

# Consultatiedocument

## KCD 2015







<b>01. Inleiding</b>	<b>4</b>
<b>02. Referentiescenario</b>	<b>6</b>
2.1 Inleiding	6
2.2 Scenarioparameters	7
2.3 Steekjaren	7
2.4 Toepassing Nationale Energieverkenning voor kwantificering van het Referentiescenario	7
<b>03. Ontwikkeling elektriciteitsvraag</b>	<b>8</b>
3.1 Inleiding	8
3.2 Sector Huishoudens	9
3.3 Sector Industrie	13
3.4 Sector Dienstverlening	14
3.5 Overige Sectoren	15
3.6 Smart grids	16
3.7 Overzicht Vraagontwikkeling	17
<b>04. Ontwikkeling opgesteld productievermogen</b>	<b>18</b>
4.1 Samenstelling productiepark en ontwikkelingen	18
4.2 Thermische centrales	19
4.3 Onshore wind	20
4.4 Offshore wind	22
4.5 Zon-PV	23
<b>05. Marktmodellering</b>	<b>25</b>
5.1 Inleiding	25
5.2 Methodologische aanpak	25
5.3 Uitgangspunten Interconnectiecapaciteit	26
5.4 Modellering Belastingprofiel	27
5.5 Modellering Productiemiddelen	33
5.6 Prijsontwikkelingen en merit order	35
<b>06. Referenties</b>	<b>39</b>



# 01. Inleiding

TenneT is gestart met de werkzaamheden voor het Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2015 (KCD 2015) dat 1 december dit jaar ingeleverd moet zijn bij de Autoriteit Consument en Markt (ACM). Ten behoeve van dit KCD wordt een marktconsultatie uitgevoerd. De doelstelling van de marktconsultatie is tweeledig. Ten eerste wil TenneT stakeholders informeren over de uitgangspunten die voor het KCD 2015 gehanteerd worden. Daarnaast stelt TenneT het op prijs om feedback van belanghebbenden te ontvangen over deze uitgangspunten om zo de kwaliteit van de capaciteitsraming te optimaliseren.

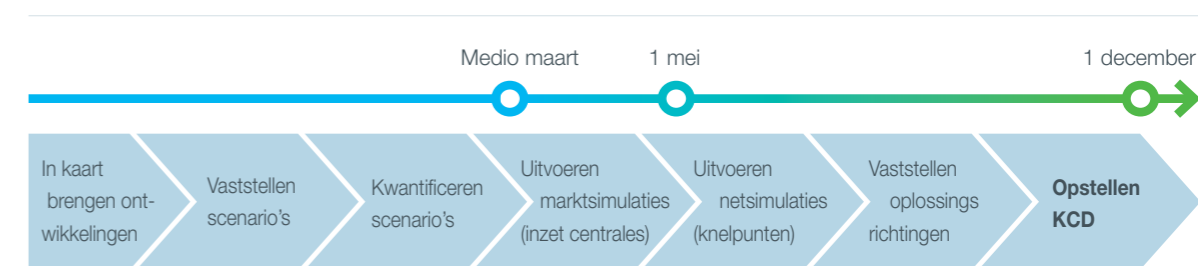
In dit consultatiedocument wordt beschreven welke ontwikkelingen in vraag en aanbod van elektriciteit worden voorzien en op welke wijze deze ontwikkelingen zijn vertaald in uitgangspunten ten behoeve van de analyses voor het KCD. In Figuur 1.1. wordt op hoofdlijnen het totale proces voor het opstellen van het KCD 2015 geschetst.

Ten behoeve van dit consultatiedocument zijn de eerste twee stappen volledig uitgevoerd en is de stap van het kwantificeren van de scenario's grotendeels uitgevoerd. Met de ontvangen input van de marktconsultatie worden de resultaten van deze stappen definitief gemaakt.

Naast de informatie uit deze marktconsultatie wordt voor het vaststellen van de KCD 2015 uitgangspunten gebruik gemaakt van de informatie van de op het TenneT-net aangesloten partijen conform de artikelen 4.1 en 4.2 van de Netcode.

Voor een goede afweging of uitgangspunten op basis van de ingediende zienswijzen aangepast moeten worden, vragen wij u om uw suggesties voor wijziging te motiveren. Ook wordt het gewaardeerd als u in uw reactie de nummers vermeldt van de vragen waarop u reageert. De consultatie sluit op 18 maart 2015. Reacties en vragen over het document kunnen per e-mail worden verstuurd naar [capaciteitsplan@tennet.eu](mailto:capaciteitsplan@tennet.eu). De tijdig ontvangen reacties worden verwerkt. Via een openbaar document wordt teruggekoppeld in hoeverre de uitgangspunten zijn aangepast. Ingezonden reacties worden als bijlage aan dit document toegevoegd, tenzij u aangeeft dat niet te willen.

**Figuur 1.1.** Proces op hoofdlijnen voor het opstellen van het KCD 2015





# 02. Referentiescenario

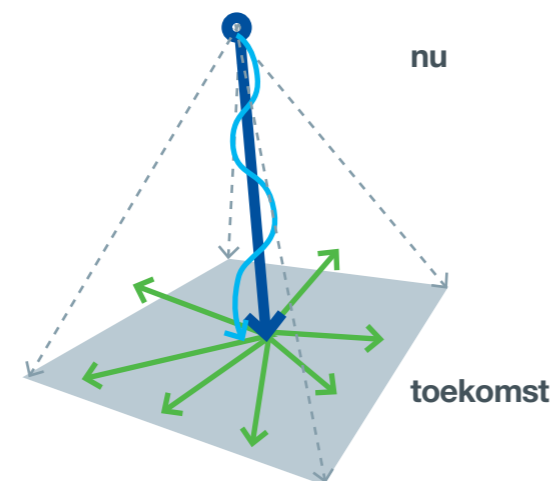
## 2.1 Inleiding

Met het tot stand komen van het Energieakkoord [1.] is de invulling van het beleid door zowel overheid als bedrijven ten aanzien van duurzaamheid concreter geworden. De grenzen tussen de scenariolijnen Duurzaam Beleid en Business As Usual van voorgaande KCD's zijn hierdoor dusdanig vervaagd, dat er voor het KCD 2015 gekozen is om één scenario (Referentiescenario) aan te houden. Het betreft een mix van voorziene en geplande beelden van de toekomst. Deze beelden zijn omgeven door onzekerheden. Om de impact van deze onzekerheden in beeld te brengen wordt een aantal gevoeligheidsanalyses uitgevoerd door één of meerdere scenario-parameters te variëren. Dit geeft ook inzicht in de impact van afzonderlijke scenarioparameters op knelpunten in het net.

Deze methodiek wijkt enigszins af van voorgaande KCD's en het Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) van ENTSO-E. Zoals eerder genoemd werden in voorgaande KCD's (en tevens TYNDP's) verschillende verhaallijnen gehanteerd, waarbij realistische extremen van scenarioparameters vanuit marktperspectief gecombineerd werden tot scenario's. Voor het scenario Duurzaam Beleid uit het KCD 2013 werden onder andere de overheidsdoelstellingen ten aanzien van opgestelde windcapaciteiten gecombineerd met dusdanige brandstof- en CO<sub>2</sub>-prijzen, dat gascentrales goedkoper waren dan kolengestookte centrales. Hoewel dit een valide toekomstbeeld is, kunnen overheidsdoelstellingen ook gerealiseerd worden onder marktomstandigheden waarin kolencentrales goedkoper zijn dan gascentrales. Deze combinatie kan een grotere impact op het net hebben, doordat nieuwe kolencentrales en offshore wind op dezelfde punten in het hoogspanningsnet invoeden.

De relatie tussen het Referentiescenario en scenarioverhaallijnen uit het voorgaande KCD/TYNDP wordt in Figuur 2.1. verbeeld. Indien alle mogelijke toekomstbeelden een vlak in de tweedimensionale ruimte vormt, dan neigen de scenario's uit het voorgaande KCD/TYNDP naar de extremen van dit vlak. Het voorgenomen Referentiescenario is ook een punt in dit vlak. Met gevoeligheidsanalyses wordt vervolgens de ruimte verkend.

Figuur 2.1. Scenariomethodiek



## 2.2 Scenarioparameters

Het Referentiescenario is opgebouwd uit verschillende elementen/parameters. De belangrijkste zijn:

- Elektriciteitsvraag
- Opgestelde productiecapaciteit van zowel thermische/nucleaire centrales als ook hernieuwbare bronnen
- Prijsontwikkelingen van brandstoffen en CO<sub>2</sub>-emissierechten
- Interconnectiecapaciteit

In de navolgende hoofdstukken worden deze parameters verder uitgelicht en voor het Referentiescenario gekwantificeerd.

## 2.3 Steekjaren

Voor het KCD 2015 worden de jaren 2017, 2020, 2025 en 2030 geanalyseerd. Hiermee loopt de zichtperiode voor het KCD 2015 tot en met 2030. Met betrekking tot de Europese klimaatdoelstellingen zijn 2020 en 2030 belangrijke jaren. In 2025 zijn de voorziene maatregelen uit het Energieakkoord voltooid. Daarnaast is in Duitsland zowel de uitfasering van nucleaire centrales als de aanleg van de DC-corridors (van Noord- naar Zuid-Duitsland) gerealiseerd, welke beide een impact op het Nederlandse elektriciteitssysteem hebben. Het startjaar 2017 dient als referentiejaar voor de latere steekjaren. De voorgenomen steekjaren sluiten aan op de steekjaren 2017 en 2020 van het KCD 2013 en het steekjaar 2030 van het TYNDP.

## 2.4 Toepassing Nationale Energieverkenning voor kwantificering van het Referentiescenario

De Nationale Energieverkenning 2014 (NEV) [2.] is een rapport dat Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN) samen met het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), het Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS) en de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO.nl) in 2014 voor het eerst hebben opgesteld in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken. De bedoeling is dat de NEV elk jaar geactualiseerd wordt.

In de NEV worden de stand van zaken in de Nederlandse energiehuishouding en de verwachte ontwikkeling tot 2030 beschreven. Hierbij is uitgegaan van het vastgestelde en voorgenomen overheidsbeleid en andere maatregelen en afspraken, zoals die uit het Nationaal Energieakkoord. De NEV beoogt een zo compleet en integraal mogelijk beeld te leveren van de huidige stand van zaken (monitoring) en de toekomstverwachtingen (ramingen) voor het Nederlandse energiesysteem. Op basis van de scope van de NEV en de deelnemende partijen is besloten de 2014 rapportage als basis te gebruiken voor de kwantificering van het Referentiescenario.

