grootschalige revisie van WKK is aangenomen dat de gemiddelde tijd alvorens revisie plaatsvindt ongeveer 12 jaar belooft en dat de revisiekosten ongeveer 40% van de initiële investering bedragen. Alle cijfers zijn ontleend uit de Referentieraming 2012, in het bijzonder het 'Vastgesteld Beleid' scenario. Opgemerkt dient te worden dat het huidige beeld (oktober 2013) voor de ontwikkeling van WKK ongunstiger is dan in dit scenario uit 2012.

Voor investeringen in nieuwe capaciteit elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen (RES-E) is aangenomen dat de afspraken van het Energieakkoord met betrekking tot het aandeel duurzame energie in 2020 (14%) worden gerealiseerd. Dit impliceert, volgens Hekkenberg et al. (2013), dat de beschikbare RES-E capaciteit in 2020 dient toe te nemen tot 6 GW voor wind op land, 2 GW voor wind op zee en 4 GW voor zon PV. Voor de periode 2009-2020 betekent dit een uitbreiding van de beschikbare capaciteit - i.e. investeringen in nieuw vermogen - van ongeveer 4,1 GW voor wind op land, 1,8 voor wind op zee en 3,9 GW voor zon PV. In totaal belopen deze investeringen in nieuwe RES-E capaciteit ongeveer € 19 miljard voor de periode 2009-2020 als geheel. Dit is gemiddeld ongeveer € 1,6 miljard per jaar (**Tabel 9**).

Brandstofverbruik

Figuur 8 presenteert het brandstofverbruik voor de opwekking van elektriciteit in Nederland over de periode 2000-2012 in PetaJoules (PJ). Gemiddeld bedroeg dit gebruik gedurende deze periode ongeveer 1000 PJ per jaar. Daarvan nam aardgas het leeuwendeel voor zijn rekening (gemiddeld ongeveer 58%) gevolgd door steenkool (22%). Het aandeel van hernieuwbare energie en uranium in het totale brandstofverbruik daarentegen is relatief bescheiden, i.e. respectievelijk 6% en 4%.

Figuur 8: Brandstofgebruik voor elektriciteitsproductie in Nederland, 2000-2012

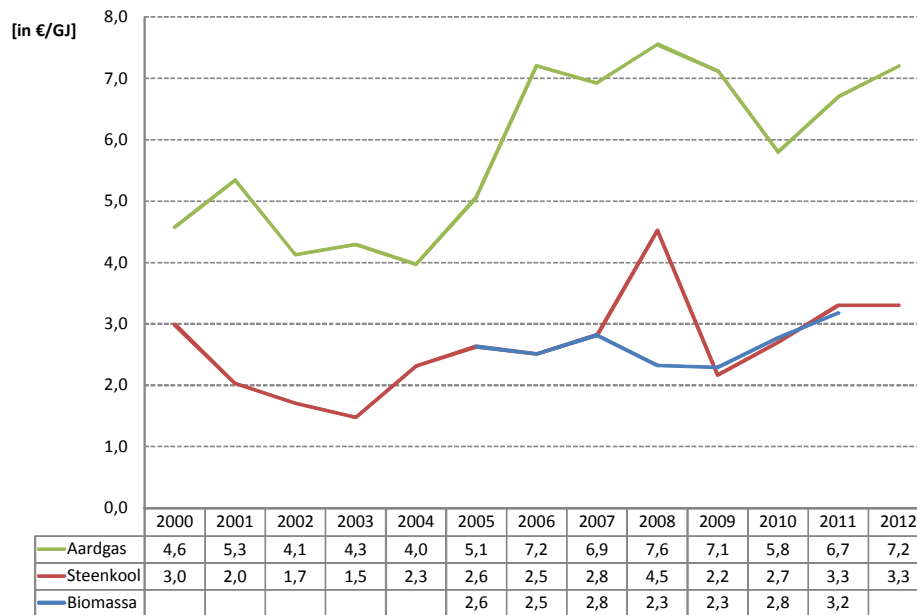


Bron: CBS Statline (2013).

Brandstofprijzen

Figuur 9 toont het verloop van de belangrijkste brandstofprijzen voor de opwekking van elektriciteit voor de jaren 2000-2012 (in €/GJ, uitgedrukt in constante prijzen voor 2010). Wat opvalt aan deze figuur is dat (i) de brandstofprijzen sterk fluctueren in de loop van de tijd, (ii) de prijzen voor biomassa de neiging hebben om de prijzen voor steenkool te volgen, met uitzondering van die jaren waarin de steenkoolprijs sterk stijgt (zoals in 2008), en (iii) de prijzen voor aardgas altijd aanzienlijk hoger liggen dan die voor steenkool.

Figuur 9: Prijzen van brandstoffen (kolen, gas, biomassa), 2000-2012



Bron: Referentieraming 2012 (PBL/ECN, 2012).

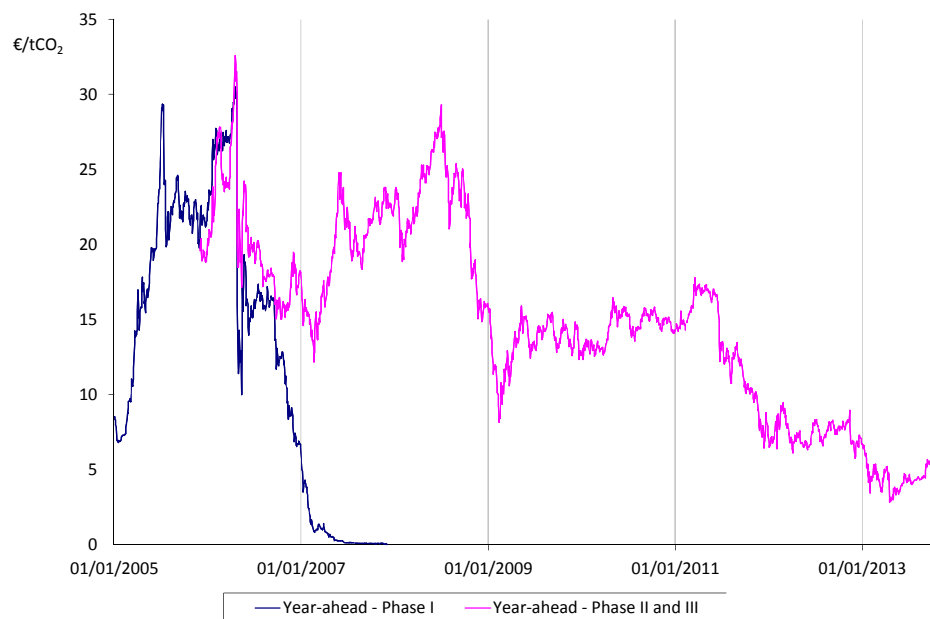
Voor de inzet en de rentabiliteit van aardgas versus steenkool is echter vooral de onderlinge of relatieve prijsverhouding van belang. Deze verhouding heeft de neiging vrij sterk te fluctueren. Zo steeg de verhouding tussen de gas/kolenprijs van 1,7 in 2008 tot 3,3 in 2009 om vervolgens weer te dalen tot 1,8 in 2011. Meer recentelijk is deze verhouding echter weer opnieuw significant gestegen waardoor de inzet van aardgas minder rendabel is geworden.¹²

CO₂-prijzen

Naast de brandstofprijzen zijn echter een groot aantal andere factoren van belang voor het bepalen van de rentabiliteit, inzet of onderlinge concurrentiepositie van de diverse technologieën voor het opwekken van elektriciteit (zie Hoofdstuk 4). Een van die factoren is de CO₂-prijs, met name sinds de invoering van het EU-emissiehandelssysteem (ETS) in 2005, aangezien de CO₂-intensiteit van de beschikbare opwekkingstechnologieën sterk uiteenloopt. Zo is elektriciteitsproductie uit kernenergie of hernieuwbare bronnen als zon en wind nagenoeg CO₂-vrij, terwijl de CO₂-intensiteit van elektriciteit uit steenkool door de bank genomen ongeveer twee keer zo hoog als die uit gas. In Nederland bedraagt die CO₂-intensiteit ongeveer 0,9 ton CO₂ per MWh voor steenkool en 0,45 t/CO₂/MWh voor gas. Dit betekent dat bij een CO₂-prijs van 20 €/tCO₂ de CO₂-kosten voor steenkool 18 €/MWh bedragen en voor gas 9 €/MWh.

¹² Eind september 2013 bedroeg de relatieve prijsverhouding tussen gas en kolen ongeveer 3.8 (GDF Suez, 2013).

Figuur 10: CO₂-prijzen op de EU ETS markt, januari 2005 - september 2013



Bron: Point Carbon (2013).

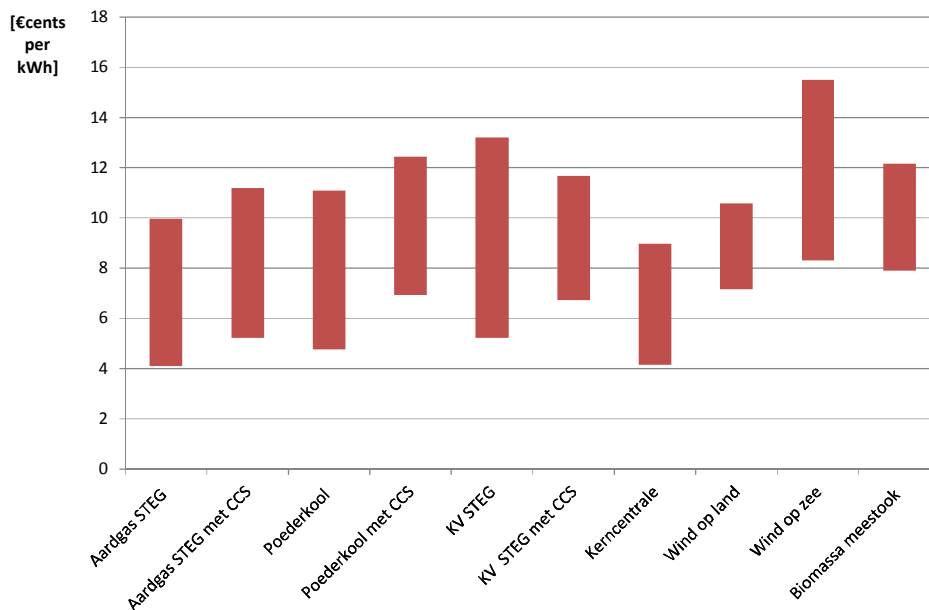
Figuur 10 geeft een overzicht van de CO₂-prijs op de EU ETS markt vanaf januari 2005 tot september 2013. Opvallend zijn de sterke schommelingen in deze prijs. Zo kelderde de CO₂-prijs in het voorjaar van 2006 van ruim 30 €/tCO₂ eind april naar minder dan 10 €/tCO₂ begin mei toen de gegevens over de CO₂-emissies van de aan het ETS deelnemende bedrijven over het jaar 2005 bekend werden en bleek dat deze veel lager uitvielen dan verwacht (waardoor ook de vraag naar emissierechten lager uitviel). Het aanbod van emissierechten daarentegen was echter zo ruim dat de CO₂-prijs tijdens het laatste jaar van de eerste handelsfase (2005-2007) zelfs naar nul daalde, mede omdat deze rechten niet bewaard en gebruikt konden worden voor de tweede handelsperiode (2008-2012).

Maar ook tijdens de tweede fase - waarin emissierechten wel bewaard en gebruikt konden worden voor latere handelsperioden ('banking') - vertoont de CO₂-prijs sterke schommelingen (**Figuur 10**). Zo steeg de CO₂-prijs aanvankelijk naar ongeveer 30 €/tCO₂ in juli 2008 maar daalde vervolgens schoksgewijs naar minder dan 10 €/tCO₂ eind 2012. Mede door de aanhoudende economische crisis in de EU zakte de CO₂-prijs in het begin van de derde handelsperiode verder tot ongeveer 4 à 5 €/tCO₂ in 2013.

Integrale kostprijs van elektriciteitsopwekking

Voor een investeerder in elektriciteitsopwekking zijn de kosten van verschillende productietechnologieën onzeker. Grotere elektriciteitsproducenten hebben daarom een portfolio met verschillende technologieën. De investeringen zijn hoog en de levensduur van installaties is lang. De vergunningsprocedures en de bouwtijd zijn onzeker. Tijdens de exploitatie zijn er onzekerheden over de brandstof- en CO₂-prijzen en de invloed van energiebeleid op de kosten en opbrengsten van een investering (ECN et al., 2012).

Figuur 11: Kosten voor opwekking van elektriciteit



Belangrijkste uitgangspunten:

- Investerdersperspectief met 2020 als jaar van ingebruikstelling.
- Verrekenende CO₂-prijs € 5 tot € 50 per ton.
- Verrekenende kolenbelasting conform lenteakkoord (0,4 cent per kWh).
- Vaste kosten geïndexeerd op prijspeil 2012.
- Externe kosten en baten en overwegingen op het gebied van duurzaamheid en risico's zijn niet meegenomen.
- Levensduur van installaties varieert van 15 jaar voor aardgas STEG en wind op zee tot 25 jaar voor een kerncentrale, met 20 jaar voor de overige installaties.

NB: STEG = stoom- en gasturbine; KV = kolenvergassing; CCS = CO₂-afvang en opslag.

Bron: ECN et al. (2012) en Lensink et al. (2013).

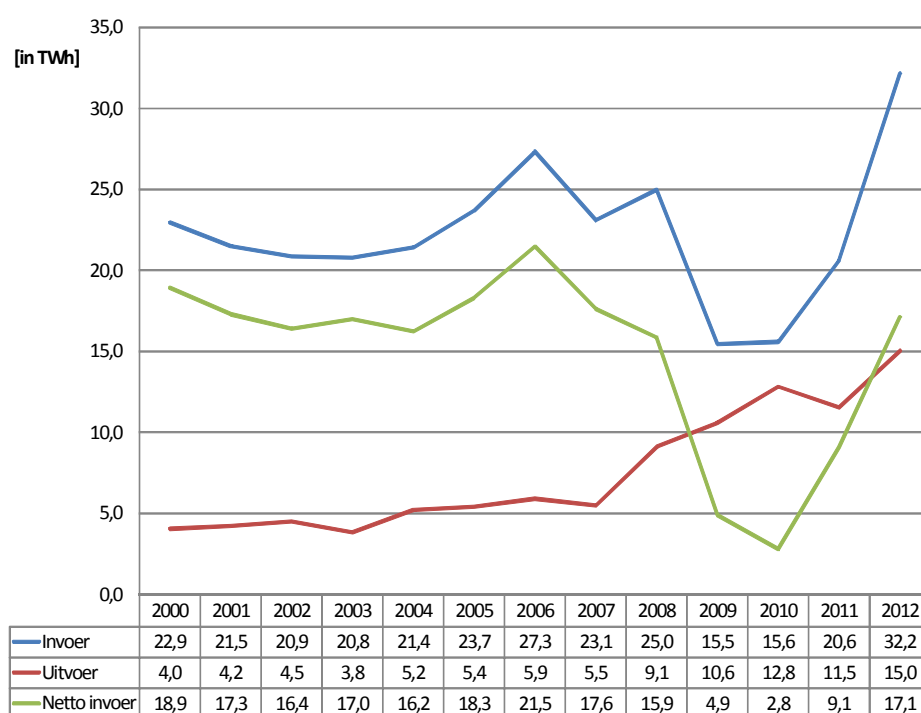
Figuur 11 verschaft een schatting van de bandbreedte van de kosten van verschillende technologieën voor de opwekking van elektriciteit vanuit het perspectief van een investeerder met 2020 als jaar van in gebruikstelling (gebaseerd op uiteenlopende bandbreedtes voor de brandstof- en CO₂-prijzen voor deze technologieën). De figuur laat zien dat, bijvoorbeeld, de geschatte kosten variëren van 4,8 tot 11,1 €ct/kWh voor een poederkoolcentrale en van 8,3 tot 15,5 €ct voor wind op zee.¹³

¹³ In **Figuur 11** ontbreken de kosten van elektriciteitsopwekking met zonnepanelen (PV). Deze kosten zijn in de afgelopen twee jaar sterk gedaald. Voor een grotere installatie bedraagt de kostprijs inmiddels tussen de 14 en 17 €cent/kWh. Grootschalige PV-installaties zijn daarom nog niet rendabel in Nederland. Toch is PV nu interessant voor de consument. Voor kleine installaties op woonhuizen bedragen de kosten 18 tot 24 €cent. Zelf opwekken is aantrekkelijk omdat productie en verbruik mogen worden gesaldeerd. De opbrengst bedraagt dus de elektriciteitsprijs voor consumenten, ongeveer 22 €cent/kWh (ECN et al., 2012).

2.4 Invoer en uitvoer

Zoals eerder opgemerkt werd in het afgelopen decennium een significant deel van het totale elektriciteitsverbruik in Nederland voorzien door de netto invoer van elektriciteit, i.e. gemiddeld ongeveer 12,6% over de periode 2000-2012 (zie **Tabel 4**). **Figuur 12** verschaft een nadere illustratie van de ontwikkeling van de (netto) invoer en uitvoer van elektriciteit door Nederland gedurende deze periode. De invoer van elektriciteit in Nederland was vanaf het midden van de jaren '90 al flink gestegen - door de toenemende liberalisering en internationalisering van de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkten - en bereikte een omvang van ruim 27 TWh in 2006, i.e. bijna 23% van het totale elektriciteitsverbruik in dat jaar.

Figuur 12: Invoer en uitvoer van elektriciteit, 2000-2012



Bron: CBS Statline (2013).

In de periode 2006-2010 is de invoer van elektriciteit in Nederland aanzienlijk afgenomen van ruim 27 TWh in 2006 tot ongeveer 16 TWh in 2010, terwijl de export juist flink is gestegen van 6 naar 13 TWh, waardoor het handelstekort ('netto invoer') per saldo kelderde van 22 TWh in 2006 naar 2,8 TWh in 2010. Deze ontwikkeling werd bewerkstelligd door een aantal achterliggende factoren, in het bijzonder (i) het in gebruik nemen van hoog-efficiënte gascentrales in Nederland, (ii) de relatief gunstige prijs van gas ten opzichte van steenkool, en (iii) de invoering van het EU ETS en de daaruit resulterende CO₂-prijs die relatief gunstig uitpakt voor het minder CO₂-intensieve gas ten opzichte van steenkool. Hierdoor verbeterde met name de concurrentiepositie van de elektriciteitssector in Nederland (met zijn hoge aandeel van efficiënte gascentrales) ten opzichte van Duitsland (met zijn grotere afhankelijkheid van relatief minder efficiënte en meer CO₂-intensieve kolencentrales). Op grond van

bovenstaande factoren werd zelfs verwacht dat Nederland in de loop van de jaren 2010-2020 een omvangrijke netto exporteur van elektriciteit zou worden (zie Hoofdstuk 4).

Vanaf 2010 heeft zich echter opnieuw een omslag voorgedaan in de handelspositie van de elektriciteitssector in Nederland. In de afgelopen twee jaar is de invoer van elektriciteit verdubbeld van minder dan 16 TWh in 2010 tot het recordniveau van meer dan 32 TWh in 2012. Tegelijkertijd is echter ook de export van elektriciteit verder gestegen van bijna 13 TWh in 2010 tot 15 TWh in 2012 (ook een recordniveau in de afgelopen 12 jaar). Dit illustreert de toenemende liberalisering en internationalisering van de Nederlandse elektriciteitssector, waarin gedurende bepaalde uren, dagen of perioden van het jaar elektriciteit wordt geïmporteerd en tijdens andere uren, dagen of perioden stroom wordt geëxporteerd.

Per saldo is het handelstekort (netto invoer) van elektriciteit toegenomen van 2,8 TWh in 2010 tot 17 TWh in 2012; dit is respectievelijk 2,3% en 14,4% van het totale elektriciteitsverbruik in deze jaren. De achterliggende redenen voor dit groeiend handelstekort zijn: (i) de voortdurende economische crisis waardoor de EU ETS prijs voor CO₂ flink is gedaald (gunstig voor landen als Duitsland met relatief veel kolencentrales), (ii) een relatieve verslechtering van de prijs van gas ten opzichte van steenkool (ongunstig voor landen als Nederland met relatief veel gas), en (iii) de sterke groei van de productiecapaciteit van hernieuwbare elektriciteit in Duitsland. Op grond van deze recentelijk gewijzigde omstandigheden houdt men er thans rekening mee dat Nederland ook in het lopende decennium, 2010-2020, een netto importeur van elektriciteit zal blijven (zie Hoofdstuk 4).

2.5 Handel en levering

Groothandelsvolumes en prijzen

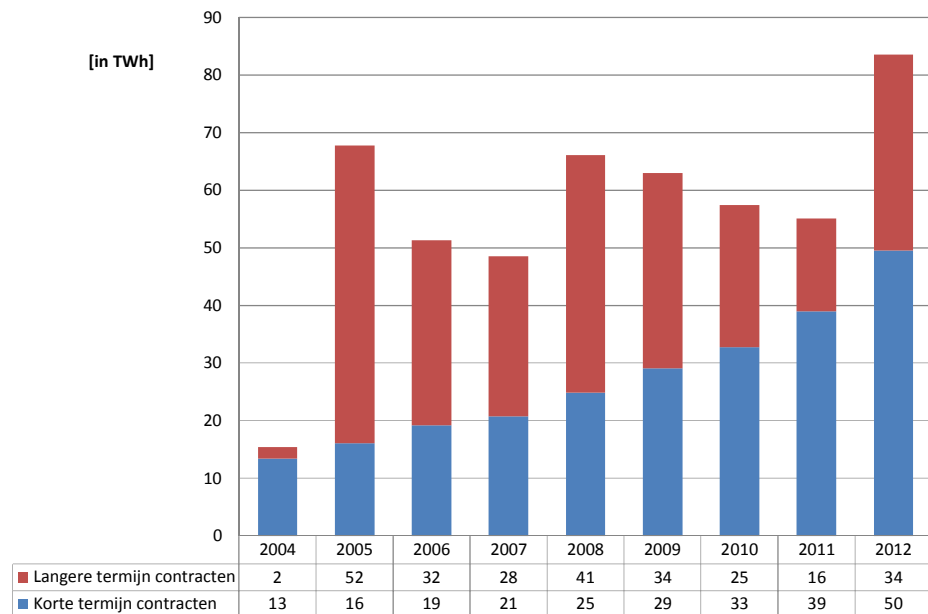
De beurshandel in elektriciteit begon in 1999 en vindt in Nederland primair plaats via APX (elektriciteit spot) en ICE-ENDEX (elektriciteit futures). Er zijn nu groothandelsmarkten voor de korte termijn ('day-ahead' en 'intra-day') en de lange termijn ('futures', in het bijzonder 'year-ahead'). Het handelsvolume op de korte-termijnmarkt voor elektriciteit is fors gestegen van 13 TWh in 2004 tot 50 TWh in 2012 (**Figuur 13**). Het volume op de lange-termijnmarkt fluctueert sterk maar vertoont een fors dalende trend over de periode 2008-2012 van 41 TWh in 2008 tot 16 TWh in 2011. In 2012 is het handelsvolume op de lange-termijnmarkt echter fors gestegen tot 34 TWh.

In totaal bedroeg het handelsvolume op beide markten - korte en lange termijn - 84 TWh in 2012. Ter vergelijking: dat is driekwart van het verbruik in Nederland, maar minder dan 15% van het totale verbruik van Nederland, België en het Verenigd Koninkrijk samen (ECN et al., 2012).

Figuur 14 vertoont het verloop van de gemiddelde APX-ENDEX groothandelsprijzen voor korte-termijncontracten (day-ahead) over de periode 2000-2012. Opvallend zijn vooral

de sterke fluctuaties in deze prijzen, die nauw samenhangen met de sterke schommelingen van de brandstofprijzen in deze periode. Over de periode als geheel zijn de groothandelsprijzen echter nagenoeg gelijk gebleven in nominale termen (en gedaald in reële termen). Dit geldt in het bijzonder voor de base-load en de (doorgaans hogere) peak prijzen maar niet voor de (doorgaans lagere) off-peak prijzen. Deze laatste zijn de afgelopen jaren trendmatig gestegen van ongeveer 15 €/MWh in 2002-2003 tot circa 45 €/MWh in 2011-12. Daardoor zijn de verschillen tussen de off-peak prijzen enerzijds en de base-load en peak prijzen anderzijds in deze periode structureel kleiner geworden.¹⁴

Figuur 13: APX-ENDEX handelsvolumes elektriciteit, 2004-2012



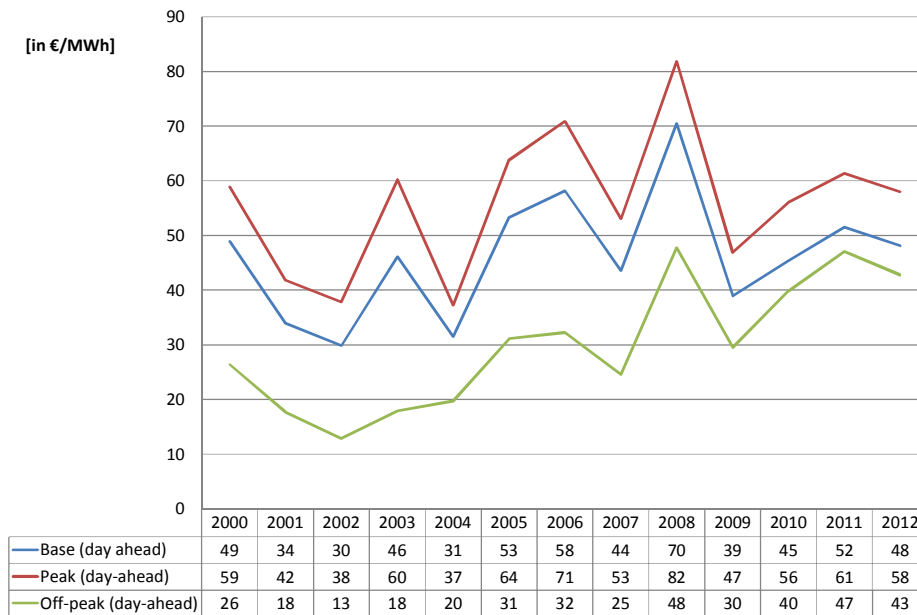
Bron: ECN et al. (2012), ENDEX (2013).

Toenemende integratie van elektriciteitsmarkten in Noordwest Europa

De elektriciteitsmarkten in Noordwest Europa raken steeds meer met elkaar verbonden tot een grote markt. Richtingbepalend was het initiatief tot marktkoppeling van de groothandelsmarkten van Nederland, België en Frankrijk in 2006. Eind 2010 werd het marktkoppelingsgebied uitgebreid tot Duitsland en Luxemburg. Op datzelfde moment werden ook Noorwegen, Zweden, Finland en Denemarken gekoppeld met dit gebied. Dit laatste echter met een volumekoppeling, hetgeen minder efficiënt is dan een volledige koppeling. In 2011 is ook het Verenigd Koninkrijk met de BritNed-kabel gekoppeld aan de groothandelsmarkten op het vaste land van Noordwest Europa (ECN et al., 2012). Tennet verwacht dat in 2020 de elektriciteitsmarkten in Centraal-West Europa (CWE) en de Scandinavische landen volledig geïntegreerd zullen zijn (Tennet, 2013).

¹⁴ Peak, off-peak en base load elektriciteitsprijzen zijn de uitkomst van een ingewikkeld proces met vele inputvariabelen die van belang zijn. Een mogelijke (eenvoudige) verklaring voor de trendmatige stijging van de off-peak prijzen (en het kleiner worden van het verschil tussen de peak en off-peak prijzen) is dat het typische, goedkope basislast vermogen in Nederland (kolen, kernenergie) nauwelijks is gegroeid in de jaren 2000-2011, terwijl de off-peak vraag wel is toegenomen. Dat betekent dat aardgas steeds meer ook in de off-peak uren de elektriciteitsprijs is gaan bepalen (net als in de peak). Daardoor wordt het gat tussen peak en off-peak prijzen kleiner. Andere factoren die mogelijk aan deze ontwikkeling hebben bijgedragen zijn het toenemend aanbod (in het bijzonder tijdens de peak) van duurzame stroom uit Duitsland en de toegenomen import van peak stroom uit Noorwegen (dankzij de NorNed kabel) wat een drukkend effect uitoefent op de peak prijzen.

Figuur 14: APX-ENDEX groothandelsprijen voor elektriciteit, 2000-2012



Bron: ECN et al. (2012), ENDEX (2013).

Door de koppeling van nationale elektriciteitsmarkten zijn de groothandelsprijen inclusief transportkosten volkomen gelijk. Slechts op uren dat er congestie is op interconnecties tussen de netwerkgebieden zijn er prijsverschillen tussen die gebieden. In 2010 vielen de groothandelsprijen in 52% van de uren in Nederland, België en Frankrijk volkomen samen. In 2011, na de uitbreiding van de marktkoppeling met Duitsland en Luxemburg, was gedurende bijna 66% van de tijd het prijspeil in het hele koppelingsgebied gelijk (ECN et al., 2012). De prijsverschillen met Duitsland lopen sinds 2012 echter weer op doordat er in Duitsland een sterke toename is van het aanbod van goedkopere duurzame stroom en de interconnectiecapaciteit tussen Nederland en Duitsland onvoldoende is om deze prijsverschillen gedurende een aanzienlijk, groeiend deel van de tijd volledig weg te werken.

Tabel 10: Aantal afnemers elektriciteit, 2009-2012 (in miljoenen, gemiddeld per jaar)

	2009-2012
Kleinverbruikers	7,8
• Waarvan huishoudens	7,4
• Andere kleinverbruikers	0,4
Grootverbruikers	0,3
Totaal	8,1

Bron: Energie-Nederland en Netbeheer-Nederland (2011); ECN et al. (2012).

Leveranciers en afnemers

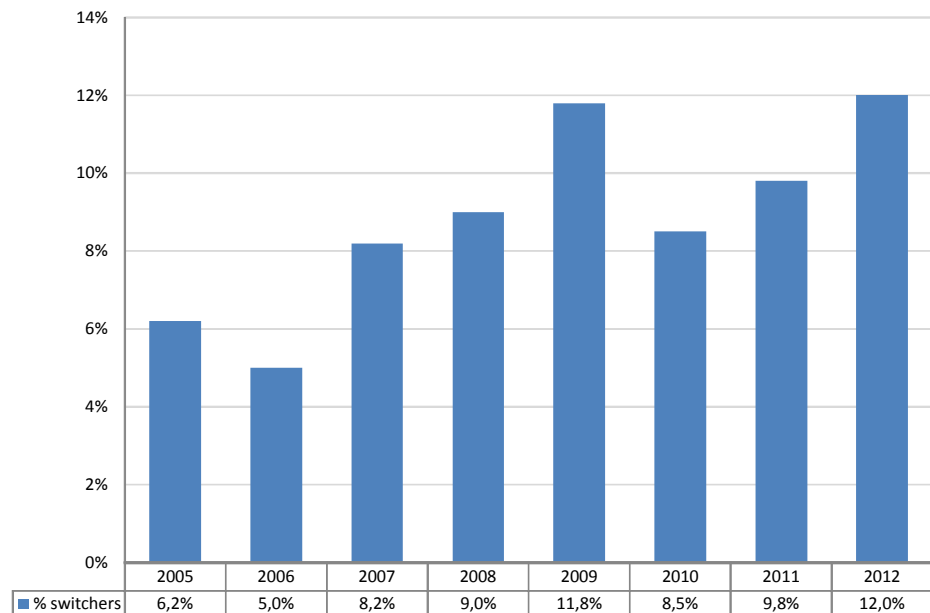
Leveranciers kopen elektriciteit in - met name op de groothandelsmarkt - of produceren het eventueel zelf (centrales, windpark). Vervolgens verkopen en leveren ze het gewenste product (groene/grijze stroom) aan de afnemers. In 2009-2012 waren er ongeveer 8,1 miljoen afnemers in Nederland. Daarvan waren er ongeveer 0,3 miljoen

grootverbruikers en 7,8 miljoen kleinverbruikers, waaronder 7,4 miljoen huishoudens (**Tabel 10**). Begin oktober 2012 waren er 35 vergunninghouders voor levering van elektriciteit aan kleinverbruikers, waaronder leveranciers als Eneco Retail, Greenchoice, Nuon Sales, Energie Direct en de Nederlandse Energie Maatschappij.¹⁵

Afnemers die van leveranciers veranderen ('switchers')

Sinds de volledige liberalisering van de retailmarkten voor elektriciteit (2004) zijn kleinverbruikers vrij om hun leverancier te kiezen en, indien gewenst, van leverancier te veranderen. Het percentage afnemers dat in de periode 2005-2012 van leverancier is gewisseld varieert per jaar maar lijkt een stijgende tendens te vertonen van 5-6% in 2005-2006 tot 10-12% in 2011-2012 (**Figuur 15**). Het overstappercentage is een belangrijke indicator voor de dynamiek en wedijver in de markt. Het laat zien in hoeverre leveranciers erin slagen hun bestaande klanten te behouden dan wel nieuwe klanten over te halen om te veranderen van leverancier.

Figuur 15: Percentage klanten dat van energieleverancier verandert ('switchers'), 2005-2012



Bron: ESDN (2013).

Garanties van Oorsprong voor groene stroom ('groencertificaten')

Aan elektriciteit die verbruikt wordt, is niet af te lezen of de bron ervan duurzaam is of niet. Daarom heeft de Europese Unie besloten om de energie die op een duurzame manier is opgewekt te certificeren. Dankzij deze certificering is er een aparte, gecontroleerde markt voor groene stroom mogelijk. Deze certificaten (zogenoemde Garanties van oorsprong) zijn bovendien noodzakelijk om de landelijke subsidie voor de verschillende vormen van duurzame energie uit te keren.

Zowel binnenlandse als buitenlandse stroomproducenten kunnen garanties van oorsprong aanvragen en verkrijgen via CertiQ, een dochter van de landelijke netbeheerder TenneT, die controleert of de betreffende elektriciteit ook daadwerkelijk hernieuwbaar is opgewekt. De geproduceerde groene stroom wordt verhandeld op de

¹⁵ Voor een volledige lijst van alle vergunninghouders voor levering van elektriciteit aan kleinverbruikers, zie Bijlage A.

gewone elektriciteitsmarkt terwijl de garanties van oorsprong worden verhandeld op de markt voor groencertificaten. Een leverancier koopt stroom op de elektriciteitsmarkt en garanties van oorsprong op de certificatenmarkt. Via CertiQ houdt de leverancier een boekhouding bij van ingekochte en verkochte groencertificaten. De leverancier gebruikt de certificaten als bewijs van de levering van groene stroom (ECN et al., 2012).