# 03. Ontwikkeling elektriciteitsvraag

## 3.1 Inleiding

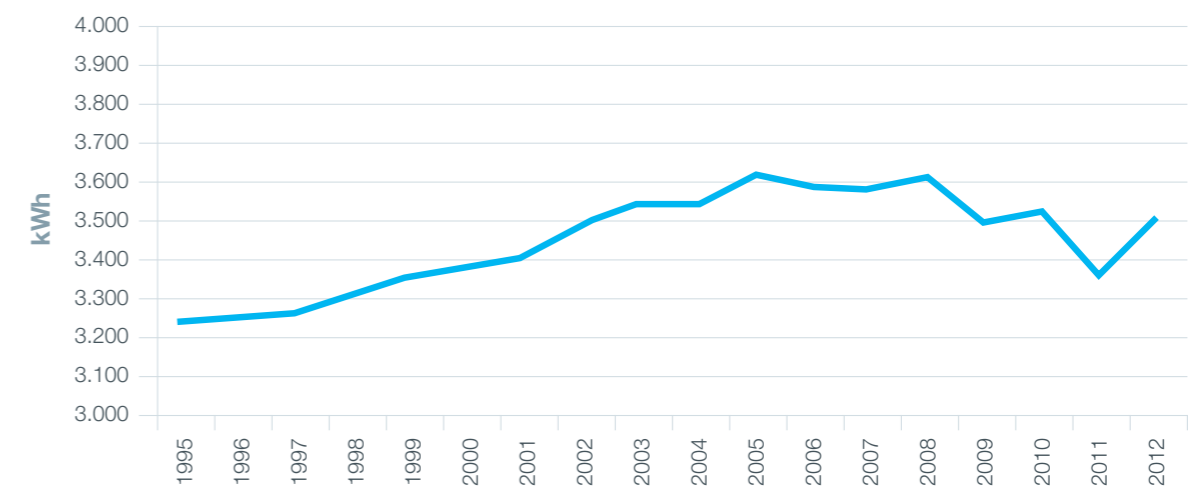
In dit hoofdstuk wordt beschreven welke uitgangspunten gehanteerd worden voor de ontwikkeling van de jaarlijkse elektriciteitsvraag (energie TWh) binnen de zichtperiode van het KCD 2015.

De aanpak voor het bepalen van de toekomstige elektriciteitsvraag is ten opzichte van eerdere KCD's gewijzigd. Doordat een verdiepingsslag is gemaakt in de modellering van de elektriciteitsvraag, is het mogelijk het uitgangspunt van een één-op-één koppeling tussen de groei van het elektriciteitsverbruik en de groei van het bruto binnenlands product los te laten. Deze relatie wordt in de toekomst steeds minder sterk vanwege de verduurzaming van de totale energievoorziening. Het is de verwachting dat energiebesparing en elektrificatie de ontwikkeling van het elektriciteitsverbruik sturen.

Voor het KCD 2015 wordt de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag bepaald door de huidige vraag naar elektriciteit op te splitsen in een aantal sectoren, namelijk Huishoudens, Industrie, Dienstverlening en Overige sectoren. Per sector wordt de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag ingeschat op basis van voorziene ontwikkelingen. Naast deze sectoren is separaat de extra vraag naar elektriciteit bij huishoudens ten gevolge van de toepassingen elektrisch vervoer en warmtepompen ingeschat.

In hoofdstuk 2 is de scenario-aanpak voor het KCD 2015 beschreven. Voor de vraagontwikkeling wordt het Referentiescenario gekwantificeerd met getallen conform het vastgesteld beleid scenario uit de NEV. Daarnaast wordt voor iedere sector een interval voor de gevoeligheidsanalyse beschreven.

**Figuur 3.1.** Historisch jaarlijks elektriciteitsverbruik per huishouden (bron: Energie in Nederland 2014) [6.]



Voor het cijfermateriaal van de jaarlijkse elektriciteitsvraag geldt dat als basis gebruik is gemaakt van de definitieve CBS-cijfers [16.] die op 1 juli 2014 beschikbaar waren. Daarom wordt het jaar 2012 als referentiejaar gebruikt voor het in beeld brengen van de toekomstige vraagontwikkeling. De voorlopige CBS-cijfers van 2013 worden wel gebruikt om trends in verbruik te illustreren. Naast de CBS-cijfers en de NEV is ook gebruik gemaakt van eigen literatuurstudies om de ontwikkeling van de vraag in kaart te brengen.

In dit hoofdstuk wordt eerst per sector de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit beschreven. In de laatste paragraaf wordt in Figuur 3.3. op pagina 16 een overzicht gegeven van de resulterende vraag naar elektriciteit. In deze figuur wordt ook de historische vraag vanaf 2009 weergegeven.

## 3.2 Sector Huishoudens

Sinds een aantal jaren is er een dalend trend van het elektriciteitsverbruik per huishouden zichtbaar (zie Figuur 3.1.). Deze daling is toe te schrijven aan vervanging van elektrische apparatuur en verlichting door zuiniger varianten. De besparing die hiermee bereikt wordt, is groter dan de stijging die teweeg is gebracht door toegenomen gebruik van ICT-toepassingen en keukenapparatuur. Door de toename van het aantal huishoudens is het totale verbruik van de sector echter nagenoeg constant gebleven op 25 TWh.

Verwacht wordt dat het elektriciteitsverbruik per huishouden (exclusief elektrisch vervoer en warmtepompen) de komende jaren verder daalt doordat elektrische apparatuur, mede gedreven door de Europese richtlijn Ecodesign<sup>1</sup>, nog zuiniger wordt.

<sup>1</sup> Via de Europese richtlijn Ecodesign 2009/125/EG kan de Europese Commissie eisen stellen aan het ecologisch ontwerp van energierelevante producten.



**Tabel 3.1.** Gemiddelde jaarlijkse groeipercentages elektriciteitsverbruik huishoudens (exclusief Elektrisch Vervoer en Warmtepompen)

Periode	Lage variant	Referentiescenario	Hoge variant
2013 - 2020	-1,9 %	-1,3 %	-0,7 %
2021 - 2030	-0,4 %	-0,1 %	0,2 %

Het toenemende elektriciteitsverbruik dat voor een aantal toepassingsgebieden zoals elektronica en koeling/ventilatie verwacht wordt, wordt meer dan gecompenseerd door de genoemde besparingen. In de NEV wordt de verwachting uitgesproken dat het energiebesparende effect van Ecodesign vanaf 2025 uitgewerkt raakt.

Op basis van de verbruiksonwikkeling zoals in de NEV geschetst, wordt voor het Referentiescenario vooral voor de periode tot 2020 rekening gehouden met een verbruiksdaling voor de totale sector Huishoudens (zie Tabel 3.1.). In de gevoeligheidsanalyse wordt de onzekerheid op de gegevens die in de NEV benoemd worden, geanalyseerd.



#### Vraag 3.1.

Zijn er ten aanzien van de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag bij huishoudens zaken die onvoldoende verwerkt zijn in de prognose? Zo ja, welke zijn dit en in welke mate dragen deze bij aan de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag?

#### 3.2.1 Elektrische Auto's

Het aantal elektrische voertuigen (plug-in hybride en volledig elektrisch) is de afgelopen jaren in Nederland sterk gegroeid. Deze groei is met name het gevolg van

financiële prikkels van de overheid en het toegenomen aanbod. Eind 2014 reden er zo'n 45.000 elektrische auto's in Nederland. Op een totaal van bijna acht miljoen personenauto's is het aandeel elektrische voertuigen echter nog marginaal.

In combinatie met een verdere uitrol van laadinfrastructuur en flankerend overheidsbeleid worden volgens de NEV in 2020 ruim 200.000 plug-in hybrides en elektrische personenauto's verwacht en in 2030 ruim 800.000. Deze aantallen worden in het Referentiescenario gehanteerd. Daarbij wordt geen nader onderscheid gemaakt tussen plug-in hybrides en volledig elektrische auto's.

In een gevoeligheidsanalyse wordt bekeken wat het effect is van een snellere groei van het aantal elektrische auto's. Hierbij wordt er van uitgegaan dat het aantal elektrische auto's groeit volgens een S-curve, waarbij de overheidsdoelstelling van 200.000 auto's in 2020 (bron: RVO.nl [8.]) gehandhaafd blijft en de groei na 2020 versnelt. Dit resulteert in de aantallen die weergegeven zijn in Tabel 3.2.

Op basis van verschillende bronnen<sup>2</sup> wordt voor het verbruik van elektrische auto's uitgegaan van een gemiddeld elektriciteitsverbruik van 1 kWh per 5

**Tabel 3.2.** Aantallen elektrische auto's in Referentiescenario en gevoeligheidsanalyse

Steekjaar	Referentiescenario	Snelle groei
2020	200.000	200.000
2030	800.000	2.500.000

<sup>2</sup> Movares [7.], Drivenbyhelmond.nl [9.], Netten voor Distributie van elektriciteit [10.].

kilometer. Het gemiddelde jaarlijkse elektriciteitsverbruik per auto ligt rond de 2.400 kWh per jaar, wat overeenkomt met 12.000 elektrisch afgelegde kilometers per jaar.

De uitgangspunten met betrekking tot het oplaadgedrag komen bij de beschrijving van het belastingprofiel in paragraaf 5.4.1 aan bod.



#### Vraag 3.2.

Hoe kijkt u aan tegen de ontwikkeling van het aantal elektrische auto's? Als u denkt dat de aantallen niet binnen het voorgestelde interval blijven, welke aantallen vindt u realistisch en wat is de onderbouwing hierbij?

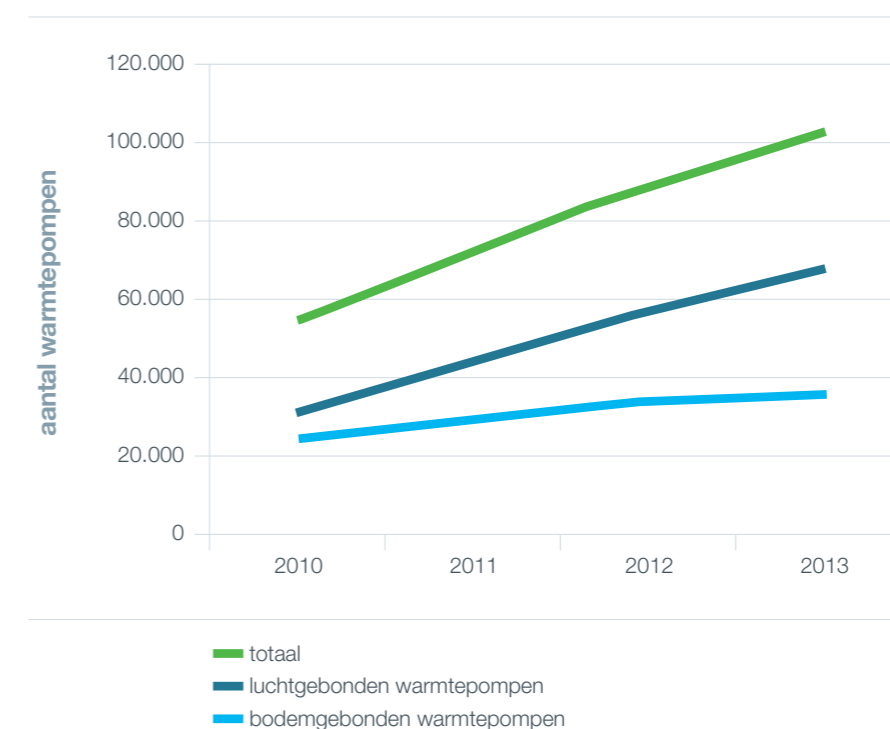
#### 3.2.2 Warmtepompen in woningen

Op dit moment is toepassing van warmtepompen relatief duur ten opzichte van een HR-ketel. Dit wordt veroorzaakt door de aanschafprijs en hoge energiekosten als gevolg van het verschil in energiebelasting tussen elektriciteit en gas. Door aangescherpte regelgeving worden met name nieuwbouwwoningen

toch steeds vaker uitgerust met een warmtepomp om in de warmtevraag te voorzien. De toename van het aantal warmtepompen in woningen in de afgelopen jaren is weergegeven in Figuur 3.2.