Tabel 11: Overzicht Garanties van Oorsprong voor groene stroom, 2002-2012 (in mln. kWh)

	2002	2004	2006	2008	2010	2012
Aanmaak uit binnenlandse productie	2357	4077	8198	9000	10701	12840
Import	8149	10462	9110	18924	15987	32774
Toename certificaatvoorraad	10506	14539	17308	27924	26688	45614
Afgeboekt voor levering	3662	16227	14567	21530	27450	34953
Verlopen certificaten	6	297	1227	426	653	666
Teruggetrokken certificaten	20	119				
Niet-verhandelbare certificaten		65	305	328	573	745
Export		3	186	1476	417	3817
Afname certificaatvoorraad	3688	16711	16285	23760	29093	40181
Voorraad begin van het jaar	636	5628	4580	6643	10886	7373
Voorraad mutatie	6819	-2173	1023	4165	-2406	5433
Voorraad einde van het jaar	7456	3455	5603	10807	8480	12806

Bron: CBS (2011); CertiQ (2013).

Tabel 11 geeft een overzicht van de transacties in garanties van oorsprong voor groene stroom in de periode 2002-2012. De vraag naar groene stroom is in 2012 gestegen naar bijna 35 miljard kWh (CertiQ, 2013). Dat is bijna het tienvoudige van de afgeboekte garanties in 2002 en komt overeen met bijna 30% van het totale Nederlandse elektriciteitsverbruik in 2012. De binnenlandse productie van hernieuwbare elektriciteit in 2012 was kleiner dan de vraag naar groene stroom. Daarom is er een import van garanties van oorsprong die al jaren aanzienlijk hoger is dan de aangemaakte garanties van oorsprong uit de binnenlandse productie van hernieuwbare elektriciteit (CBS, 2012).

Door de in- en uitvoer van elektriciteit in het algemeen (Sectie 2.3) en de import van groencertificaten in het bijzonder wijkt de brandstofmix van de elektriciteitsproductie in Nederland (**Figuur 2**) af van de zogenaamde 'leveringsmix', i.e. de samenstelling van de bronnen waaruit de geleverde - of gebruikte - stroom vandaan komt. Het aandeel groen in de leveringsmix van Nederland is de afgelopen 10 jaar fors toegenomen en was in 2011 hoger (27%) dan het aandeel hernieuwbaar in de Nederlandse brandstofmix (11%). Het aandeel aardgas is weliswaar dominant in zowel de brandstofmix als de leveringsmix maar veel lager in de leveringsmix dan in de brandstofmix, i.e. respectievelijk 47 en 60% in 2011 (Bles en Wielders, 2012; ECN et al., 2012).

2.6 Netbeheer, distributie en transport

Elektriciteit wordt getransporteerd en gedistribueerd via het net. **Tabel 12** verschaft een overzicht van de omvang en samenstelling van het elektriciteitsnet in Nederland. Dit net bestaat uit een landelijk hoogspanningsnet dat wordt beheerd door TenneT. Het hoogspanningsnet verbindt de regionale netten en de meeste elektriciteitscentrales met elkaar. Op middenspanningsniveau wordt de elektriciteit aan grootverbruikers geleverd en verder gedistribueerd naar de laagspanningsnetten, waarop huishoudens en kleinere zakelijke verbruikers zijn aangesloten. Dit laagspanningsnet is het meest fijnmazige elektriciteitsnet en is het grootst in omvang (ECN et al., 2012).

Tabel 12: Omvang van het elektriciteitsnetwerk in Nederland

Lengte van het netwerk in km op 1-1-2012	
Koppelnet (220/380 kV)	2685
• bovengronds	2682
• ondergronds	3
Transportnet (50/110/150 kV)	9836
• bovengronds	5839
• ondergronds	3997
Middenspanning distributienet (3 t/m 25 kV)	101275
• ondergronds	101275
Laagspanning distributienet (0,4 kV)	195706
• bovengronds	102
• ondergronds	195604
Totale elektriciteitsnet	309502

Bron: ECN et al. (2012).

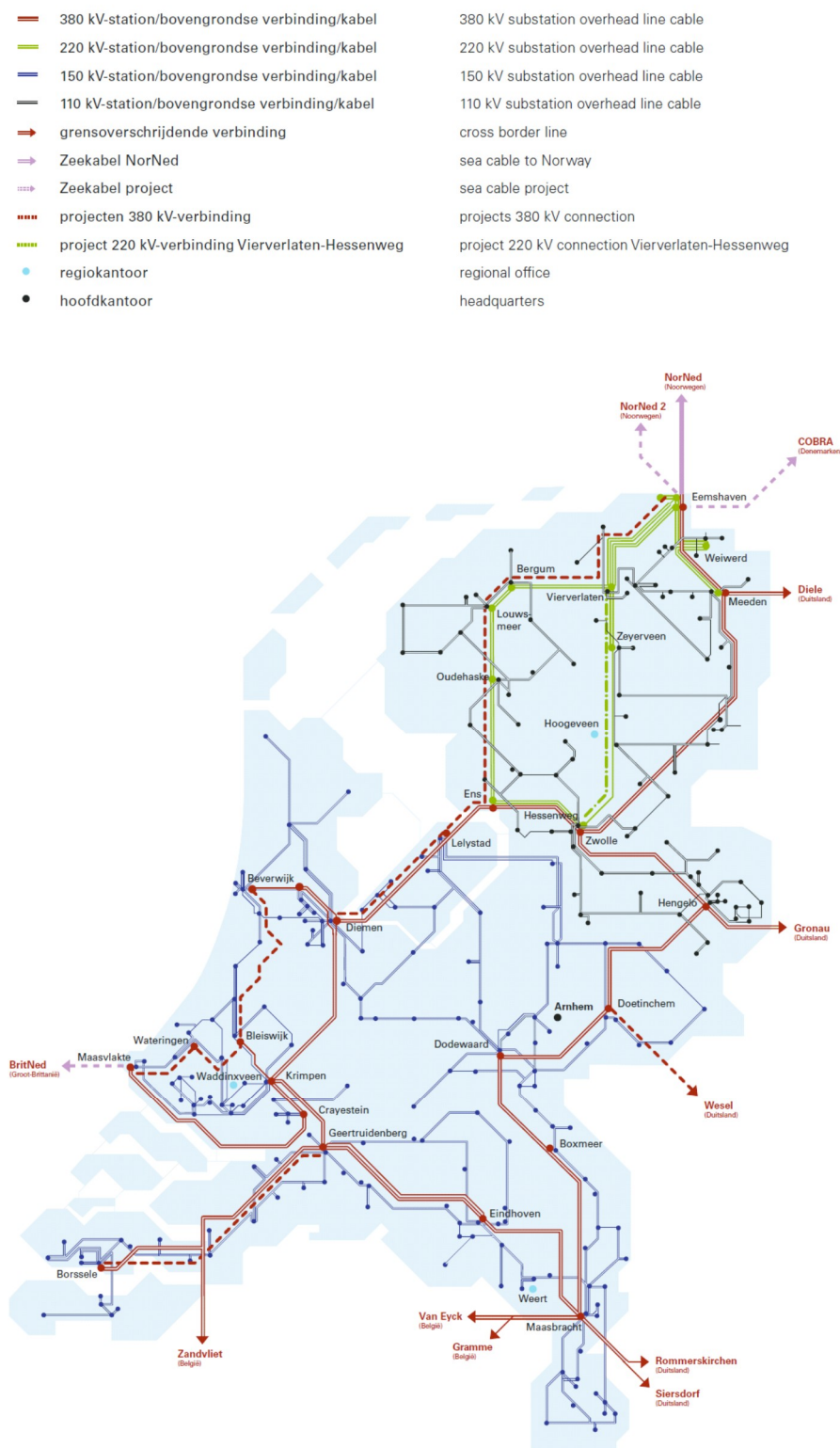
In totaal beslaat de omvang van het Nederlandse elektriciteitsnet meer dan 300.000 km, waarvan het laagspanning-distributienet ongeveer 63% voor zijn rekening neemt en het middenspanning-distributienet nog eens ongeveer 33%. Het overgrote deel van deze distributienetten bevindt zich onder de grond terwijl het hoogspanningsnet voornamelijk bovengronds is (**Tabel 12**).

Figuur 16 toont een kaartje van het landelijke hoogspanningsnet beheerd door TenneT. Dit net bestaat uit het extra hoogspanningsnet met een spanningsniveau van 220/380 kV (het zogenaamde 'EHS net') en het hoogspanningsnet met een spanningsniveau van 110/150 kV (het 'HS' net).

Onderdeel van het landelijke hoogspanningsnet zijn de interconnectoren met de hoogspanningsnetten van omliggende buurlanden. **Tabel 13** geeft een overzicht van de bestaande interconnectoren van Nederland. Naast de bestaande interconnectoren met Duitsland wordt gewerkt aan een nieuwe verbinding tussen Doetinchem in Nederland en Wesel in Duitsland (gepland voor 2016). Daarnaast onderzoeken TenneT en zijn Deense tegenhanger Energinet de mogelijkheden voor aanleg van een onderzeese

elektriciteitskabel tussen de beide landen (de zogenaamde COBRA kabel). In geval van een positieve business case kan de inbedrijfname van deze kabel op zijn vroegst eind 2017 worden gerealiseerd (Tennet, 2013b).

Figuur 16: Het hoogspanningsnet in Nederland



Bron: Energie-Nederland en Netbeheer-Nederland (2011).

Tabel 13: Bestaande interconnectoren tussen Nederland en omliggende buurlanden

Buurland	Verbindingsstations (Nederland-Buurland)	Stroomspanning ^a
Duitsland	Meeden-Diele	2 x 380 kV AC
	Hengelo-Gronau	2 x 380 kV AC
	Maasbracht-Siersdorf	1 x 380 kV AC
	Maasbracht-Rommerskirchen	1 x 380 kV AC
België	Maasbracht-Van Eyck	2 x 380 kV AC
	Geertruidenberg-Zandvliet	1 x 380 kV AC
	Borssele-Zandvliet	1 x 380 kV AC
Engeland (BritNed)	Maasvlakte-Isle of Grain	1 x 450 kV DC
Noorwegen (NorNed)	Eemshaven-Feda	1 x 450 kV DC

a) AC = Alternating Current (wisselstroom); DC = Direct Current (gelijkstroom).

Bron: TenneT (2012).

Regionale netbeheerders

Naast de nationale beheerder van het landelijke hoogspanningsnet, TenneT, zijn er de regionale netbeheerders die verantwoordelijk zijn voor het beheer van het net in een bepaalde regio en het afleveren van de elektriciteit bij de afnemers. Alle afnemers in een regio zijn aangewezen op dezelfde regionale netbeheerder; ze kunnen hun netbeheerder dus niet zelf kiezen (zoals bij de verkoper of leverancier van elektriciteit wel het geval is). Alle netbeheerders staan onder toezicht van de 'Energiekamer' van de Autoriteit Consument & Markt (ACM).¹⁶ Deze toezichthouder op de energiesector stelt per netbeheerder de jaarlijkse aansluit- en transporttarieven vast ter dekking van de kosten van het netbeheer.

Voor elektriciteit zijn er acht regionale netbeheerders actief (zie **Figuur 17** en Bijlage A, **Tabel 34**). Samen zijn ze verantwoordelijk voor ongeveer 8,1 miljoen aansluitingen op het net, waaronder 7,4 miljoen huishoudens en 0,4 miljoen andere kleinverbruikers. Drie van de acht regionale netbeheerders bedienen echter al meer dan 94% van alle aansluitingen. Dat zijn Liander (36%), Enexis (33%) en Stedin (25%). De overige vijf beheerders bedienen de resterende 6% van de aansluitingen (**Tabel 14**).

Tabel 14: Regionale netbeheerders elektriciteit, inclusief aantal aansluitingen, 2012

Netbeheerder	Aantal aansluitingen (afgerond op duizendtallen)	Aandeel van totaal (in %)
Liander N.V.	2,948,000	36,4
Enexis B.V.	2,631,000	32,5
Stedin B.V.	2,054,000	25,4
DELTA Netwerkbedrijf B.V.	207,000	2,6
Endinet B.V.	109,000	1,3
Westland Infra Netbeheer B.V.	55,000	0,7
Cogas infra en Beheer B.V.	53,000	0,7
RENDONetbeheer B.V.	32,000	0,4
Totaal	8,089,000	100,0

Bron: ECN et al. (2012).

¹⁶ Vanaf 1 april 2013 zijn de NMa, de Consumentautoriteit en de Onafhankelijke Post en Telecommunicatie Autoriteit (OPTA) opgegaan in de Autoriteit Consument & Markt (ACM).

Figuur 17: Regionale beheerders van het elektriciteitsnet in Nederland



Regionale netbeheerder:	Rendo	Cogas	Liander	Stedin	Westland	Delta	Endinet	Enexis
Nummer op kaart:	1	2	3	6 en 8	7	9	12	13 en 14

Bron: Netbeheer Nederland.

Investerings in het net

Investerings in het elektriciteitsnet variëren aanzienlijk van jaar tot jaar. Over de periode 2005-2008 bedroegen ze gemiddeld bijna € 470 miljoen per jaar, waarvan € 170 miljoen door TenneT en € 300 miljoen door de regionale netbeheerders (Netbeheer Nederland, 2011). Door uiteenlopende redenen wordt echter verwacht dat er in de komende jaren en decennia aanzienlijk grotere investeringsbedragen nodig zijn voor de versterking, uitbreiding en verduurzaming van het net. Die redenen zijn in het bijzonder (TenneT, 2010 en 2013; ECN et al., 2012):

- Door de liberalisering, internationalisering en eenwording van de Europese elektriciteitsmarkten wordt stroom over grotere afstanden getransporteerd en neemt de vraag naar transportcapaciteit toe.
- Het huidige hoogspanningsnet in Nederland zit aan zijn maximale capaciteit.
- In Nederland zal het verbruik van elektriciteit naar verwachting verder toenemen, onder meer door de opkomst van elektrische en hybride auto's.

- Ook het aanbod groeit, onder meer door de bouw van nieuwe elektriciteitscentrales.
- Daarnaast zijn er ambitieuze plannen voor de aanleg van windparken (op zee) en andere, decentrale vormen van hernieuwbare elektriciteitsopwekking.
- Tenslotte zijn er aanzienlijke investeringen nodig voor de beoogde, grootschalige invoering van slimme netten en slimme meters waardoor nieuwe vormen van energiebesparing en -beheer mogelijk worden.

Concrete bedragen van geplande investeringsprojecten door TenneT zijn niet openbaar beschikbaar (TenneT, 2011). Wel is bekend uit persberichten en jaarverslagen dat TenneT de komende 10 jaar circa € 5 miljard gaat investeren, met name in 400 km nieuwe 380 kV-verbindingen in de Randstad, in het noorden en in het zuidwesten van Nederland.¹⁷

Ook de concrete investeringsbedragen van geplande projecten door de meeste (kleinere) regionale netbeheerders zijn niet openbaar beschikbaar. Uitzonderingen betreffen de twee grootste regionale netbeheerders van Nederland, Liander en Enexis, die samen verantwoordelijk zijn voor 69% van alle aansluitingen in Nederland (**Tabel 14**). Een samenvatting van hun investeringsplannen tot en met 2014 - gebaseerd op hun KCDs van 2011 - staat in **Tabel 15**. Daaruit blijkt dat deze twee netbeheerders van plan zijn om gezamenlijk circa € 750 miljoen per jaar te investeren in hun regionale netten, waarvan € 400 miljoen in uitbreidingen van het net en de resterende € 300 miljoen in vervanging en onderhoud.

Tabel 15: Investeringsplannen regionale netbeheerder, Liander en Enexis, 2010-2014

	2010 ^a	2011	2012	2013	2014
Liander:					
• Uitbreidingen	130	156	151	150	150
• Vervangingen	56	64	88	88	88
• Onderhoud	117	114	174	174	174
• Totaal	303	334	413	412	412
Enexis:					
• Uitbreidingen			215	236	260
• Vervangingen			75	80	83
• Totaal			290	316	243

a) Realisatie.

Bron: Liander (2011) en Enexis (2011).

Investerings in het net vergen doorgaans een lange voorbereidingstijd, betreffen veelal een zeer lange levensduur en zijn daarom onzeker en risicovol. Die onzekerheden betreffen onder andere het tempo, het beleid en andere keuzes ten aanzien van de transitie naar een duurzame, CO₂-vrije elektriciteitsopwekking. In een recent rapport gaan de netbeheerders ervan uit dat over de periode tot 2050 nog zeker € 15 miljard in het net geïnvesteerd moet worden om deze transitie te faciliteren, afhankelijk van het gekozen scenario en andere beleidsvariabelen (Netbeheer Nederland, 2011).

¹⁷ Voor een nadere beschouwing van de geplande investeringen in het hoogspanningsnet tot 2020, zie Sectie 4.2.3.

Netwerktarieven

Netbeheerders dekken hun investeringsuitgaven en andere, operationele kosten uit de netwerktarieven die worden vastgesteld door de toezichthouder (ACM) en doorberekend in de elektriciteitsnota van de eindgebruikers. **Figuur 18** vertoont het verloop van het gemiddelde tarief van de acht regionale netbeheerders in de jaren 2006-2012 voor een gemiddeld huishouden, exclusief meterhuur. In nominale termen is dit tarief gestegen van € 158 per jaar in 2006 naar € 183 in 2012. Gecorrigeerd voor de inflatie (i.e. in reële prijzen van 2006) daalde het tarief aanvankelijk van € 158 in 2006 tot € 145 in 2010 maar is vervolgens gestegen tot € 166 in 2012. Over de periode als geheel betekent dit een reële stijging van de gemiddelde netwerktarieven van 5%. Dit komt overeen met een gemiddelde stijging van 0.8% per jaar (na inflatiecorrectie). Opgemerkt dient echter te worden dat er tussen de netbeheerders aanzienlijke verschillen bestaan in het regionale netwerktarief. In 2012, bijvoorbeeld, berekende Westland bijna € 221 per huishouden per jaar, terwijl Endinet zich beperkte tot € 164, bij een sectorwijd gemiddelde van € 183 (EZ, 2012).

Figuur 18: Gemiddeld tarief netbeheer elektriciteit, 2006-2012



Opmerking: Tarief voor gemiddeld huishouden (3*25Amp. Meter), inclusief periodieke aansluitvergoeding, exclusief meterhuur. Voor de berekening van de reële tarieven zijn de nominale tarieven gedeeld door de index van de consumentenprijzen (inflatie).

Bron: EZ (2012).

Betrouwbaarheid van het net¹⁸

De betrouwbaarheid of leveringszekerheid van het Nederlandse elektriciteitsnet is door de bank genomen heel hoog. **Tabel 16** verschaft een overzicht van de belangrijkste kengetallen voor de betrouwbaarheid van de elektriciteitslevering voor klanten. De tabel presenteert kengetallen voor de jaren 2011 en 2012 alsmede het gemiddelde over de periode 2007-2011 (hierna: vijfjarig gemiddelde).

¹⁸ Onderstaande tekst is ontleend aan Netbeheer Nederland en KEMA (2012) en aangevuld met data over 2012 uit Netbeheer Nederland en Moraves (2012).

Tabel 16: Kengetallen voor de betrouwbaarheid van elektriciteitsnetten in Nederland

Kengetal ^a	2011	2012		Verschil 2012 t.o.v. gemiddelde 2007-2011
			Gemiddelde 2007-2011	2007-2011
Onderbrekingen	19.294	19.754	18.890	5%
EHS-net	-	1	1	-
HS-net	46	29	47	-38%
MS-net	1.954	1,977	2,159	-8%
LS-net	17.294	17,747	16,683	6%
Getroffen klanten per onderbreking	137	129	138	-7%
EHS-net	-	1	7,094	-
HS-net	17.971	16.280	16.196	1%
MS-net	772	874	721	21%
LS-net	18	19	17	11%
Gem. onderbrekingsduur [min]	69	85	82	4%
EHS-net	-	128	92	-
HS-net	27	25	53	-53%
MS-net	77	87	84	3%
LS-net	146	160	144	11%
Jaarlijkse uitvalduur [min/jaar]	23,4	27,0	28,0	-3%
EHS-net	-	0,0	0,0	-
HS-net	3,0	1,0	5,0	-72%
MS-net	14,6	19,0	17,0	11%
LS-net	5,8	7,0	5,0	26%
Onderbrekingsfrequentie [aantal/jaar]	0,341	0,316	0,338	-7%
EHS-net	-	0,000	0,001	-
HS-net	0,110	0,059	0,100	-41%
MS-net	0,191	0,214	0,200	7%
LS-net	0,040	0,043	0,037	14%

a) LS = laagspanning; MS = middenspanning; HS = hoogspanning; EHS = extra hoogspanning.

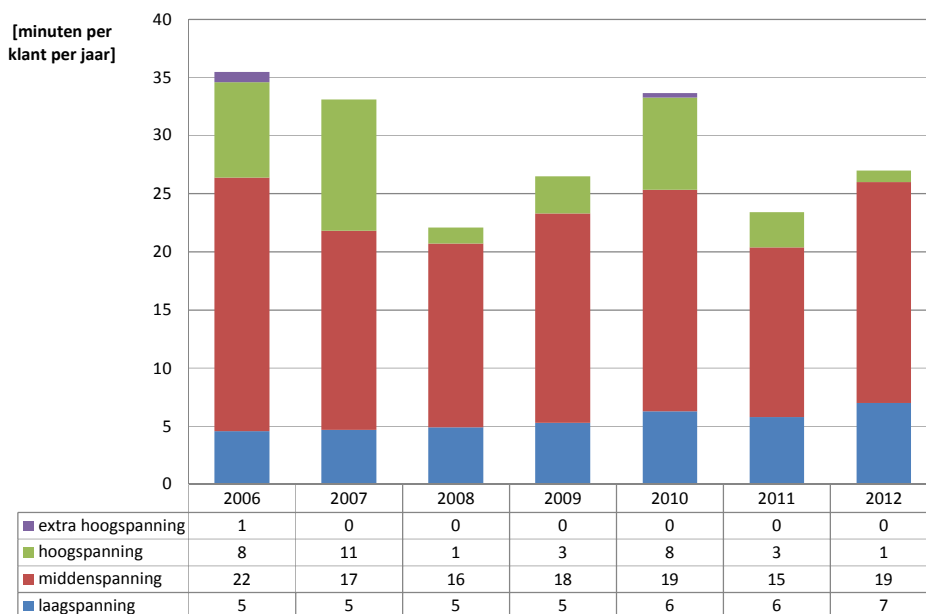
Bron: Netbeheer Nederland en KEMA (2012) en Netbeheer Nederland en Moraves (2013).

In 2012 waren er 20.512 storingen, waarvan er 19.754 een onderbreking tot gevolg hadden. Daarmee ligt het aantal onderbrekingen in 2012 5% boven het aantal onderbrekingen volgens het vijfjarig gemiddelde. Het gemiddelde aantal getroffen klanten per onderbreking ligt in 2012 met 129 ongeveer 7% onder het vijfjarig gemiddelde over de periode 2002-2011.

De gemiddelde onderbrekingsduur bedroeg in 2012 circa 85 minuten. Dit is 3 minuten langer dan het vijfjarig gemiddelde. In 2011 bedroeg de jaarlijkse uitvalduur 27

minuten. Dit betekent dat, gemiddeld over alle klanten, de elektriciteitslevering 27 minuten onderbroken was. De elektriciteit was daarmee 99,9949% van de tijd beschikbaar. In 2010 was de beschikbaarheid 99,9955% en het gemiddelde over de voorgaande vijf jaar bedraagt 99,9947%. Evenals in voorgaande jaren hebben de onderbrekingen in het middenspanningsnet het grootste aandeel in de totale uitvalduur. De jaarlijkse uitvalduur in 2012 is 3,6 minuten langer dan in 2011, maar 1 minuut korter dan het vijfjarig gemiddelde (27 minuten) voor de periode 2007-2011 (zie **Tabel 16** en **Figuur 19**).

Figuur 19: Jaarlijkse uitvalduur elektriciteit per klant, 2006-2012

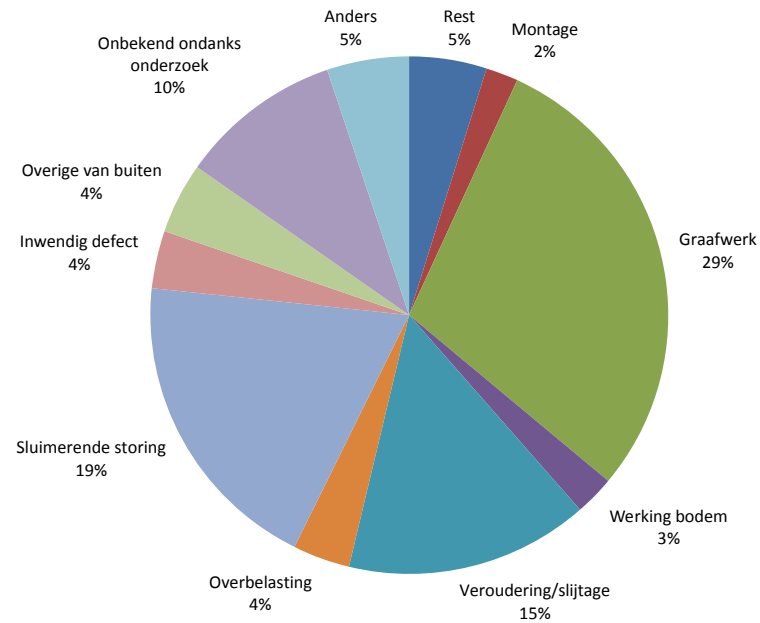


Bron: Energie-Nederland en Netbeheer Nederland (2011), Netbeheer Nederland en KEMA (2012) en Netbeheer Nederland en Moraves (2013).

De onderbrekingsfrequentie, i.e. het gemiddeld aantal keer dat een klant in een jaar met een onderbreking wordt geconfronteerd, bedroeg in 2012 0,316. Dit is 7% lager dan het vijfjarig gemiddelde (**Tabel 16**).

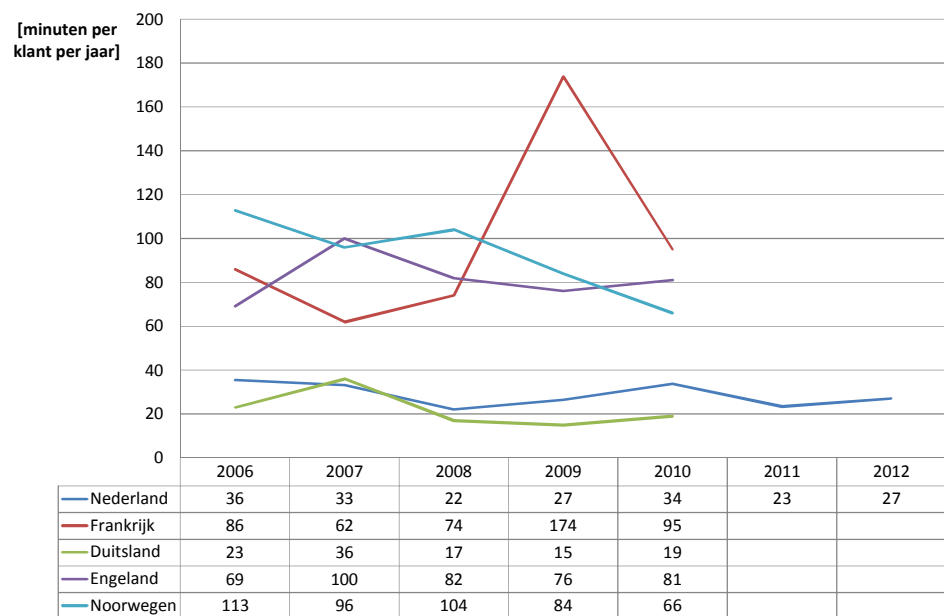
De meeste storingen en onderbrekingen vinden plaats in het laagspanningsnet. **Figuur 20** geeft een overzicht van de oorzaken van de storingen in dit net. De belangrijkste oorzaak in 2012 was - net als in de afgelopen jaren - 'graafwerk', met 29% van het aantal storingen. Op de tweede plaats kwam "sluimerende storing", i.e. storing als gevolg van een fout waarvan een eenduidige oorzaak (nog) niet bekend is en die zich één of meerdere keren heeft voor gedaan, met 19% van de storingen. Het percentage sluimerende storingen is daarmee afgenomen ten opzichte van de voorgaande jaren. Deze afname gaat gepaard met een toename in de storingsoorzaak "veroudering/slijtage". Deze verschuiving is te wijten aan het feit dat het verschil tussen "sluimerende storing" en "veroudering/slijtage" niet altijd duidelijk is (Netbeheer Nederland en KEMA, 2012; Netbeheer Nederland en Moraves, 2013).

Figuur 20: Storingsoorzaken laagspanningsnet, 2012



Bron: Netbeheer Nederland en Moraves (2013).

Figuur 21: Jaarlijks uitvalduur elektriciteit per klant, Nederland en buurlanden, 2006-2012



Bron: CEER (2012), Netbeheer Nederland en KEMA (2012) en Netbeheer Nederland en Moraves (2013).

Figuur 21, tenslotte, geeft een indicatie van het betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet in Nederland ten opzichte van enkele buurlanden door een internationale vergelijking van de jaarlijkse uitvalduur elektriciteit per klant (i.e. het aantal minuten per jaar dat een klant gemiddeld geen stroom heeft). Voor Nederland bedroeg deze uitvalduur ongeveer 27 minuten in 2012 en gemiddeld circa 30 minuten

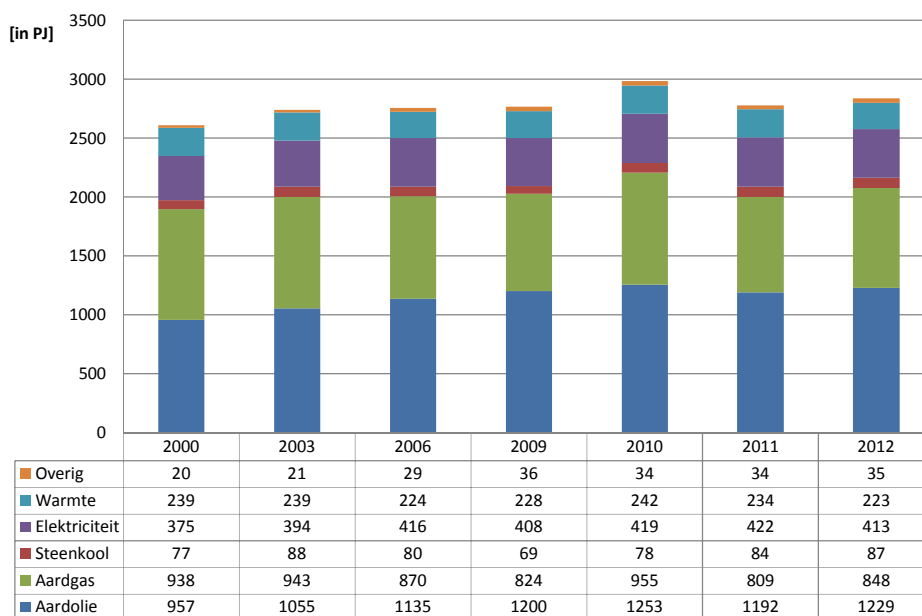
over de 5-jaarsperiode 2006-2011. Alleen Duitsland scoorde over deze periode gemiddeld lager (22 minuten), terwijl alle andere landen aanzienlijk hoger scoorden, waaronder Engeland (82 minuten), Frankrijk (98 minuten) en Noorwegen (93 minuten).¹⁹

2.7 Elektriciteitsverbruik

Figuur 22 verschaft een overzicht van de ontwikkeling van het finale energieverbruik in Nederland per energiedrager over de jaren 2000-2011, terwijl **Figuur 23** de gemiddelde procentuele van dit verbruik per energiedrager toont voor deze periode als geheel. In deze periode nam het totale finale energieverbruik toe van ongeveer 2600 PJ in 2000 tot bijna 3000 PJ in 2010 om vervolgens te dalen tot ongeveer 2800 PJ in 2011-2012.

Van het totale finale energieverbruik over de periode 2000-2012 nam het verbruik van aardolie het grootste deel voor zijn rekening (gemiddeld ongeveer 41%), gevolgd door aardgas (32%). Het aandeel van elektriciteit in het totale finale energieverbruik in de jaren 2000-2012 was gemiddeld ongeveer 15% (**Figuur 23**). In absolute zin steeg het elektriciteitsverbruik van 375 PJ in 2000 tot 429 PJ in 2008. Na een daling in 2009 stabiliseerde het elektriciteitsverbruik zich op een niveau van ongeveer 420 PJ in 2010-2012 (**Figuur 22**).

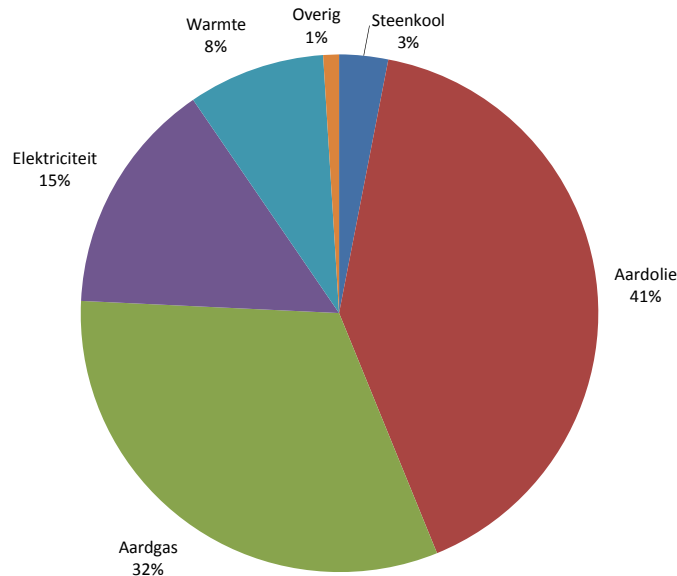
Figuur 22: Totaal finaal energieverbruik per energiedrager, 2000-2012



Bron: CBS Statline (2013).

¹⁹ In andere landen ligt de gemiddelde jaarlijks uitvalduur in de periode 2006-2010 soms nog veel hoger, zoals in Portugal (220 minuten) en Polen (390 minuten). Voor meer gegevens over de kwaliteit van de elektriciteitsvoorziening in Europa, zie het vijfde benchmarking rapport van de Europese toezichthouders op de energiemarkten. Voor een beoordeling van de kwaliteit van het door de regionale netbeheerders in Nederland, zie NMa (2012).

Figuur 23: Procentuele verdeling van het totale finale energieverbruik per energiedrager, 2000-2012



Bron: CBS Statline (2013).

Figuur 24 geeft een nadere uitsplitsing van het finale elektriciteitsverbruik per sector over de periode 2000-2012. In tegenstelling tot **Figuur 22** is het verbruik in **Figuur 24** echter niet uitgedrukt in PJs maar, zoals meer gebruikelijk in het geval van elektriciteit, in TWhs (1 PJ = 3,6 TWh). Traditioneel is de industrie de sector met het grootste aandeel in het totale elektriciteitsverbruik. Over de periode 2000-2012 als geheel bedroeg dit aandeel gemiddeld ongeveer 35% (**Figuur 25**).²⁰

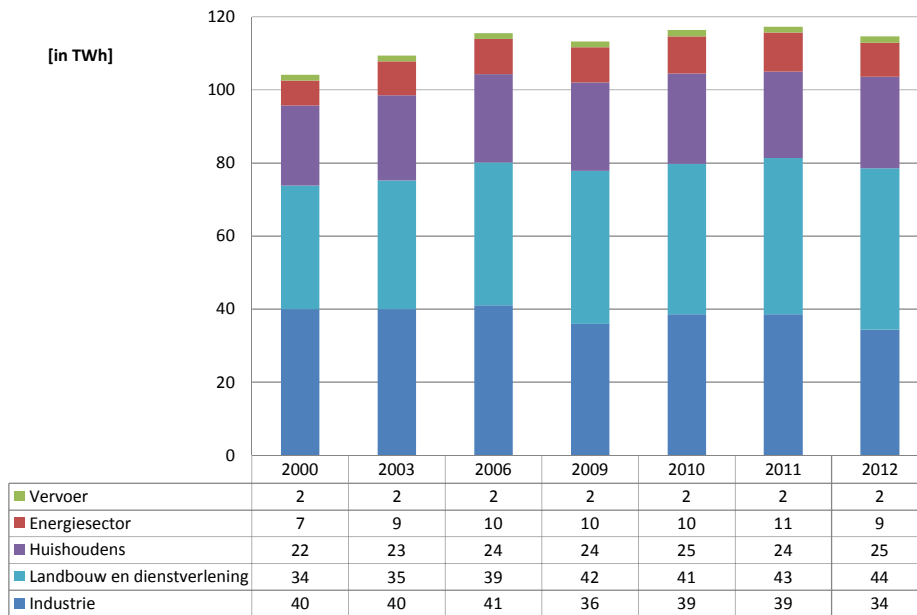
In de jaren 2000-2008 was het elektriciteitsverbruik door de industrie vrij stabiel op een niveau van ongeveer 41 TWh per jaar. Door de economische teruggang is dit verbruik echter gedaald van 42 TWh in 2007 tot 36 TWh in 2009 om daarna enigszins te herstellen tot een niveau van 39 TWh in 2010-2011. In deze twee laatstgenoemde jaren bedroeg het aandeel van de industrie in het totale elektriciteitsverbruik circa 33%. In 2012 is het elektriciteitsverbruik door de industrie opnieuw gedaald naar 34 TWh, i.e. 30% van het totale elektriciteitsverbruik in Nederland in 2012.

Over de periode 2000-2012 was de sector 'landbouw en dienstverlening' de tweede sector qua grootte in gemiddeld elektriciteitsverbruik, met een aandeel van 34% in het totaal.²¹ Het elektriciteitsverbruik van deze sector is echter gestaag gegroeid van 34 TWh in 2000 tot 44 TWh in 2012, waardoor het sinds 2009 de sector is met het grootste elektriciteitsverbruik, met een aandeel van 37% in 2010-2012.

²⁰ De industrie omvat tevens de bouwnijverheid en de delfstoffenwinning (exclusief de afdelingen die onder de energiesector vallen alsmede het vervoer buiten het eigen bedrijfsterrein). Deze categorie bedrijven wordt in de CBS statistieken gezamenlijk aangeduid met de term 'nijverheid' (CBS Statline 2013).

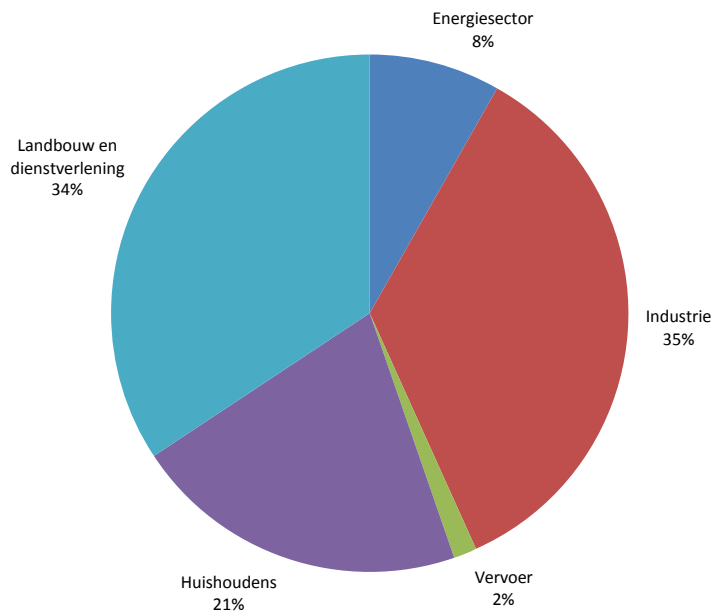
²¹ In de CBS statistieken wordt deze sector aangeduid als 'landbouw, visserij en dienstverlening' die de volgende categorieën omvat: (i) landbouw, bosbouw en visserij, (ii) waterbedrijven en afvalbeheer, en (iii) commerciële en niet-commerciële dienstverlening.

Figuur 24: Finaal verbruik van elektriciteit per sector, 2000-2012



Bron: CBS Statline (2013).

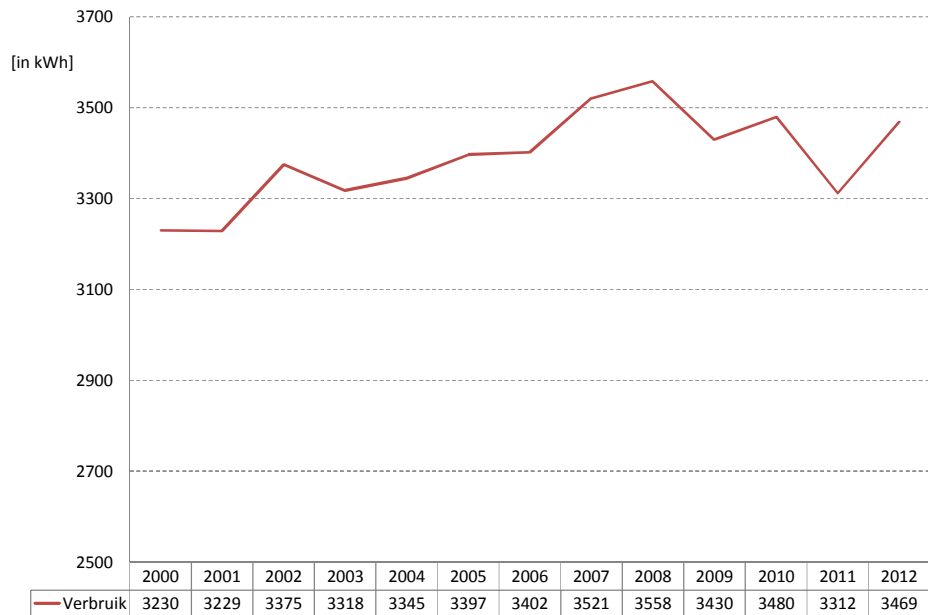
Figuur 25: Procentuele verdeling van het finale elektriciteitsverbruik per sector, 2000-2012



Bron: CBS Statline (2013).

Huishoudens is de derde sector qua grootte in het totale elektriciteitsverbruik in Nederland, met een aandeel van gemiddeld 21% over de jaren 2000-2012. Aanvankelijk steeg het totale elektriciteitsverbruik van alle huishoudens nog van 22 TWh in 2000 tot 24 TWh in 2004. Sindsdien echter is dit verbruik min of meer gestabiliseerd op een niveau van 24-25 TWh per jaar.

Figuur 26: Gemiddeld verbruik van elektriciteit per huishouden, 2000-2012



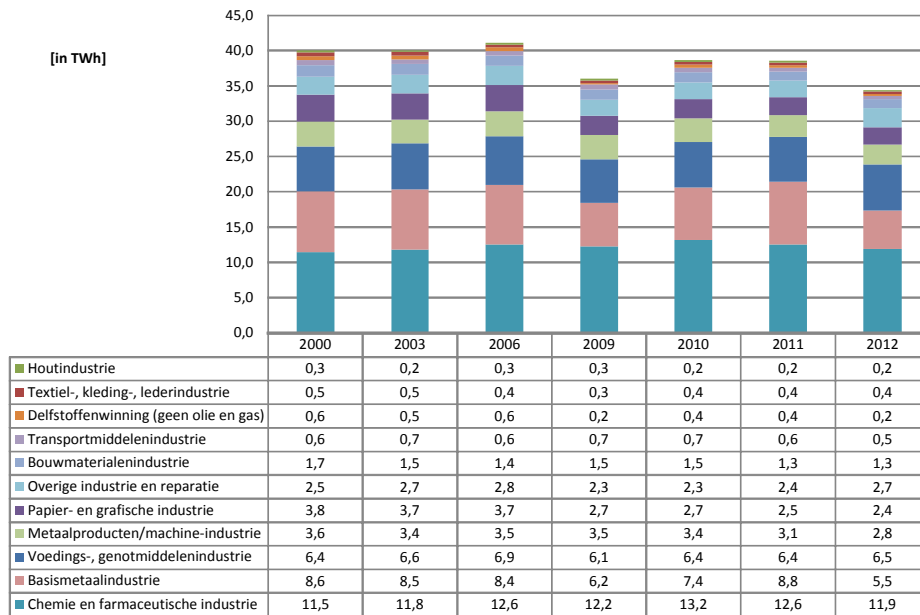
Bron: CBS Statline (2013).

Figuur 26 toont het verloop van het *gemiddelde* jaarlijkse verbruik van elektriciteit per huishouden voor de periode 2000-2012. In de jaren 2000-2008 steeg dit verbruik nog met ongeveer 10% van 3230 kWh in 2000 tot bijna 3560 kWh in 2008, i.e. een toename van gemiddeld 1,2% per jaar. In 2009 daalde het gemiddelde huishoudelijke verbruik echter met 3,6% waarna een licht herstel optrad in 2010 (+1,5%). In 2011 daalde het gemiddelde huishoudelijke verbruik echter opnieuw, ditmaal zelfs met bijna 5% van 3480 kWh in 2010 tot ongeveer 3310 kWh in 2011. In 2012 lag het gemiddelde elektriciteitsverbruik per huishouden (3470 kWh) echter weer op nagenoeg hetzelfde niveau als in 2010.

Figuur 27 verstrekt een nadere uitsplitsing van het elektriciteitsverbruik door de sector industrie per bedrijfstak. Hierin is nog duidelijker dan in **Figuur 24** te zien dat het industriële verbruik van elektriciteit aanzienlijk is gedaald in 2009. Dit geldt in het bijzonder voor de basismetaalindustrie, de voedings- en genotmiddelenindustrie, de papier en grafische industrie en de chemische en farmaceutische industrie. Dit zijn ook de bedrijfstakken, samen met de metaalproducten en machine-industrie, die doorgaans de grootste aandelen vertegenwoordigen in het totale elektriciteitsverbruik van de industrie (**Figuur 28**). Over de periode 2000-2012 als geheel waren de drie bedrijfstakken met het grootste elektriciteitsverbruik respectievelijk de chemische en farmaceutische industrie (31% van het totale industriële verbruik), de basismetaalindustrie (20%) en de voedings- en genotmiddelenindustrie (17%). Samen vertegenwoordigen ze 68% van het industriële verbruik van elektriciteit over de jaren 2000-2012, oftewel 24% van het totale elektriciteitsverbruik van alle sectoren in deze periode.²²

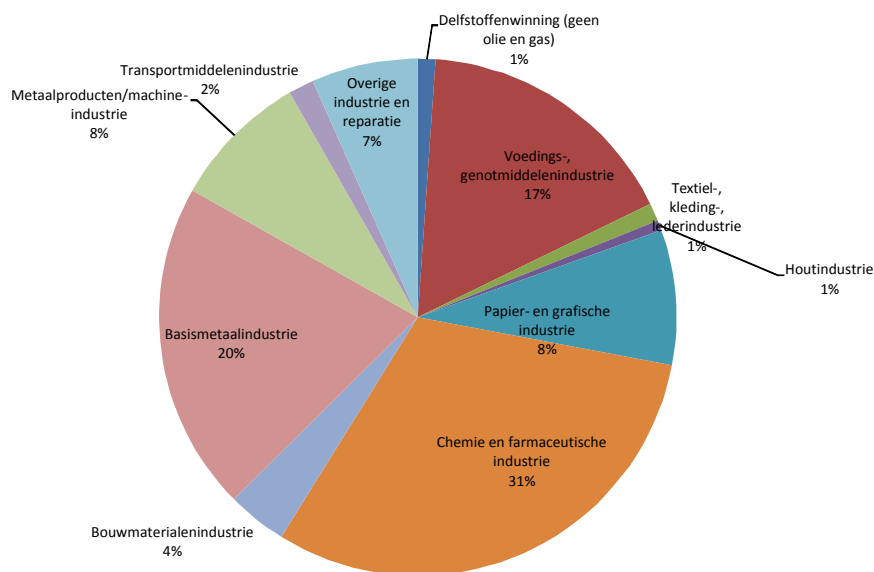
²² Het industriële verbruik van elektriciteit wordt nader geanalyseerd in Sectie 3.2.

Figuur 27: Verbruik van elektriciteit in industriële bedrijfstakken, 2000-2012



Bron: CBS Statline (2013).

Figuur 28: Procentuele verdeling van het industriële verbruik van elektriciteit per bedrijfstak, 2000-2012



Bron: CBS Statline (2013).

2.8 Prijzen, tarieven en belastingen

Figuur 29, Figuur 30 en Figuur 31 vertonen het totaal en de opbouw van de gemiddelde elektriciteitsprijzen voor drie categorieën eindverbruikers in Nederland, i.e. (i) huishoudens met een jaarlijks verbruik tussen de 2,5 en 5 MWh (in deze categorie zitten de meeste huishoudens), (ii) kleine bedrijven met een verbruik tussen de 500 en 2000 MWh, en (iii) grote bedrijven met een verbruik van 150.000 MWh of meer.

Voor elk van deze categorieën is de elektriciteitsprijs opgebouwd uit de volgende componenten (CBS Statline, 2013):²³

- *Leveringsprijs*. Dit is de prijs per kWh waartegen de leverancier de elektriciteit aflevert aan de eindgebruiker.²⁴
- *Netwerktarief*. Dit is de gemiddelde vergoeding voor het netbeheer door de landelijke en regionale netbeheerders. Het tarief per afnemer wordt bepaald door de toezichthouder van de energiesector (ACM) en verrekend via de energienota. Voor elektriciteit bestaat het netwerktarief uit de componenten vastrecht, systeemdiensten, transportbedrag en meetbedrag.²⁵
- *Energiebelasting*. Teneinde de besparing van (fossiele) energie te stimuleren heeft de overheid de energiebelasting ingevoerd. Voor elke kubieke meter gas en elke kWh stroom brengt de energieleverancier (namens de overheid) belasting in rekening. Maar een deel van het huishoudelijk energieverbruik is onbelast, aangezien energie een basisbehoefte is. Dit deel wordt gecompenseerd via een belastingvermindering (de zogenaamde ‘heffingskorting’). Deze korting is een vast bedrag per elektriciteitsaansluiting dat wordt verrekend via de elektriciteitsnota. Deze belastingvermindering is onafhankelijk van het verbruik, men krijgt het dus ook terug als men minder dan dit bedrag aan energiebelasting heeft betaald, bijvoorbeeld bij kleine afname van energie. Hierdoor kan bij een kleine afname de gemiddelde energiebelasting per kWh negatief uitvallen en de gemiddelde, totale elektriciteitsprijs laag (of zelfs ook negatief) uitpakken.
- *BTW*. Over alle bovengenoemde componenten, inclusief de energiebelasting, dient BTW betaald te worden.

Figuur 29 laat zien de gemiddelde elektriciteitsprijs voor de meeste huishoudens in de periode 2007-2012 ongeveer 18 à 19 Eurocent/kWh bedroeg.²⁶ Voor de meeste bedrijven ligt de gemiddelde elektriciteitsprijs een stuk lager dan voor de huishoudens in Nederland. Zo betaalden bedrijven met een verbruik tussen 500 en 2000 MWh per

²³ De Opslag voor Duurzame Energie (ODE) voor de Stimuleringsregeling Duurzame Energieproductie (SDE=) is pas in 2013 in werking getreden en daarom geen onderdeel van deze vergelijkingen.

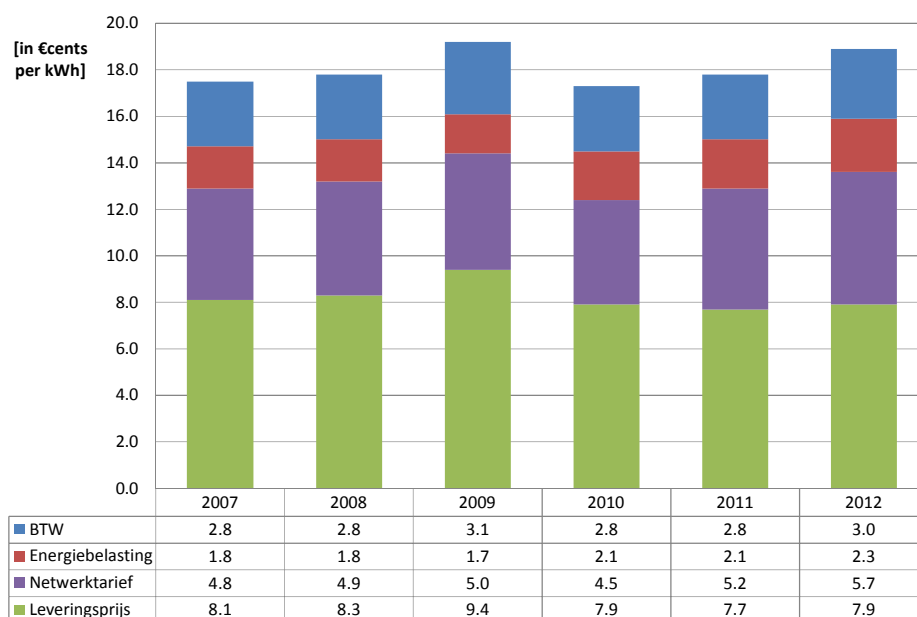
²⁴ Opgemerkt dient te worden dat met name voor de grotere bedrijven ‘de’ leverings-/electriciteitsprijs al lang niet meer bestaat. Veelal onderhandelen deze bedrijven met leveranciers over hun specifieke prijs, waarover veelal afspraken worden vastgelegd in (lange-termijn)contracten die doorgaans niet openbaar (‘vertrouwelijk’) zijn.

²⁵ Systeemdiensten omvatten de door de landelijke netbeheerder, TenneT, in rekening gebrachte kosten voor het in stand houden van het landelijke hoogspanningsnet. Het meetbedrag omvat het installeren, beheren en onderhouden van de elektriciteitsmeter, inclusief de opname van de stand hiervan.

²⁶ Merk op dat door het systeem van de vaste prijscomponenten, in het bijzonder de vaste heffingskorting van de energiebelasting, de gemiddelde prijs aanzienlijk kan afwijken van de marginale prijs (i.e. de prijs die een afnemer betaalt voor het verbruik van een extra kWh). Voor 2012 bijvoorbeeld wordt de marginale (variabele) elektriciteitsprijs voor een gemiddeld huishouden (3.5 MWh) geschat op ongeveer 22 Eurocent/kWh, terwijl de gemiddelde prijs – inclusief alle vaste componenten – voor teruggave van de energiebelasting circa 30 Eurocent/kWh bedraagt en na teruggave ongeveer 19 Eurocent/kWh (ECN et al., 2012).

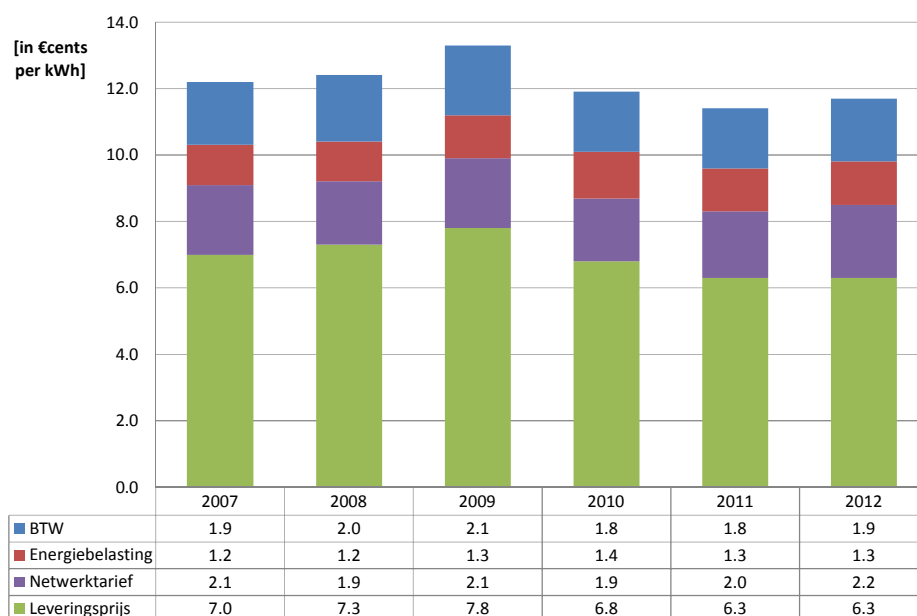
jaar gemiddeld ongeveer 12 Eurocent/kWh in de periode 2007-2012 (**Figuur 30**). De gemiddelde prijs voor bedrijven met een verbruik van 150.000 MWh of meer bedroeg in deze periode ongeveer 8 Eurocent/kWh (**Figuur 31**).

Figuur 29: Gemiddelde elektriciteitsprijs voor huishoudens (2,5 - 5 MWh), 2007-2012



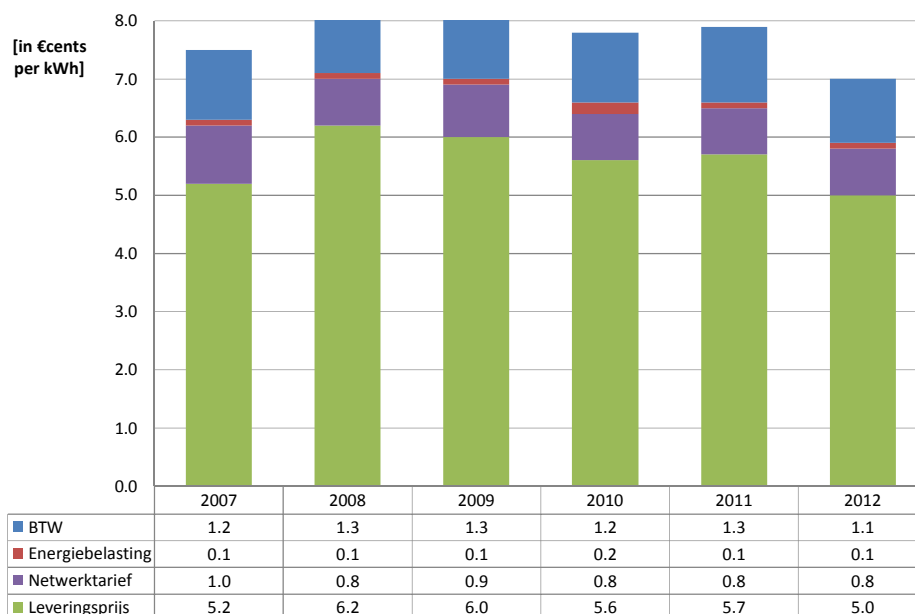
Bron: CBS Statline (2013).

Figuur 30: Gemiddelde elektriciteitsprijs voor bedrijven (500 - 2000 MWh), 2007-2012



Bron: CBS Statline (2013).

Figuur 31: Gemiddelde elektriciteitsprijs voor bedrijven (150.000 MWh of meer), 2007-2012



Bron: CBS Statline (2013).

De redenen voor bovengenoemde prijsverschillen tussen de drie categorieën eindverbruikers zijn:

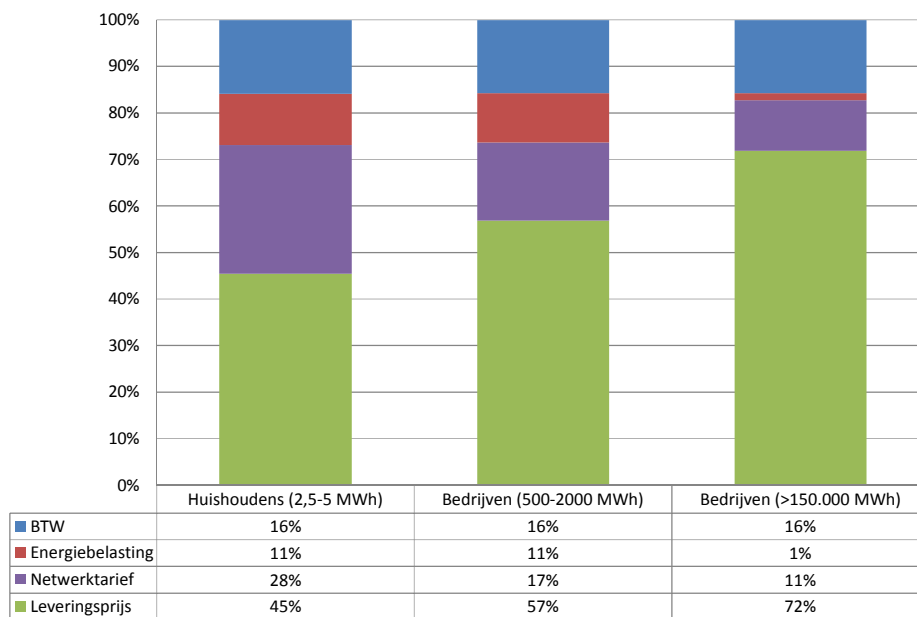
- De gemiddelde leveringsprijs is veelal lager bij een grotere afname.
- De variatie in de opbouw van de nettarieven die verschillende categorieën afnemers betalen.
- Het marginale tarief van de energiebelasting is lager per kWh voor categorieën van grotere verbruikers van elektriciteit (zie hieronder, in het bijzonder **Tabel 17**).
- Het BTW percentage is weliswaar voor alle gebruikers gelijk, maar omdat de bovengenoemde componenten waarover BTW betaald moet worden lager uitvallen voor grotere verbruikers betalen zij in absolute zin ook minder BTW per kWh.

Figuur 32 geeft een overzicht van de procentuele samenstelling van de gemiddelde elektriciteitsprijs voor de drie eerdergenoemde categorieën eindgebruikers over de periode 2007-2012. In deze periode betaalden deze drie groepen afnemers hetzelfde percentage BTW, i.e. gemiddeld 16% van de totale, gemiddelde elektriciteitsprijs (inclusief BTW).²⁷

De energiebelasting is degressief. Qua energiebelasting betaalden huishoudens met een gemiddeld verbruik (2,5 - 5 MWh) en bedrijven met een verbruik tussen de 500 en 2000 MWh gemiddeld 11% van hun elektriciteitsprijzen, terwijl dit aandeel voor de bedrijven met een verbruik van 150.000 MWh of meer ongeveer 1% bedroeg. Het aandeel van het netwerktarief in de totale elektriciteitsprijs is voor huishoudens hoger (28%) dan gemiddeld voor kleine en grote bedrijven (respectievelijk 17% en 11%). Daarentegen is het aandeel van de leveringsprijs in de totale elektriciteitsprijs voor huishoudens veel lager (45%) dan voor kleine en grote bedrijven (respectievelijk 57% en 72%).

²⁷ Merk op dat het BTW percentage normaliter wordt uitgedrukt als percentage van de toegevoegde waarde of prijs van een product (exclusief BTW). In dat geval bedraagt de betreffende BTW op elektriciteit voor alle drie categorieën 19%.

Figuur 32: Procentuele samenstelling van de gemiddelde elektriciteitsprijs voor drie categorieën eindgebruikers over de periode 2007-2009



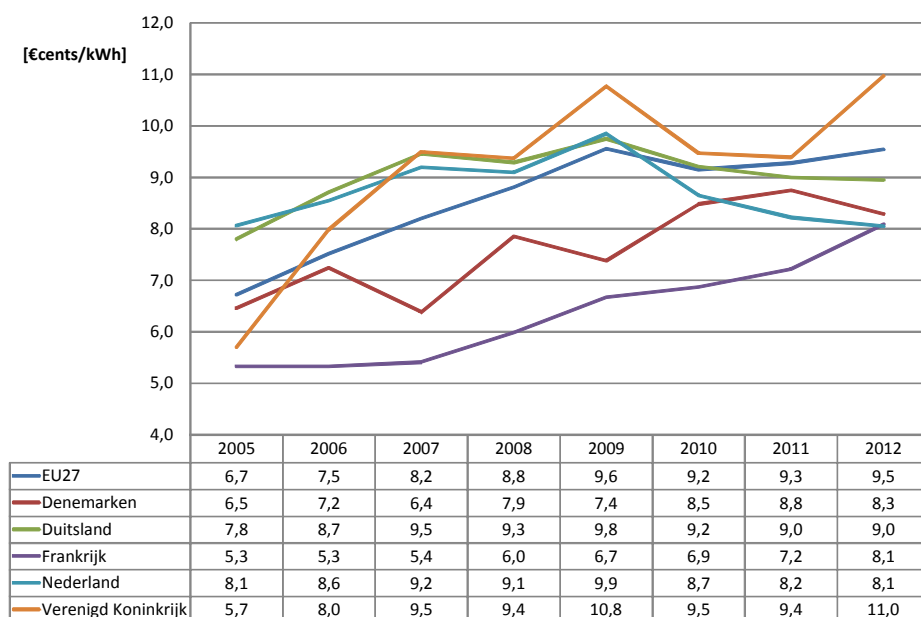
Bron: CBS Statline (2013).

Figuur 33 toont de gemiddelde elektriciteitsprijzen, exclusief belastingen, voor middelgrote industriële eindverbruikers (met een jaarlijks verbruik tussen 500 en 2000 MWh) in Nederland en enkele omliggende buurlanden over de periode 2005-2012. In 2005 waren deze prijzen nog het hoogst in Nederland en Duitsland en het laagst in Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk. Sindsdien zijn deze prijzen in laatstgenoemde twee landen aanzienlijk gestegen, in het bijzonder in het Verenigd Koninkrijk, terwijl ze veel minder zijn gestegen – en na 2009 zelfs zijn gedaald – in Nederland en Duitsland. Daardoor hoorde Nederland in 2012 tot de landen met de laagste elektriciteitsprijzen voor middelgrote bedrijven terwijl het Verenigd Koninkrijk de hoogste prijzen noteerde.

Hierbij moet worden opgemerkt dat het internationaal vergelijken van elektriciteitsprijzen of –kosten moeilijk is aangezien ze afhankelijk zijn van specifieke situaties, tarieven, heffingen en fiscale voordelen (ECN et al., 2012). Bovendien verschaft **Figuur 33** slechts elektriciteitsprijzen, exclusief belastingen, voor middelgrote bedrijven en niet voor grootschalige, energie-intensieve bedrijven waarvoor veelal bedrijfsspecifieke prijzen gelden die doorgaans niet openbaar zijn. Tenslotte, zoals geïllustreerd in **Figuur 33**, kunnen de elektriciteitsprijzen voor industriële eindverbruikers tussen de landen van jaar tot jaar significant verschillen.

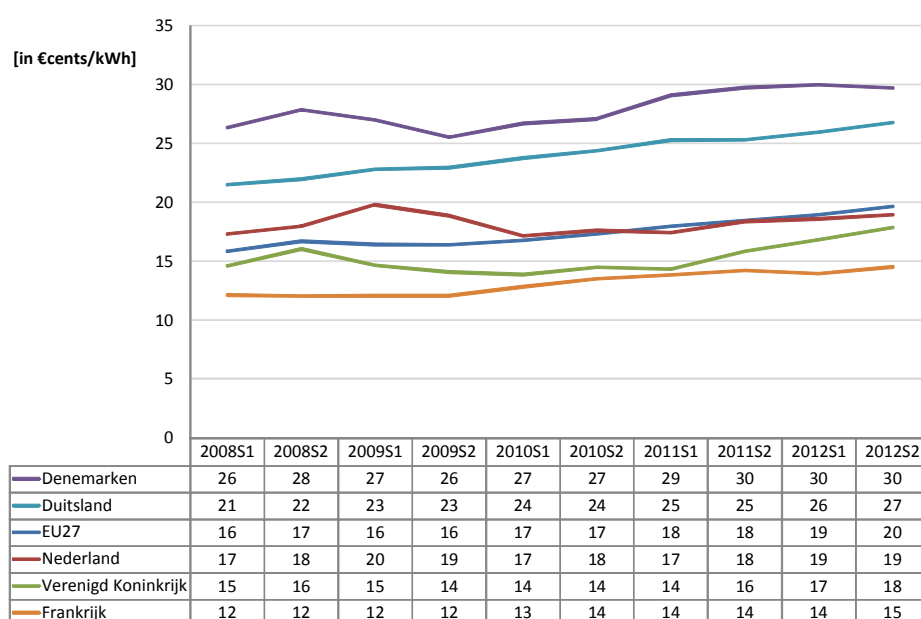
Figuur 34 geeft een vergelijking van de gemiddelde, halfjaarlijkse elektriciteitsprijzen voor huishoudens in Nederland en enkele andere, nabijgelegen EU landen vanaf de eerste helft van 2008 (2008S1) tot de laatste helft van 2012 (2012S2). Voor huishoudens liggen de prijzen het laagst in Frankrijk, gevolgd door het Verenigd Koninkrijk, en het hoogst in Denemarken, gevolgd door Duitsland. Nederland bevindt zich in het midden van deze vier landen en benadert daarmee het gemiddelde voor de EU27 als geheel.

Figuur 33: Gemiddelde elektriciteitsprijzen, exclusief belastingen, voor middelgrote industriële eindverbruikers met een jaarlijks verbruik tussen 500 en 2000 MWh in Nederland en omliggende buurlanden, 2005-2012



Bron: Eurostat (2013).

Figuur 34: Gemiddelde, halfjaarlijkse elektriciteitsprijzen, inclusief belastingen, voor huishoudens in EU landen, 2007-2012



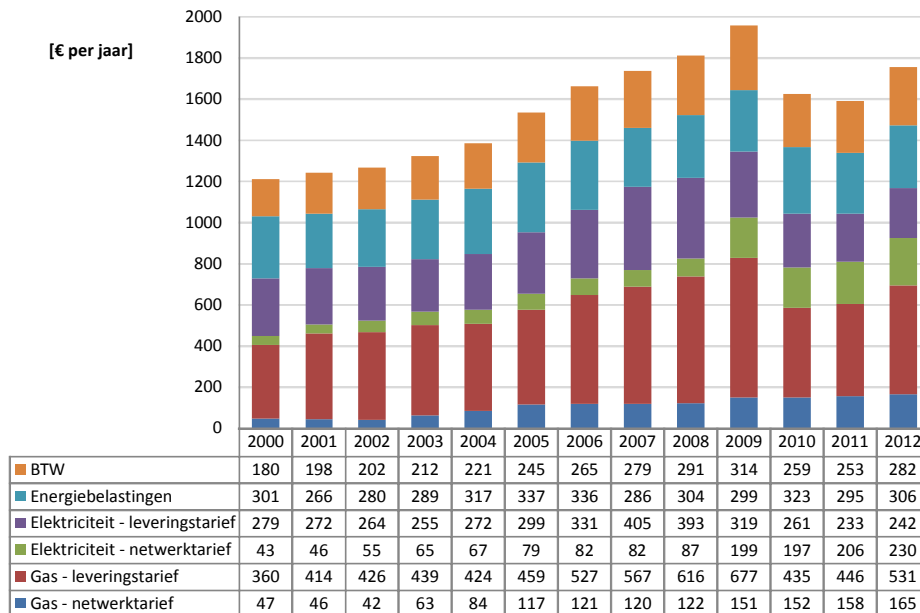
Bron: Eurostat/ECN et al. (2012).