Zoals in Figuur 3.2. is te zien, worden in Nederland twee type warmtepompsystemen toegepast. Het meest gebruikte systeem is de warmtepomp die warmte uit de omgevingslucht onttrekt en gecombineerd wordt met een cv-ketel om in de resterende warmtevraag bij lage buitentemperaturen te voorzien. Voor de situatie dat een woning niet over een gasaansluiting kan beschikken, hebben bodemwarmtepompen de voorkeur, omdat deze systemen kunnen beschikken over een constante warmtebron waardoor ook bij lage buitentemperaturen de warmtepomp het huis kan verwarmen. Luchtgebonden warmtepompen worden bij temperaturen onder -5° C niet meer ingezet, vanwege een te laag rendement. De verwarming van de woning wordt bij lagere temperaturen overgenomen door de bijverwarming.

**Figuur 3.2.** Het aantal geïnstalleerde warmtepompen in woningen (bron: CBS [16.])





In de bestaande bouw worden warmtepompen tot nu toe nog beperkt toegepast. Pas bij renovatie van woningen komt deze optie in beeld als mogelijkheid om samen met additionele isolatiemaatregelen het energieverbruik substantieel te kunnen terugdringen. Verwacht wordt dat woningcorporaties en overheden de komende decennia hierbij een voortrekkersrol gaan vervullen. Hierover zijn reeds convenantafspraken gemaakt waaronder het convenant 'De Stroomversnelling' om voor 111.000 woningen in 2020 de energiekosten tot nul te hebben gereduceerd. Warmtepompen in combinatie met zon-PV zijn hierbij de belangrijkste instrumenten om deze doelstelling te realiseren.

Met het op de markt brengen van compacte luchtwarmtepompen is recent ook de mogelijkheid ontstaan om in de bestaande bouw een warmtepomp te kunnen toevoegen aan een bestaande cv-ketel om zo te kunnen besparen op het energieverbruik voor ruimteverwarming en tapwater.

Voor de modellering van de toekomstige elektriciteitsvraag is vanwege het verschillende verbruikskarakter de ontwikkeling van de bodem- en de luchtwarmtepomp in woningen apart beschouwd. Hoewel er meerdere uitvoeringsvormen bestaan, wordt voor beide typen warmtepomp één uitvoeringsvorm bekeken. Voor de grondwarmtepomp wordt uitgegaan van een warmtepomp, die ongeveer 80% van de benodigde warmte levert, gecombineerd met een elektrische bijverwarming die in resterende warmtevraag voorziet. Voor het luchtwarmtepompsysteem wordt uitgegaan van de combinatie met een cv-ketel, die in een veel kleiner temperatuurbereik elektriciteit gebruikt.

Voor het Referentiescenario worden de getallen uit de NEV aangehouden, waarin is aangenomen dat het aantal warmtepompen bij vastgesteld beleid groeit van ruim 88.000 in 2012 naar 330.000 in 2020 en 600.000 in 2030. Hierbij is de historische verdeling 2:1 uit Figuur 3.2. voor lucht- en bodemwarmtepompen aangehouden.

Gegeven het feit dat in de NEV vooral de groei van de warmtepompen in nieuwbouwwoningen wordt beschouwd, worden in een gevoeligheidsanalyse ook de convenantafspraken van woningbouwverenigingen en de marktpenetratie van de compacte warmtepomp in de bestaande bouw toegevoegd. Voor beide situaties gaat het om luchtgebonden systemen.

Voor de convenantafspraken wordt voor de periode tot 2020 de 111.000 warmtepompen aangehouden en na 2020 een groei van 30.000 warmtepompen per jaar voorondersteld. Voor particuliere woningen is aangenomen dat de compacte warmtepomp op termijn vooral een plaats krijgt in de jaarlijkse vervangingsmarkt van cv-ketels (375.000 installaties) met een percentage van 10% in 2020, groeiend naar 30% in 2030.

In de gevoeligheidsanalyse wordt alleen het effect van een hoger aantal warmtepompen ten opzichte van het Referentiescenario bekeken. De reden hiervoor is dat bij een variant met minder warmtepompen het verschil met het Referentiescenario beperkt is. In Tabel 3.3. worden de te beschouwen aantallen warmtepompen weergegeven.

**Tabel 3.3.** Aantallen geïnstalleerde warmtepompen in Referentiescenario en gevoeligheidsanalyse

Steekjaar	Referentiescenario		Gevoeligheidsanalyse	
	Grondgebonden	Luchtgebonden	Grondgebonden	Luchtgebonden
2020	110.000	220.000	110.000	330.000
2030	200.000	400.000	200.000	1.450.000



### Vraag 3.3.

Hoe kijkt u aan tegen de ontwikkeling van het aantal warmtepompen? Als u denkt dat de aantallen niet binnen het voorgestelde interval blijven, welke aantallen vindt u realistisch en wat is de onderbouwing hierbij?



### Vraag 3.4.

Is de karakterisering van de warmtepompmarkt met de twee beschreven typen warmtepompen afdoende?



### Vraag 3.5.

Zijn er nog andere toepassingen voor de warmtepomp, zoals wasdrogers, die een effect op de elektriciteitsvraag hebben?

### 3.3 Sector Industrie

Het elektriciteitsverbruik van de sector industrie heeft in 2012 en 2013 een daling laten zien ten opzichte van 2011 (zie Figuur 3.3. op pagina 16). Dit is grotendeels veroorzaakt door de faillissementen van aluminiumproducent Zalco (2011) en fosforbedrijf Thermphos (2012). De afname ten gevolge van het faillissement van aluminiumsmelter Aldel komt pas in de cijfers van 2014 tot uiting. Naast deze faillissementen speelt ook een mindere benutting van beschikbare productiecapaciteit in de afgelopen jaren een rol in de afname van het elektriciteitsverbruik.

De energie-intensieve industrie in Nederland heeft te maken met sterke internationale concurrentie. Binnen de EU zijn de energieprijzen en prijzen van grondstoffen hoog ten opzichte van concurrerende regio's. Ook speelt het strenge Europese milieubeleid de industrie parten in de internationale concurrentiestrijd. De Nederlandse Overheid heeft toegezegd zich in Europa sterk te maken voor maatregelen die de concurrentiepositie van de industrie versterken en de lastendruk verminderen.

In de NEV wordt de verwachting uitgesproken dat de economische groei van de industrie in 2014 weer aantrekt. Ook wordt hier aangegeven dat de productie van de Nederlandse chemie door optimalisatie van bestaande capaciteit ook op de langere termijn licht groeit, maar wel minder snel dan de wereldmarkt. Nieuwbouw van chemische installaties ligt niet voor de



hand. Voor de metaalsector wordt op basis van aangekondigde investeringsprogramma's een toename van de basismetaleproductie verwacht.

De totale industriële sector zet zich ook in voor verdere verbeteringen in energie-efficiëntie. Hierover zijn in overeenkomsten tussen de overheid en de sector<sup>3</sup> afspraken gemaakt. Aanvullend zijn routekaarten opgesteld die gericht zijn op 50 procent energiebesparing in 2030 ten opzichte van 2005. Hierbij heeft besparing op warmte echter een grotere potentie dan besparing op elektriciteit.

In het Referentiescenario wordt uitgegaan van de cijfers van het vastgesteld beleid scenario uit de NEV. Voor de gevoeligheidsanalyse wordt een bandbreedte aangehouden vanwege de onzekerheid in de prognoses van de NEV. In de gepresenteerde marge zijn de gevolgen van de sterke internationale concurrentiedruk opgenomen. Tabel 3.4. geeft de groeipercentages voor de sector Industrie.

<sup>3</sup> Momenteel lopen twee soorten meerjarenafspraken:  
1. De derde generatie meerjarenafspraken (MJA3) met grote en middelgrote bedrijven en instellingen in de industrie, landbouw en dienstensector;  
2. Meerjarenafspraak energie-efficiëntie ETS-ondernemingen (MEE of MJA-ETS) met ETS-bedrijven in de industrie sector.

Tabel 3.4. Ontwikkeling elektriciteitsvraag in de sector Industrie

Periode/Jaar	Lage variant	Referentiescenario	Hoge variant
2013	-	-1,0 %	-
2014	-	-4,5 %	-
2015	-	2,1 %	-
2016 - 2020	0,0 %	0,7 %	1,4 %
2021 - 2030	-0,1 %	0,6 %	1,3 %

### ? Vraag 3.6.

Zijn er ten aanzien van de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag van de industrie zaken die onvoldoende verwerkt zijn in de prognose? Zo ja, welke zijn dit en in welke mate dragen deze bij aan de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag?

#### 3.4 Sector Dienstverlening

De elektriciteitsvraag binnen de sector dienstverlening is de laatste jaren gestabiliseerd. Voor de toekomstige elektriciteitsvraag zijn voor deze sector trends in beeld die leiden tot elektriciteitsbesparing en tegelijkertijd zijn er ook trends te noemen die resulteren in een toename van het elektriciteitsverbruik.

Voor de komende jaren wordt verwacht dat de bouw van grote datacenters door twee internationale IT-bedrijven de vraag naar elektriciteit doet toenemen. Deze bouw is het gevolg van de belangrijke rol die Nederland vervult als datahub tussen Europa en de Verenigde Staten. Ook de toenemende vraag naar koeling in gebouwen leidt tot een stijging van de elektriciteitsvraag. Deze stijging wordt gedeeltelijk teniet gedaan doordat ICT-diensten van kantoor-gebouwen naar datacentra verhuizen. Ook het energiezuiniger worden van apparatuur en verlichting leidt tot een rem van de groei.

In de NEV wordt genoemd dat de groei van de elektriciteitsvraag door datacenters de komende jaren volledig gecompenseerd wordt door de afname van het elektriciteitsverbruik in gebouwen ten gevolge van de EU richtlijn Ecodesign. Ook wordt voorzien dat erkende maatregelen die gebruikt gaan worden bij een versterkte handhaving Wet Milieubeheer tot extra elektriciteitsbesparing leiden. In de NEV wordt aangegeven dat de toename van de finale elektriciteitsvraag binnen de sector Dienstverlening hierdoor na 2015 naar verwachting omslaat in een lichte daling. Na 2025 hebben de huidige Ecodesign eisen geen effect meer en is er een stijgende trend, parallel aan de groei van de bouwvoorraad.

In Tabel 3.5. worden naast de getallen voor het Referentiescenario ook de cijfers voor een hoge en lage variant gepresenteerd. Net als bij de andere sectoren zijn ook deze gebaseerd op de onzekerheid die in de NEV genoemd wordt. De relatief sterke verbruiksdaling zoals voorzien in de lage variant is het gevolg van de aanname uit de NEV dat het voorgenomen overheidsbeleid geïmplementeerd wordt.

### ? Vraag 3.7.

Zijn er ten aanzien van de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag van de sector Dienstverlening zaken die onvoldoende verwerkt zijn in de prognose? Zo ja, welke zijn dit en in welke mate dragen deze bij aan de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag?

Tabel 3.5. Ontwikkeling elektriciteitsvraag in de sector Dienstverlening

Periode/Jaar	Lage variant	Referentiescenario	Hoge variant
2013	-	2,1 %	-
2014	-	2,8 %	-
2015	0,1 %	0,4 %	0,7 %
2016 - 2020	-1,6 %	-0,4 %	0,1 %
2021 - 2030	-0,8 %	0,0 %	0,7 %

#### 3.5 Overige Sectoren

De categorie overige sectoren omvat de hoofdsectoren Energie, Vervoer, Landbouw en Visserij, zoals CBS deze in de Energiebalans onderscheidt. Omdat de ontwikkeling in een aantal sectoren beperkt blijft en er beperkte informatie beschikbaar is over het belastingprofiel (zie paragraaf 5.4) van de verschillende deelsectoren, worden deze sectoren als één geheel gemodelleerd.