Huishoudens: totale energierekening

Figuur 35 verschaft een beeld van de ontwikkeling van de totale energierekening (gas en elektriciteit) voor een gemiddeld huishouden over de periode 2000-2012. In deze periode is deze rekening gestaag toegenomen vanaf € 1200 per jaar in 2000 tot bijna € 2000 in 2009 in het bijzonder door de relatief sterke stijging van het leveringstarief voor

gas alsmede van de netwerktarieven voor zowel gas als elektriciteit, met name vanaf 2009. In de jaren 2010-2011 daalde de energierekening voor huishoudens echter tot circa € 1600, in het bijzonder door de lagere leveringstarieven voor gas en elektriciteit. In 2012 daarentegen steeg de rekening opnieuw naar ongeveer € 1750.

Figuur 35: Jaarlijkse energierekening van gemiddeld huishouden in Nederland, 2000-2012



Bron: Agentschap NL (2013).

In de afgelopen vier jaar, 2009-2012, waren de BTW en de energiebelastingen op gas en elektriciteit verantwoordelijk voor bijna 34% van de totale energierekening van een gemiddeld huishouden in Nederland. Het aandeel van de gastarieven (levering en netwerk, exclusief belastingen) in deze rekening bedroeg ruim 39% terwijl het aandeel van de elektriciteitstarieven de resterende 27% beliep.²⁸

Tabel 17: Energiebelasting: tarieven elektriciteit (in Eurocenten per kWh)

	2009	2010	2011	2012	2013
0-10.000 kWh	10,85	11,14	11,21	11,40	11,65
10.000-50.000 kWh	3,98	4,06	4,08	4,15	4,24
50.000-10 mln. kWh	1,06	1,08	1,09	1,11	1,13
10 mln.-> niet zakelijk verbruik	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
10 mln.-> zakelijk verbruik	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Belastingvermindering EB per aansluiting (p/j)	318,62	318,62	318,62	318,62	318,62

Bron: Ministerie van Financiën (2012 en 2013).

Belastingopbrengsten op elektriciteit

Tabel 17 verschaft een overzicht van de tarieven van de energiebelasting op elektriciteit voor de jaren 2009-2013. Daaruit blijkt dat het tarief per kWh fors daalt naarmate de verbruikscategorie groter wordt. Daar staat tegenover dat de ontheffingskorting - of

²⁸ Het netwerktarief in **Figuur 35** is hoger dan in **Figuur 18**. Dit verschil vloeit voort uit het feit dat **Figuur 18** het gemiddelde tarief van de regionale netbeheerders weergeeft terwijl **Figuur 35** tevens het tarief voor de nationale netbeheerder (TenneT) omvat.

vermindering van de energiebelasting op elektriciteit - een vast bedrag per aansluiting betreft (bijna € 320 per jaar in 2009-2013., waarvan met name de kleinere, energie-efficiëntere huishoudens relatief het meest profiteren.

Tabel 18 geeft tenslotte een schatting van de totale belastingopbrengsten op elektriciteit voor de jaren 2008-2013. De opbrengsten van de energiebelasting op elektriciteit zijn geschat op 35% van de totale opbrengsten aan energiebelasting (inclusief gas), resulterend in een bedrag van € 1,4 miljard in 2008 tot € 1,6 miljard in 2013. De schattingen voor de totale opbrengsten aan BTW op elektriciteit lopen uiteen van € 2,1 miljard in 2010 tot € 2,3 miljard in 2013.

Voor de periode 2008-2013 komen de totale opbrengsten van alle belastingen op elektriciteit (EB + BTW) uit op gemiddeld ongeveer € 3,7 miljard per jaar. Dit komt overeen met circa 2,7% van alle belastingontvangsten per jaar in deze periode.

Tabel 18: Schatting opbrengsten belastingen op elektriciteit, 2008-2013 (in mln. €)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Energiebelasting:						
• Totaal (gas + elektriciteit)	4076	4183	4174	4146	4142	4495
• Waarvan elektriciteit ^a	1427	1464	1461	1451	1450	1573
BTW elektriciteit (huishoudens)						
• Huishoudens	797	872	707	734	802	890
• Bedrijven	1416	1336	1375	1405	1421	1438
• Totaal	2213	2208	2082	2139	2223	2328
Totaal elektriciteit (EB + BTW)	3640	3672	3543	3590	3673	3901
Als % totale belastingontvangsten	2,6	2,8	2,6	2,7	2,8	2,8

a) Aandeel elektriciteit in totale opbrengst energiebelasting is geschat op 35%.

Bron: Totale opbrengsten energiebelasting: Ministerie van Financiën (2012 en 2013); overig: schattingen ECN.

3

Bijdrage van de elektriciteitssector aan de Nederlandse economie

Dit hoofdstuk analyseert de bijdrage van de elektriciteitssector aan de Nederlandse economie, in het bijzonder aan het bruto binnenlands product (BBP), de toegevoegde waarde en de werkgelegenheid (Sectie 3.1). Na deze directe bijdrage aan de nationale economie behandelt Sectie 3.2 vervolgens de indirecte effecten van de elektriciteitssector door het nader beschouwen van de achterwaartse en voorwaartse relaties van deze sector in de Nederlandse economie. Tenslotte gaat Sectie 3.3 kort in op enkele andere indicatoren voor het bepalen van het belang van de Nederlandse elektriciteitssector voor de nationale economie.

3.1 Productie, toegevoegde waarde en werkgelegenheid

Productie, toegevoegde waarde en werkgelegenheid van de elektriciteitssector geven een indruk van de economische omvang van deze sector. In de gangbare statistieken over omzetten, toegevoegde waarde, bijdrage aan BBP en werkgelegenheid onderscheidt het CBS echter geen aparte elektriciteitssector. Om deze reden is een verzoek tot maatwerk gedaan aan het CBS. Het maatwerkverzoek betrof data over de werkgelegenheid en enkele financieel-economische indicatoren met betrekking tot de elektriciteitssector alsmede over de kosten van het elektriciteitsverbruik in nagenoeg

alle bedrijfstakken van Nederland (Sectie 3.2).²⁹ De in deze secties genoemde cijfers komen voort uit dit maatwerkverzoek of zijn daaruit afgeleid, tenzij anders vermeld.

Tabel 19 presenteert de resultaten voor de werkgelegenheid en enkele financieel-economische indicatoren met betrekking tot de elektriciteitssector in 2009. **Tabel 20** toont vergelijkbare resultaten voor 2010. De begrippen in deze tabellen worden in de tekst hieronder toegelicht. In navolging van het CBS wordt de elektriciteitssector in deze tabellen onderverdeeld in de volgende drie sub-sectoren: (i) *Opwekking*, i.e. de productie van elektriciteit, (ii) *Handel en levering*, (iii) *Transport*, inclusief transmissie, distributie en andere netwerkdiensten.

Tabel 19: Economische indicatoren voor de elektriciteitssector, 2009

	Financieel-economische indicatoren (in miljoen €)						Werkgelegenheid (in duizend fte)	
	Netto omzet	Inkoop- waarde van de omzet	Bedrijfs- opbrengsten	Bedrijfs- kosten	Bedrijfs- resultaat	Toe- gevoegde waarde	Werk- nemers	Werkzame personen
Elektriciteitssector <i>waarvan:</i>	24.209	19.375	25.299	23.176	2.123	3.866	12,2	15,3
Opwekking	8.819	6.869	9.031	8.275	756	1.436	3,7	4,9
Handel en levering	12.548	11.402	12.795	12.061	734	893	2,7	3,3
Transport	2.842	1.104	3.473	2.840	633	1.537	5,8	7,1

Bron: CBS (2012a).

Tabel 20: Economische indicatoren voor de elektriciteitssector, 2010

	Financieel-economische indicatoren (in miljoen €)						Werkgelegenheid (in duizend fte)	
	Netto omzet	Inkoop- waarde van de omzet	Bedrijfs- opbrengsten	Bedrijfs- kosten	Bedrijfs- resultaat	Toe- gevoegde waarde	Werk- nemers	Werkzame personen
Elektriciteitssector <i>waarvan:</i>	21.481	16.806	22.357	20.539	1.818	3.684	12,8	15,6
Opwekking	8.240	6.212	8.475	7.625	850	1.509	3,8	4,9
Handel en levering	10.320	9.508	10.496	10.229	267	461	2,6	3,3
Transport	2.858	1.086	3.386	2.685	701	1.713	6,4	7,5

Bron: CBS (2012a).

²⁹ Onder de elektriciteitssector vallen alle in Nederland gevestigde bedrijven die volgens de Standaard Bedrijfsindeling (SBI) behoren tot de overkoepelende bedrijfstak 35 "Productie en distributie van en handel in elektriciteit, aardgas, stoom en gekoelde lucht" en die zich in het bijzonder richten op elektriciteitsopwekking, transport of handel. Voor het berekenen van de omvang van de elektriciteitssector heeft het CBS gebruik gemaakt van de Productiestatistiek (PS) van het CBS. De 'electriciteitssector' als zodanig bestaat evenwel niet in dit systeem. Om cijfers te kunnen ramen, heeft het CBS de elektriciteitssector gedefinieerd als een verbijzondering van de overkoepelende bedrijfstak Energie, SBI 35. Het SBI-classificatiesysteem typeert bedrijven op basis van hoofdactiviteit, waardoor bedrijven met elektriciteit gerelateerde *nevenactiviteiten* buiten beschouwing worden gelaten. Om binnen de bedrijfstak Energie de omvang van de 'electriciteitssector' te kunnen afleiden, is er gebruik gemaakt van een modelschatting. Deze methode maakt gebruik van omzetfracties. Voor alle energiebedrijven met als hoofdactiviteit de productie van elektriciteit (SBI 35111, 35112 en 35113), het beheer en de exploitatie van transportnetten voor elektriciteit, aardgas en warm water (SBI 35120), de distributie van elektriciteit en gasvormige brandstoffen via leidingen (SBI 35130) en de handel in elektriciteit en in gas via leidingen (SBI 35140), is gekeken welk aandeel van de totale bedrijfsomzet te maken heeft met elektriciteit. Alle (neven)activiteiten van producenten, handelaren en transporteurs die niet aan elektriciteit zijn gerelateerd, worden hiermee buiten beschouwing gelaten. De aanname is vervolgens dat de elektriciteitsfractie van de omzet van een bedrijf ook van toepassing is op alle overige variabelen.

Netto omzet en bedrijfsopbrengsten

Voor de geproduceerde en verkochte hoeveelheid elektriciteit staan in de tabellen twee maatstaven. De *netto omzet* is de opbrengst (exclusief BTW) uit de verkoop van goederen en de levering van diensten. De *bedrijfsopbrengsten* zijn deze verkoopopbrengsten én de waarde van voorraadmutaties, productie voor het eigen bedrijf, subsidies en schade-uitkeringen. In de tabellen is te zien dat voor de elektriciteitssector als geheel en voor opwekking en handel en levering de twee maatstaven in dezelfde orde van grootte liggen. Voor *transport* liggen de bedrijfsopbrengsten hoger dan de netto omzet. Het verschil wordt vooral verklaard door de vooruit ontvangen bijdragen in de aanleg en aansluiting van netten. Deze bijdragen worden door de netbeheerders geamortiseerd en in de overige bedrijfsopbrengsten opgenomen.

Omzet- en opbrengstcijfers leveren slechts beperkt inzicht op over de economische omvang of betekenis van een sector. Zo bestaat er een ‘dubbeltelling’ tussen opwekking enerzijds en handel en levering anderzijds. Als opgewekte stroom wordt verkocht aan een leverancier die het weer doorverkoopt aan een verbruiker, wordt de geproduceerde stroom tweemaal geteld in de omzet- en opbrengstvariabelen. Dit verklaart dan ook het hoge aandeel van handel en levering in de elektriciteitssector, evenals het hoge aandeel inkoopwaarde van de omzet bij handel en levering. Daarom kijken we hieronder naar de variabelen werkgelegenheid, bedrijfswinst en toegevoegde waarde.

Werkgelegenheid, bedrijfswinst en toegevoegde waarde

Werkgelegenheid is de inzet van de productiefactor arbeid in de sector. Het verschil tussen “werknemers” en “werkzame personen” wordt gevormd door het ‘tijdelijke’ personeel, dat niet meetelt bij werknemers, maar wel bij werkzame personen. Vandaar dat het aantal werkzame personen in fte’s het aantal werknemers in fte’s overtreft. We gaan hier uit van werkzame personen.

In 2009 en 2010 waren er respectievelijk 15,3 en 15,6 duizend personen werkzaam in de elektriciteitssector als geheel, gemeten in fte’s (i.e. arbeidsjaren). Ter vergelijking, in 2009 en 2010 bedroeg de totale Nederlandse werkgelegenheid respectievelijk 6,8 miljoen en 6,7 miljoen arbeidsjaren (CBS: Arbeidsrekeningen). Daarmee ligt het percentage werkzame personen in fte’s in de totale werkgelegenheid in arbeidsjaren rond de 0,2%. Bijna de helft van de werkgelegenheid in de elektriciteitssector betreft transport, dat wil zeggen de levering van netwerkdiensten ten behoeve van het transport van elektriciteit. Handel en levering kennen de minste werkgelegenheid: een procent of 20 van de werkgelegenheid in de elektriciteitssector als geheel.

De toegevoegde waarde is het inkomen dat in het productieproces wordt gevormd en meet daardoor het inkomen dat beschikbaar is voor de beloning van productiefactoren. Het wordt in de Nationale Rekeningen vastgesteld als de waarde van de productie minus het intermediair verbruik. De toegevoegde waarde voor de elektriciteitssector als geheel bedroeg in 2009 en 2010 respectievelijk € 3,9 en € 3,7 miljard. De toegevoegde waarde in Nederland als geheel bedroeg respectievelijk € 511 en € 526 miljard (CBS: BBP, productie en bestedingen). Het percentage toegevoegde waarde van de elektriciteitssector is daarmee 0,7 à 0,8% van de totale toegevoegde waarde in Nederland.

De tabellen laten zien dat de toegevoegde waarde van opwekking en van transport in dezelfde orde van grootte liggen en aanzienlijk hoger zijn dan die van handel en levering. Opvallend is het verschil tussen 2009 en 2010: bij handel en levering is de toegevoegde waarde ongeveer 23% in 2009 en circa 13% in 2010 van de totale toegevoegde waarde in de elektriciteitssector. Dit uit zich overigens nauwelijks in een daling van de werkgelegenheid. Eenzelfde daling is bij handel en levering te zien bij het bedrijfsresultaat: € 267 miljoen in 2010 (15% van het totaal van de elektriciteitssector) ten opzichte van € 734 miljoen in 2009 (35% van het totaal). Omdat hier echter slechts cijfers betreft voor twee jaren is het lastig – en ook niet verantwoord – om hier bepaalde trends of conclusies uit te trekken.

Op het eerste gezicht lijken de meeste variabelen in 2010 op een lager niveau te liggen dan in 2009. Bij opwekking liggen toegevoegde waarde en (vooral) bedrijfsresultaat in 2010 juist hoger: bedrijfskosten zijn sneller gedaald dan bedrijfsopbrengsten. Bij transport ligt de netto omzet in beide jaren ongeveer op hetzelfde niveau en liggen net als bij opwekking toegevoegde waarde en (vooral) bedrijfsresultaat in 2010 op een hoger niveau. Het meest opmerkelijk, misschien, betreft de werkgelegenheidscijfers: voor de sector als geheel is de werkgelegenheid in 2010 namelijk toegenomen ten opzichte van 2009. Alleen in termen van werknemers vindt bij handel en levering een beperkte daling plaats. De stijging is het sterkst bij transport. Wellicht kan dit worden verklaard uit toegenomen investeringen en/of onderhoud. De totale werkgelegenheid in Nederland is in 2010 ten opzichte van 2009 (beperkt) afgenomen.

3.2 Relaties met andere sectoren via leveranciers en afnemers

Het economische belang van een sector reikt verder dan de sector zelf. De elektriciteitssector oefent vraag uit naar productiefactoren en levert elektriciteit aan afnemers. Het eerste, de levering aan de elektriciteitssector, wordt wel als “achterwaartse relaties” betiteld, het tweede als “voorwaartse relaties”.

Achterwaartse relaties: de vraag naar productiefactoren

Wat geldt voor variabelen als de omzet, toegevoegde waarde en werkgelegenheid van de elektriciteitssector, geldt tevens voor de achterwaartse relaties van deze sector: in input-outputtabellen van het CBS wordt de elektriciteitssector niet apart onderscheiden. In **Tabel 19** en **Tabel 20** (Sectie 3.1) wordt een eerste indicatie gegeven van de omvang van de achterwaartse relaties in de vorm van de inkoopwaarde van de omzet. Uit die tabellen construeren we **Tabel 21**.³⁰

³⁰ De getallen in **Tabel 21** voor bedrijfskosten en inkoopwaarde van de omzet vertonen een vergelijkbare ‘dubbeltelling’ als eerder besproken voor de omzet en opbrengstcijfers in **Tabel 19** en **Tabel 20**.

Tabel 21: Inkoopwaarde van de omzet en bedrijfskosten elektriciteitssector, 2009 en 2010

	Inkoopwaarde van de omzet, 2009, mln. €	Inkoopwaarde van de omzet, 2010, mln. €	Bedrijfskosten, 2009, mln. €	Bedrijfskosten, 2010, mln. €
Elektriciteitssector <i>waarvan:</i>	19.375	16.806	23.176	20.539
Opwekking	6.869	6.212	8.275	7.625
Handel en levering	11.402	9.508	12.061	10.229
Transport	1.104	1.086	2.841	2.685

Bron: CBS (2012a).

Te zien is dat zowel de inkoopwaarde van de omzet als de bedrijfskosten dalen van 2009 naar 2010. De bedrijfskosten zijn altijd hoger dan de inkoopwaarde van de omzet. De bedrijfskosten zijn namelijk de inkoopwaarde van de omzet *plus* de arbeidskosten, afschrijvingen op vaste activa en overige bedrijfskosten. Voor de achterwaartse relaties is de inkoopwaarde van de omzet van belang. Deze is gedefinieerd als de kosten van grond- en hulpstoffen, verpakkingsmiddelen, handelsgoederen, loondiensten en uitbestede werkzaamheden, voor zover verbruikt bij de productie van de in dat jaar verkochte goederen diensten.³¹ **Tabel 22** geeft de inkoopwaarde van de omzet als percentage van de bedrijfskosten.

Tabel 22: Inkoopwaarde omzet als percentage van de bedrijfskosten, 2009 en 2010

	Inkoopwaarde van de omzet als % bedrijfskosten, 2009	Inkoopwaarde van de omzet als % bedrijfskosten, 2010
Elektriciteitssector <i>waarvan:</i>	84	82
Opwekking	83	81
Handel en levering	95	93
Transport	39	40

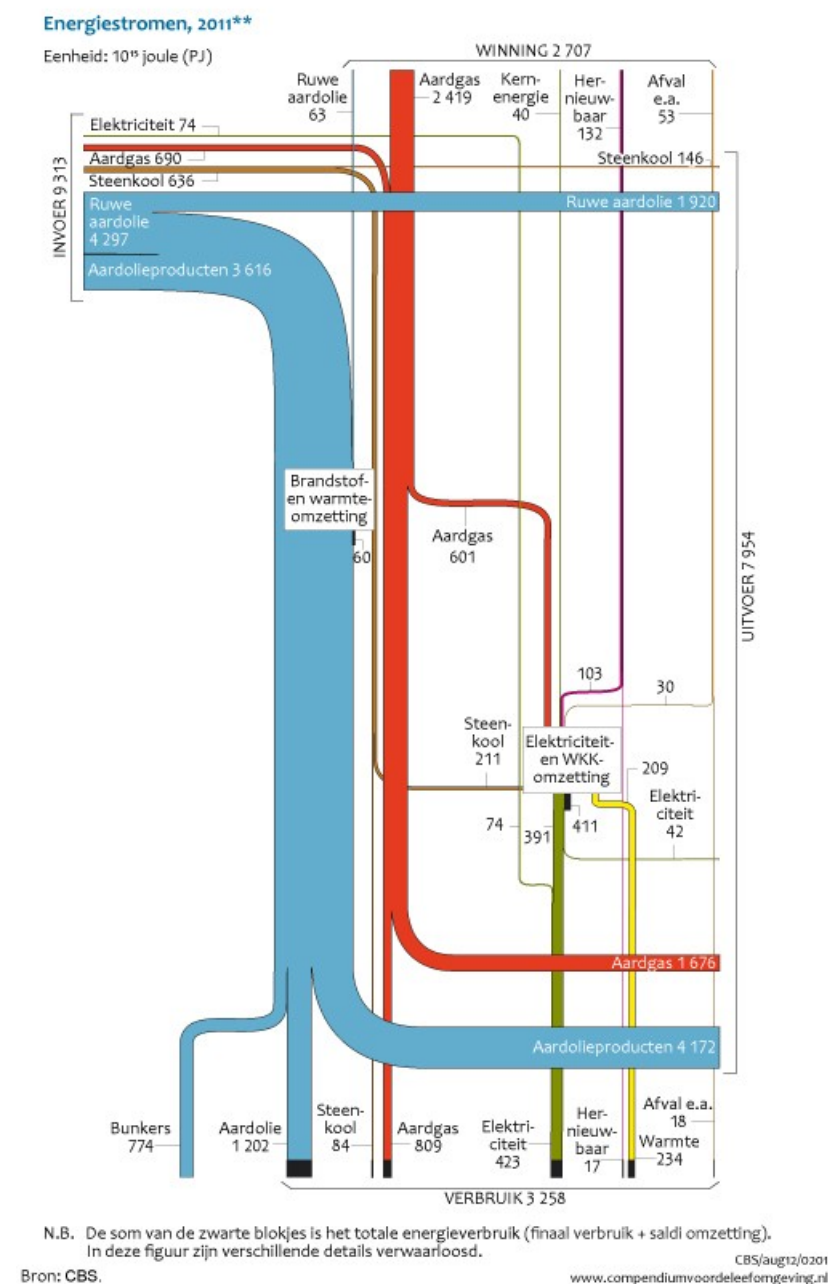
Bron: CBS (2012a).

Zoals verwacht ligt het aandeel inkoopwaarde van de omzet hoog bij handel en levering en relatief laag bij transport. Bij opwekking ligt het aandeel boven de 80 procent, omdat voor de opwekking van (grijze) elektriciteit brandstof nodig is. Sectie 2.3 liet al zien dat aardgas de dominante energiebron voor de opwekking van elektriciteit is (53 procent), gevolgd door steenkool met ongeveer 24 procent in 2012. Het aandeel hernieuwbaar is bijna 12 procent in 2012.

Het belang van de achterwaartse relaties voor de Nederlandse economie geldt vooral voor die relaties waar geen sprake is van import. Een nadere indicatie van die relaties, inclusief de importen van brandstoffen, wordt verschaft door **Figuur 36** dat een diagram presenteert van de energiestromen in Nederland voor het jaar 2011.

³¹ Dit is exclusief kosten voor niet verkochte productie en inclusief kosten voor uit voorraad afkomstige omzet. Het eerste onderschat achterwaartse relaties in een jaar, het tweede overschat achterwaartse relaties in een jaar.

Figuur 36: Stroomdiagram energie voor Nederland, 2011³²



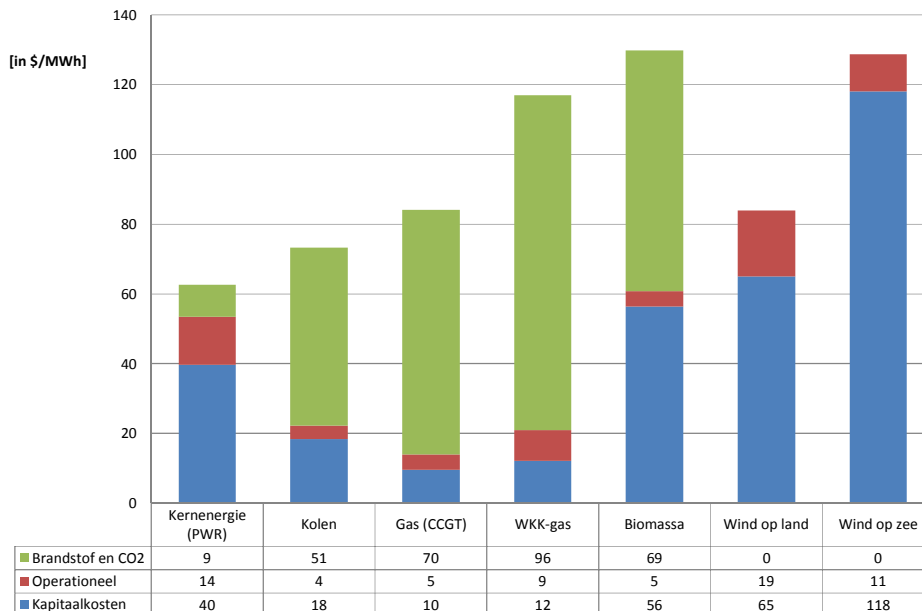
De totale hoeveelheid geproduceerde elektriciteit voor binnenlands finaal verbruik en export bedraagt 465 PJ in 2011, waarvan 423 PJ voor binnenlands finaal verbruik en 42 PJ voor export. Deze energie wordt gewonnen uit afval, hernieuwbare bronnen en kernenergie, alle binnen Nederland voortgebracht (samen 173 PJ), uit steenkool (211 PJ, volledig geïmporteerd) en uit aardgas (601 PJ, gemiddeld wordt, zo blijkt uit de figuur, ongeveer 20-25% van het verbruikte plus geëxporteerde aardgas geïmporteerd).

Naast brandstof gebruikt elektriciteitsproductie ook andere input. **Figuur 37** geeft een indruk van de verhouding tussen verschillende kostencategorieën voor verschillende

³² Letterlijke weergave van de diagram uit CBS, PBL, en Wageningen UR (2012).

wijzen van opwekking (per geproduceerde eenheid elektriciteit) in Nederland. Hieruit blijkt dat voor gascentrales de brandstofkosten overheersen. Bij kolencentrales en vooral kerncentrales ligt het aandeel investeringskosten hoger. Voor windenergie zijn de kapitaalkosten dominant.

Figuur 37: Gegeneraliseerde elektriciteitskosten in Nederland



a) Gebaseerd op een discontovoet voor investeringskosten van 5%.

Bron: IEA, NEA en OECD (2010).

De achterwaartse relaties van de elektriciteitssector betreffen vooral de leverantie van brandstoffen. Afgezien van binnenlands geproduceerd gas, gaat het hier grotendeels om import van brandstoffen zodat er slechts een beperkt effect op de binnenlandse productie is.

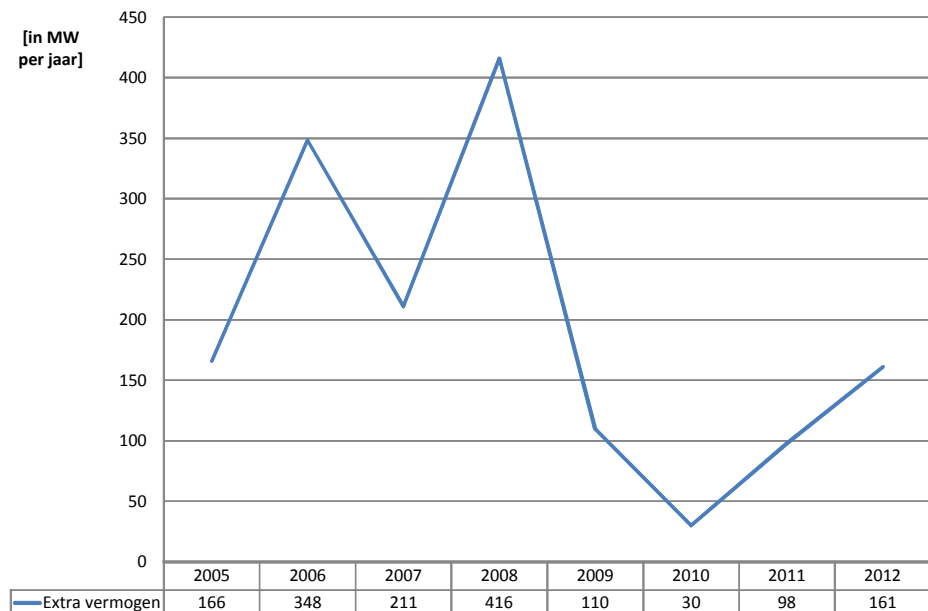
Bouw en onderhoud van centrales betekent vraag naar kapitaalgoederen. Deze vraag is relatief het grootst bij duurzame technologieën zoals windenergie. Het relatieve aandeel van deze technologieën in het elektriciteitsaanbod is echter nog beperkt waardoor de vraag naar kapitaalgoederen ook relatief klein is. **Figuur 38** laat zien dat het bijgeplaatst windenergievermogen per jaar flink fluctueert en sinds 2009 sterk is gedaald. De toename in 2011 en 2012 betreft uitsluitend windturbines op land; op zee is sinds 2008 geen vermogen bijgeplaatst. De bouw van windturbines is een internationale markt. Nederlandse producenten van windturbines hebben een klein marktaandeel waardoor eventuele vraag naar nieuwe turbines vooral leidt tot extra import van kapitaalgoederen.³³

Bouw en onderhoud van centrales en netwerken genereren productie en werkgelegenheid bij toeleveranciers en bouw- en onderhoudsbedrijven. Dit zal vooral vraag zijn naar werknemers met een technische opleiding in de installatiebranche en de gespecialiseerde bouw. Bij gebrek aan een input-output tabel voor de

³³ Het Deense bedrijf Vestas is internationaal marktleider, maar ziet zijn marktaandeel snel teruglopen in de concurrentieslag met nieuwe producenten uit de VS en China (Berger, 2010).

elektriciteitssector kan dit achterwaartse effect niet nauwkeurig worden berekend. SEO Economisch Onderzoek heeft voor een andere technische sector met een input-output tabel een achterwaarts effect berekend van circa 60% (Bisschop et al, 2012). Een dergelijk percentage zou betekenen dat de elektriciteitssector indirect circa 7.500 fte aan werkgelegenheid met zich meebrengt, oftewel 0,1% van de totale Nederlandse werkgelegenheid.

Figuur 38: Bijgeplaatst vermogen aan windenergie, 2005-2012



Bron: CBS (2013).

Voorwaartse relaties: de afnemers van elektriciteit

Het belang van de elektriciteitssector voor de Nederlandse economie met betrekking tot de zogenoemde 'voorwaartse relaties' is zowel evident als cruciaal: in onze moderne samenleving is de leveringszekerheid van elektriciteit van vitaal belang voor nagenoeg iedereen en elke sector.

In deze sectie beperken we ons echter tot een nauwere interpretatie van het belang van de voorwaartse relaties van de elektriciteitssector en richten we ons in het bijzonder op het belang van het elektriciteitsverbruik in (i) het totale energieverbruik per sector en sub-sector, en (ii) de totale kostenstructuur van de belangrijkste bedrijfstakken en economische activiteiten in Nederland.

In Hoofdstuk 2 is het finale elektriciteitsverbruik in fysieke termen (MWhs en PJs) geanalyseerd voor Nederland als geheel en enkele (industriële) sectoren in het bijzonder (zie met name Sectie 2.7). **Tabel 23** geeft een nadere uitsplitsing van dat verbruik voor het jaar 2012 per sector en sub-sector vanuit drie verschillende gezichtspunten: (i) het elektriciteitsverbruik in fysieke termen (MWh) op het meest gedetailleerde niveau dat beschikbaar is in de CBS statistieken, (ii) het elektriciteitsverbruik per (sub)sector als % van het totale elektriciteitsverbruik in Nederland, en (iii) het elektriciteitsverbruik als % van het totale finale energieverbruik van de betreffende (sub)sector.

Tabel 23: Finaal elektriciteitsverbruik per sector in Nederland, 2012

Sectoren en sub-sectoren	In MWh	Als % van het totale elektriciteitsverbruik in Nederland	Aandeel elektriciteit in totaal finaal energieverbruik per sector/sub-sector
Nederland totaal	114726	100,0%	14,6%
Energiesector	9250	8,1%	17,3%
06 Winning van aardolie en aardgas	1904	1,7%	19,1%
192 Aardolie-industrie	2621	2,3%	7,1%
35 Energiebedrijven	4725	4,1%	73,6%
Totaal energieafnemers	105476	91,9%	14,4%
Industrie (inclusief delfstoffenwinning)	34430	30,0%	10,0%
08 Delfstoffenwinning (geen olie en gas)	212	0,2%	15,4%
10-12 Voedings-, genotmiddelenindustrie	6458	5,6%	29,2%
13-15 Textiel-, kleding-, lederindustrie	352	0,3%	30,2%
16 Houtindustrie	241	0,2%	32,1%
17-18 Papier- en grafische industrie	2428	2,1%	31,7%
20-21 Chemie en farmaceutische industrie	11916	10,4%	4,9%
Basischemie zonder 2013-2015	3246	2,8%	19,9%
2013 Overige anorganische basischemie	3019	2,6%	23,7%
2014 Overige organische basischemie	3755	3,3%	2,0%
2015 Kunstmestindustrie	653	0,6%	2,7%
Chemische en farmaceutische producten	1243	1,1%	4,9%
23 Bouwmaterialenindustrie	1254	1,1%	17,3%
24 Basismetalenindustrie	5462	4,8%	17,2%
IJzer- en staalindustrie	2685	2,3%	9,6%
Non-ferrometalenindustrie	2777	2,4%	71,7%
25-28 Metaalproducten/machine-industrie	2848	2,5%	27,3%
29-30 Transportmiddelenindustrie	528	0,5%	47,7%
31-33 Overige industrie en reparatie	2245	2,0%	48,2%
Vervoer	1827	1,6%	1,4%
Railverkeer	1806	1,6%	80,5%
Wegverkeer	21	0,0%	0,0%
Particuliere huishoudens	24988	21,8%	21,0%
Landbouw, visserij en dienstverlening	44231	38,6%	31,4%
Waterbedrijven en afvalbeheer	1783	1,6%	43,3%

Bron: CBS Statline (2013).