De meest ingrijpende ontwikkeling voor het elektriciteitsverbruik die op het gebied van vervoer verwacht wordt, is een mogelijke snelle groei van het aantal elektrische auto's. De invloed hiervan op de elektriciteitsvraag is echter afzonderlijk gemodelleerd en beschreven in paragraaf 3.2.1.

In de NEV wordt aangegeven dat de groei van het elektriciteitsverbruik in de glastuinbouw die in de afgelopen jaren heeft plaatsgevonden, op termijn afneemt. Volgens het LEI [20.] vindt verdere groei van

de elektriciteitsconsumptie door de glastuinbouw plaats vanwege een toename van de belichting, de mechanisatie en het toepassen van warmtepompen en pompen voor winning van geothermische energie.

Voor het Referentiescenario wordt voor de prognose van het elektriciteitsverbruik aangesloten bij de NEV en voor de gevoeligheidsanalyse wordt de in de NEV benoemde onzekerheid gebruikt. In de hoge variant neemt het elektriciteitsverbruik ten opzichte van het Referentiescenario toe door toepassing van warmtepompen. Deze toename wordt voor een deel gecompenseerd door vervanging van de huidige assimilatiebelichting door LED lampen. In de lage variant wordt er ten opzichte van het Referentiescenario meer verlichting vervangen door LED lampen en worden minder warmtepompen toegepast. Wel treedt er in deze variant tot 2020 een lichte stijging op door verdergaande mechanisatie. Tabel 3.6. geeft de groeipercentages die gebruikt worden.

Tabel 3.6. Ontwikkeling elektriciteitsvraag in de categorie Overige sectoren

Periode/Jaar	Lage variant	Referentiescenario	Hoge variant
2013	-	4,6 %	-
2014	-	0,7 %	-
2015	1,6 %	2,1 %	2,6 %
2016 - 2020	0,7 %	1,7 %	2,7 %
2021 - 2030	-0,8 %	0,2 %	1,2 %



### ? Vraag 3.8.

Zijn er ten aanzien van de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag van de overige sectoren zaken die onvoldoende verwerkt zijn in de prognose? Zo ja, welke zijn dit en in welke mate dragen deze bij aan de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag?

#### 3.6 Smart grids

De gezamenlijke netbeheerders hebben binnen Netbeheer Nederland het initiatief genomen voor de ontwikkeling van een roadmap smart grids [21.]. Momenteel loopt er een groot aantal demonstratieprojecten die een breed scala aan mogelijkheden om intelligentie aan zowel gas-, warmte- als elektriciteitsnetten in kaart te brengen. Volgens de roadmap moet vanaf 2019 de grootschalige uitrol starten.

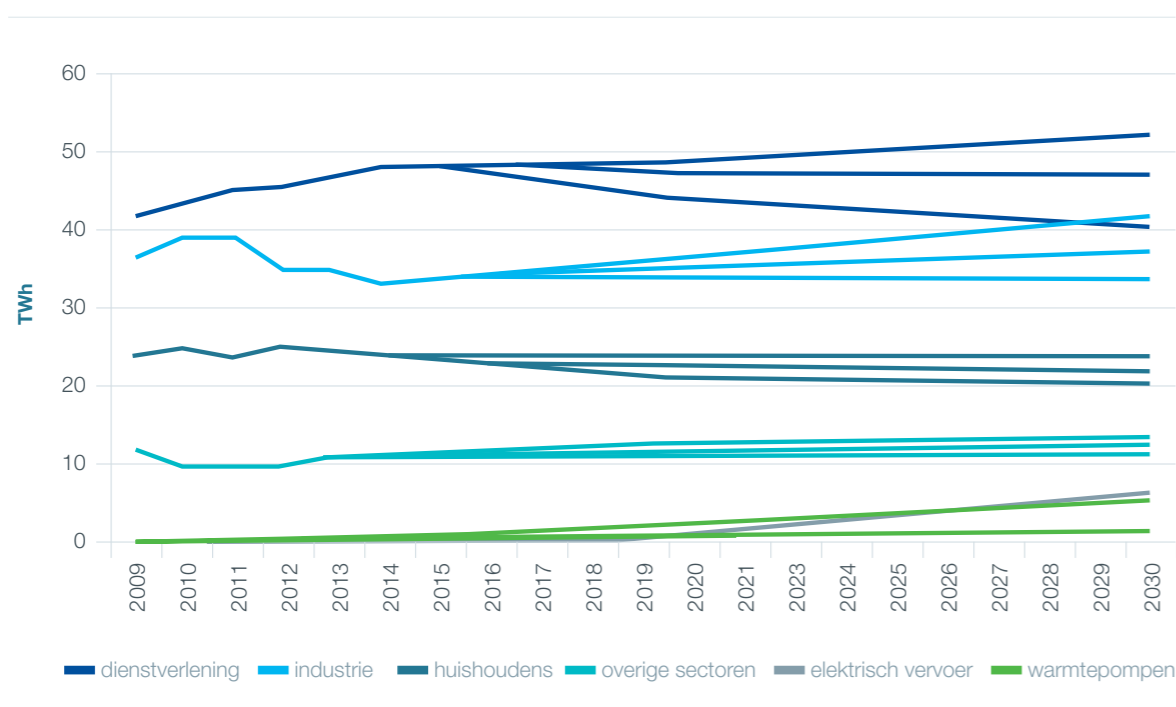
Het toepassen van intelligentie in het elektriciteitsstelsel kan leiden tot lagere investeringskosten in netten en (piek) elektriciteitsproductie. De grootste besparingen worden hierbij verwacht van het slim laden van auto's en het verschuiven van de vraag van warmtepompen. Aangezien beide toepassingen nog in de kinderschoenen staan, wordt aangenomen dat de

grootschalige uitrol in de tijd wordt opgeschoven. Daarbij speelt ook dat actieve sturing van de elektriciteitsvraag door netbeheerders vanuit wetgeving nog niet mogelijk is en de mogelijkheden om met prijsprikkels te werken voorlopig ook nog beperkt zijn.

De intelligentie komt voorlopig vooral van de uitrol van de slimme meter, die afnemers in staat stelt gedetailleerd inzicht in het verbruik te geven. De bewustwording die hierdoor ontstaat leidt naar verwachting tot besparing, maar niet tot een verschuiving van verbruik. Deze besparing is reeds verwerkt binnen de sector Huishoudens.

Op termijn is de verwachting dat smart grids een verschuiving van de vraag teweeg kan brengen, waarmee congestieproblemen op laag- en middenspanningsniveau worden voorkomen. Aangenomen wordt dat op hoogspanningsniveau deze effecten nivelleren en dus een beperkt effect hebben.

**Figuur 3.3.** Ontwikkeling elektriciteitsvraag per sector/ toepassing binnen de beschreven vraagvarianten



### ? Vraag 3.9.

Zijn er ten aanzien van de invloed van smart grids andere dan de genoemde effecten die binnen de zichtperiode van het KCD tot uiting komen? Kunt u aangeven welke dit zijn en op welke termijn u deze verwacht?

#### 3.7 Overzicht Vraagontwikkeling

In de voorgaande paragrafen is voor de verschillende sectoren en voor de toepassingen elektrisch vervoer en warmtepompen de mogelijke ontwikkeling van de elektriciteitsvraag beschreven. In Figuur 3.3. wordt voor de sectoren en de genoemde toepassingen weergegeven hoe het elektriciteitsverbruik zich binnen de zichtperiode van het KCD ontwikkelt.

In Figuur 3.4. is de totale elektriciteitsvraag voor het Referentiescenario weergegeven. Ter vergelijking is in deze figuur ook de vraagontwikkeling behorende bij de scenario's uit het KCD 2013 gepresenteerd. Uit Figuur 3.4. valt af te leiden dat het geprognosticeerde verbruik in het Referentiescenario lager is dan

de vraag die in het Business as Usual scenario van het KCD 2013 werd verondersteld. Het geprognosticeerde verbruik valt binnen het bereik dat in het KCD 2013 gebruikt is.

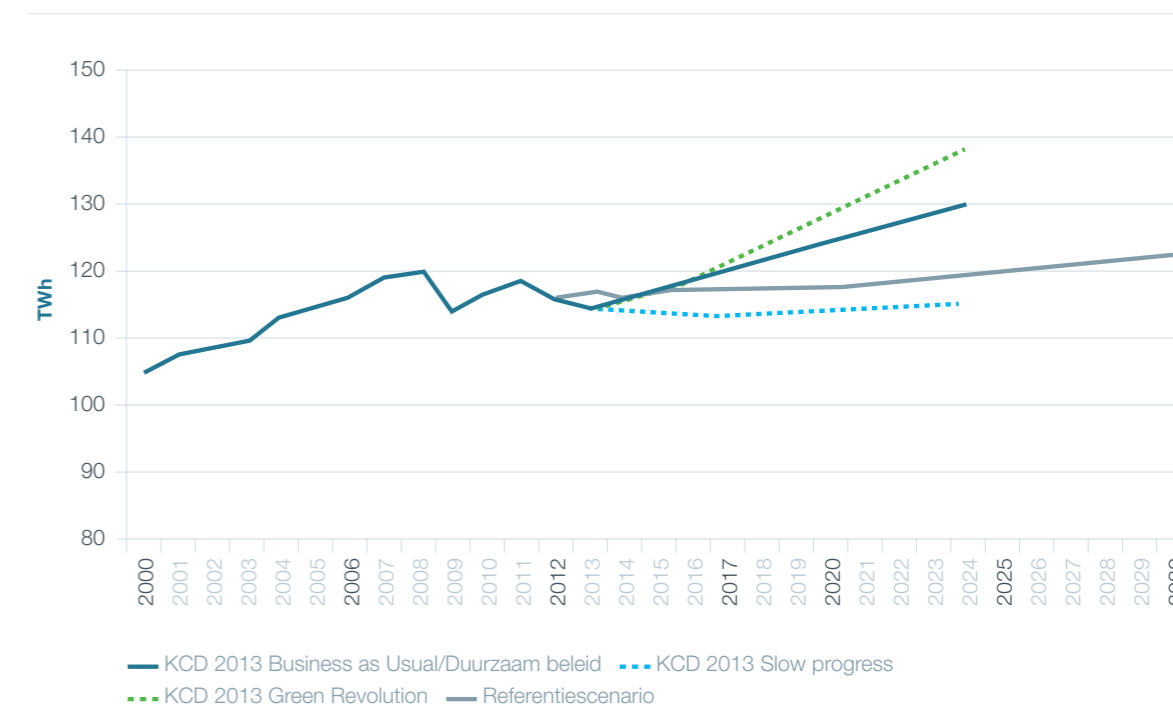
#### Vraag 3.10.

Zijn er, naast de informatie die u hiervoor hebt gegeven ten aanzien van de vraagontwikkeling, nog andere uitgangspunten waarvan u denkt dat deze voor de analyses in het KCD aangepast of aangevuld moeten worden? Zo ja, welke zijn dit, wat is de motivering waarom deze van belang zijn en wat is naar uw idee een goede manier om deze uitgangspunten door te voeren?

#### Vraag 3.11.

Welke combinaties van hoge/lage vraagvarianten zoals voor de verschillende sectoren beschreven zijn naar uw idee belangrijk om te analyseren?

**Figuur 3.4.** Vergelijking ontwikkeling totale elektriciteitsvraag tussen KCD 2015 en KCD 2013



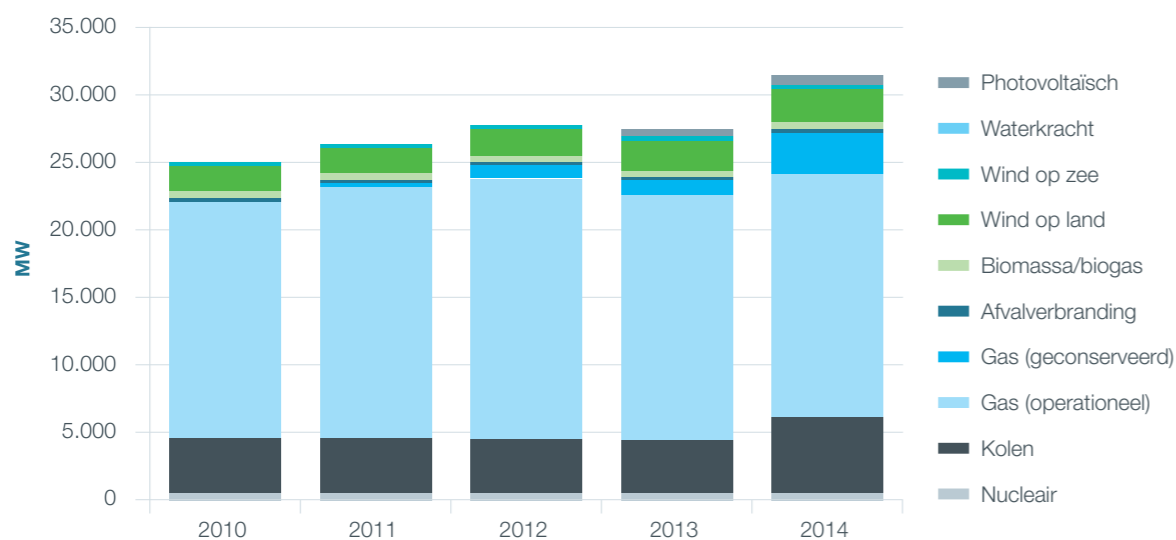
# 04. Ontwikkeling opgesteld productievermogen

In dit hoofdstuk zijn gegevens gebruikt die in het kader van het rapport Monitoring Leveringszekerheid 2014 [5.] zijn verkregen. Voor het KCD 2015 wordt een update van deze gegevens gebruikt, waarvoor de uitvraag inmiddels is gestart.

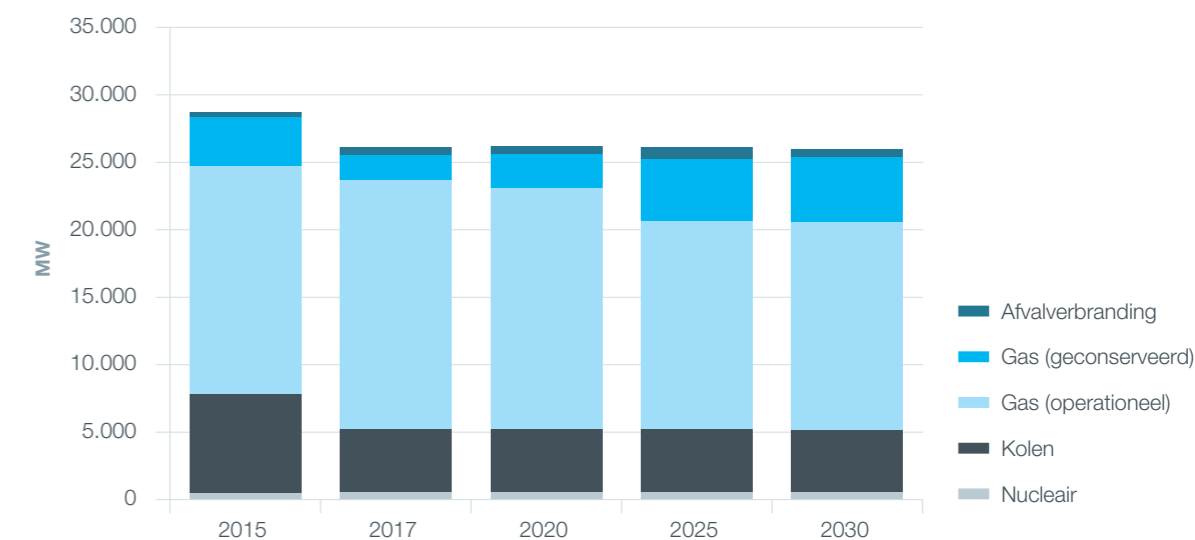
## 4.1 Samenstelling productiepark en ontwikkelingen

Figuur 4.1. laat zien dat het opgesteld vermogen gegroeid is van circa 25 GW in 2010 naar 31,5 GW in 2014. Deze groei is met name het gevolg van de realisatie van gas- en kolencentrales. Daarnaast is tussen 2010 en 2014 3,3 GW voornamelijk gasvermogen definitief uit bedrijf genomen. Van de in totaal 2,8 GW aan geconserveerd vermogen bestaat 1,7 GW uit nieuwe gaseenheden, die na 2011 in bedrijf zijn genomen.

**Figuur 4.1.** Ontwikkeling van het opgesteld vermogen in MW in periode 2010-2014 (peildatum 1 januari)



**Figuur 4.2.** Voorziene opgestelde vermogens van thermische centrales



## 4.2 Thermische centrales

Figuur 4.2. toont voor het Referentiescenario van het KCD 2015 de samenstelling van het productiepark voor 2015 en de steekjaren die voor modelberekeningen worden gehanteerd. Hiervoor is als basis de informatie van producenten uit 2014 gebruikt, maar is wel rekening gehouden met de afspraak uit het Energieakkoord ten aanzien van de sluiting van oude kolencentrales in 2016 en 2017. Belangrijk is hierbij te melden dat, mochten de Energieakkoord-afspraken ten aanzien van oude kolencentrales vervallen, het merendeel van de betrokken producenten aangeeft de oude kolencentrales langer te laten doordraaien.

Figuur 4.2. maakt duidelijk dat er voor de zichtperiode van het KCD 2015 per saldo geen significante uitbreiding van het thermisch vermogen is te verwachten. Als enige grootschalige nieuwbouw is de realisatie van een nieuwe gascentrale op Borssele gemeld, die vanaf 2021 in bedrijf moet zijn. Deze uitbreiding wordt naar verwachting echter volledig gecompenseerd door de voorziene amovering van andere gaseenheden.

Bovenstaande figuur maakt ook duidelijk dat producenten voornemens zijn om aanzienlijke hoeveelheden gasvermogen te conserveren. Voor de periode na 2020 wordt in totaal 5 GW aan conservering van gasvermogen door producenten voorzien, een kwart van het totaal aan gasvermogen. Door sommige producenten wordt hierbij wel de kanttekening geplaatst dat als gevolg van het toenemend aandeel windvermogen de behoefte aan flexibel vermogen toeneemt, waardoor (onderdelen van) geconserveerde eenheden weer in gebruik kunnen worden genomen. Dit beeld wordt bevestigd door de recente studie van CE-Delft en DNV.GL, "Toekomst warmtekrachtkoppeling en warmtevoorziening industrie en glastuinbouw" [19.], waaruit blijkt dat flexibele warmtekrachteenheden een beter toekomstperspectief hebben dan inflexibele WKK-installaties.



Dat herinbedrijfname na 2020 opportuun kan worden, blijkt ook uit het Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2013-2029 van TenneT [5.]. Volgens dit rapport kan er na 2021 een vermogenstekort ontstaan indien het geconserveerd vermogen in het geheel niet meer in bedrijf wordt genomen. Dit wordt onder andere veroorzaakt door de voorziene sluiting van kolencentrales in Nederland, conform het Energieakkoord en de voorziene sluiting van kern- en kolencentrales in Duitsland (en in België). De noodzaak tot herinbedrijfname van geconserveerd vermogen kan nog vergroot worden wanneer voor één of meerdere centrales in de buurt van de grens met België een positieve business case ontstaat om op het Belgische net aan te sluiten om zo een bijdrage te kunnen leveren aan het opvangen van het dreigende Belgische elektriciteitstekort.



#### Vraag 4.1.

Flexibiliteit in elektriciteitsproductie lijkt vanwege de verwachte toename van intermitterend vermogen een belangrijk issue voor de periode na 2020 te worden. In hoeverre verwacht u dat geconserveerde productiemiddelen hiervoor geschikt gemaakt worden?



#### Vraag 4.2.

Is de aanname voor het Referentiescenario gerechtvaardigd dat de afspraak uit het Energieakkoord over de sluiting van oude kolencentrales doorgang vindt? Zo niet, wat is uw beeld hierover?

### 4.3 Onshore wind

De afgelopen twee jaar is volgens CBS/CertiQ<sup>4</sup> het onshore windvermogen in Nederland met respectievelijk 118 MW en 273 MW toegenomen naar bijna 2,5 GW eind 2014, zie Figuur 4.3.

In maart 2014 heeft het kabinet de Structuurvisie Windenergie op land [12.] vastgesteld. Met deze vaststelling is het ruimtelijk beleid voor het realiseren van tenminste 6.000 MW windenergie op land van

kracht geworden. Belangrijk onderdeel van de structuurvisie zijn de resultaatafspraken met de provincies over het plaatsen van de 6.000 MW windvermogen. In aanvulling op de structuurvisie zijn in het Energieakkoord door de overheid met verdere belanghebbenden, zoals initiatiefnemers van windparken afspraken gemaakt over realisatie. Anticiperend hierop is TenneT in 2014 begonnen met het uitvoeren van netstudies om de mogelijke netconsequenties van de aansluiting van de extra 3.500 MW vast te stellen om zo bij realisatie van windparken een snelle start met voorziene netuitbreidingen te kunnen maken. Ondanks de afspraak uit het Energieakkoord, is blijkens de NEV zowel het vastgesteld als het voorgenomen beleid onvoldoende om de doelstelling van 6.000 MW in 2020 te realiseren. Op basis van deze vaststelling gaat de NEV van lagere opgestelde vermogens uit voor 2020 (zie Figuur 4.3.).

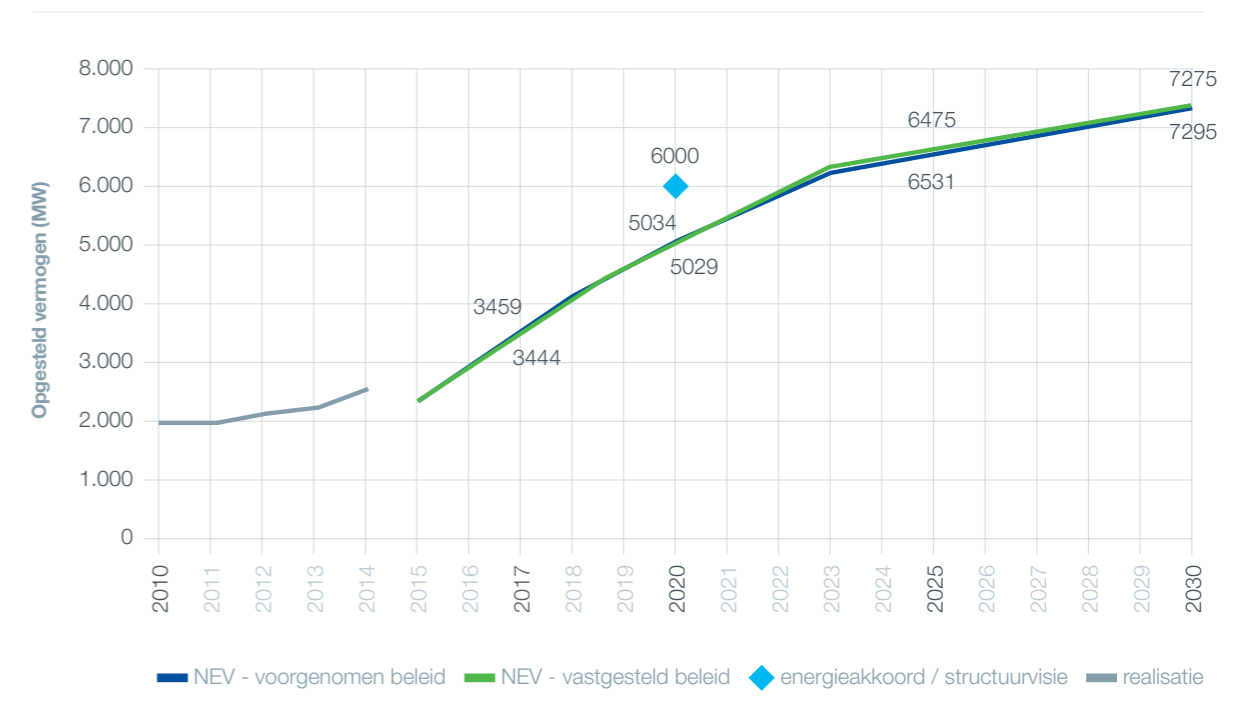
In het Referentiescenario wordt van het vastgesteld beleid uitgegaan. Dit impliceert een opgesteld onshore windvermogen van 5.034 MW in 2020. Als gevoeligheid wordt de doelstelling van de overheid geanalyseerd.