Een opvallende bevinding van **Tabel 23** is dat in sommige (sub)sectoren het elektriciteitsverbruik in absolute zin en als % van het totale elektriciteitsverbruik in Nederland hoog is, maar als % van het totale finale energiegebruik van de betreffende (sub)sectoren laag is (of omgekeerd).³⁴ De chemische en farmaceutische industrie

³⁴ Strikt genomen gaat het hier om een oneigenlijke vergelijking omdat het in de eerste en tweede kolom van **Tabel 23** gaat om het belang van een bepaalde (sub)sector voor het totale elektriciteitsverbruik– kortom het belang van een bepaalde (sub) sector voor de elektriciteitssector– terwijl het in de derde en laatste kolom gaat om het belang van elektriciteit in de totale finale energievoorziening van een bepaalde (sub)sector, oftewel het belang van de elektriciteitssector voor de betreffende (sub)sector.

bijvoorbeeld was in 2012 verantwoordelijk voor ruim 10% van het totale elektriciteitsverbruik in Nederland terwijl het aandeel elektriciteit in het totale energieverbruik van deze sector ongeveer 5% bedroeg. Voor de non-ferro metalen industrie bedragen deze percentages echter, respectievelijk, 2,4% en 72%. Voor de industrie als geheel geldt dat het elektriciteitsverbruik in 2012 als % van het totale elektriciteitsverbruik in Nederland 30% beliep, maar als % van het totale finale energieverbruik door de industrie niet meer dan 10% (het grootste deel komt voor rekening van aardolie, aardgas en steenkool).³⁵

Tabel 23 laat zien dat voor een aantal sectoren het belang van elektriciteit in het totale energieverbruik relatief hoog is. Dat geldt in het bijzonder voor de energiebedrijven (74%), de non-ferro metalen (72%) en het railverkeer (81%). Voor andere sectoren daarentegen is het relatief laag, met name voor de aardolie-industrie (7%), de kunstmestindustrie (3%), de overige organische basischemie (2%) en het wegverkeer (0%).

Kosten elektriciteitsverbruik

Tabel 24 geeft een overzicht van de kosten van het elektriciteitsverbruik per economische activiteit ('bedrijfstak') in 2008-2010 zowel in absolute zin (mln. € per jaar) als in relatie tot de kosten van het intermediaire verbruik en de totale bedrijfskosten van de betreffende activiteit.³⁶ De totale elektriciteitskosten voor alle economische activiteiten (exclusief huishoudens) bedroegen in 2008-2010 ongeveer € 11 miljard, waarvan circa een derde voor rekening kwam van de industrie.³⁷

Als percentage van de totale kosten van het intermediaire verbruik zijn de elektriciteitskosten door de bank genomen relatief laag, hoewel de verschillen tussen de bedrijfstakken soms aanzienlijk zijn. Zo varieert dit percentage voor de jaren 2008-2010 van 0% voor de bouwnijverheid tot 6% voor de bedrijfstak 'waterbedrijven en afvalbeheer'.

Aangezien de bedrijfskosten (per definitie) hoger zijn dan de kosten voor het intermediaire verbruik, vallen de elektriciteitskosten als % van de totale bedrijfskosten zelfs nog wat lager uit dan als % van de intermediaire kosten. Ook in dit geval vertoont de bedrijfstak 'waterbedrijven en afvalbeheer' procentueel gezien de hoogste elektriciteitskosten (4% van de totale bedrijfskosten), gevolgd door landbouw, bosbouw en visserij; hout-, papier- en grafische industrie; rubber-, kunststof- en bouwmaterialenindustrie; basismetaal en metaalproductenindustrie; energievoorziening en horeca (allen circa 3%; zie laatste kolom van **Tabel 24**).

³⁵ Merk op dat elektriciteit veelal duurder is dan andere energiedragers (per PJ). Het aandeel elektriciteit is derhalve veelal hoger als % van de totale energiekosten (in monetaire termen) dan als % van het totale finale energieverbruik (in fysieke termen). Door een gebrek aan relevante energieprijzen (per bedrijfstak) is het echter niet mogelijk om het verbruik per energiebron in monetaire termen uit te drukken.

³⁶ Het CBS definieert 'intermediair verbruik' als "De goederen en diensten die in het productieproces worden ingezet en die aan het eind van het proces geheel in nieuwe producten zijn opgegaan. Voorbeelden van intermediair verbruik zijn het verbruik van grondstoffen, halffabricaten en diensten van accountantskantoren en schoonmaakbedrijven (CBS Statline, 2013). 'Bedrijfskosten' worden gedefinieerd als "De kosten die zijn gemaakt om de bedrijfsopbrengsten te realiseren, te weten de inkoopwaarde van de omzet, de arbeidskosten, de afschrijvingen op vaste activa en de zogenaamde overige bedrijfskosten.

³⁷ Merk op dat de sectorindeling van **Tabel 24** afwijkt van die van **Tabel 23**.

Tabel 24: Kosten elektriciteitsverbruik per bedrijfstak in Nederland, 2008-2010

	Elektriciteitsverbruik (in miljoen €)			Elektriciteitsverbruik als % van:	
	2008	2009	2010	Inter- mediair verbruik 2008-10	Totale bedrijfs- kosten 2008-10
A-S Alle economische activiteiten (exclusief huishoudens)	10 494	11 096	10 924	2	1
A Landbouw, bosbouw en visserij	636	700	676	4	3
B Delfstoffenwinning	49	49	56	1	1
C Industrie	3 623	3 521	3 631	2	1
Waarvan:					
10-12 Voedingsmiddelen-, dranken- en tabaksindustrie	659	704	686	1	1
13-15 Textiel-, kleding-, lederindustrie	39	37	37	1	1
16-18 Hout-, papier- en grafische industrie	323	320	320	4	3
19 Aardolie-industrie	102	105	103	0	0
20 Chemische industrie	893	931	994	3	2
21 Farmaceutische industrie	41	43	42	1	1
22-23 Rubber-, kunststof- en bouwmaterialenindustrie	383	357	338	4	3
24-25 Basismetaal- en metaalproductenindustrie	706	590	656	3	3
26-27 Elektrotechnische- en elektrische apparatenindustrie	127	120	121	1	1
28 Machine-industrie	120	109	119	1	1
29-30 Transportmiddelenindustrie	96	71	76	1	1
31-33 Meubel-, en overige industrie	134	134	139	1	1
D Energievoorziening	780	782	778	3	3
E Waterbedrijven en afvalbeheer	424	483	436	6	4
F Bouwnijverheid	122	132	111	0	0
G Handel	1 371	1 495	1 497	3	2
H Vervoer en opslag	523	586	569	2	1
I Horeca	401	431	402	5	3
J Informatie en communicatie	219	245	238	1	1
K Financiële dienstverlening	257	293	268	1	0
L Verhuur en handel van onroerend goed	45	53	50	0	0
M Specialistische zakelijke diensten	311	351	336	1	1
N Verhuur en overige zakelijke diensten	104	114	107	1	0
O Openbaar bestuur en overheidsdiensten	642	770	711	2	1
P Onderwijs	214	225	210	3	1
Q Gezondheids- en welzijnszorg	418	472	464	3	1
R Cultuur, sport en recreatie	232	259	252	4	2
S Overige dienstverlening	123	135	132	3	1

Bron: CBS Statline (2013).

Er kunnen echter twee kanttekeningen worden geplaatst bij **Tabel 24**, in het bijzonder bij de relatief lage percentages van het elektriciteitsverbruik in de totale/intermediaire kosten. Ten eerste dient te worden opgemerkt dat het hier om gemiddelde percentages gaat voor sectoren op een relatief hoog aggregatieniveau en dat er achter deze

gemiddelden grote variaties schuil kunnen gaan met soms flinke uitschieters naar boven voor specifieke sub-sectoren, producten of individuele productieprocessen. Vanwege het vertrouwelijke karakter van bedrijfsgegevens zijn meer gedetailleerde, betrouwbare gegevens op lagere aggregatieniveaus echter niet beschikbaar.

Uit andere studies weten we dat in bepaalde, specifieke gevallen elektriciteitskosten een aanzienlijk hoger percentage van de bedrijfskosten uitmaken dan uit **Tabel 24** naar voren komt. Zo kunnen we uit de studie van De Bruyn et al. (2008) - naar het effect van het EU ETS op Nederlandse bedrijven - afleiden dat voor bepaalde sectoren de elektriciteitskosten een relatief hoog aandeel van de totale bedrijfskosten uitmaken. Bijvoorbeeld voor de sub-sector 'anorganische chemie' bedraagt dit aandeel naar schatting ongeveer 15-20% en voor de aluminiumindustrie zelfs 20-30%.

Zelfs achter bovengenoemde percentage kunnen grote verschillen schuilgaan op product- of procesniveau. In de aluminiumindustrie bijvoorbeeld is de productie van primair aluminium erg energie-intensief (15 MWh per ton aluminium) terwijl secundair aluminium en andere producten/processen in deze sector al veel minder energie-intensief zijn. Voor de productie van primair aluminium kan worden afgeleid dat de elektriciteitskosten als % van de totale bedrijfskosten kunnen oplopen tot 50-60% en meer, afhankelijk van de elektriciteits- en CO₂-prijzen (De Bruyn et al., 2008).

Een tweede kanttekening is dat de percentages in **Tabel 24** op zich nog weinig zeggen over het belang van de elektriciteitskosten voor de concurrentiepositie van bepaalde Nederlandse bedrijfstakken (nog los van het feit dat deze percentages laag zijn op het betreffende, geaggregeerde bedrijfsniveau). Ten eerste zijn er allerlei bedrijfstakken, zoals 'waterbedrijven en afvalbeheer' of de horeca, die nauwelijks of niet onderhevig zijn aan internationale concurrentie en hun elektriciteitskosten doorberekenen in hun afzetprijzen. Ten tweede verschaft **Tabel 24** alleen percentages voor de Nederlandse bedrijfstakken en niet voor buitenlandse, concurrerende bedrijfstakken, zodat er geen uitspraken gedaan kunnen worden over onderlinge concurrentieverhoudingen (zie verder Hoofdstuk 5, Sectie 5.1, waarin nader zal worden ingegaan op de rol van de Nederlandse elektriciteitssector voor de concurrentiepositie van het Nederlandse bedrijfsleven).

3.3 Andere indicatoren voor het belang van de elektriciteitssector

Elektriciteit is niet alleen belangrijk voor productie in andere sectoren, maar speelt uiteraard een cruciale rol in het dagelijkse leven van huishoudens. Huishoudens horen eigenlijk ook bij de "voorwaartse relaties" van de elektriciteitssector, niet als productie-eenheid, maar vanwege het gebruik van elektriciteit en het aandeel elektriciteit in het huishoudboekje van Nederlandse gezinnen (zie Hoofdstuk 2).

Het belang van de elektriciteitssector voor afnemers komt niet alleen tot uitdrukking in de afgenomen hoeveelheid elektriciteit en de prijs daarvan, maar ook in de

voorzienings- en leveringszekerheid van elektriciteit. Bij de “voorwaartse effecten” neemt de ‘kwaliteit’ (zekerheid) van de levering een belangrijke plaats in.

Voorzieningszekerheid is een aspect dat vooral betrekking heeft op de *productie* van elektriciteit. Het betreft de mate waarin het aanbod van elektriciteit op de lange termijn in staat zal zijn de veranderingen in de vraag naar elektriciteit in voldoende mate te volgen.

Leveringszekerheid betreft de kwaliteit van de levering en heeft betrekking op de *transportfunctie*. De indicatoren voor leveringszekerheid zijn de frequentie en duur van stroomonderbrekingen. Met een gemiddelde duur van 27 minuten stroomuitval in 2012 scoort het netbeheer in de Nederlandse elektriciteitssector op dit vlak internationaal gezien uitstekend (zie Sectie 2.6). Strikt genomen is de leveringszekerheid een kwaliteitsindicator en dus onderdeel van het consumentensurplus, de welvaart die consumenten ontleen aan het energieverbruik. Dit onderdeel van de energieconsumptie is niet geprijsd, er is geen markt voor de kwaliteit van elektriciteit. Voor de regulering van het netbeheer worden schattingen gemaakt van de consumentenwaardering van het kwaliteitsaspect van de elektriciteitslevering. Hieruit volgt dat het negatieve welvaartseffect van een stroomonderbreking met een gemiddelde duur voor huishoudens € 3,10 is en voor MKB-bedrijven € 33,10 (Baarsma en Hop, 2009).

Huishoudens en bedrijven die door een langdurige stroom- of gasstoring zijn getroffen ontvangen een compensatievergoeding van de regionale netbeheerders. In 2012 bedroeg deze vergoeding in totaal ruim € 13 miljoen waarvan verreweg het grootste deel van het uitgekeerde bedrag is ter compensatie van stroomstoringen (ACM, 2013a).

Relaties met de rest van de ‘economie’ lopen ten slotte niet alleen via de vraag naar productiefactoren en via afnemers van elektriciteit, maar ook deels via zogenoemde “niet-geprijsde kanalen”. Dit is het geval indien de productie van elektriciteit en de daarvoor benodigde investeringen baten of kosten opleveren die niet in marktprijzen zijn verdisconteerd. Denk aan de uitstoot van schadelijke stoffen en/of broeikasgassen (negatief) en innovaties waarvan de opbrengsten niet alleen toekomen aan de innovator (positief; zie Hoofdstuk 5, Sectie 5.2).

4

Ontwikkelingen in het concurrentievermogen van de elektriciteitssector in Nederland

4.1 Inleiding

Door de liberalisatie van de elektriciteitsmarkten in Europa hebben er significante veranderingen plaatsgevonden in met name de totstandkoming van de elektriciteitsprijzen en de investeringen in productie- en netwerkcapaciteit. De overgang van een door publieke overheden (gemeenten, provincies, rijk) gecontroleerde en gereguleerde elektriciteitssector naar een geliberaliseerde, competitieve elektriciteitssector heeft ertoe geleid dat private investeringen in het productievermogen worden gebaseerd op een zo efficiënt mogelijke productie van elektriciteit om tegen relatief lage kosten te kunnen concurreren op zowel nationaal als internationaal niveau. De liberalisatie van de Europese elektriciteitsmarkten heeft geleid tot substantiële investeringen in uitbreidingen en verbeteringen van zowel de nationale als de grensoverschrijdende netwerkcapaciteiten. De investeringen in grensoverschrijdende netwerkcapaciteit en het koppelen van elektriciteitsmarkten in met name Centraal West Europa en Scandinavië hebben de internationale handel in elektriciteit gestimuleerd. Door deze ontwikkelingen is het concurrentievermogen van de elektriciteitssectoren in Europa van toenemend belang geworden voor de internationale handel in elektriciteit.

Het concurrentievermogen van de elektriciteitssector van een land is een relatief breed begrip waar meerdere factoren samenkomen die invloed uitoefenen op het vermogen van de elektriciteitssector van een land om te concurreren met omliggende landen. Een van de belangrijkste aspecten hierbij zijn de *comparatieve kostenverschillen* met betrekking tot het opwekken van elektriciteit tussen een land en omliggende landen. De

comparatieve kostenverschillen en de verschillen in het opgesteld vermogen en technologieën van een land bepalen de verschillen in de inzetvolgorde van productie-eenheden. Bij een relatief kleine vraag naar elektriciteit in een land zullen ook alleen de relatief goedkope eenheden ingezet worden waarbij de marginale kosten van de eenheid die als laatst wordt ingezet bepalend is voor de prijs van elektriciteit.³⁸

Onderliggend aan de comparatieve kostenverschillen nu en in de toekomst zijn diverse factoren die de ontwikkelingen in de kostenverschillen beïnvloeden: het opgestelde productievermogen, de samenstelling en efficiëntie van de productietechnologieën; de binnenlandse en grensoverschrijdende netwerkcapaciteiten; de investeringen in productie- en netwerkcapaciteiten; de brandstof- en CO₂-prijzen; de vraag naar elektriciteit; en het gevoerde beleid.

In dit hoofdstuk wordt een analyse gegeven van de belangrijkste factoren die het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector zowel op de korte als op de lange termijn beïnvloeden. In de analyse zullen ook relevante ontwikkelingen van deze factoren in Duitsland, Noorwegen, het Verenigd Koninkrijk, België en Frankrijk worden meegenomen. In sectie 4.2 worden de diverse factoren toegelicht en de verwachte ontwikkelingen tot en met 2020 uiteengezet op basis van het zogenaamde 'SER Referentiepado' (SERRef) waarin de uitgangspunten van de Sociaal Economische Raad (SER) zijn meegenomen met betrekking tot het recente Energieakkoord (PBL en ECN, 2013). In dit Referentiepado zijn de ontwikkelingen nader bekeken met betrekking tot de productie- en netwerkinvesteringen in de elektriciteitssector, de finale elektriciteitsvraag, de brandstofprijzen en de CO₂-prijs. In Sectie 4.3 worden de verwachte ontwikkelingen en onderliggende factoren met betrekking tot de concurrentiepositie van de Nederlandse elektriciteitssector gesimuleerd en geanalyseerd met behulp van het ECN model *POWERS*, gebaseerd op een vergelijking van de belangrijkste verschillen in aannames tussen de Referentieraming van 2010 (ECN en PBL, 2010) en het SER Referentiepado.³⁹ Tevens zal er dieper worden ingegaan op de gevoeligheid van het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector voor een verandering in de gasprijs. Sectie 4.4 sluit af met een samenvatting van de belangrijkste bevindingen, conclusies en beleidsimplicaties van dit hoofdstuk.

4.2 Bepalende factoren van het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector

4.2.1 De samenstelling van het huidige productiepark en investeringen in het productievermogen.

De impact van de marginale kosten van productie-eenheden op het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector hangt op de korte

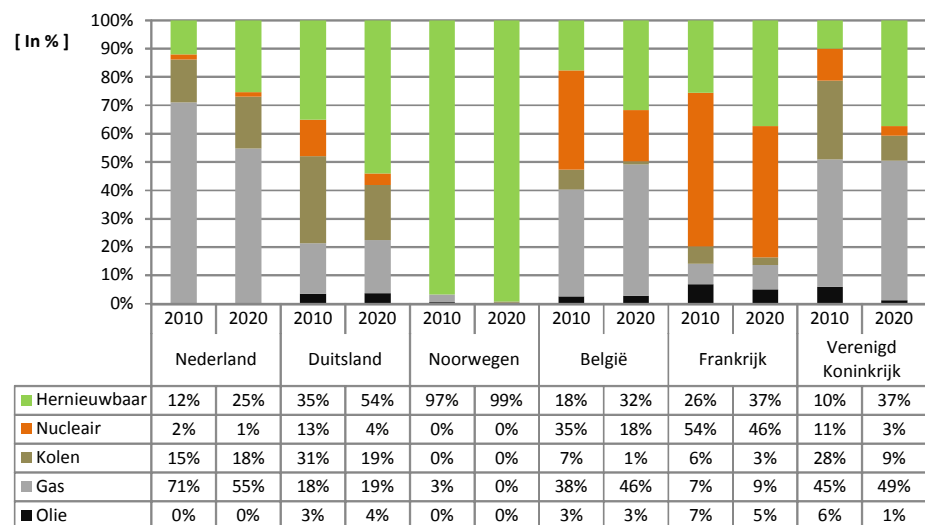
³⁸ Marktmacht en netwerkcongestie kunnen bijvoorbeeld ook een rol spelen in de totstandkoming van de elektriciteitsprijs.

³⁹ De Referentieraming Energie en Emissies 2010 en het SER Referentiepado zullen hierna worden afgekort tot respectievelijk RR2010 en SERRef en de geldbedragen zullen worden uitgedrukt in euro van 2010.

termijn met name af van de samenstelling van het huidige productiepark. Op de korte termijn zullen met name veranderingen in de marginale kosten door veranderingen in de brandstofprijzen en/of de CO₂-prijs van invloed zijn op de inzetvolgorde (of 'merit order') van de opwekkingseenheden van een land. De inzetvolgorde van een land als Nederland met een relatief grote variatie aan productietechnologieën zal in dit geval in verhouding meer beïnvloed worden door een verandering in de brandstofprijzen en/of de CO₂-prijs dan een land als Noorwegen met relatief weinig variatie aan productietechnologieën. Niet alleen zal in Noorwegen een verandering in de brandstofprijzen en/of de CO₂-prijs weinig invloed hebben op de ordening van de productie-eenheden, ook zal een dergelijke verandering van weinig invloed zijn op de productiekosten van elektriciteit in Noorwegen doordat Noorwegen een significant aandeel waterkrachtvermogen heeft.

Het Verenigd Koninkrijk, België, Frankrijk en Duitsland hebben in verhouding tot Noorwegen ook een relatief grote variatie aan productietechnologieën maar verschillen hierin ook van Nederland met betrekking tot de samenstelling van het productiepark. In **Figuur 39** staat het opgesteld vermogen van de zes landen weergegeven in procenten van het totale opgesteld vermogen in 2010 en 2020. De wijzigingen in het opgestelde vermogen tussen 2010 en 2020 betreffen uitsluitend de vaststaande wijzigingen in het productiepark.

Figuur 39: Ontwikkelingen in de samenstelling van het opgestelde opwekkingsvermogen in Nederland, en enkele buurlanden (in procenten van het totaal opgestelde vermogen)



Bron: PRIMES Baseline (2013) en PBL en ECN (2013).

Uit **Figuur 39** komt naar voren dat in 2010 gascentrales het grootste aandeel hebben in het totale opgestelde vermogen van Nederland. Het Verenigd Koninkrijk en in mindere mate België beschikken in 2010 in verhouding ook over een groot aandeel gas-eenheden. Nucleaire eenheden zijn met name sterk vertegenwoordigd in de productieparken van Frankrijk en België. Het Duitse productiepark in 2010 bestaat vooral uit kolenvermogen en hernieuwbaar vermogen. Door de verschillen in de samenstelling van de productieparken in de zes landen zal een verandering in de marginale productiekosten de comparatieve kostenverschillen en daarmee het concurrentievermogen van de elektriciteitssector in de zes landen beïnvloeden.

In **Figuur 39** zijn ook de te verwachten wijzigingen in de samenstelling van de productieparks in de zes landen weergegeven waardoor de inzetvolgorden van de productie-eenheden van de landen in 2020 kunnen verschillen ten opzichte van 2010. Voor Duitsland is de uitfasering van nucleaire eenheden meegenomen waardoor het aandeel nucleair opgesteld vermogen daalt van 13 procent in 2010 naar 4 procent in 2020. Hoewel in Duitsland vanaf 2010 qua conventioneel vermogen vooral geïnvesteerd wordt in gasgestookt vermogen en na 2015 de verouderde kolencentrales uit werking worden gesteld, blijft het aandeel kolengestookt vermogen in Duitsland significant. In Noorwegen is de verwachting dat het aandeel hernieuwbaar procentueel ongeveer gelijk zal blijven, terwijl het aandeel hernieuwbaar in de andere vijf landen significant zal stijgen.

De omvang van de investeringen in het productiepark van de Europese landen volgt vooral de vooruitzichten met betrekking tot de vraag naar elektriciteit. Daarbij speelt het schaarser en duurder worden van fossiele brandstoffen een rol bij de keuze voor het type investering. Zo zijn bijvoorbeeld oliegestookte centrales in de loop der tijd steeds meer uit werking gesteld en heeft het CO₂-reductiebeleid een stimulans gegeven voor investeringen in duurzaam vermogen. Daarnaast hangt het type investering af van o.a. de *geografische ligging en topologie* van een land, die mede bepalen in welke mate een land het potentieel om een bepaalde technologie uit te breiden kan benutten (bijv. de topologie van Noorwegen maakt het mogelijk het potentieel voor elektriciteit opgewekt door waterkracht sterk te benutten).

Nederland heeft geografisch gezien een voordeel door de gunstige ligging aan zee voor de aanvoer van brandstoffen, de beschikbaarheid van koelwater voor productie-eenheden, en het potentieel om te investeren in wind op zee. Tevens heeft Nederland toegang tot relatief grote voorraden natuurlijk gas, zowel op zee als op land (Slochteren) en een goede verbinding met belangrijke economische mogelijkheden zoals Duitsland. Volgens Boot et al. (2010) wordt er door deze vestigingsplaatsvoordelen relatief veel geïnvesteerd in het productievermogen in Nederland.

Het potentieel om bepaalde technologieën uit te breiden hangt echter niet alleen af van de geografische ligging en topologie van een land, maar ook van de *publieke acceptatie* van een technologie (bijv. de publieke houding tegenover CCS, kerncentrales en wind op land). Vanuit de Nederlandse overheid, mede geïnitieerd door afspraken op Europees niveau en overeenkomsten als het Kyoto Protocol, wordt via bepaalde beleidsmaatregelen gestuurd op de ontwikkelingen binnen het Nederlandse productiepark. Met name de subsidie voor de Stimulering van Duurzame Energie (SDE+) speelt een belangrijke rol in de ontwikkeling van het aandeel duurzame energie. De investeringen in hernieuwbaar vermogen en de verschillen in de investeringen tussen Nederland en enkele andere Europese landen zullen verder worden toegelicht in sectie 5.2.6.

Vanwege bepaalde specifieke voordelen van gascentrales ten opzichte van andere, conventionele centrales zijn en blijven investeringen in nieuwe gascentrales op

middellange termijn naar verwachting aantrekkelijk.⁴⁰ De investeringskosten van nieuwe gascentrales zijn relatief laag en een gascentrale kan in relatief korte tijd worden gerealiseerd. Hoewel momenteel de gasprijs relatief hoog is, wordt er verwacht dat in de loop naar een CO₂-neutrale toekomst voor de elektriciteitssector in de EU de meer vervuilende centrales, zoals kolengestookte centrales, financieel ontmoedigd zullen worden door middel van een hoge prijs voor CO₂. Tevens is de verwachting dat de vraag naar elektriciteit in de Europese landen in de komende jaren toe zal nemen, en dat door een significante groei van het aandeel intermitterend vermogen ook de vraag naar reservecapaciteit zal toenemen.⁴¹ Doordat gascentrales vanuit een CO₂-neutraal oogpunt een relatief schone en flexibel regelbare optie zijn, wordt gas als brandstof om elektriciteit op te wekken beschouwd als een transitiebrandstof naar een CO₂-vrije toekomst waarin hernieuwbare bronnen op grote schaal ingezet kunnen worden.

Wanneer al de nieuwbouwplannen van centrales in Nederland gerealiseerd zullen worden, zal het operationeel vermogen in Nederland in 2020 ten opzichte van 2010 met ongeveer 68% zijn toegenomen van 25,1 GW in 2010 tot 42,1 GW in 2020 (TenneT 2013b). Zelfs in het geval wanneer alleen de vaststaande uitbreidingen van het Nederlandse productiepark worden meegenomen, zal het opgesteld vermogen harder stijgen dan de vraag naar elektriciteit. Hierdoor kunnen er twee situaties ontstaan. Nederland zal óf het overschot aan elektriciteit exporteren naar het buitenland, óf er zullen centrales stil staan. Dit zal niet alleen afhangen van de uitbreidingen van het productiepark in Nederland maar ook van de uitbreidingen in het buitenland. Voor Duitsland is de verwachting dat, net als in Nederland, de uitbreidingen van het productiepark harder stijgen dan de vraag naar elektriciteit (TenneT, 2010a). Door deze ontwikkelingen, in combinatie met de versterkingen van de netwerkcapaciteiten, zal de concurrentie tussen de Nederlandse elektriciteitssector en de elektriciteitssectoren van omliggende landen toenemen.

4.2.2 Ontwikkelingen in de efficiëntie van het huidige productiepark

Naast de samenstelling van het productiepark speelt ook de efficiëntie van zowel de bestaande als de nieuwe centrales een rol in het concurrentievermogen van de elektriciteitssector van een land. Een hogere efficiëntie zal resulteren in lagere marginale kosten doordat er per geproduceerde eenheid elektriciteit minder brandstof nodig is en - in het geval van fossiele brandstoffen - er ook minder CO₂ zal worden uitgestoten. Wanneer de efficiëntie van bijvoorbeeld het opgesteld vermogen gascentrales in Nederland hoger is dan de efficiëntie van het opgesteld vermogen gascentrales in Duitsland bepalen ook de verschillen in efficiëntie tussen de technologieën onderling het concurrentievermogen van de elektriciteitssectoren. Zo zijn er vanaf 2006 in Nederland in vergelijking met het buitenland relatief veel nieuwe efficiënte centrales gebouwd, waardoor het concurrentievermogen ten opzichte van

⁴⁰ Op de korte termijn zijn investeringen in gascentrales niet aantrekkelijk vanwege de lage CO₂ prijs, de relatief hoge gasprijs (t.o.v. de prijs voor steenkool) en de relatief lage elektriciteitsprijzen. Op de middellange termijn echter (uitgaande van het streven naar een CO₂-vrije elektriciteitsopwekking op de lange termijn) zijn gascentrales een aantrekkelijke optie als overgangsbrandstof, in het bijzonder met het oog op de leveringszekerheid.

⁴¹ De verwachting voor Nederland en omliggende landen is dat de elektriciteitsvraag tussen 2010 en 2020 ongeveer met 1% per jaar zal toenemen (prognose SER Referentiepad, zie PBL en ECN, 2013).

omliggende landen verbeterde en er een duidelijke trend ingezet leek te worden waarin Nederland zich ontwikkelde van netto importeur naar netto exporteur van elektriciteit (Seebregts en Ybema, 2011).

Tabel 25: Gewogen gemiddelde van de energie-efficiëntie van elektriciteitscentrales in Nederland en andere, omliggende landen in Noordwest Europa, 2020 (in %)

	Nederland	België	Frankrijk	Duitsland	Verenigd Koninkrijk	Noorwegen
Nucleair	34	32	32	32	33	-
Kolen oud	40	34	36	37	39	37
Kolen nieuw	46	45	45	45	45	45
Gas oud	51	49	41	49	52	-
Gas nieuw	59	59	59	59	59	59
Biomassa	28	37	24	39	33	29
Olie	-	41	25	37	36	-

Bron: Nederland: Seebregts et al. (2010); overige landen: EC (2010).

In **Tabel 25** wordt een overzicht gegeven van de gewogen gemiddelden van de efficiëntie van elektriciteitscentrales om een indicatie te geven van de verschillen tussen de landen per categorie. Het overzicht betreft daarom een geaggregeerde weergave van de efficiëntie van de verschillende centrales. Idealiter zou er ook onderscheid moeten worden gemaakt tussen de verschillende typen gascentrales en kolencentrales. Zo hebben bijvoorbeeld gasturbines een lagere efficiëntie dan STEG eenheden, en is de efficiëntie van steenkoolcentrales in verhouding hoger dan de efficiëntie van bruinkoolcentrales.

Uit **Tabel 25** blijkt dat de verschillen in de efficiëntie van centrales tussen de zes landen met name te vinden zijn in de oudere kolen- en gascentrales, ten gunste van Nederland en het Verenigd Koninkrijk. Nederland en het Verenigd Koninkrijk hebben in vergelijking tot Duitsland, Frankrijk en België relatief hoog efficiënte oudere kolen- en gascentrales, waardoor deze eenheden tegen lagere marginale kosten kunnen produceren dan oudere kolen- en gascentrales in Duitsland, Frankrijk en België. De efficiëntie van de nieuwe kolen- en gascentrales is ongeveer gelijk doordat de leeftijden van de nieuwe centrales, die voornamelijk de efficiëntie van centrales bepalen, nauwelijks verschillen. De leeftijden van de oudere kolen- en gascentrales tussen de landen lopen echter veel meer uiteen waardoor er ook grotere verschillen te herkennen zijn in de efficiëntie van deze centrales.

4.2.3 Investerings in netwerkcapaciteit

Intensieve handelsstromen van elektriciteit in Europa zijn mogelijk mits er voldoende (grensoverschrijdende) netwerkcapaciteit beschikbaar is. Door de reeds gerealiseerde versterkingen van het Europese elektriciteitsnetwerk hebben de comparatieve kostenverschillen tussen de landen een steeds groter gewicht gekregen in de werking van de elektriciteitsmarkten, waardoor de concurrentie tussen de landen is toegenomen. In de toekomst zullen de comparatieve kostenverschillen waarschijnlijk een groter gewicht krijgen in de Europese elektriciteitssectoren door de realisatie van reeds geplande netwerkinvesteringen en de geplande koppelingen van de elektriciteitsmarkten (Boot et al., 2010). Bij een sterke koppeling van de markten en investeringen in netwerkcapaciteit zullen de groothandelsprizen van elektriciteit verder

convergeren tussen de betrokken landen. In het geval Nederland elektriciteit importeert uit het buitenland zullen er op nationaal niveau minder dure marginale eenheden draaien dan wanneer grensoverschrijdende handel in elektriciteit niet - of slechts in beperkte mate - mogelijk zou zijn geweest (Özdemir et al., 2008). Toenemende netwerkcapaciteiten en koppeling van de elektriciteitsmarkten leiden dus tot convergentie van groothandelsprijzen en een optimale benutting van de comparatieve kostenvoordelen in de gehele markt-gekoppelde regio.⁴²

In **Tabel 26** worden de vaststaande en geplande investeringen tussen 2013 en 2020 en de totale netwerkcapaciteit per grensoverschrijdende verbinding met Nederland weergegeven in MW. De grootste netwerkinvesteringen vinden plaats in absolute termen tussen Nederland en Duitsland. De verwachting is dat het project tussen Doetinchem (NL) en Wesel (DE) in 2016 gerealiseerd wordt met een capaciteit van 1500 MW. In 2011 is de BritNed verbinding met een capaciteit van 1000 MW tussen Nederland en het Verenigd Koninkrijk in werking gesteld. Tussen Nederland en België neemt de transmissie capaciteit toe in het jaar 2017 met 700 MW door investeringen in voornamelijk dwarsregeltransformatoren (TenneT, 2013b).

Naast de vaststaande investeringsplannen en reeds voltooide grensoverschrijdende netwerkuitbreidingen staat er nog een mogelijke grensoverschrijdende netwerkuitbreiding ter discussie: een verbinding tussen Nederland en Denemarken (TenneT, 2013b). Omdat deze netwerkuitbreiding nog niet zeker is en er momenteel onderzoek wordt gedaan naar de mogelijkheden ervan, zal deze niet worden meegenomen in de modelsimulaties - zie Sectie 4.3. Hoewel een additionele verbinding tussen Noorwegen en Nederland in het voorgaande kwaliteits- en capaciteitsdocument van TenneT (2010a) wordt genoemd als mogelijke netwerkuitbreiding, wordt deze netwerkuitbreiding niet meer genoemd in het monitoringsrapport van TenneT (2013b).