#### Vraag 4.3.

Wat zijn uw verwachtingen ten aanzien van het opgesteld onshore windvermogen voor 2020 en 2030?



Figuur 4.3. Gerealiseerd vermogen, doelstelling en NEV scenario's voor wind op land (MW)<sup>5</sup>



<sup>4</sup> CertiQ, voorlopig cijfer uit database productiemiddelen [17.], november 2014

<sup>5</sup> NEV data afkomstig van ECN's Monitweb: <http://monitweb.energie.nl/.aspx> [3.]

MONITweb is de openbare versie van het door ECN Beleidsstudies ontwikkelde MONIT-systeem

#### 4.4 Offshore wind

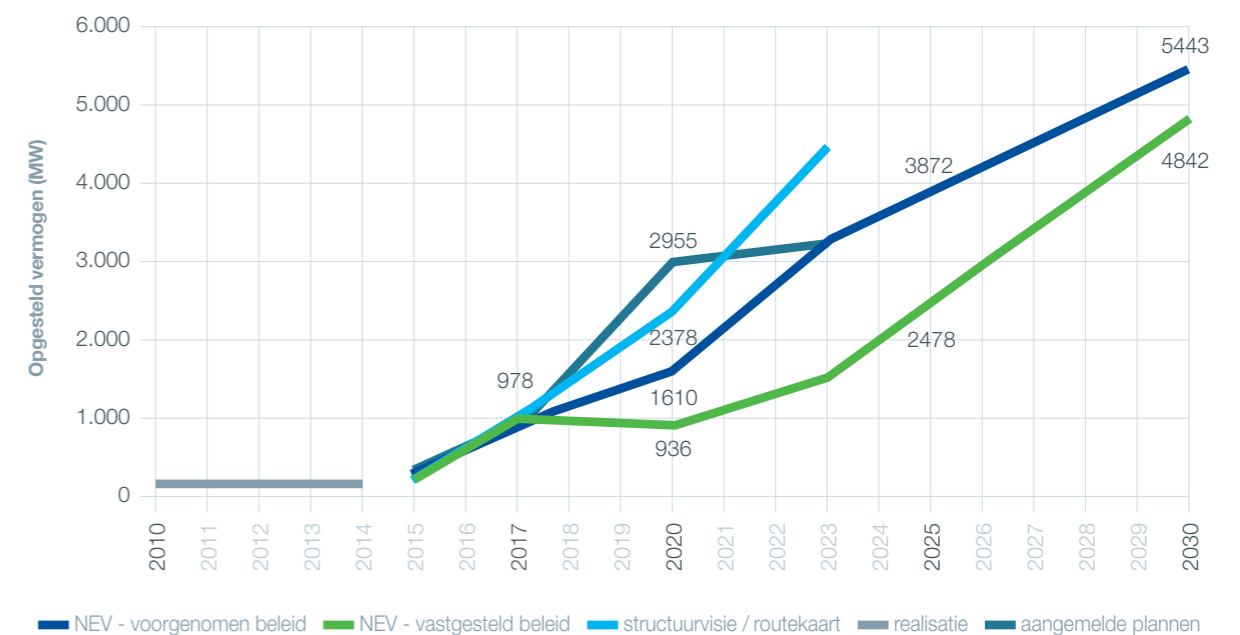
Sinds 2009 heeft geen uitbreiding van windvermogen op de Noordzee plaatsgevonden, waardoor het totaal geïnstalleerd windvermogen gehandhaafd op 1 januari 2014 bleef steken op 228 MW. Momenteel worden drie nieuwe offshore windparken gerealiseerd met een totaal vermogen van 750 MW. Twee van deze uitbreidingen met een totaal vermogen van 600 MW zijn gesitueerd ten noorden van de Waddeneilanden. Het derde park met een omvang van 150 MW wordt gerealiseerd voor de kust van Noordwijk. De verwachting is dat alle drie parken uiterlijk 2017 in bedrijf worden genomen.

Identiek aan de Structuurvisie Windenergie op Land heeft de Nederlandse overheid met de Structuurvisie Windenergie op Zee [11., 14.] het 'Ruimtelijk kader' vastgesteld voor de realisatie van offshore windparken. In aanvulling op de structuurvisie heeft de overheid een routekaart gepubliceerd, waarin de implementatie van de doelstelling uit het Energieakkoord is uitgewerkt (zie Figuur 4.4.). De jaartallen uit de figuur staan voor de start van de aanbestedingsprocedure. Uit het Energieakkoord is afgeleid dat de realisatie van projecten een doorlooptijd van vier jaar kent.

**Figuur 4.4.** Routekaart voor ontwikkeling Wind op Zee (jaartallen staan voor start aanbestedingsprocedure)



**Figuur 4.5.** Gerealiseerd vermogen, doelstelling, aangemelde plannen en NEV scenario's voor offshore wind (MW)



In Figuur 4.5. zijn de bij TenneT aangemelde plannen voor de aanleg van offshore windparken weergegeven tezamen met de doelstellingen uit het Energieakkoord en de cijfers conform de vastgesteld en voorgenoemen beleidsscenario's van de NEV. Hierbij moet aangetekend worden dat de aangemelde plannen van producenten niet in lijn hoeven te zijn met het beleid van de overheid. Doordat realisatie van offshore wind gebonden is aan stimuleringsmaatregelen van de overheid, kan het voorkomen dat de gemelde plannen niet gerealiseerd worden.

Identiek aan de ontwikkeling van wind op land wordt in de NEV geconcludeerd dat zowel het vastgestelde als voorgenoemen beleid onvoldoende zijn om de doelstelling uit het Energieakkoord van 4.450 MW in 2023 te kunnen behalen. Voor het Referentiescenario wordt uitgegaan van het vastgesteld beleidsscenario uit de NEV. Dit betekent een aanzienlijk tragere ontwikkeling van offshore windvermogen, dan de routekaart voorziet. Voor de fasering van de offshore windparken wordt de tijdsvolgorde van de routekaart gehanteerd. Als gevoeligheden worden het voorgenoemen beleid en de overheidsdoelstellingen geanalyseerd.

#### Vraag 4.4.

Welk groeitempo verwacht u voor het opgestelde offshore windvermogen? Door welke factoren wordt deze ontwikkeling gedreven en in welke mate?

#### 4.5 Zon-PV

Het opgestelde vermogen van PV-systemen vertoont door kostendaling en subsidies sinds 2011 een sterke groei, waarin van jaar op jaar verdubbelingen zijn gerealiseerd. Het opgesteld zon-PV vermogen bedroeg eind 2013 volgens het CBS 739 MW, waarmee ongeveer 0,5 procent van de elektriciteitsvraag werd ingevuld.

Aangenomen wordt dat ook in de komende jaren de groei aanhoudt. Onzekere factor is hierbij de toekomst van de salderingsregeling<sup>6</sup>. Het kabinet heeft het voornemen geuit om in 2017 met een overgangsmaatregel te komen in aanloop naar een versoepelde salderingsregeling in 2020.

<sup>6</sup> Saldering is het verdisconteren van elektriciteit via het net geleverd met levering van elektriciteit die door de eigenaar van zonnepanelen op het net is ingevoerd.



# 05. Marktmodellering

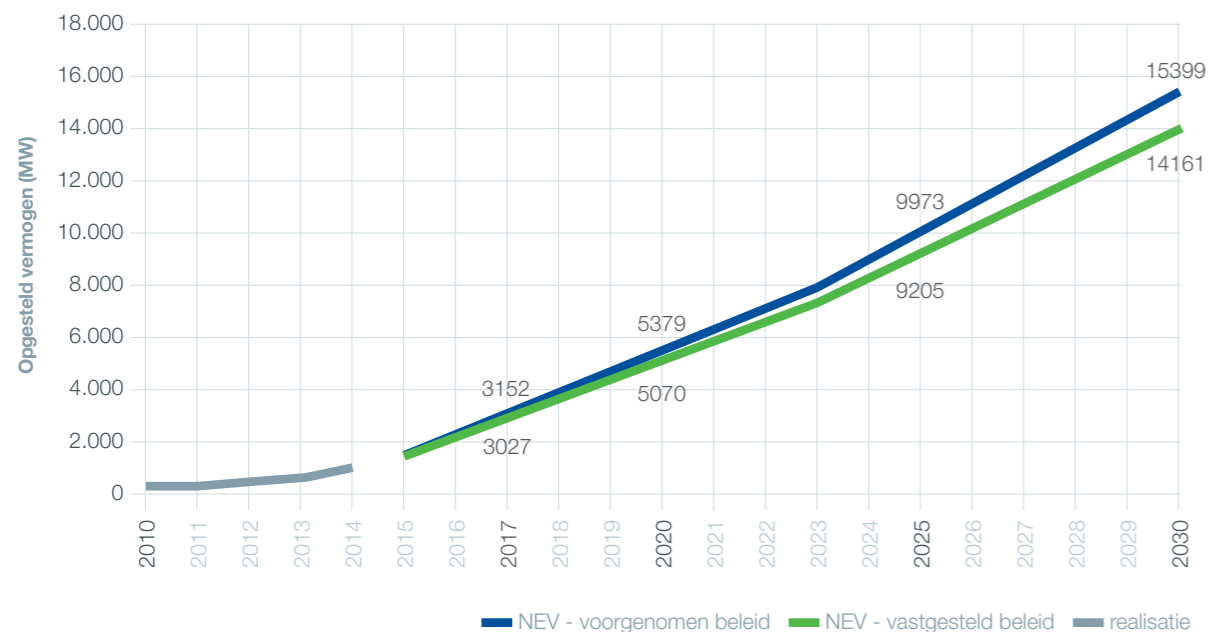
Voor het Referentiescenario worden de getallen conform het vastgesteld beleidsscenario uit de NEV aangehouden.

## Vraag 4.5.

Welk groeitempo verwacht u voor het opgestelde zon-PV-vermogen? Door welke factoren wordt deze ontwikkeling gedreven en in welke mate?



**Figuur 4.6.** Gerealiseerd vermogen en NEV scenario's voor zon-PV (MW)



## 5.1 Inleiding

Het analyseren van het Referentiescenario en de gevoeligheden gebeurt met behulp van zogenoemde marktsimulaties. Hierbij wordt de inzet van centrales bepaald, aan de hand van de technische en economische eigenschappen van de centrales. Er wordt gestreefd naar de laagste kosten. Dit hoofdstuk beschrijft de werkwijze en basis aannames omtrent deze simulaties.

## 5.2 Methodologische aanpak

De eerste stap in de modellering is de vaststelling van de indicatieve merit order waarbij centrales op basis van oplopende marginale kosten worden gerangschikt. De marginale kosten van centrales worden bepaald aan de hand van een combinatie van efficiency, brandstofprijs, CO<sub>2</sub>-prijs en overige variabele kosten. Doordat gestreefd wordt naar een systeem met de laagste kosten, geeft deze merit order een indicatie van de inzet van centrales.

De werkelijke inzet kan echter afwijken van de merit order, omdat andere factoren ook een rol spelen. Sommige centrales zijn, vanwege aanlooptijden of extra onderhoudskosten, niet geschikt om in start-stop bedrijf te werken. Startkosten en aanlooptijden van centrales worden meegenomen in de daadwerkelijke simulaties, maar komen niet tot uiting in de merit order. Ook zijn bepaalde centrales aan een productieproces gekoppeld voor het leveren van kracht en/of warmte. Deze centrales krijgen een verplichte inzet in het model, die niet wordt gebaseerd op de ranking in de merit order. Deze inzetverplichting wordt gebaseerd op de informatie afkomstig van marktpartijen.

De marktsimulaties voor het KCD 2015 worden uitgevoerd met behulp van PowrSym4. De software bepaalt op basis van de Loss of Load Expectation (LOLE) een onderhoudsschema van centrales en ad random de onvoorziene uitval van centrales. Gegeven de elektriciteitsvraag, de beschikbaarheid van centrales en overige techno-economische eigenschappen van het systeem wordt vervolgens per week de meest kosteneffectieve inzet van centrales bepaald met een resolutie van één uur.

In de marktsimulaties vormt Nederland een deel van het Europese elektriciteitssysteem. Hierdoor is de inzet van Nederlandse centrales afhankelijk van de karakteristieken van het grotere systeem. Figuur 5.1. geeft de totale beschouwde perimeter weer.

**Figuur 5.1.** Perimeter van KCD marktsimulaties



### Legenda

- Nederland
- Detail modellering (TYNDP + SO&AF data)
- Gemodelleerd met een vast profiel
- niet gemodelleerd

De vermogensstromen van en naar de landen buiten de perimeter worden gemodelleerd met profielen met een resolutie van één uur, welke afkomstig zijn van TYNDP berekeningen. Data van buurlanden is afkomstig van het TYNDP en aangepast met informatie afkomstig van de System Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) van ENTSO-E, om de data in lijn te brengen met KCD-steekjaren [18.].

Ieder land wordt gemodelleerd als een "koperen plaat", dat wil zeggen: vanuit marktperspectief bestaan er geen knelpunten binnen een land. Dit betekent dat een producent of gebruiker zich overal in een land kan vestigen en handelen, zonder beperkt te worden door de netinfrastructuur. Uitzondering is Denemarken, dat een beperkte capaciteit tussen west en oost kent. Tussen markten gelden beperkte capaciteiten, zie paragraaf 5.3.

Elke markt wordt gemodelleerd met een bepaald belastingprofiel (paragraaf 5.4) en productievermogen (paragraaf 5.5).

### 5.3 Uitgangspunten Interconnectiecapaciteit

Elektriciteitsmarkten zijn onderling gekoppeld met een beperkte interconnectiecapaciteit. Deze capaciteit representeert de capaciteit die aan de markt beschikbaar wordt gegeven voor handel. Dit betreft dus niet de fysieke interconnectiecapaciteit.

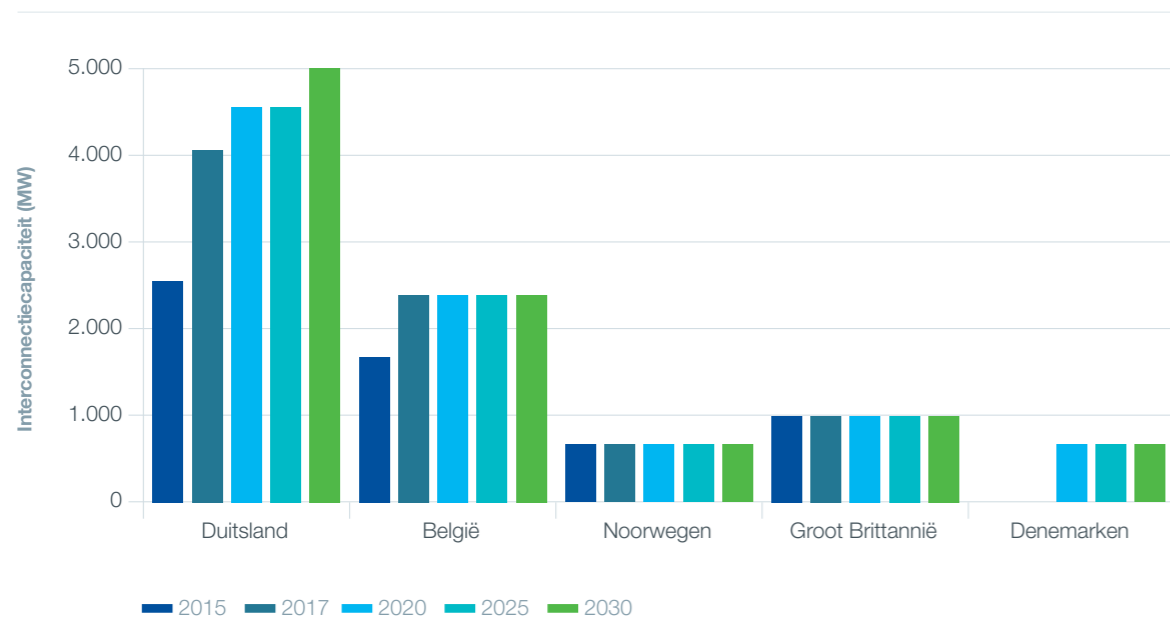
Voor de interconnectiecapaciteit van Nederland met de buurlanden worden ten aanzien van de waarden uit Figuur 5.2. voor 2015 de volgende aanpassingen voorzien:

- Uitbreiding van de interconnectiecapaciteit met België in 2017 met 700 MW naar 2400 MW.
- Getrapte uitbreiding van de interconnectiecapaciteit met Duitsland met 1500 MW in 2017, 500 MW in 2018 en ruim 500 MW in 2030, waarmee de totale interconnectiecapaciteit met Duitsland in 2030 op 5.000 MW uitkomt.
- Realisatie van een kabelverbinding met Denemarken in 2019 met een capaciteit van 700 MW.

Overige interconnectiecapaciteiten tussen Europese landen worden afgeleid uit het TYNDP.

De voorziene uitbreidingen worden integraal meegenomen in de KCD-analyse. Ervaringen laten zien dat het proces om te komen tot de realisatie van interconnectieverbindingen in Europa complex is en dat vertragingen niet ongewoon zijn. Om dit te ondervangen wordt een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd door de voorziene uitbreidingen te vertragen met één steekjaar.

**Figuur 5.2.** Aannames voor interconnectiecapaciteit van Nederland met buurlanden



### 5.3.1 Flow based markt koppeling

Dit jaar (2015) wordt er een flow based marktkoppeling geïntroduceerd voor Centraal West Europa (CWE – België, Frankrijk, Duitsland, Luxemburg en Nederland). Bij deze vorm van marktkoppeling wordt capaciteit aan de markt toegewezen aan de hand van de actuele situatie van het net bij de voorziene vraag en aanbod. Hierdoor ontstaat de mogelijkheid dat er momenten zijn dat er meer capaciteit aan de markt kan worden toegewezen dan de waarden die generiek tussen TSO's zijn afgestemd. Voor het plannen van het net zijn de generieke waarden het uitgangspunt.

### 5.4 Modelleren Belastingprofiel

In de marktmodellering wordt gewerkt met belastingprofielen (vermogen MW) op uurbasis. In onderstaande paragrafen wordt voor elk van de onderscheiden sectoren uit hoofdstuk 3 en voor elektrisch vervoer en warmtepompen het ontwikkelde profiel gepresenteerd. Voor het opstellen van het belastingprofiel voor elektrisch vervoer zijn data van Movares gebruikt en voor het profiel van de warmtepompen is gebruik gemaakt van gegevens van GTS en DNV GL. De profielen voor de verschillende sectoren zijn gebaseerd op bij TenneT beschikbare meetwaarden. Deze worden niet nader beschreven.

#### 5.4.1 Belastingprofiel Elektrisch Vervoer

Voor het opstellen van het belastingprofiel van elektrisch vervoer (personenauto's) is het oplaadgedrag een belangrijke factor. Het oplaadgedrag laat zich typeren door de volgende mogelijkheden (bron: Movares):

- Overall opladen (op kantoor, winkelcentra, et cetera)
- Alleen thuis opladen
- Alleen snelladen

Op basis van huidige inzichten wordt verwacht dat het oplaadgedrag van het totale wagenpark uit een mix van deze mogelijkheden bestaat. Uit onderzoek van RVO blijkt dat mensen een routinematig oplaadgedrag hebben dat weinig differentiatie in gebruikte oplaadpunten laat zien. Vanwege het relatief beperkte aantal snellaadpunten is het aandeel van snelladen beperkt tot 10%. Thuisladen komt vanwege het routinematige karakter waarschijnlijk meer voor dan overall opladen. Omdat opladen op kantoorlocaties

ook binnen een routinematig karakter past, heeft de optie overall opladen ook een aanzienlijk aandeel. In Tabel 5.1. wordt de mix van oplaadopties gepresenteerd zoals voor het Referentiescenario van het KCD 2015 gehanteerd.

**Tabel 5.1.** Toegepaste mix van oplaadscenario's (in Referentiescenario en gevoeligheidsanalyse)

Oplaadscenario	Aandeel
A. Overall opladen	40 %
B. Alleen thuis opladen	50 %
B. Alleen snelladen	10 %

Voor de spreiding van de laadtransacties over de dag worden de door Movares opgestelde profielen toegepast. In Figuur 5.3. en Figuur 5.4. (zie volgende pagina) worden op basis van bovenstaande mix de oplaadprofielen voor een elektrisch wagenpark bestaande uit 200.000 voertuigen (het aantal in het steekjaar 2020) weergegeven voor respectievelijk weekdays en weekenddagen.

Er zijn geen separate profielen opgesteld voor plug-in hybrides en volledig elektrische auto's. Uitgangspunt is dat het mogelijke verschil in oplaadgedrag in de profielen verwerkt is.