Tabel 26: Bestaande en mogelijke interconnecties tussen Nederland en omliggende buurlanden, 2013 en 2020

Beschikbare interconnectie capaciteit	Type	Status	2013 [MW]	2020 [MW]	Toename interconnectie capaciteit tussen 2013 – 2020 [MW]
Nederland - Duitsland en België	Wisselstroom	Vaststaand	4200	6400	1500 (NL – DE) en 700 (NL – BE)
Nederland - België - Frankrijk	Wisselstroom	Vaststaand	750	750	0
Nederland - Verenigd Koninkrijk	Gelijkstroom	Vaststaand	1000	1000	0
Nederland - Noorwegen	Gelijkstroom	Vaststaand	700	700	0
Nederland - Denemarken	Gelijkstroom	Gepland	0	700	700

Bron: TenneT (2013b).

⁴² In 2011 leidde marktkoppeling in CWE (Centraal West Europese) landen tot een convergentie van de day-ahead marktprijzen in 66 procent van de tijd, en tot een convergentie van de day-ahead marktprijzen in Nederland en Duitsland in 88 procent van de tijd (APX ENDEX, 2011).

De intensivering van de handel in elektriciteit in Europa en de significante toename van de productiecapaciteit in Nederland zijn van invloed op de investeringen in het interne Nederlandse netwerk. TenneT stelt elke twee jaar een Kwaliteits- en Capaciteitsplan op dat wordt ingediend bij de voormalige Raad van Bestuur van de Nederlandse Mededingingsautoriteit (TenneT, 2010a), tegenwoordig Autoriteit Consument en Markt (ACM). Door verschillende onzekerheden (doordat de informatie over de investeringen in het productiepark en de uitfasering van centrales niet altijd beschikbaar is) heeft TenneT meerdere scenario's voor de periode 2012 tot en met 2016 doorgerekend om zo een inschatting te kunnen geven van de knelpunten en de benodigde versterkingen van het regionale 150 kV netwerk (110 kV in Noord-Nederland) en het landelijke 380 kV netwerk (220 kV in Noord-Nederland).

Voor de Noordelijke provincies (Friesland, Groningen, Drenthe en Overijssel) wordt een nieuw tracé gerealiseerd tussen Eemshaven en Ens om zo de transportcapaciteit tussen de Eemshaven en West Nederland te vergroten. De uitbreiding betreft in eerste instantie een inpassing van een nieuw 380kV traject gecombineerd met het bestaande 220 kV traject. Wanneer de inpassing tussen de Eemshaven en Ens is voltooid, wordt het bestaande traject afgebroken (www.noord-west380kv.nl).

De achtergronden voor deze ingrepen zijn:

- Toename elektriciteitsgebruik.
- Toename van het aantal grote elektriciteitscentrales in het gebied Eemshaven.
- Groei van het aandeel duurzaam opgewekte stroom (met name windparken).
- Noodzaak voor het flexibel en toekomstbestendig maken van het hoofdtransportnet vanwege internationalisering van elektriciteitstransport.

In de provincies in het oosten (Utrecht, Gelderland en Flevoland, exclusief de Noordoostpolder), zal de belasting van het netwerk tussen 2012 en 2016 met ongeveer 1,5% tot 2,5% per jaar toenemen. De doorrekeningen van de scenario's hebben uitgewezen dat er geen tot weinig knelpunten in het netwerk in Oost-Nederland te herkennen zijn waardoor een verzwaring van het netwerk niet nodig is.

Net als in het noorden van Nederland is voor Zuid-Nederland (Limburg, Noord-Brabant en Zeeland) de ontwikkeling in decentrale opwekking van belang voor de benodigde verzwaringen van het regionale netwerk. Met name in Zeeland en het westen van Noord-Brabant is de verwachting dat de productie van windenergie zal toenemen. De doorrekeningen van de scenario's van TenneT resulteerden in een overbelasting van de verbindingen tussen Zeeland en Brabant door een significante groei van de elektriciteitsstroom van Zeeland naar Brabant. Dit probleem zal worden opgelost door het uitbreiden van het regionale netwerk met een additionele 150 kV verbinding tussen Zeeland en Brabant die in 2014 in werking zal worden gesteld.

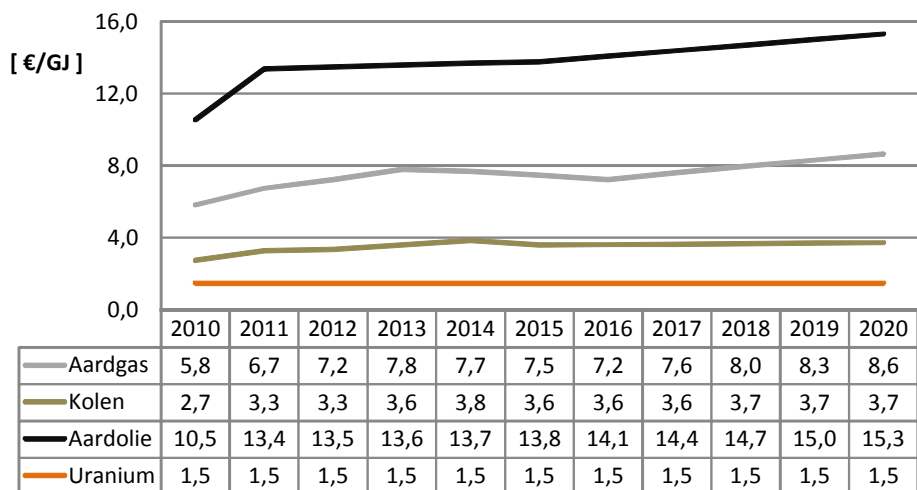
De grootste problemen tot 2016 worden verwacht in Noord-Holland en Zuid-Holland waar tevens de decentrale opwekking van elektriciteit significant zal toenemen, in het bijzonder van windenergie. Verder zal de belasting van het netwerk in het westen van Nederland toenemen door het vermogen wind op zee, de relatief hoge concentratie van (nieuwbouw) centrales rond de Rotterdamse haven, en de doorvoer van elektriciteit via de BritNed verbinding die bij de Maasvlakte aan land komt.

Om de belasting van het netwerk in het westen van Nederland te verlagen blijkt uit alle doorgerekende scenario's dat de realisatie van het "Randstad380"-project de beste oplossing is. Het "Randstad380"-project bestaat uit een nieuwe noord-ring van 380 kV die loopt van Beverwijk naar Bleiswijk en een nieuwe zuid-ring van 380 kV die loopt van Wateringen naar Bleiswijk. Het project zal in verschillende fasen worden gerealiseerd. De zuid-ring, die reeds gebouwd is, wordt medio 2013 in gebruik genomen. De realisatie van de noord-ring zal in twee fasen plaatsvinden. In 2016 zal naar verwachting de verbinding tussen Beverwijk en Vijfhuizen in gebruik genomen worden en in 2017 zal naar verwachting de tweede helft van de noordring tussen Vijfhuizen en Bleiswijk in gebruik genomen worden (www.randstad380kv.nl).

4.2.4 Ontwikkelingen in de brandstofprijzen en de CO₂-prijs

Veranderingen op de korte termijn in de inzetvolgorde van productie-eenheden in een land worden met name veroorzaakt door veranderingen in de brandstofprijzen en de CO₂-prijs. Deze veranderingen, evenals veranderingen op de korte termijn in de productie van intermitterende bronnen zijn volgens TenneT (2010a) zeer belangrijke parameters voor de dynamiek van de handel in elektriciteit tussen Nederland en omliggende landen, met name Duitsland. Afgezien van nationale belastingen op brandstoffen kunnen de prijzen van de meeste brandstoffen niet of nauwelijks nationaal worden beïnvloed aangezien deze prijzen overwegend internationaal worden bepaald. Dit geldt ook voor de CO₂-prijs welke tot stand komt op de Europese CO₂-markt voor verhandelbare emissierechten (EU ETS).

Figuur 40: Brandstofprijzen in de Noordwest Europese regio, 2010-2020



Bron PBL en ECN (2013).

Hernieuwbare bronnen als waterkracht, zonne- en windenergie, hebben geen brandstofprijzen/of CO₂-prijs. De marginale kosten van deze energiebronnen worden voornamelijk bepaald door de variabele onderhoudskosten. Energiebronnen als uranium, biomassa, kolen, gas en olie hebben daarentegen wel een brandstofprijs. In

Figuur 40 is de ontwikkeling in het niveau van de verwachte brandstofprijzen tussen 2010 en 2020 weergegeven.⁴³

De brandstofprijs voor uranium blijft tussen 2010 en 2020 gelijk op ongeveer € 1,5 per GJ. De marginale kosten voor uranium worden voornamelijk bepaald door de variabele Beheer en Onderhoudskosten (B&O), waarin o.a. de kosten van de verwerking van radioactief afval zitten. Op basis van gegevens van IEA, NEA en OECD (2010) komen deze ongeveer neer op € 10 per MWh.

De verwachting is dat de olieprijs tussen 2010 en 2020 zal stijgen door een stagnatie van de productie en een toenemende vraag naar olie. De olieprijs zal daarom met ongeveer 45 procent toenemen van € 10,5 per GJ in 2010 naar € 15,3 per GJ in 2020. De aan olie geïndexeerde gasprijs zal naar verwachting ook toenemen met ongeveer 48 procent van € 5,8 per GJ in 2010 tot € 8,6 per GJ in 2020. De kolenprijs blijft onder het niveau van € 4 per GJ en zal tussen 2010 en 2020 toenemen met ongeveer 37 procent van respectievelijk € 2,7 per GJ naar € 3,7 per GJ.

Een belangrijke ontwikkeling die te herkennen is in **Figuur 40** en die ongunstig zal uitpakken voor het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector is de verwachte, relatieve stijging van de gasprijs ten opzichte van de kolenprijs tussen 2011 en 2020. Normaliter werkt deze relatieve prijsstijging in het voordeel van de concurrentiepositie van de elektriciteitssector in Duitsland waar kolencentrales een groter aandeel uitmaken van het opgestelde vermogen dan in Nederland.

Sinds de introductie van het EU ETS in 2005 bepaalt ook de CO₂-prijs, afhankelijk van de CO₂-emissies per geproduceerde eenheid elektriciteit, het niveau van de marginale kosten van fossiel gestookte centrales. In dit opzicht zullen productie-eenheden met een relatief lage CO₂-uitstoot per geproduceerde eenheid elektriciteit, geen tot weinig invloed ondervinden met betrekking tot de marginale kosten. In de RR2010 is er uitgegaan van een CO₂-prijs in 2020 van € 20 per ton CO₂ (ECN en PBL, 2010).

De modelsimulaties met een CO₂-prijs in 2020 van € 20 per ton CO₂ resulteerde onder andere in een relatief sterke verbetering van het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector doordat de relatief schone Nederlandse gasproducenten in staat waren te concurreren met minder schone piekeenheden in het buitenland. Hierdoor ontstond de verwachting dat Nederland in 2020 een netto exporteur van elektriciteit zou zijn. In het SER Referentiepad (SERRef) is de geprojecteerde prijs voor CO₂ naar beneden bijgesteld op € 7,6 per ton CO₂ in 2020 (PBL en ECN, 2013). De reden voor deze verlaging is dat door de economische crisis de vraag naar energie afneemt en daarmee ook de vraag naar CO₂-emissierechten.

⁴³ Een prijs voor biomassa is lastig weer te geven doordat het sterk afhangt van het type biomassa dat in een centrale wordt verstuikt. Zo heeft het verstoken van afval geen brandstofprijs, en het verstoken van zaagsel een lagere prijs dan het verstoken van houten pallets. Wanneer biomassacentrales (o.c. afvalverbrandingscentrales) niet worden gesubsidieerd, hebben deze centrales vaak te hoge marginale kosten door een relatief hoge brandstofprijs en een relatief lage efficiëntie waardoor deze centrales niet of nauwelijks zullen worden ingezet. In Nederland worden veel biomassacentrales gesubsidieerd waardoor deze eenheden ondanks hoge marginale productiekosten alsnog zullen worden ingezet. Doordat biomassacentrales een relatief klein aandeel hebben in het opgesteld vermogen in Nederland, zal er in het kader van deze studie geen nadere analyse plaatsvinden van het concurrentievermogen van biomassacentrales en de subsidies die hierbij van invloed zijn.

Brandstofprijzen en CO₂ kosten bepalen het overgrote deel van de marginale kosten van conventionele eenheden. Om een idee te krijgen van de verschillen in de inzetvolgorden van de productie-eenheden in Nederland en vijf buurlanden worden deze inzetvolgorden benaderd op basis van de volgende formule om de marginale kosten te berekenen:⁴⁴

$$MC_{techn.} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = \frac{\left(\text{Brandstofprijs} \left(\frac{\text{€}}{\text{GJ}} \right) \cdot 3.6 \right)}{\text{Efficiëntie}_{techn.}} + CO_2 \text{kosten}_{techn.} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) + \text{Variabele onderhoudskosten}_{techn.} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right)$$

Waar,

$$CO_2 \text{kosten}_{techn.} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = \frac{CO_2 \text{ emissies}_{techn.} \left(\frac{\text{kg}}{\text{MWh}} \right)}{1000} \cdot CO_2 \text{prijs} \left(\frac{\text{€}}{\text{ton CO}_2} \right)$$

En,

$$CO_2 \text{emissies}_{techn.} \left(\frac{\text{kg}}{\text{MWh}} \right) = \left(\frac{\text{Brandstofemissies} \left(\frac{\text{kg}}{\text{GJ}} \right)}{\text{Efficiëntie}_{techn.}} \right) \cdot 3.6$$

Om de inzetvolgorden van de landen te kunnen vergelijken zijn voor de conventionele centrales dezelfde categorieën aangenomen als in **Tabel 25**. In **Figuur 41** staan de benaderingen van de inzetvolgorden van de productie-eenheden in Nederland, Duitsland, België, Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen weergegeven. Op de horizontale as staat het cumulatieve opgestelde vermogen in procenten weergegeven en op de verticale as de marginale kosten in euro per MWh.

Ongeacht de vraag naar elektriciteit verschaft **Figuur 41** al een representatieve indicatie van de belangrijkste verschillen in de inzetvolgorde van de opwekkingseenheden in de betrokken zes landen. Bij de inzetvolgorde van de productie-eenheden in Duitsland zijn bijvoorbeeld de marginale kosten van bijna 80 procent van de productiecapaciteit in 2020 lager dan € 50 per MWh door een significant aandeel hernieuwbaar opgesteld vermogen en kolenvermogen.

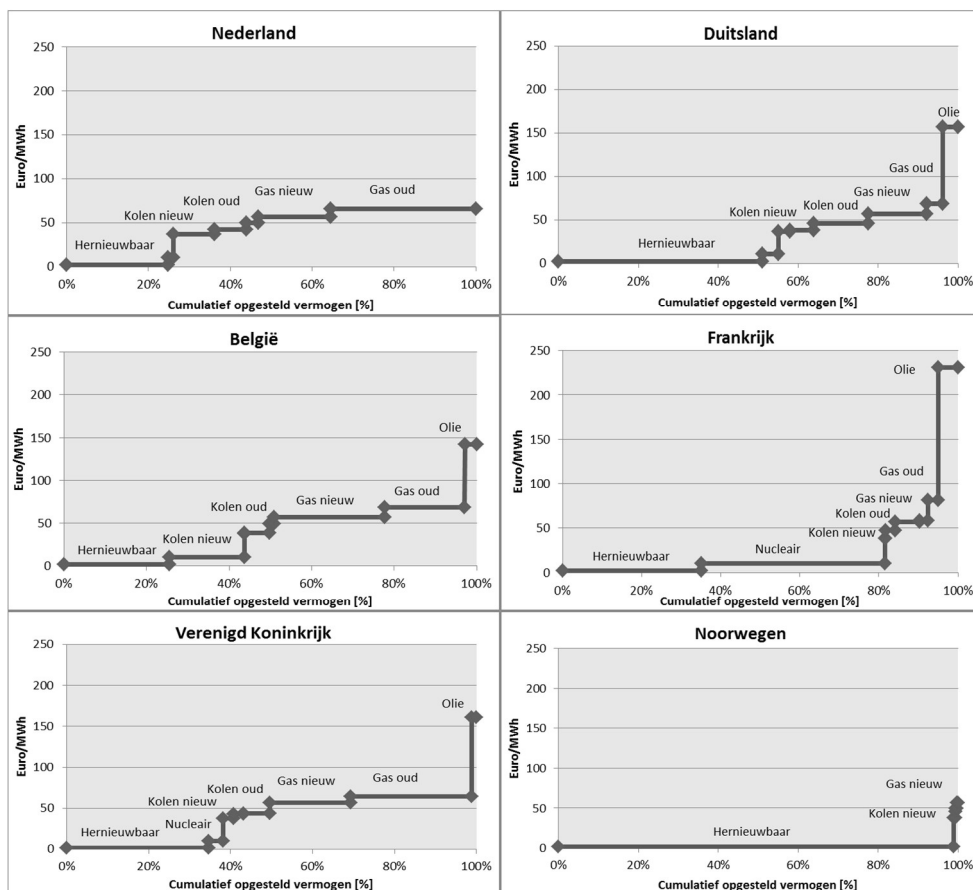
In Nederland zijn daarentegen de marginale kosten van maar de helft van de productiecapaciteit in 2020 lager dan € 50 per MWh. Net als in Duitsland zijn de marginale kosten in Frankrijk en Noorwegen van meer dan 80 procent van de productiecapaciteit lager dan € 50 per MWh. Hoewel de curve van de marginale kosten van de productie-eenheden in Nederland een meer stijl verloop kent dan de curve van de marginale kosten van de productie-eenheden in Duitsland, zijn de marginale kosten van oudere gascentrales in Nederland iets lager (66 €/MWh) dan de marginale kosten van oudere gascentrales in Duitsland (69 €/MWh).

Wanneer Duitsland aanspraak zou moeten maken op de oudere gascentrales teneinde in een piekvraag naar elektriciteit te voorzien, is het mogelijk dat - bij voldoende netwerkcapaciteit - Nederland naar Duitsland exporteert omdat Nederlandse oudere gascentrales tegen lagere marginale kosten kunnen produceren dan de oudere gascentrales in Duitsland. Daarom is niet alleen de samenstelling en de efficiëntie van

⁴⁴ Betreffen de brandstofprijzen en CO₂-prijs van de SERRef (7,6 €/ton CO₂). De brandstofemissies in kilo per GJ en de variabele onderhoudskosten zijn gebaseerd op de IRENE-40 database (www.IRENE-40.eu) en de efficiëntie van centrales is gebaseerd op data gepresenteerd in **Tabel 25**.

het productiepark van belang voor het concurrentievermogen van de elektriciteitssector van een land maar ook het specifieke niveau van de vraag naar elektriciteit op een bepaald moment (gegeven het feit dat vraag en aanbod van elektriciteit in evenwicht dient te zien en elektriciteit over het algemeen niet of slecht tegen hoge kosten kan worden opgeslagen). Zo is het zeer wel denkbaar dat Nederland tijdens de daluren elektriciteit importeert uit Duitsland terwijl later op de dag - tijdens de piekvraag - Nederland omgekeerd stroom exporteert naar Duitsland.

Figuur 41: Projecties van de inzetvolgorde van opwekkingseenheden in 2020 in Nederland, Duitsland, België, Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen



Opmerking: Gebaseerd op een CO₂-prijs van 7,6 €/tCO₂, de efficiëntiefactoren van Tabel 25 en de verwachte brandstofprijzen in Figuur 40.

Bron: PRIMES Baseline (2013), PBL en ECN (2013), en IRENE-40 database.

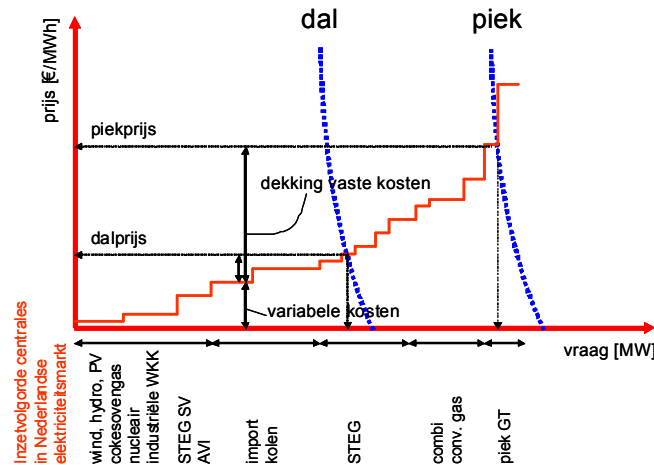
4.2.5 Ontwikkelingen in de elektriciteitsvraag

Zoals hierboven al aangegeven zijn ook ontwikkelingen in de vraag naar elektriciteit een belangrijke determinant van de handel in elektriciteit tussen landen. Op de korte termijn gaat het primair om fluctuaties in de vraag, afhankelijk van het specifieke seizoen (bijvoorbeeld zomer of winter), de dag van de week (met name werkdagen versus het weekend) en het uur van de dag (in het bijzonder daluren versus piekuren).

Figuur 42 illustreert het effect van de vraag naar elektriciteit tijdens de dal en de piek op de inzet van de marginale productie-eenheid en daarmee op de kosten - of de prijs -

waartegen elektriciteit geproduceerd en (internationaal) verhandeld kan worden. Op de lange termijn heeft de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit vooral effect op de investeringsbehoefte aan additionele opwekkingscapaciteit en daarmee op de samenstelling, de efficiency en, derhalve, de concurrentiepositie van het productiepark. In de Referentieraming 2012 is verondersteld dat gedurende de periode 2011-2020 de vraag naar elektriciteit in Nederland, België, Frankrijk, Duitsland, Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk zal groeien met gemiddeld 1% per jaar.

Figuur 42: Impact op de korte termijn veranderingen in de elektriciteitsvraag op de productie en de elektriciteitsprijs



Bron: Seebregts en Ybema (2011).

4.2.6 Het gevoerde energiebeleid in Nederland en Europa

Het gevoerde beleid in Nederland is zowel van invloed op de vraagzijde als op de aanbodzijde van elektriciteit. In de afgelopen jaren is er niet alleen in Nederland, maar ook in de rest van Europa veel aandacht besteed aan het verduurzamen van de elektriciteitsproductie en het omlaag brengen van het energieverbruik. De Europese overheden hebben de ontwikkelingen hierin proberen te sturen op basis van het gevoerde energiebeleid. Met name subsidies ter stimulering van de investeringen in hernieuwbare energie zijn van invloed geweest op het groeiende aandeel duurzame energie. Door het toenemende aandeel duurzame energie zullen de relatief dure eenheden naar boven opgeschoven worden in de inzetvolgorde waardoor deze eenheden gedurende minder uren concurrerend kunnen produceren. Daarnaast kunnen ook beleidsbeslissingen als het invoeren van een heffing op fossiele brandstoffen of het verplicht stellen – of juist het beperken – van het meestoken van biomassa in kolencentrale van invloed zijn op de kosten en daarmee op inzetvolgorde en concurrentiepositie van productie-eenheden in Nederland.

Hoewel er afgelopen jaren steeds meer is geïnvesteerd in duurzame energie loopt Nederland op dit vlak achter ten opzichte van omliggende landen. In **Tabel 27** zijn de investeringen in duurzame energie op meerdere manieren weergegeven: het totale investeringsbedrag, in procenten van het bruto binnenlands product, in euro per hoofd

van de bevolking en in euro per km² van het oppervlakte van een land. Ten opzichte van Duitsland, Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk en Italië scoort Nederland in alle gevallen laag.

Tabel 27: Publieke en private investeringen in hernieuwbare energie (exclusief hernieuwbare warmte, CO₂-opslag en smart grid toepassingen)⁴⁵

Land	Jaar	Investering in miljard €	Investering als % BBP	Investering in € per hoofd	Investering in € per km ²
Nederland	2010	0,2	0,03	12	5.354
Duitsland	2011	22,3	0,93	272	62.501
	2012	15,5	0,59	189	43.372
Frankrijk	2011	3,6	0,19	58	6.528
	2012	3,6	0,18	57	6.492
Verenigd Koninkrijk	2011	6,5	0,41	105	26.678
	2012	6,8	0,36	110	28.198
Italië	2011	20,9	1,37	349	69.291
	2012	11,0	0,70	182	36.384

Bron: ECN et al. (2012), Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF (2013).

4.3 Het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector in 2020

4.3.1 Inleiding

In deze sectie wordt het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector in 2020 geanalyseerd aan de hand van simulaties met het elektriciteitsmarktmodel POWERS.⁴⁶ In dit model wordt niet alleen de elektriciteitsmarkt in Nederland in detail gemodelleerd, maar worden ook de elektriciteitsmarkten in Duitsland, België, Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen meegenomen, zij het minder gedetailleerd. Aan de hand van het POWERS model kan een indicatie gegeven worden met betrekking het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector in 2020 evenals een analyse van de onderliggende, bepalende factoren van dit vermogen.

⁴⁵ Data over investeringen in 2011 in duurzame energie voor Duitsland, Frankrijk, Italië en het Verenigd Koninkrijk zijn afkomstig van Frankfurt School en UNEP (2012). De wisselkoers die is aangenomen om USD om te rekenen naar euro's is 1 USD = € 0,72 in 2011 en 1 USD = € 0,78 in 2012 (www.statistics.dnb.nl). Investeringen in duurzame energie in Nederland in 2010 zijn afkomstig van het CBS (2012). Data over de landoppervlakte, het aantal inwoners, en het BBP zijn afkomstig van un.data.org. De investeringen betreffen de investeringen in de elektriciteitsproductie van biomassa en afval, geothermie, windenergie, zonneenergie, waterkracht, golf- en getijdenenergie en biobrandstoffen (> miljoen liter/jaar).

⁴⁶ Het POWERS model is een systeem-dynamisch model van de Noordwest Europese elektriciteitsmarkt. Het model kan gebruikt worden voor analyse op de midden- en lange termijn, waarbij de resultaten inzicht geven in o.a. de ontwikkelingen in elektriciteitsprijzen, de productie van de verschillende Nederlandse productie-eenheden, en de handelsbalans in elektriciteit (Rijkers et al., 2001) (zie ook: <http://www.ecn.nl/nl/units/ps/modelinstrumentarium/powers/>).

De simulaties en analyses van het concurrentievermogen van de elektriciteitssector in Nederland worden uitgevoerd op basis van twee verschillende referentieramingen tot 2020, namelijk de Referentieraming Energie en Emissies van 2010 (RR2010) en die van het SER Referentiepad (SERRef; zie PBL en ECN, 2013). Deze twee ramingen verschillen in de aannames met betrekking tot enkele belangrijke determinanten van het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector, in het bijzonder de CO₂- en brandstofprijzen en het opgesteld vermogen in met name Duitsland. Met behulp van de simulatieresultaten wordt aldus inzicht verkregen in de gevoeligheid van dit concurrentievermogen voor deze verschillen in onderliggende aannames.

De volgende sectie, 4.3.2, bespreekt allereerst de belangrijkste aannames van de twee referentieramingen. Vervolgens worden de resultaten van de modelsimulaties gepresenteerd en toegelicht in sectie 4.3.3. Sectie 4.3.4 ten slotte bespreekt de resultaten van een specifieke gevoeligheidsanalyse van het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector, in het bijzonder de gevoeligheid van dit vermogen voor een verandering in de CO₂ prijs.

4.3.2 Verschillen en overeenkomsten in de belangrijkste aannames in de RR2010 en de SERRef in 2020

In **Tabel 28** zijn de belangrijkste aannames van de Referentieraming 2020 (RR2010) en het SER Referentiepad (SERRef) weergegeven. Uit deze tabel blijkt dat er geen verschillen zijn in grensoverschrijdende netwerkcapaciteit maar dat er wel verschillen zijn in de verwachtingen met betrekking tot het opgesteld vermogen in 2020. Het opgesteld gasvermogen is net als het opgesteld kolenvermogen in de SERRef iets naar beneden bijgesteld. Dit komt doordat enkele oude gascentrales eerder worden gesloten dan eerder was verondersteld. In de SERRef is verder het opgesteld vermogen WKK naar beneden bijgesteld door lagere verwachting van de CO₂ prijs. Het opgesteld vermogen kernenergie in de SERRef blijft naar verwachting gelijk (conform RR2010). Het opgesteld vermogen van de intermitterende bronnen, wind en zon, is door meer vergaande investeringsplannen naar boven bijgesteld in de SERRef.

Met betrekking tot de brandstofprijzen voor gas, kolen en olie in 2020 is de verwachting in de SERRef dat ze hoger zullen zijn dan verondersteld in de RR2010. De brandstofprijs voor uranium zal daarentegen naar verwachting gelijk blijven. De finale vraag naar elektriciteit is min of meer gelijk tussen de RR2010 en de RR2012 maar is in enige mate naar beneden bij gesteld in de SERRef door een intensivering van de economische crisis met een lagere vraag naar energie tot gevolg. Daarnaast is ook de CO₂-prijs ongeveer € 12 per ton CO₂ lager in de SERRef ten opzichte van de RR2010.

Een ander significant verschil betreft de beslissing van de Duitse overheid voor de versnelde uitfasering van nucleaire eenheden naar aanleiding van de ramp in Fukushima in 2011. Door het vooruitzicht dat een groot deel van de productiecapaciteit in Duitsland weg zou vallen, zijn er na 2011 vergaande investeringen gepland in zowel hernieuwbare als conventionele productie-eenheden. Door deze additionele investeringen, geïnitieerd door de nucleaire uitfasering, zou Duitsland ondanks het wegvallen van nucleaire eenheden in mindere mate afhankelijk zijn van de import van elektriciteit dan wanneer deze investeringen niet zouden plaatsvinden.

Tabel 28: Overzicht aannames RR2010 en SERRef

Overzicht aannames ramingen in 2020			RR2010	SERRef
Transmissie en productiecapaciteit [GW]	Grensoverschrijdende netwerkkapaciteit ^(a)	NL – DE en BE	5,7	5,7
		NL - NO	0,7	0,7
		NL - BE - FR	0,75	0,75
		NL - UK	1	1
	Totaal productievermogen in Nederland	Gas	13,2	13,0
		Kolen	6,3	6,1
		WKK	6,6	5,3
		Wind en zon	6,0	8,5
		Waterkracht	0,07	0,1
		Biomassa en afval	0,9	1
		Nucleair	0,5	0,5
Prijzen	Gemiddelde brandstofprijzen tussen 2010 en 2020 [€/GJ]	Gas	6,5	7,5
		Kolen	2,2	3,5
		Olie	8,0	13,8
		Uranium	1,5	1,5
	CO ₂ -prijs ^(b)		20	7,6
Elektriciteitsvraag			131,0	129,2
Nucleaire uitfasering in Duitsland			Nee	Ja

a) In beide Referentieramingen is de COBRA interconnectie tussen Nederland en Denemarken niet meegenomen. Tevens is in de SERRef de additionele capaciteit tussen België en Nederland nog niet meegenomen.

b) Gedaald door doorwerkend effect van de economische crisis.

Bron: ECN en PBL (2010) en PBL en ECN (2013).

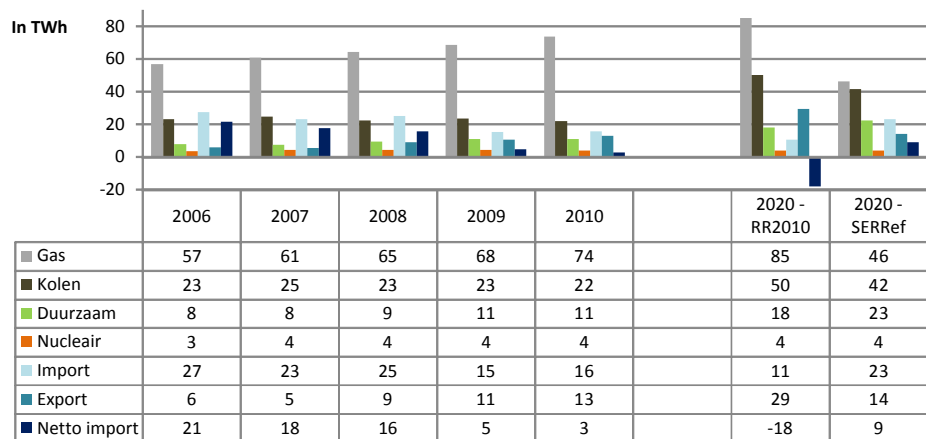
4.3.3 Het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector in 2020: simulaties op basis van de RR2010 en de SERRef

Figuur 43 presenteert de totale jaarlijkse productie per bron, de import en export van elektriciteit, en de balans in de elektriciteitshandel per jaar in Nederland. De data voor de jaren 2006 tot en met 2010 zijn gebaseerd op gegevens van het CBS. De data voor 2020 zijn gebaseerd op simulaties met het POWERS model op basis van de RR2010 en de SERRef. Tussen 2006 en 2010 zijn er twee duidelijke trends te herkennen: een min of meer lineaire toename van de gasproductie en een toenemende export en afnemende import waardoor Nederland lijkt te verschuiven van netto importeur naar netto exporteur van elektriciteit. De ramingen van 2020 laten echter geheel verschillende resultaten zien in het wel of niet doorzetten van de trends die te herkennen zijn tussen 2006 en 2010.

Uit de modelsimulatie van de Nederlandse elektriciteitsmarkt op basis van de RR2010 blijkt dat de eerdere verwachtingen van een toenemende gasproductie en een verschuiving van netto importeur van elektriciteit naar netto exporteur van elektriciteit te zijn gewijzigd. Door een voldoende hoge CO₂-prijs kunnen de gascentrales in 2020

produceren tegen relatief lage marginale kosten. Hierdoor kunnen de Nederlandse gascentrales niet alleen voldoende concurreren op nationaal niveau met bijvoorbeeld minder efficiënte kolencentrales, maar kan de Nederlandse gas gedomineerde elektriciteitssector ook op internationaal niveau concurreren. In **Tabel 29** worden de import, export en handelsbalans tussen Nederland en omliggende landen weergegeven. Uit de tabel blijkt dat in de simulatie op basis van de RR2010, Nederland in 2020 met name concurreert met de Duitse elektriciteitssector. De simulatie op basis van de RR2010 resulteerde namelijk in een significante export van elektriciteit van Nederland naar Duitsland. Een logische verklaring hiervoor is de voldoende hoge CO₂-prijs die het vermogen van Duitse kolencentrales om te concurreren met (Nederlandse) gascentrales benadeelde. Ten opzichte van de CBS data van het jaar 2010, is in de simulatie op basis van de RR2010 de elektriciteitsproductie van kolencentrales door een aanzienlijke toename van het opgesteld kolenvermogen sterk toegenomen. Hetzelfde geldt voor de duurzame productie van elektriciteit.

Figuur 43: Elektriciteitsproductie in Nederland per bron en handel in elektriciteit in TWh



Bron: CBS Statline (2013); POWERS model (2020 resultaten).

In de simulatie van de Nederlandse elektriciteitssector op basis van de SERRef lijken de trends van een toenemende gasproductie en de verschuiving van een netto import van elektriciteit naar een netto export van elektriciteit in Nederland *niet* te hebben doorgezet. Door de lagere CO₂-prijs die is aangenomen in de SERRef in vergelijking tot de CO₂-prijs aangenomen in de RR2010, worden de kolencentrales financieel gezien in mindere mate benadeeld ten opzichte van gascentrales. Hoewel de verhouding tussen de brandstofprijzen van gas en kolen in de SERRef meer in balans is dan in de RR2010 en het totaal opgesteld gasvermogen ongeveer gelijk is, produceren de gascentrales in de simulatie op basis van de SERRef juist minder. Een andere reden waarom de productie van gascentrales in Nederland lager is in de simulatie op basis van de SERRef ten opzichte van de simulatie op basis van de RR2010, is het grotere aandeel duurzaam opgesteld vermogen in zowel Duitsland als in Nederland waardoor de relatief dure gascentrales in kleiner aandeel van de tijd produceren. Bij een lagere productie zal een significant aandeel van de Nederlandse gascentrales een groot deel van het jaar, of zelfs het gehele jaar stil staan.

In 2010, toen de beslissing voor de versnelde uitfasering van nucleaire eenheden in Duitsland nog niet was genomen, was er in de simulatie op basis van de RR2010

rekening gehouden met een dergelijke beslissing via het uitvoeren van een gevoeligheidsanalyse. In deze gevoeligheidsanalyse werd geen rekening gehouden met een mogelijke toename van de investeringen in andere technologieën. Uit deze gevoeligheidsanalyse kwam naar voren dat bovenop de export van 15,9 TWh van Nederland naar Duitsland, Nederland nog eens 6 TWh meer zou exporteren. In de simulatie op basis van de SERRef zijn deze additionele investeringen in het Duitse productiepark wel meegenomen waardoor Duitsland in minder mate afhankelijk is van de import van elektriciteit uit Nederland.

Een van de opvallendste verschillen in **Figuur 43** tussen de simulaties op basis van de RR2010 en de SERRef is de handel in elektriciteit. In de simulatie op basis van de RR2010 is de verwachting dat Nederland in 2020 een netto exporteur zal zijn van elektriciteit met een relatief lage import en een relatief hoge export van elektriciteit. In de simulatie op basis van de SERRef is de import van elektriciteit aanzienlijk hoger en de export van elektriciteit aanzienlijk lager ten opzichte van de simulatie op basis van de RR2010 waardoor Nederland een netto importeur is van elektriciteit. Deze verschillen zijn voornamelijk te verklaren door de veranderingen in de handel in elektriciteit met Duitsland (zie **Tabel 29**).

Tabel 29: Totale handel in TWh in elektriciteit tussen Nederland en omliggende landen zoals gemodelleerd in POWERS

Totale handel in elektriciteit in 2020 [TWh]	RR2010			SERRef		
	Import	Export	Balans	Import	Export	Balans
Duitsland	3,7	15,9	-12,2	14,4	3,5	10,9
België	0	5,1	-5,1	0	4,7	-4,7
Verenigd Koninkrijk	0	6,2	-6,2	0	5,6	-5,6
Noorwegen	2,2	2,1	0,1	4,0	0	4,0
Frankrijk	4,6	0	4,6	4,2	0	4,2
Totaal	10,5	29,3	-18,8	22,6	13,9	8,8

Bron: Resultaten POWERS model (ECN).

Uit de simulaties blijkt dat de relatie tussen de Nederlandse elektriciteitssector en de Duitse elektriciteitssector gevoelig is voor veranderingen in met name de brandstofprijzen en de CO₂-prijs. Niet alleen de omvang van de import en de export van en naar Duitsland zijn relatief sterk verschillend tussen de twee simulaties, ook de handelsbalans verschilt sterk. Deze verschillen zijn te verklaren doordat in de SERRef de CO₂-prijs sterk is verlaagd waardoor kolencentrales in mindere mate financieel ontmoedigd worden om te produceren en gascentrales in een kleiner aandeel van de tijd ingezet zullen worden. Het concurrentievermogen van de Nederlandse gas gedomineerde elektriciteitssector wordt daarbij verder in negatieve zin beïnvloed door de significante investeringen in duurzame energie in Duitsland, deels geïnitieerd door de nucleaire uitfasering. In de simulatie op basis van de SERRef is Nederland in plaats van een netto exporteur van elektriciteit, een netto importeur van elektriciteit. In 2020 is daarom de verwachting dat op basis van de SERRef, Nederland in een groter aandeel van de tijd elektriciteit tegen lagere kosten uit het buitenland, met name uit Duitsland, kan importeren.

Om een indicatie te krijgen met betrekking tot de impact van de verschillen in de aannames tussen RR2010 en SERRef op de Nederlandse consument zijn in **Tabel 30** de gemiddelde groothandelsprijzen weergegeven voor 2020 in de daluren, de piekuren en het jaargemiddelde. Uit de tabel komt naar voren dat bij de simulatie op basis van de geactualiseerde vooruitzichten in de SERRef ten opzichte van de RR2010, de Nederlandse consument door lagere groothandelsprijzen van elektriciteit beter af is. Wanneer Duitsland significant minder zou investeren in hernieuwbare capaciteit, is de verwachting – op basis van de geactualiseerde vooruitzichten in 2020 – dat de Nederlandse consument minder zal profiteren.

Waar in de simulatie op basis van de RR2010 de Nederlandse consument in de piekuren € 70 betaalt per MWh, betaalt diezelfde consument in de simulatie op basis van de SERRef € 66 per MWh, en dus € 4 per MWh minder. In zowel de simulatie op basis van de RR2010 en de SERRef betaalt de Nederlandse consument in de daluren voor een MWh € 54. Rekening houdend met de verhoudingen tussen de dal-, plateau- en super piekuren, betaalt de Nederlandse consument gemiddeld in de simulatie op basis van de SERRef in 2020 ongeveer € 2 per MWh minder. Doordat het aandeel duurzame energie niet alleen in Nederland maar ook in omliggende landen stijgt, leidt dit ondanks de hogere brandstofprijzen in de SERRef tot lagere groothandelsprijzen voor de consument. Hoewel er door de uitfasering van nucleaire eenheden in Duitsland een groot deel van de relatief goedkope basislast is weggefallen zijn met name door significante investeringen in hernieuwbare energie in Duitsland de prijzen in Nederland lager (PBL en ECN, 2013).⁴⁷

Tabel 30: Groothandelsprijzen in 2020 voor elektriciteit in Nederland in de piek, daluren en het jaar gemiddelde (basislast) volgens de simulaties van de RR2010 en de SERRef in €/MWh

Groothandelsprijzen in 2020 [€/MWh]	RR2010	SERRef
Piek	70	66
Dal	54	54
Jaar gemiddelde:	62	60

Bron: Resultaten POWERS model (ECN).

Om een beter beeld te krijgen van het belang van de brandstofprijzen voor het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector en de groothandelsprijzen, zal er in sectie 4.3.4. een gevoeligheidsanalyse worden uitgevoerd waar de gasprijs in 2020 significant lager is.

⁴⁷ Met het vooruitzicht dat de Nederlandse en Duitse elektriciteitsmarkten sterker gekoppeld worden, is de verwachting dat een gelijke trend van lagere groothandelsprijzen voor elektriciteit op Duitsland van toepassing is.

4.3.4 Gevoeligheid van het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector voor een verlaging van de gasprijs

Uit de analyse van de verschillen tussen de simulaties op basis van de RR2010 en SERRef komt naar voren dat het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector gevoelig is voor veranderingen in met name de investeringen in productiecapaciteit, de brandstofprijzen en de CO₂-prijs. Doordat brandstofprijzen en de CO₂-prijs aanzienlijk beïnvloed kunnen worden door wereldwijde gebeurtenissen als de economische crisis of unieke gebeurtenissen die bepaalde brandstofprijzen doen dalen of stijgen, is het interessant te zien wat er gebeurt wanneer de gasprijs significant lager zal zijn ten opzichte van de SERRef. De gasprijs in 2020 betreft dan € 6,7 per GJ in plaats van € 8,6 per GJ.

Tabel 31: Overzicht van de belangrijkste resultaten van de gevoeligheidsanalyse (SERRef-G) in vergelijking tot de simulatie op basis van de SERRef

	Netto import van Nederland uit:	SERRef	SERRef-G ⁴⁸
Netto import (in TWh) (positieve waarden geven een netto import aan)	Duitsland	10,9	5,3
	Frankrijk	4,2	3,9
	België	-4,7	-4,6
	Verenigd Koninkrijk	-5,6	-5,6
	Noorwegen	4,0	3,9
	Totale netto import:	10,3	2,8
Conventionele elektriciteitsproductie in Nederland (in TWh)	Kolen-eenheden	41,5	39,7
	Gas-eenheden (excl. decentrale WKK)	23,4	31,1
Groothandelsprijs in 2020 (in €/MWh)	Piek	66	54
	Dal	54	48
	Jaargemiddelde	60	51

Bron: Resultaten POWERS model (ECN).

In **Tabel 31** staan de resultaten weergegeven van de gevoeligheidsanalyse (SERRef-G) in vergelijking tot de simulatie op basis van de SERRef. Net als in de vergelijking van de simulaties op basis van RR2010 versus SERRef blijkt dat een verandering in de brandstofprijzen en/of CO₂-prijs relatief weinig invloed heeft op de import en export tussen enerzijds Nederland en anderzijds Frankrijk, België, Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk. Daarentegen zijn veranderingen in de brandstofprijzen en/of de CO₂-prijs bepalend voor de handel in elektriciteit tussen Nederland en Duitsland alsmede voor de productie en groothandelsprijzen van elektriciteit in Nederland. Met een 22 procent lagere gasprijs zal het concurrentievermogen van de door gas gedomineerde Nederlandse elektriciteitssector beduidend verbeteren. Doordat Nederlandse gascentrales door lagere brandstofkosten beter kunnen concurreren, is de productie

⁴⁸ Bij het bepalen van deze resultaten is de invloed van de gasprijs op de inzet van decentrale WKK niet meegenomen. De verandering in de productie van gaseenheden wordt daarom weergegeven exclusief de productie van decentrale WKK.

van gascentrales (exclusief decentrale WKK) 7,7 TWh hoger ten opzichte van de simulatie op basis van de SERRef. Doordat Nederland een groter aandeel elektriciteit intern produceert, zal er minder elektriciteit geïmporteerd worden waardoor de netto import vanuit Duitsland ongeveer 5,6 TWh lager is dan in de simulatie op basis van de SERRef. Relatief betekent dit een daling van de netto import uit Duitsland van ruim 50 procent ten opzichte van het SERRef.

4.4 Samenvatting en conclusies

Het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector wordt bepaald door meerdere factoren. Van belang zijn met name de ontwikkelingen met betrekking tot het opgesteld vermogen, de samenstelling en de efficiëntie van de productietechnologieën, de (grensoverschrijdende) netwerkcapaciteit, de brandstof- en CO₂-prijzen, het gevoerde beleid, en de vraag naar elektriciteit, zowel in Nederland als in de buurlanden waarmee interconnecties bestaan.

Op de korte termijn staat de samenstelling en efficiëntie van het huidige productiepark min of meer vast en zijn de veranderingen in de brandstof- en CO₂-prijzen CO₂ de belangrijkste factoren die het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector kunnen beïnvloeden. Doordat brandstof- en CO₂-prijzen tot stand komen op internationaal niveau, kan er op nationaal niveau weinig invloed worden uitgeoefend op deze prijzen en kan er derhalve vanuit beleidsoogpunt op de korte termijn weinig tot geen invloed worden uitgeoefend op het verbeteren van het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector.

Op de langere termijn zijn met name investeringen in het nationale en grensoverschrijdende netwerk en in de productiecapaciteit van invloed op het concurrentievermogen van de Nederlandse elektriciteitssector. Investeringen in de productiecapaciteit worden onder andere bepaald door de verwachtingen in de groei van de finale vraag naar elektriciteit en de ontwikkelingen met betrekking tot de kosten van de verschillende opwekkingstechnologieën. Overheden zoals in Nederland en onze buurlanden kunnen deze ontwikkelingen - en daarmee de onderlinge concurrentieverhouding - beïnvloeden door enerzijds het belasten of belemmeren van bepaalde (fossiele) technologieën en anderzijds het stimuleren van andere (hernieuwbare) opwekkingsmethoden.

Hoewel de netwerkcapaciteit omvangrijk is tussen enerzijds Nederland en anderzijds Noorwegen, België, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk, lijkt de handel tussen Nederland en deze landen nauwelijks beïnvloed te worden door veranderingen in met name de brandstofprijzen, de CO₂-prijs en investeringen in het productiepark. Bepalend voor het concurrentievermogen en de handelspositie van de Nederlandse elektriciteitssector is met name de dynamiek tussen Nederland en Duitsland. De belangrijkste factoren die deze dynamiek bepalen zijn veranderingen in de brandstof- en CO₂-prijzen en (investeringen in) de omvang en samenstelling van het opgestelde vermogen in beide landen. Gegeven de bestaande en nabije, toekomstige verschillen in de brandstofmix (Nederland relatief veel gas; Duitsland relatief meer kolen) verslechtert

de concurrentie- en handelspositie van de Nederlandse elektriciteitssector in het bijzonder als de CO₂-prijs laag is en de gasprijs relatief hoog ten opzicht van de prijs voor steenkool (zoals thans het geval is). Daarnaast is en wordt deze positie ongunstig beïnvloed door het sterker stimuleren met publieke middelen van hernieuwbare elektriciteit in Duitsland - zowel in de afgelopen als toekomstige jaren - waardoor Duitsland in een steeds groter deel van de tijd tegen relatief lage marginale kosten een grotere hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit kan produceren en exporteren.

5

Bijdrage aan concurrentievermogen en groeipotentieel van de Nederlandse economie

5.1 Bijdrage aan concurrentievermogen van Nederlandse bedrijven

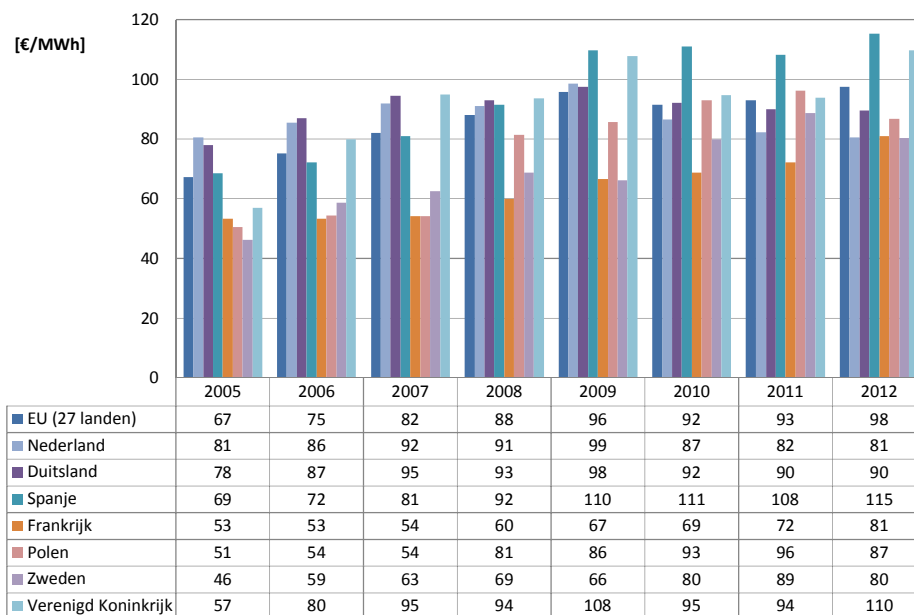
In Sectie 3.2 hebben we de elektriciteitskosten van diverse Nederlandse bedrijfstakken geanalyseerd als percentage van de totale bedrijfskosten (zie met name **Tabel 24**). We kwamen daar tot de conclusie dat dit percentage door de bank genomen relatief laag (0-4%) is voor alle beschouwde bedrijfstakken. In die zin lijken de elektriciteitskosten van weinig tot geen belang voor de concurrentiepositie van het Nederlandse bedrijfsleven.

Zoals opgemerkt in Sectie 3.2 gaat het hier echter om gemiddelde percentages op een relatief hoog sector-aggregatieniveau en kunnen er achter deze gemiddelden grote verschillen schuil gaan met soms flinke uitschielingen naar boven, in het bijzonder in de aluminiumindustrie en de anorganische chemie. Bovendien zijn voor het beoordelen van de concurrentiepositie van de betreffende Nederlandse bedrijfstakken vergelijkbare gegevens nodig van dezelfde, concurrerende bedrijfstakken in een aantal landen, maar deze gegevens zijn op dat niveau niet beschikbaar en vallen ook buiten het bereik van deze studie.

Een indicatie voor het beoordelen van het belang van de elektriciteitssector voor de ontwikkeling van elektriciteit-intensieve bedrijven wordt echter verschaft door **Figuur 44**. Deze figuur presenteert de elektriciteitsprijzen voor industriële afnemers in

Nederland en diverse andere EU landen voor de periode 2005-2012.⁴⁹ Hieruit blijkt dat in 2005 Nederland de hoogste elektriciteitsprijzen voor industriële afnemers had van alle beschouwde landen, ver boven het EU27 gemiddelde en ver boven het niveau van de elektriciteitsprijzen in Frankrijk, Polen en Zweden. In 2012 echter zat Nederland bij de landen met de laagste elektriciteitsprijzen voor industriële afnemers (samen met Frankrijk en Zweden), ver onder het EU27 gemiddelde en ver onder het niveau van de elektriciteitsprijzen in Duitsland, Spanje en het Verenigd Koninkrijk. In die zin kan geconcludeerd worden dat de elektriciteitssector in Nederland in de afgelopen jaren een positieve bijdrage heeft geleverd aan het verbeteren van de concurrentiepositie van het Nederlandse bedrijfsleven.

Figuur 44: Elektriciteitsprijzen voor industriële afnemers in Nederland en enkele andere EU landen, 2005-2012



Bron: Eurostat (2013).

Bij bovenstaande beschouwing en conclusie dienen echter enkele kanttekeningen te worden geplaatst. Ten eerste gaat het hier om gemiddelde elektriciteitsprijzen voor een bepaalde categorie industriële afnemers (met een verbruik tussen de 500 en 2000 MWh per jaar) en kunnen de prijzen voor andere industriële afnemers hiervan aanzienlijk afwijken, in het bijzonder voor grote, internationaal opererende bedrijven die veelal individuele, langetermijncontracten afsluiten met leveranciers. Bovendien zijn de nationale belastingen niet meegenomen in bovengenoemde prijzen en is het verder niet duidelijk welke andere, specifiek nationale componenten van de elektriciteitsprijzen wel of niet zijn meegenomen.

Ten tweede is voor de beoordeling van de concurrentiepositie van bedrijven niet alleen de elektriciteitsprijzen van belang maar ook de energie-efficiëntie waarmee producten

⁴⁹ Eurostat definieert 'Electricity prices for industrial consumers' als volgt: "Average national price in Euro per kWh without taxes for the first semester of each year for medium size industrial consumers...with annual consumption between 500 and 2000 MWh".

worden voortgebracht (maar dit laatste ligt buiten het bereik van de elektriciteitssector en is primair de verantwoordelijkheid van de bedrijven zelf).⁵⁰

Ten derde verschaft **Figuur 44** alleen de elektriciteitsprijzen voor bedrijven in enkele EU landen en niet voor bedrijven uit andere, niet-EU landen waarmee Nederlandse bedrijven (staal, chemie) concurreren, zoals uit Brazilië, China, India of Korea. Bedrijven in deze landen profiteren soms van lagere elektriciteitsprijzen, in het bijzonder als gevolg van het feit dat door de internationale verschillen in klimaatbeleid de doorberekende CO₂-kosten in de elektriciteitsprijzen veelal lager of zelfs afwezig zijn (zie hieronder).

Bedrijven die kwetsbaar zijn voor hoge elektriciteitsprijzen

Een andere indicatie voor het belang van elektriciteitsprijzen voor de concurrentiepositie van bepaalde bedrijven wordt verstrekt door de lijst die de Europese Commissie vorig jaar heeft opgesteld van “sectors and subsectors deemed ex ante to be exposed to a significant risk of carbon leakage due to indirect carbon costs”, i.e. sectoren en subsectoren die qua concurrentiepositie kwetsbaar zijn als gevolg van de doorberekening van de CO₂-kosten van het EU ETS in de elektriciteitsprijzen voor industriële eindgebruikers (EC, 2012).⁵¹

Voor zover van belang voor Nederland is die lijst van sectoren en sub-sectoren gereproduceerd in de linkerhelft van **Tabel 32** terwijl in de rechterhelft een aantal specifieke productiebedrijven staan vermeld die in Nederland werkzaam zijn in de betreffende sector of sub-sector. Bovenaan de lijst (qua kwetsbaarheid voor elektriciteitskosten, met inbegrip van de indirecte CO₂-kosten) staat aluminiumproductie, in het bijzonder de productie van primair aluminium (zie ook Sectie 3.2).

Andere Nederlandse bedrijven die qua concurrentiepositie kwetsbaar worden geacht voor de hoogte van indirecte CO₂-/elektriciteitskosten zijn producenten van lood, zink, tin, basis ijzer en staal, en papier alsmede diverse, specifieke bedrijven in de chemische industrie (**Tabel 32**).

Opgemerkt dient te worden dat bij de huidige CO₂-prijzen (4-5 €/ton) de kwetsbaarheid van bovengenoemde sectoren en bedrijven voor deze prijzen vrij beperkt is, maar dat deze kwetsbaarheid evenredig toeneemt naarmate deze prijzen in de toekomst stijgen. In beginsel geldt deze kwetsbaarheid alleen ten opzichte van bedrijven en landen buiten het EU ETS. Deze kwetsbaarheid wordt gereduceerd door het toekennen van gratis emissierechten. Daarnaast kan deze kwetsbaarheid worden verminderd door het compenseren van de indirecte kosten van het ETS, bijvoorbeeld door het terugsluizen

⁵⁰ Een beschouwing van de energie-efficiency van Nederlandse, internationaal opererende bedrijven ten opzichte van concurrenten in het buitenland valt ook buiten het bereik van deze studie.

⁵¹ Merk op dat de doorberekende CO₂-kosten veelal slechts een (beperkt) deel uitmaken van de totale elektriciteitskosten, afhankelijk van de hoogte van de CO₂- en elektriciteitsprijzen en van de CO₂-intensiteit van de marginale installatie die de elektriciteitsprijs bepaalt. Bij een CO₂-prijs van 20 €/ton en een marginale CO₂-installatie van 0,7 tCO₂/MWh bedragen de CO₂-kosten 14 €/MWh. Bij een groothandelsprijs van 70 €/MWh (inclusief CO₂-kosten) maken de CO₂-kosten 20% uit van de totale elektriciteitskosten. Als in dit voorbeeld de CO₂-prijs stijgt naar 50 €/ton dan nemen de CO₂-kosten en de elektriciteitsprijs toe met 21 €/MWh en neemt het aandeel van de CO₂-kosten in de totale elektriciteitskosten toe tot zo'n 38% (35/91). In ieder geval zijn de totale elektriciteitskosten altijd hoger dan de doorberekende CO₂-kosten (die slechts een deel uitmaken van de totale elektriciteitskosten). In die zin kan geconcludeerd worden dat een bedrijf dat geacht wordt qua concurrentiepositie kwetsbaar te zijn voor de doorberekening van CO₂-kosten in de elektriciteitsprijs in ieder geval kwetsbaar beschouwd kan worden voor de elektriciteitsprijs als geheel.

van een deel van de ETS veilingopbrengsten naar de betreffende bedrijven (zoals toegestaan door de EC). Afhankelijk van de vorm waarin deze kosten worden gecompenseerd kan dit redelijk effectief zijn in het reduceren van het betreffende verlies aan concurrentiepositie van deze bedrijven, zij het dat deze vorm van besteding van publieke middelen vanuit maatschappelijk oogpunt minder optimaal is dan het verlagen van de directe belastingen (Sijm et al., 2013). Bovendien hebben op dit moment bepaalde EU lidstaten besloten om hun bedrijven wél te compenseren voor de indirecte CO₂-kosten (zoals Duitsland, Engeland en Nederland) en andere lidstaten niét, waardoor - met name bij hoger CO₂-prijzen - ook de onderlinge concurrentieverhoudingen in de EU verstoord dreigen te worden.

Tabel 32: Sectoren, sub-sectoren en producten waarvan de concurrentiepositie gevoelig is voor de elektriciteitsprijs en de doorberekening van indirecte CO₂-kosten in het bijzonder

NACE code	Omschrijving	Productie/bedrijven in Nederland
2742	Aluminium productie	In Nederland is er één producent van primair aluminium
1430	Winning van chemische en kunstmestmineralen	Er is zoutwinning door enkele Nederlandse bedrijven.
2413	Productie van andere anorganische chemicaliën	Verschillende producenten waaronder mogelijk van Aluminium hydroxide, Calciumcarbide, Carbon black, Chlorine, Fluoric acid, Hydrogen peroxide, Phosphoric acid, Phosphorous, Siliconcarbide, Soda (Sodium carbonate), Sodium chlorate, Sodium tripolyphosphate, Sulfuric acid,
2743	Lood, zink en tin productie	Nederland heeft een zinksmelter, een producent van gewalst zink en zo'n twintig galvaniseerbedrijven.
2710	Productie van basis ijzer en staal	In Nederland is er één producent van basis ijzer en staal.
2112	Productie van papier	Ca. 24 papierfabrieken in Nederland
2415	Productie van kunstmest en stikstofsamenstellingen	Aanwezig: Met name ammoniakbedrijven
2414 en 2416	Productie van organische chemicaliën	Verschillende producenten waaronder mogelijk van ABS, EDPM, Epoxy resin, EVA, Hydrogen, Melamine resins, Oxygen, PET, Phenolic resin, Polyacetals, Polyacrylates, Polyamide_6, Polycarbonate, Polyether Polyols, Polyethylene, linear low density, Polyethylene, low density, Polyethylene, high density, Polypropylene, Polystyrene, Polysulfone, Polyurethane, Polyvinylchloride, PVA, SAN, Saturated polyester, SBR, Titaniumdioxide, UF_resin, Unsaturated polyester, Vinylchloride-acetate copolymer

Al met al kan geconcludeerd worden dat de elektriciteitskosten gemiddeld genomen slechts een gering deel (0-4%) van alle bedrijfskosten uitmaken en dat in die zin de elektriciteitssector van beperkt belang is voor de concurrentiepositie van het Nederlandse bedrijfsleven. Bovendien kunnen veel bedrijven hun elektriciteitskosten doorberekenen in hun afzetprijzen zonder noemenswaardige gevolgen voor hun concurrentiepositie. Daarnaast lijkt de concurrentiepositie als gevolg van de elektriciteitsprijzen de afgelopen jaren te zijn verbeterd door de verlaging van de elektriciteitsprijzen in Nederland ten opzichte van die in andere, nabijgelegen EU

landen. Tenslotte zijn ook de huidige CO₂-prijzen van het EU ETS - en daarmee de indirecte CO₂-kosten van het elektriciteitsverbruik - laag, wat gunstig uitpakt voor de concurrentiepositie van bedrijven in Nederland ten opzichte van niet-EU landen (en van bedrijven in EU landen die deze kosten gecompenseerd krijgen).

Voor een beperkt aantal specifieke bedrijven zijn de elektriciteitsprijzen, inclusief de indirecte CO₂-kosten, echter wel degelijk van belang voor hun concurrentiepositie. Daarbij gaat het in het bijzonder om de productie van primair aluminium en producten als basis ijzer en staal, lood, zink, tin en papier alsmede om diverse, specifieke bedrijven in de chemische industrie.

5.2 Bijdrage aan structureel groeipotentieel

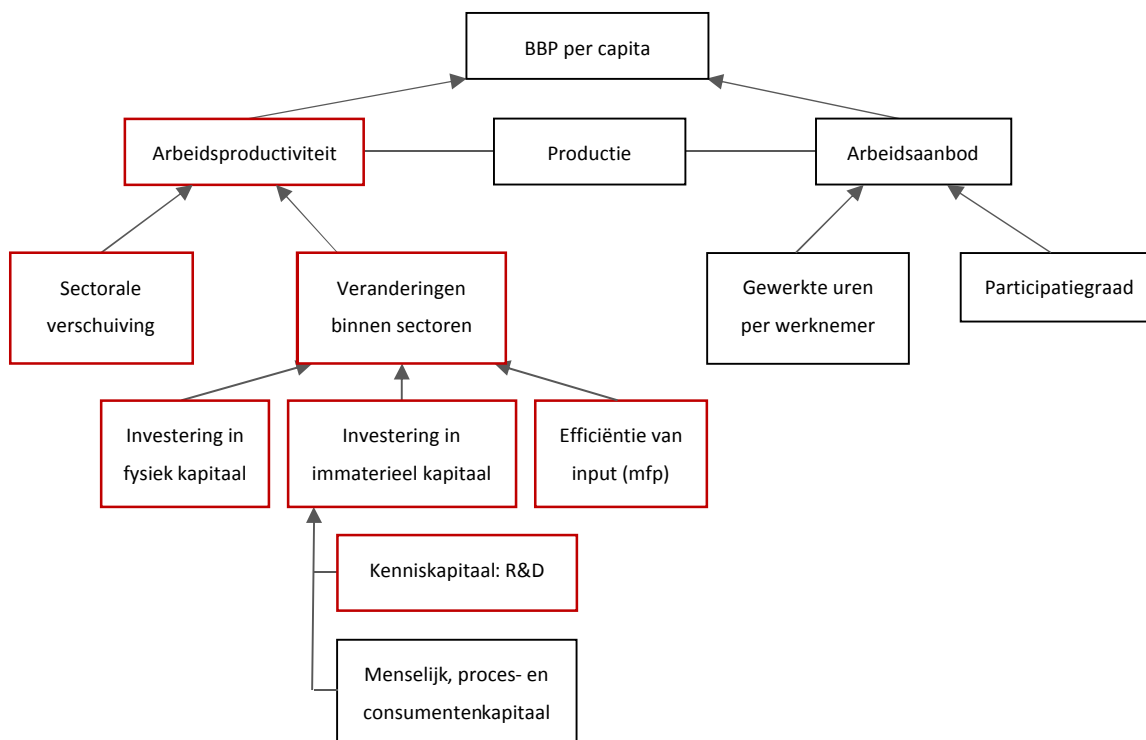
Deze sectie onderzoekt de bijdrage van de elektriciteitssector aan het structureel groeipotentieel van de economie. Het structureel groeipotentieel verwijst naar het vermogen van de economie om BBP-groei te genereren op de middellange en lange termijn. Dit hoofdstuk kijkt in de eerste plaats naar de invloed van de elektriciteitssector op de structurele groei. Elektriciteit is in de tweede plaats een belangrijke drijver van de verduurzaming van de energievoorziening. Kan elektriciteit als bron van duurzame energie invloed hebben op de economische groei?

5.2.1 De bijdrage van de elektriciteitssector aan de economische groei

In een lange termijn perspectief levert de elektriciteitssector een bijdrage aan de groei van de Nederlandse economie. Deze relatie verloopt via verschillende kanalen. Volgens de economische literatuur zijn de arbeidsmarkt en de arbeidsproductiviteit de belangrijkste causale factoren voor de economische groei (Van Ark et al, 2004). Deze relatie is een kwestie van 'boekhouden' waarbij de productie van toegevoegde waarde (Y) wordt verklaard door de inzet van de productiefactoren arbeid (L) en kapitaal (K).⁵² In formulevorm: $Y = aF(L,K)$ waarbij de coëfficiënt a de invloed van technologische ontwikkeling op de groei weergeeft. Door de vergelijking om te zetten in groeivoeten wordt een economisch kader verkregen voor de analyse van de drijvende krachten achter de economische groei. Dit proces is schematisch weergegeven in **Figuur 45**.

⁵² Men spreekt om deze reden ook wel van 'growth accounting' als het gaat om de verklaring van structurele economische groei.

Figuur 45: De opbouw van productiviteit



Bron: Verwerkt door SEO/ECN; gebaseerd op Van Ark et al. (2004), p. 8.; met rood kader: de drijvers van productiviteit waarop de elektriciteitssector een sterk effect heeft

De figuur laat zien dat economisch groei structureel gezien primair aanbodgedreven is. De vraagzijde heeft geen invloed op de structurele BBP-groei. Alleen de arbeidsproductiviteit en het arbeidsaanbod zijn in staat om het groeipotentieel van de economie structureel op een hoger niveau te tillen. Een voorbeeld is de verhoging van de arbeidsparticipatie van vrouwen in Nederland in de jaren negentig. Dit heeft in deze periode voor extra economisch groei gezorgd. Investerings in ICT-kapitaal zijn een ander voorbeeld van investeringen met een impuls voor de structurele groei (Van Ark 2004).

Voor de elektriciteitssector is vooral de relatie met de arbeidsproductiviteit van belang (zie de rode kaders in **Figuur 45**). Een *sectorale verschuiving* heeft invloed op de arbeidsproductiviteit als economische activiteiten verschuiven van laag productieve naar hoog productieve sectoren. De arbeidsproductiviteit in de elektriciteitssector is door de hoge kapitaalintensiteit circa drie keer zo hoog als het Nederlands gemiddelde (zie Box 1). Dit betekent dat een verschuiving van productie van relatief laag productieve sectoren naar de relatief hoog productieve elektriciteitssector, een positief effect heeft op het structurele groeivermogen van de Nederlandse economie. Een sterke stijging van de elektriciteitsproductie in Nederland zou dus gunstig kunnen zijn voor de economische groei van ons land. Hierbij moet opgemerkt worden dat dit effect niet uniek is voor de productie van elektriciteit. Het geldt in zijn algemeenheid voor de productie van energie.

Op basis van de CBS cijfers uit Hoofdstuk 2 kan voor de elektriciteitssector een maatstaf voor arbeidsproductiviteit worden afgeleid: de toegevoegde waarde per werkzame persoon. Tabel 33, gebaseerd op Tabel 19 en Tabel 20, geeft de toegevoegde waarde per werkzame persoon voor 2009 en 2010, aangevuld met het Nederlandse gemiddelde en het gemiddelde voor de energievoorziening.

De tabel laat zien dat de elektriciteitssector een arbeidsproductiviteit kent die meer dan driemaal zo hoog is als het Nederlandse gemiddelde. De arbeidsproductiviteit bij elektriciteit ligt wel lager dan het gemiddelde in de energievoorziening (aardgas, warm water, stoom, gekoelde lucht en elektriciteit). Het verschil in arbeidsproductiviteit tussen energievoorziening en het Nederlands gemiddelde kan voor ten minste een deel worden verklaard uit verschillen in kapitaalintensiteit. De kapitaalgoederenvoorraad per arbeidsjaar ligt in 2009-2010 voor de energievoorziening op € 1,6-1,7 miljoen, voor de Nederlandse economie als geheel onder de € 300 duizend.

Tabel 33: Arbeidsproductiviteit

	Toegevoegde waarde per werkzame persoon, duizend euro, 2009	Toegevoegde waarde per werkzame persoon, duizend euro, 2010
Elektriciteitssector	253	236
waarvan:		
Opwekking van elektriciteit	293	308
Handel en levering van elektriciteit	271	140
Transport van elektriciteit	216	228
<i>Nederland, alle sectoren</i>	<i>76</i>	<i>78</i>
<i>Nederland, energievoorziening</i>	<i>561</i>	<i>495</i>

Bron: CBS, Arbeidsrekeningen en BBP, productie en bestedingen.

De nadruk van dit hoofdstuk ligt op de kwalitatieve analyse van de relatie tussen de elektriciteitssector en het groeipotentieel.

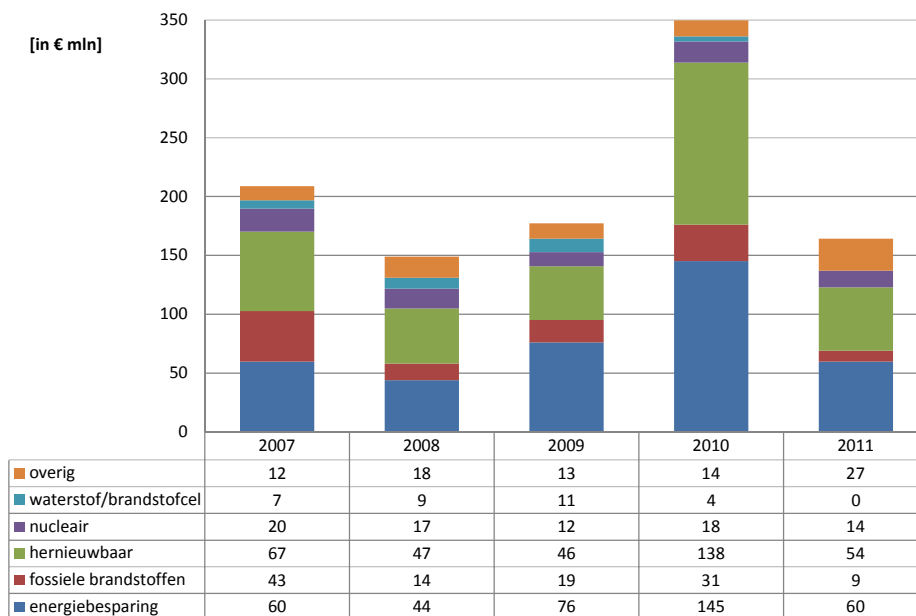
De tweede causale relatie verloopt via de *intrasectorale ontwikkeling*. De arbeidsproductiviteit in de elektriciteitssector kan stijgen door

- Investerings in fysiek kapitaal.
- Investerings in immaterieel kapitaal (vooral in R&D).
- Efficiëntieverbetering (multifactorproductiviteit).

De betekenis van dit kanaal is dat kapitaalinvesterings in de sector een stijging van de arbeidsproductiviteit veroorzaken en daarmee - ceteris paribus - de bijdrage van de sector aan het groeipotentieel versterkt. Daarnaast is R&D (innovatie) van belang voor de bijdrage van technologische ontwikkeling aan het groeivermogen. Organisatorische verbeterings kunnen bijdragen aan de multifactorproductiviteit. Dit is de efficiëntie waarmee kapitaal en arbeid samen toegevoegde waarde creëren. Het betreft hier dus het samenspel van de productiefactoren in de organisatie.

Kwantificering van dit kanaal kan plaatsvinden door te kijken naar de groei van de kapitaalinvesteringen in de sector en de investeringen in R&D. Voor de kapitaalinvesteringen is onder meer de uitbreiding van de productiecapaciteit van belang. Zoals gesteld in Hoofdstuk 4 neemt het opgesteld kolenvermogen tussen 2010 en 2020 toe met een factor twee. Na 2015 komen er geen nieuwe centrales meer bij en worden de oudere minder efficiënte centrales geleidelijk buiten werking gesteld. Het aandeel hernieuwbare elektriciteit zal flink toenemen in 2010-2020. Dit vraagt investeringen in aanpassing van bestaande centrales (biomassa-meestook) en nieuw vermogen zoals windenergie. Kapitaalinvesteringen vormen een saldo van investeren en desinvesteren.

Figuur 46: Publieke R&D in energie



Bron: Agentschap NL (2012).

De invloed van technologische ontwikkeling in de elektriciteitssector is mede afhankelijk van de beschikbare middelen voor R&D. Publiek gefinancierde R&D in de energiesector kent een grillig verloop, zoals **Figuur 46** laat zien. De private investeringen in R&D in de energiesector bedragen € 241 miljoen in 2008 (CBS, innovatie-uitgaven bedrijven). Afhankelijk van het jaar schommelen de totale uitgaven voor R&D in de energiemarkt dus tussen circa € 400 en 600 miljoen per jaar. Dit is ongeveer 1 procent van de totale R&D uitgaven in Nederland (CBS 2008a, 2008b). Onbekend is welk deel van deze uitgaven terecht komt bij de elektriciteitssector.

Het is te verwachten dat R&D in energie al op middellange termijn een positief effect zou kunnen hebben in Nederland. Van belang is vooral dat R&D ervoor kan zorgen dat de kosten van bijvoorbeeld duurzame energie op termijn zullen dalen. Dit effect zal zich vooral op de lange termijn kunnen voordoen. Dit levert een dilemma op. Om de voordelen van innovatie via R&D - *learning by research* - te kunnen benutten, moet er vandaag geïnvesteerd worden. De kost gaat met andere woorden voor de baat uit. Wachten kan echter ook een voordeel hebben. Op langere termijn wordt innovatie in

Nederland zelf minder belangrijk en kan mogelijk gebruik worden gemaakt van innovaties uit andere landen. In dit geval heeft *learning by doing* de voorkeur. Het is niet eenvoudig om op grond van de thans beschikbare informatie de juiste strategie te bepalen.

5.2.2 Duurzame elektriciteit als motor van de economische groei?

Duurzame energie wordt soms gezien als een kansrijke sector voor het realiseren van extra economische groei. Zo beschrijft ECF (2010) de trend naar duurzame energie zelfs als een stap op weg naar een nieuwe fase in de industriële ontwikkeling, een mogelijke doorbraaktechnologie zoals ICT. Deze nieuwe fase in de industriële ontwikkeling zou de start van een nieuwe golf in de lange-termijnconjunctuur zijn met een hoger structureel groeivermogen voor de komende decennia. ECF (2010, pp. 83 e.v.) suggereert dat een dergelijke opgaande conjunctuur per jaar voor 0,5 tot 1,0 procent extra BBP-groei zou kunnen zorgen.

De vraag is welke kenmerken van duurzame energie een doorbraaktechnologie maken met de hierboven geschetste mogelijkheden. Dit zou samenhangen met de mogelijkheid van kennis-spillovers. Dit zijn externe effecten die in de economische literatuur bekendstaan als een marktfalen rondom innovatie. Het zijn positieve maar ongeprijsde effecten van een innovatie, zoals een toepassing van innovatie door derde partijen. Als de innovatie niet is beschermd via een patent, biedt deze spillover geen extra rendement voor de oorspronkelijke investeerder. Dit kan de prikkel voor innovatie verlagen waardoor de investeringen in innovatie macro-economisch gezien op een te laag niveau blijven staan.

Kennis-spillovers in deze zin zijn een kenmerk van alle innovatieve toepassingen. Wat onderscheidt duurzame energie van andere innovaties? Energie was ooit een doorbraaktechnologie vanwege het vermogen toepassingen op een breed vlak te beïnvloeden. Denk aan de mechanisering van de productie, feitelijk de grondslag van de industriële revolutie in de afgelopen eeuwen. Het duurzame karakter van energie verandert weinig aan deze positie. Het is energie uit een andere bron. Het biedt dan ook geen nieuwe kansen op brede toepassingen in de economie, externe effecten met potentieel verstrekkende positieve effecten voor de economische groei.

Biedt investeren in duurzame energie dan geen meerwaarde? Dat is een andere kwestie. Vaak wordt bij de discussie over het groeipotentieel gewezen op de marktkansen van duurzame energie. De vraag naar duurzame energie zal in de toekomst stijgen, dit biedt kansen voor nieuwe productie en werkgelegenheid. Dit is een valide argument, maar verandert niet automatisch het potentieel voor economische groei volgens het kader zoals geschetst in dit hoofdstuk. Structureel hogere groei is alleen mogelijk als de arbeidsparticipatie stijgt of bij een hogere arbeidsproductiviteit. Het benutten van marktkansen heeft in de eerste plaats te maken met ondernemerschap en kan via een grotere kapitaalgoederenvoorraad en extra R&D invloed hebben op het tempo van de BBP-groei op lange termijn.

5.2.3 Conclusie

Dit hoofdstuk onderzoekt de bijdrage van de elektriciteitssector aan het concurrentievermogen en het groeipotentieel van de Nederlandse economie. De conclusie van het hoofdstuk is dat de kosten van elektriciteit voor een groot deel van de bedrijven een beperkt onderdeel uitmaken van de totale kosten (0-4%). Veranderingen in de kosten van elektriciteit hebben voor deze groep bedrijven een beperkt effect op de internationale concurrentiepositie. In de periode 2005-2012 zijn de elektriciteitsprijzen voor industriële afnemers in ons land relatief minder sterk gestegen dan in de EU als geheel en enkele buurlanden Duitsland. Hoe beperkt ook, deze prijsontwikkeling laat zien dat de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs de afgelopen jaren een positieve bijdrage heeft geleverd aan de concurrentiepositie van het Nederlandse bedrijfsleven. Dit is vooral van belang voor een beperkt aantal specifieke bedrijven die relatief veel elektriciteit in het productieproces gebruiken en daardoor sterker dan gemiddeld afhankelijk zijn van de elektriciteitsprijzen. Daarbij gaat het in het bijzonder om de productie van primair aluminium en producten als basis ijzer en staal, lood, zink, tin en papier alsmede om diverse, specifieke bedrijven in de chemische industrie. Afhankelijk van de internationale markt waarop deze bedrijven opereren, zou de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs in Nederland een impuls moeten betekenen voor de concurrentiepositie van deze bedrijven.

De conclusie over de relatie tussen de kosten van het elektriciteitsgebruik en de concurrentiepositie geeft aan dat de toegevoegde waarde van de elektriciteitssector voor de Nederlandse economie sterk afhankelijk is van sectorspecifieke omstandigheden. Als lagere kosten van elektriciteitsgebruik hoogproductieve sectoren een concurrentievoordeel geeft, kan dat de kansen voor de Nederlandse economie op de lange termijn vergroten. Deze studie maakt voor het eerst duidelijk dat de elektriciteitssector zelf ook een hoogproductieve sector is. De arbeidsproductiviteit ligt in de elektriciteitssector circa drie keer zo hoog als het Nederlandse gemiddelde. Dit gegeven heeft invloed op het groeipotentieel van de Nederlandse economie als de elektriciteitssector in staat is om te groeien. Kort gezegd: een sterke stijging van de elektriciteitsproductie is gunstig voor de economische groei van ons land.

Hoofdstuk 4 bevat in dit opzicht een belangrijke waarschuwing. De concurrentiepositie van de Nederlandse elektriciteitssector wordt vooral bepaald door de dynamiek tussen Nederland en Duitsland. Op dit moment staat onze concurrentiepositie onder druk door de lage CO₂-prijs en een gasprijs die relatief hoog is. Daar komt bij dat Duitsland het level playing field in de sector verstoort door het sterk stimuleren van hernieuwbare energie met publieke middelen. Hierdoor exporteert Duitsland tegen lage marginale kosten een steeds grotere hoeveelheid hernieuwbare energie. Deze scheve situatie heeft nadelige gevolgen voor de toegevoegde waarde van de elektriciteitssector als hoogproductieve sector in de Nederlandse economie.

Op basis van het voorgaande ligt het niet voor de hand de elektriciteitssector te beschouwen als een doelvariabele voor bevordering van het structurele groeivermogen. Elektriciteit heeft als technologie geen brede uitstralingseffecten op de economie. Daarvoor is het aandeel van elektriciteit in de productietechnologie van Nederlandse bedrijven gemiddeld genomen te beperkt. Voor specifieke bedrijven kan elektriciteit wel degelijk deze rol spelen. Daarom het analytisch kader van dit hoofdstuk suggesties

om de impact van de elektriciteitssector op het structurele groeivermogen zo goed mogelijk te benutten via:

Het waarborgen van een aantrekkelijk klimaat voor kapitaalinvesteringen in de elektriciteitssector. Via de stimulans voor deze hoog productieve sector krijgt ook de potentiële groei een boost. Dit aspect is overigens niet onderscheidend voor de elektriciteitssector, het geldt ook voor andere onderdelen van de energiesector. Het verhogen of op peil houden van investeringen in R&D als middel om toekomstige kostendalingen van de elektriciteitsproductie mogelijk te maken waarmee, ceteris paribus, extra toegevoegde waarde en BBP-groei wordt gerealiseerd. Een alternatieve strategie is het bevorderen van kennisverspreiding om te leren van innovatie elders.

Referenties

Aalbers, R., J. Bollen, K. Folmer, en P. Arts (2011): *Analyse Routekaart 2050*, CPB Notitie. 6 november 2011, Den Haag.

Aalbers, R., V. Shestalova, en V. Kocsis (2012): *Innovation policy for directing technical change in the power sector*. CPB Discussion Paper 223, Den Haag.

ACM (2013a): *Consumenten en bedrijven ontvangen ruim € 13 miljoen aan compensaties voor stroom- en gasstoringen*, Nieuwsbericht, Autoriteit Consument & Markt, Den Haag.

ACM (2013b): *Tendrapportage Marktwerving en Consumentenvertrouwen in de energiemarkt - Tweede halfjaar 2012*. Autoriteit Consument & Markt, Den Haag.

Agentschap NL (2012a): *Monitor publiek gefinancierd energieonderzoek 2011*. Utrecht.

Agentschap NL (2012b): *Stimulering Duurzame Energieproductie (SDE)*. Beschikbaar te: <http://www.agentschapnl.nl/nl/programmas-regelingen/stimulering-duurzame-energieproductie-sde>.

Agentschap NL (2013): Website: <http://senternovem.databank.nl/>.

APX-ENDEX (2011): *Annual Report 2011*. Publicatie van APX-ENDEX Holding B.V., Amsterdam. Beschikbaar te: http://www.apxendex.com/uploads/Corporate_Files/Annual_Reports/APX-

ARUP (2011): *Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK*, REP001. London.

Baarsma, B., en P. Hop (2009): "Power outages in the Netherlands". *Energy*, Vol. 34(9), pp. 1378-1386.

Berger, R. (2010): *From Pioneer to Mainstream: Evolution of wind energy markets and implications for manufacturers and suppliers*.

- Bisschop, P. et al. (2012): *Het betere werk: Economische effecten van een nieuw gevechtsvliegtuig*. SEO-rapport 2012-80, Amsterdam.
- Bles, M., en L. Wielders (2012): *Achtergrondgegevens Stroometikettering 2011*. CE Delft.
- Boot P., B. Buijs, en J. de Jong, (2010). *Energiebeleid en de Noordwest-Europese markt-Brandstofmix en infrastructuur*. Clingendael International Energy Programme (CIEP). Jurriaans Lindenbaum Grafimedia b.v. 2010/1, Den Haag.
- Bruyn, S. de, D. Nelissen, M. Korteland, M. Davidson, J. Faber, en G. van de Vreede (2008): *Impacts on competitiveness from EU ETS - An analysis of the Dutch industry*. CE Delft.
- CBS (2008a): *Intangible capital in the Netherlands: A benchmark*. Discussion Paper 08001, Voorburg, Heerlen.
- CBS (2008b): *Intangible capital in the Netherlands: Measurement and contribution to economic growth*. Discussion Paper 08016, Voorburg, Heerlen.
- CBS (2012a): *Raming kerncijfers Elektriciteitssector*, maatwerk (www.cbs.nl/nl-NL/menu/informatie/beleid/publicaties/maatwerk/archief/2012/121211-raming-kerncijfers-electriciteitssector.htm).
- CBS (2012b): *Economic Radar of the Sustainable Energy Sector in the Netherlands- Employment, production, investments, innovation, value added, trade: trends and references 2009/2010*. <http://www.cbs.nl/nl-NL/menu/themas/natuur-milieu/publicaties/milieurekeningen/publicaties/archief/2012/2012-economic-radar-sustainable-energy-sector.htm>.
- CBS (2013): *Hernieuwbare energie in Nederland 2012*. Centraal Bureau voor de Statistiek, Den Haag.
- CBS Statline (2013): Website: <http://statline.cbs.nl/statweb/>.
- CBS, PBL en Wageningen UR (2012): *Compendium voor de Leefomgeving*. www.compendiumvoordeleefomgeving.nl (3 september 2012). CBS, Den Haag; Planbureau voor de Leefomgeving, Den Haag/Bilthoven en Wageningen UR, Wageningen.
- CEER (2012): *5th CEER benchmarking report on the quality of electricity supply 2011*, Council of European Energy Regulators. Brussels.
- CertiQ (2013): Website: <http://www.certiq.nl/>.
- CREG (2012): *Jaarverslag 2011*. Brussel.
- Dechezlepretre, A., M. Glachant, I. Hascic, N. Johnstone, en Y. Meniere (2011): "Invention and Transfer of Climate Change-Mitigation Technologies: A Global Analysis", *Review of Environmental Economics and Policy*, 5(1), pp. 109-130.

- EC (2010): *EU Energy Trends to 2030 - Update 2009*, European Commission. Publications Office of the European Union, Brussels.
- EC (2012): *Energy markets in the European Union in 2011*. SWD(2012) 368, Europese Commissie, Brussel.
- EC (2012): *Guidelines on certain State aid measures in the context of the greenhouse gas emission allowance trading system post-2012*. SWD(2012) 130 final, Official Journal of the European Union, 5.6.2012, C 158/4-22, Europese Commissie, Brussel.
- ECF (2010): *Roadmap 2050: practical guide to a prosperous, low-carbon Europe*. European Climate Foundation.
- ECN (2013): Website Hernieuwbare Energie:
<http://www.ecn.nl/nl/units/ps/themas/hernieuwbare-energie/projecten/sde/sde-2012/>.
- ECN en PBL (2010): *Referentieraming energie en emissies 2010 – 2020*. Publicatie van Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN) en Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), ECN-E--10-004, ECN, Petten/Amsterdam.
- ECN, Energie-Nederland en Netbeheer Nederland (2012): *Energie Trends 2012*.
<http://www.energie-nederland.nl/wp-content/uploads/2012/11/EnergieTrends2012.pdf>.
- ENDEX (2011): Annual Report 2011.
- ENDEX (2013): Website: <http://www.apxendex.com/>.
- Energie-Nederland en Netbeheer Nederland (2011): *Energie in Nederland 2011*.
- Enexis (2011): *Kwaliteits- en capaciteitsdocument elektriciteit 2012-2021*.
- ESDN (2013): Website: <http://www.edsn.nl/>.
- Eurostat (2013): Website:
<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>.
- EZ (2011): *Energierapport 2011*. Ministerie van Economische Zaken, Den Haag.
- EZ (2012): *Antwoorden op vragen betreffende tarieven en winsten netbeheerders, transportverliezen*, Ministerie van Economische Zaken, Den Haag.
- EZ (2013a): *Kabinetsaanpak Klimaatbeleid op weg naar 2020*, Brief van de Minister van Economische Zaken (32813, Nr. 54), Den Haag.
- EZ (2013b): *Monitoringsrapportage Leverings- en Voorzieningszekerheid Elektriciteit en Gas 2013*, Ministerie van Economische Zaken, Den Haag.
- Frankfurt School and UNEP (2012): *Global Trends in Renewable Energy Investment 2012*. Publicatie van Frankfurt School of Finance and Management en UNEP

Collaborating Centre, 2012. Beschikbaar te: <http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/publications/globaltrendsreport2012final.pdf>.

Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF (2013): *Global Trends in Renewable Energy Investment 2013*, <http://www.fs-unep-centre.org> (Frankfurt am Main).

GDF SUEZ Trading (2013): *Market Trends*. <http://www.gdfsuez-trading.com/en/homepage/>.

Harris, D., C. Bazelon, B. Humphreys, and P. Dickson (2010): *Economic impact of the Dutch gas hub strategy on the Netherlands*. Report for the Ministry of Economic Affairs by the Brattle Group, London.

Hekkenberg, M., en S. Lensink (2013): *Hernieuwbare energie in 2020 - Wanneer aanbesteden?*. ECN-E--13-006, ECN, Petten/Amsterdam.

Hekkenberg, M., H. Londo, en S. Lensink (2013): *Toelichting inschatting korte-termijn effecten Energieakkoord op hernieuwbare energie*, ECN-E-13-044, ECN, Petten/Amsterdam.

IEA (2011): *World Energy Outlook 2011*. International Energy Agency, Parijs.

IEA, NEA en OECD (2010): *Projected Costs of Generating Electricity*. Parijs.

Kwink Groep en ECN Beleidsstudies (2013): *Evaluatie SEV III - Uitgeschreven concept-bevindingen, presentatie*. Den Haag, 20 maart 2013.

Lensink, S., J. Wassenaar, M. Mozaffarian, S. Luxembourg, en C. Faasen (2012): *Basisbedragen in de SDE+ 2013 – Eindadvies*, ECN-E-12-038, ECN en DNV KEMA, Petten/Amsterdam en Arnhem.

Liander (2011): *Kwaliteits- en capaciteitsdocument elektriciteit 2011*.

London Economics (2007): *Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005*. London.

Ministerie van Financiën (2013): *Fiscale Beleidsinformatie 2013*. <http://www.rijksoverheid.nl/documenten-en-publicaties/publicaties/2013/03/05/fiscale-beleidsinformatie-2013.html>.

Ministerie van Financiën (2013): *Fiscale kengetallen 2012*. <http://www.rijksoverheid.nl/documenten-en-publicaties/brochures/2012/06/07/fiscale-kengetallen-2012.html>.

Netbeheer Nederland (2011): *Net voor de toekomst - Een verkenning*. Den Haag.

Netbeheer Nederland en KEMA (2012): *Betrouwbaarheid van elektriciteitsnetten in Nederland in 2011*. KEMA Nederland B.V., Arnhem.

Netbeheer Nederland en Moraves (2013): *Betrouwbaarheid van elektriciteitsnetten in Nederland in 2012*, Netbeheer Nederland en Moraves Nederland B.V., Utrecht.

- NMa (2011): *Besluit tot vaststelling van de maximum transporttarieven voor TenneT TSO B.V. voor het jaar 2012 en wijzigingen van de rekenvolumina*. No. 103852/45, Den Haag.
- Özdemir Ö., M. Scheepers, en A. Seebregts (2008): *Future electricity prices- wholesale market prices in and exchanges between North-West European electricity markets*. ECN-E--08-044, ECN, Petten/Amsterdam.
- PBL en ECN (2013): *Uitgangspunten voor het Referentiepado bij de evaluatie van het SER Energieakkoord*, PBL publicatienummer 1214, Bilthoven en Petten/Amsterdam (te verschijnen).
- Point Carbon (2013): Website: <http://www.pointcarbon.com/>.
- PRIMES Baseline (2013): *Update van European Energy and Transport Trends to 2030*, E3MLab National Technical University of Athens, (te verschijnen).
- Rijkers, F., J. Battjes, F. Janszen, en M. Kaag (2001): *POWERS- Simulatie van prijsvorming en investeringsbeslissingen in een geliberaliseerde Nederlandse elektriciteitsmarkt*. ECN-C--01-033, ECN, Petten/Amsterdam.
- Seebregts, A., en R. Ybema (2011): *Brandstofmix in de elektriciteitsvoorziening*. ECN Perslunch, presentatie, ECN Perslunch, 8 maart 2011, Amsterdam.
- Seebregts, A., en W. Wetzels (2013): *Actualisatie elektriciteitsopwekking en marktprijzen - 2013-2030 - Nederland binnen de Noordwest-Europese markt*. ECN-E--13-020, ECN, Petten/Amsterdam.
- Seebregts, A., H. Groenenberg, P. Boot, en H> Snoep (2010): *Policy Instruments for Advancing CCS in Dutch Power Generation*. ECN-E--10-032, ECN, Petten/Amsterdam.
- Smulders, S., en C. Withagen (2012): *Green Growth - Lessons from Growth Theory*. World Bank Policy Research Working Paper, WPS6230, Washington.
- Stavins, R. (2009): "Can countries cut carbon emission without hurting economic growth?". *Wall Street Journal*, 21 september 2009.
- Stolwijk, H. (2011): *Groene groei: een wenkend perspectief*. CPB Policy Brief 2011/12, Den Haag.
- TenneT (2010a): *Kwaliteits- en Capaciteitsplan 2010-2016- Management samenvatting*. Beschikbaar te: http://www.tennet.org/images/0403-35%20KCD%20man.samenvatting_100714def_tcm41-19221.pdf
- TenneT (2010b): *Visie 2030 landelijk elektriciteitstransportnet*. Arnhem.
- TenneT (2011): *Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2011*. Beschikbaar te: http://www.tennet.org/images/CE5009LO.NL1201%20TEN%20KCD%202011_d eel1_tcm41-20537.pdf

TenneT (2012): *Congestion management interconnections*. Ref S0-SOC 12-183, Arnhem.

TenneT (2013a): Website: <http://www.tennet.eu/nl/en/home.html>

Tennet (2013b): *Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2012-2028*, CAS 2013-103, Arnhem.

Van Ark, B., E. Frankema, en H. Duteweerd (2004): *Productivity and Employment Growth: An Empirical Review of Long and Medium Run Evidence*. Research Memorandum GD-71, Groningen Growth and Development Centre.

Van der Slot, A., J. Althoff, en W. van den Berg (2010): *Stimulering van de economische potentie van duurzame energie voor Nederland*.

Verdonk M., en W. Wetzels (2012): *Referentieraming Energie en Emissies: actualisatie 2012- energie en emissies in de jaren 2012, 2020 en 2030*. Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) en Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN), PBL-publicatienummer: 500278001.

Bijlage A. Elektriciteits- bedrijven en centrales in Nederland

Tabel 34: Overzicht belangrijkste elektriciteitsbedrijven in Nederland per sub-sector

Onderdeel	Naam bedrijf	Adres
Productie	E.ON Benelux	Postbus 8642 3009 AP Rotterdam
	Electrabel Nederland	Postbus 10087 8000 GB Zwolle
	Elsta B.V. & Co. C.V.	Postbus 161 4530 AD Terneuzen
	Essent B.V.	Postbus 689 5201 AR 's-Hertogenbosch
	N.V. EPZ	Postbus 130 4280 AC Vlissingen
	N.V. NUON	Postbus 41920 1009 DC Amsterdam
	Rijnmond Energie C.V.	Petroleumweg 46 3196 KD Vondelingenplaat
Transmissie	TenneT	Postbus 718 6800 AS Arnhem
Distributie	Cogas infra en Beheer B.V.	Postbus 71 7600 AB Almelo
	DELTA Netwerkbedrijf B.V.	Postbus 5013 4330 KA Middelburg
	Endinet B.V.	Postbus 2005 5600 CA Eindhoven
	Enexis B.V.	Postbus 856 5201 AW 's-Hertogenbosch
	Liander N.V.	Postbus 5086 6802 EB Arnhem
	RENDONetbeheer B.V.	Postbus 18 7940 AA Meppel
	Stedin B.V.	Postbus 2686 3000 CR Rotterdam
	Westland Infra Netbeheer B.V.	Postbus 1 2685 ZG Poeldijk
Handel	Anode B.V.	Postbus 9034 3007 AA Rotterdam
	BudgetEnergie B.V.	Postbus 11950 1001 GZ Amsterdam
	Centrica Energy Netherlands B.V.	Postbus 1639 1200 BP Hilversum
	DELTA Comfort B.V.	Postbus 5048 4330 KA Middelburg
	DGB Energie B.V.	Oosteinde 21 7772 CA Hardenberg
	Dong Energy Sales B.V.	Postbus 5032 5201 GA 's-Hertogenbosch
	E.ON Benelux Levering B.V.	Postbus 2402 5600 CK Eindhoven
	Electrabel Nederland Retail B.V.	Postbus 10087 8000 GB Zwolle

Onderdeel	Naam bedrijf	Adres
	Electrabel United Consumers Energie B.V.	Postbus 10087 8000 GB Zwolle
	Eneco Business B.V.	Postbus 96 2900 AB Capelle a/d IJssel
	Eneco Retail B.V.	Postbus 1003 3000 BA Rotterdam
	Energie Data Maatschappij B.V.	Postbus 15950 1001 NL Amsterdam
	Energie:direct B.V.	Postbus 266 5680 AG Best
	EnerService Maastricht B.V.	Postbus 1484 5200 BM 's-Hertogenbosch
	Essent Energie Verkoop Nederland B.V.	Postbus 689 5201 AR 's-Hertogenbosch
	Essent Retail Energie B.V.	Postbus 1484 5200 BM 's-Hertogenbosch
	Gazprom Marketing & Trading Retail Ltd.	Bauhaus, 5 th floor, 27 Quay Street, Manchester
	GDF Suez Energie Nederland N.V.	Postbus 10087 8000 GB Zwolle
	Groene Energie Administratie B.V. (Greenchoice)	Pieter de Hoochweg 111 3024 BG Rotterdam
	HVC Energie B.V.	Postbus 9199 1800 GD Alkmaar
	Innova Energie B.V.	Kleveringweg 37 2616 LZ Delft
	MAIN Energie B.V.	Cruquiusweg 142G 1019 AK Amsterdam
	MKB Energie B.V.	Postbus 96 2900 AB Capelle a/d IJssel
	N.V. Nuon Sales Nederland	Postbus 41920 1009 DC Amsterdam
	Nederlandse Energie Maatschappij B.V.	Postbus 23064 3001 KB Rotterdam
	Noordhollandse Energie Coöperatie	De Weel 20 1736 KB Zijdewind
	NutsServices B.V.	Vijzelstraat 20 1017 HK Amsterdam
	Orro Energy Nederland B.V.	Postbus 629 2600 AP Delft
	OXXIO Nederland B.V.	Postbus 1639 1200 BP Hilversum
	Qwint B.V.	Postbus 856 7750 AW Hengelo
	Robin Energie B.V.	Postbus 1199 3900 VB Veenendaal
	Roedhuys Energie B.V.	Antwoordnummer 1199 3900 VN Veenendaal
	Scholt Energy Control B.V.	Postbus 418 5550 AK Valkenswaard
	Trianel Energie B.V.	Europalaan 24 6199 AB Maastricht
	Twence B.V.	Postbus 870 7550 AW Hengelo

Bron: Energie-Nederland en Energiebeheer Nederland (2011); ECN et al. (2012).

Tabel 35: Lijst van grootschalige elektriciteitscentrales en windparken in Nederland

Eigenaar	Naam centrale	Type centrale	Netto vermogen [MW]	Status
Delta	Sloecentrale	Gas - STEG	870	
Elsta (Terneuzen)	Elsta	Gas	405	
Eneco	Prinses Amalia Windpark	Wind op zee	120	
Enecogen	Enecogen	Gas - STEG	840	
EON	Den Haag-15	Gas- STEG/WKK	78	
EON	Gallilei-1	Gas- STEG/WKK	209	
EON	Leiden-12	Gas- STEG/WKK	83	
EON	Maasvlakte-1	Kolen	520	
EON	Maasvlakte-2	Kolen	520	
EON	Roca-3	Gas - STEG	220	
EON	EON-MPP-3 (Maasvlakte)	Kolen/biomassa	1070	In aanbouw
EPZ	Borssele-12	Kolen	406	
EPZ	Borssele-30	Kernenergie	484	
GDF Suez NL	Bergum-10	Gas - Combi	332	
GDF Suez NL	Bergum-20	Gas - Combi	332	
GDF Suez NL	Eems-20	Gas - Combi	695	
GDF Suez NL	Eems-30	Gas - STEG	341	
GDF Suez NL	Eems-40	Gas - STEG	341	
GDF Suez NL	Eems-50	Gas - STEG	341	
GDF Suez NL	Eems-60	Gas - STEG	341	
GDF Suez NL	Eems-70	Gas - STEG	341	
GDF Suez NL	Flevo-30	Gas	498	
GDF Suez NL	Gelderl-13	Kolen	602	
GDF Suez NL	Harculo-60	Gas - Combi	350	
GDF Suez NL	Maasvlakte	Kolen	780	In aanbouw
GDF Suez NL	Maxima centrale-1, Lelystad	Gas - STEG	435	
GDF Suez NL	Maxima centrale-2	Gas - STEG	435	
Maasstroom Energie	Intergen 2'	Gas - STEG	425	
Rijnmond Energie	Intergen'	Gas - STEG	800	
RWE/Essent	Amer-81	Kolen	645	
RWE/Essent	Amer-91	Kolen	600	
RWE/Essent	Donges-1	Gas - STEG	121	
RWE/Essent	Moerdijk-1	Gas - STEG	219	
RWE/Essent	Maasbracht-A	Gas - Conventioneel	638	
RWE/Essent	Maasbracht-C (upgrade van B)	Gas	1310	
RWE/Essent	Moerdijk-1	Gas	120	
RWE/Essent	Moerdijk-2	Gas	400	
RWE/Essent	GasEdon	Gas	135	
RWE/Essent	RWE-Eemshaven-1	Kolen	780	In aanbouw
RWE/Essent	RWE-Eemshaven-2	Kolen	780	In aanbouw
RWE/Essent (JV WKC Swentibold)	Geleen	Gas - STEG	190	

Eigenaar	Naam centrale	Type centrale	Netto vermogen [MW]	Status
Vattenfall/NUON	Diemen-33	Gas - STEG	249	
Vattenfall/NUON	Diemen-34	Gas - STEG	435	In aanbouw
Vattenfall/NUON	Hemweg-9	Gas -WKK	435	In aanbouw
Vattenfall/NUON	Hemweg-8	Kolen	630	
Vattenfall/NUON	IJmuiden1	Gas	145	
Vattenfall/NUON	L.Weide-6	Gas - STEG	247	
Vattenfall/NUON	Merwede-10	Gas - STEG	96	
Vattenfall/NUON	Merwede-11	Gas - STEG	103	
Vattenfall/NUON	Merwede-12	Gas - STEG	217	
Vattenfall/NUON	Purmerend-1	Gas - STEG	69	
Vattenfall/NUON	IJmuiden1	Gas - STEG	145	
Vattenfall/NUON	Velsen-24	Gas - Conventioneel	459	
Vattenfall/NUON	Velsen-25	Gas - Conventioneel	330	
Vattenfall/NUON	Almere-1	Gas - STEG	67	
Vattenfall/NUON	Almere-2	Gas - STEG	53	
Vattenfall/NUON	Offshore Windpark	Wind op zee	108	
Vattenfall/NUON	Prinses Alexia windpark	Wind op land	122	
Vattenfall/NUON	Magnum-1	Gas - STEG	400	
Vattenfall/NUON	Magnum-2	Gas - STEG	400	
Vattenfall/NUON	Magnum-3	Gas - STEG	400	

ECN

Westerduinweg 3
1755 LE Petten

Postbus 1
1755 ZG Petten

T 088 515 4949
F 088 515 8338
info@ecn.nl
www.ecn.nl