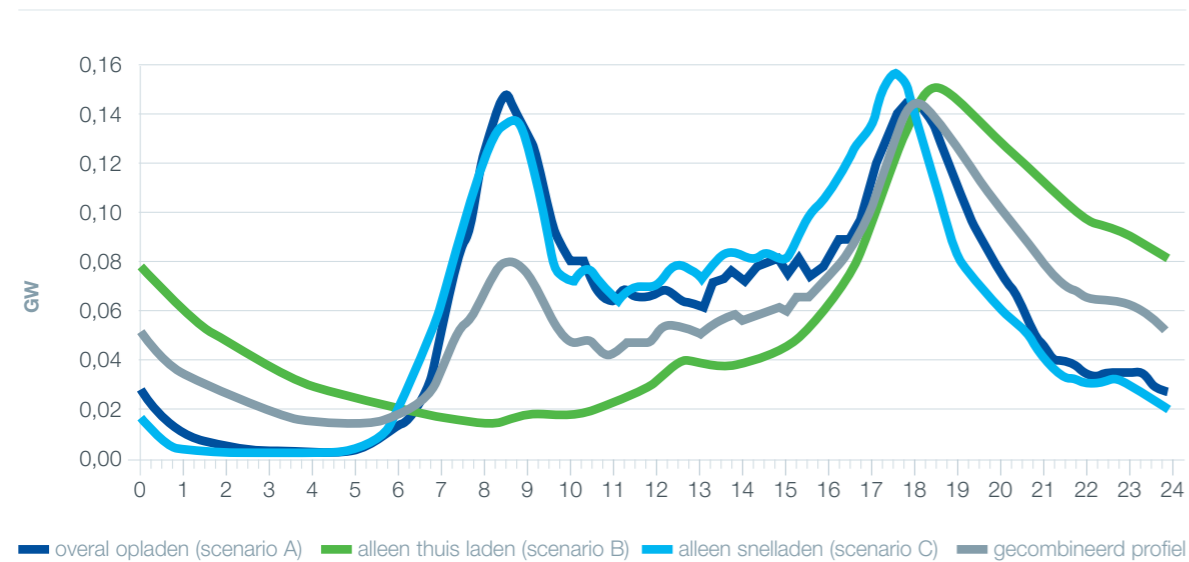
#### Vraag 5.1.

Denkt u dat de karakterisering van het oplaadgedrag een goede benadering is? Zo nee, kunt u dan aangeven welke effecten naar uw idee niet juist meegenomen worden en wat een betere karakterisering is?

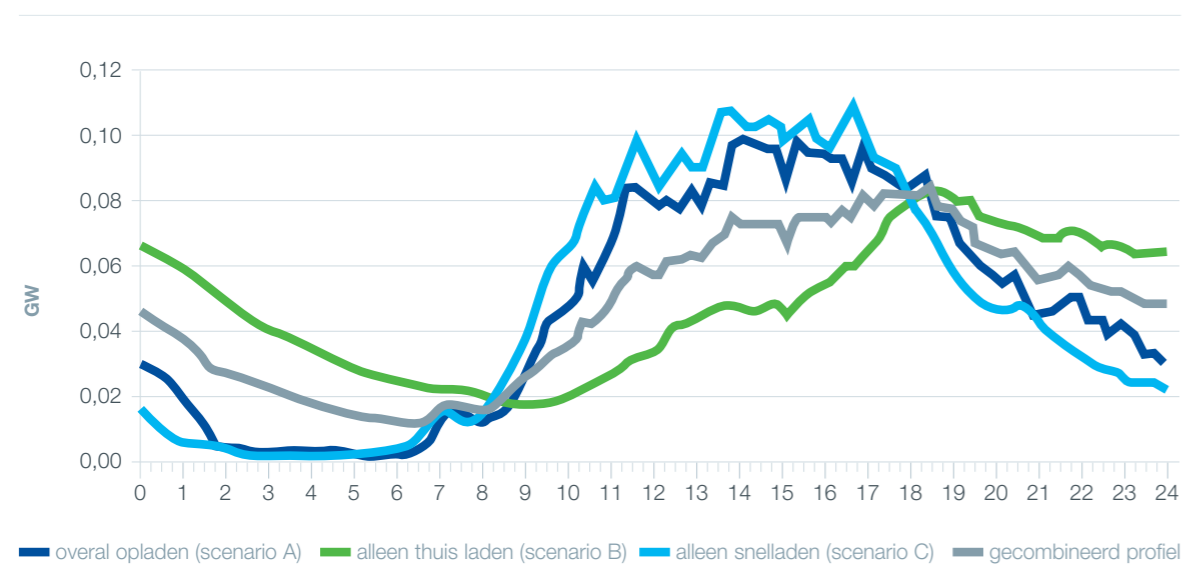




**Figuur 5.3.** Profielen bij oplaadsenario's elektrisch vervoer voor weekdays uitgaande van 200.000 auto's (bron: Movares)



**Figuur 5.4.** Profielen bij oplaadsenario's elektrisch vervoer voor weekenddagen uitgaande van 200.000 auto's (bron: Movares)



#### 5.4.2 Belastingprofiel Warmtepompen

In paragraaf 3.2.2 is beschreven dat er twee typen warmtepompen gebruikt worden om woningen te verwarmen, namelijk een luchtwarmtepomp en een bodemwarmtepomp. In Figuur 5.5. wordt voor beide typen warmtepompen de relatie tussen de gevoelstemperatuur (uitgedrukt in de gemiddelde temperatuur gedurende een dag) en de elektriciteitsvraag weergegeven. Ook wordt de verdeling van het gemiddelde aantal dagen per jaar bij een bepaalde gevoelstemperatuur weergegeven.

Het belastingprofiel voor warmtepompen is opgesteld door informatie over de warmtevraag en het verbruik

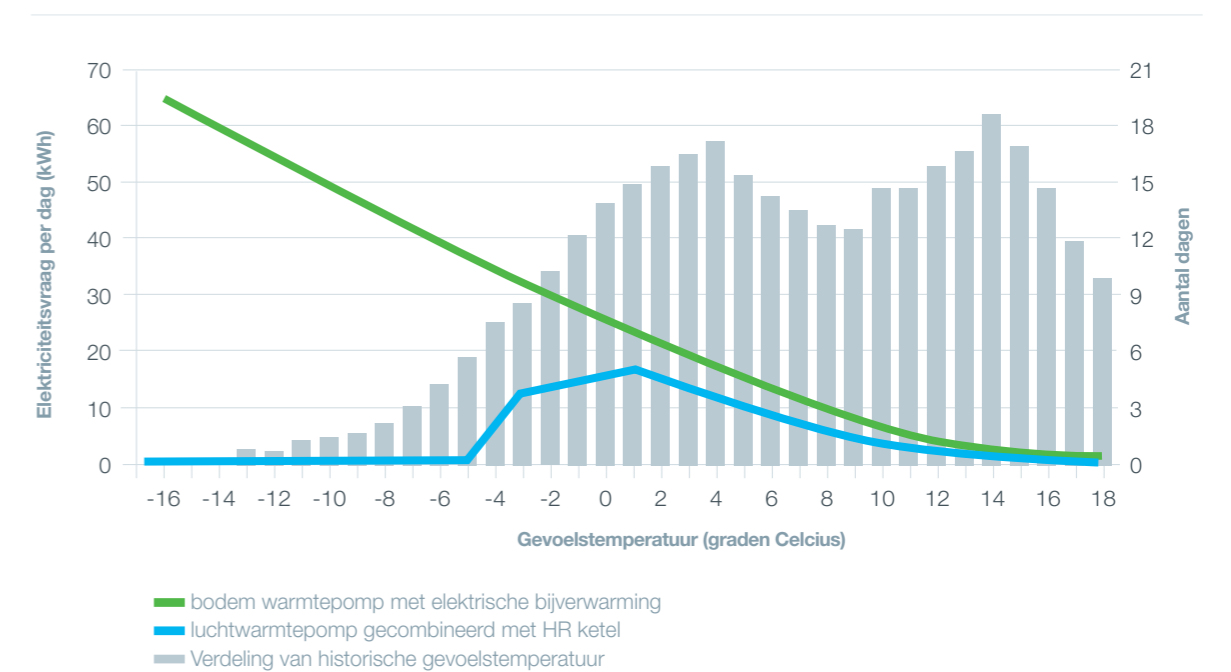
van warmtepompen bij specifieke temperaturen (bron: GTS en DNV GL) te combineren met klimaatgegevens. In Figuur 5.6. wordt het belastingprofiel weergegeven van een warmtepomp bij een gemiddelde gevoelstemperatuur van nul graden Celsius.

#### Vraag 5.2.

Denkt u dat het gepresenteerde belastingprofiel voor warmtepompen een goede benadering van de praktijk is? Zo nee, welke effecten worden naar uw idee niet juist meegenomen en wat is in dat geval een betere karakterisering?

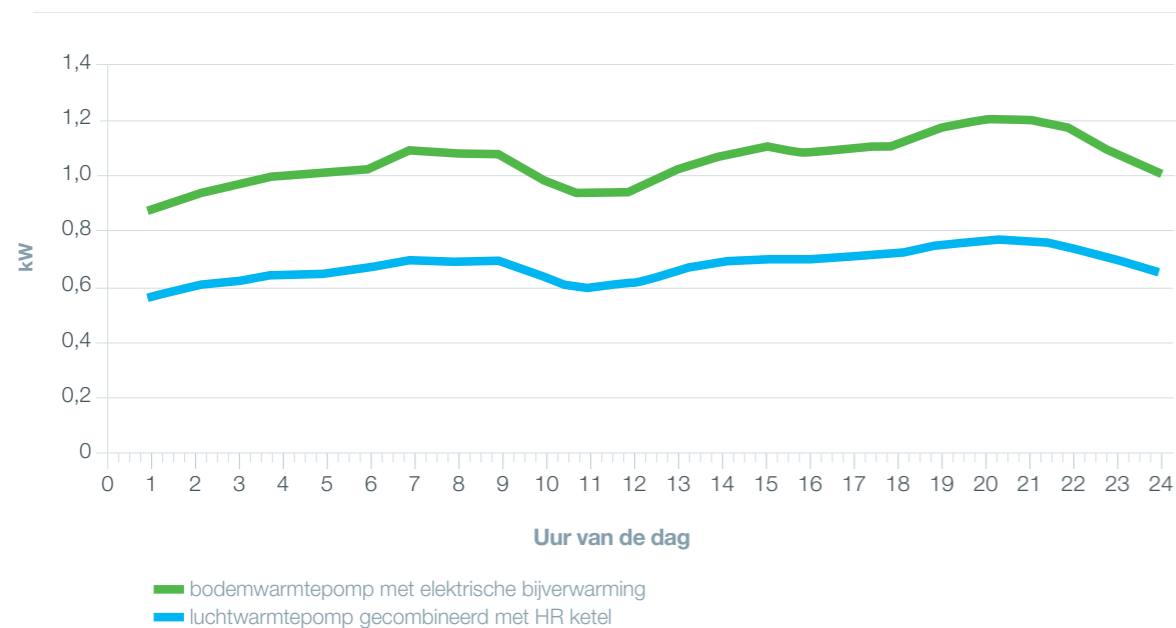


**Figuur 5.5.** Relatie tussen de gevoelstemperatuur en het elektriciteitsverbruik gedurende een dag van een warmtepomp (bron: GTS en DNV GL)





**Figuur 5. 6.** Gemiddeld belastingprofiel van beschouwde warmtepompen bij nul graden Celsius



### 5.4.3 Totaal Belastingprofiel binnen Referentiescenario

In Figuur 5.7. en Figuur 5.8. worden respectievelijk voor het jaar 2012 de gemeten/berekende belastingpatronen en voor 2030 de berekende belastingprofielen voor het Referentiescenario voor de derde week van januari en de derde week van juli weergegeven.

Door de nog beperkte aantallen elektrische auto's en warmtepompen in 2012 zijn voor dit steekjaar de profielen van deze toepassingen nog nauwelijks zichtbaar. In 2030 zijn de aantallen toegenomen en is het profiel duidelijk te zien. Ook is door vergelijking van de grafieken voor steekjaar 2030 goed te zien dat de belasting ten gevolge van warmtepompen in de winter hoger is dan in de zomer. Voor zowel elektrisch vervoer als warmtepompen geldt dat een deel van de belasting samenvalt met de piekmomenten van de overige belasting.

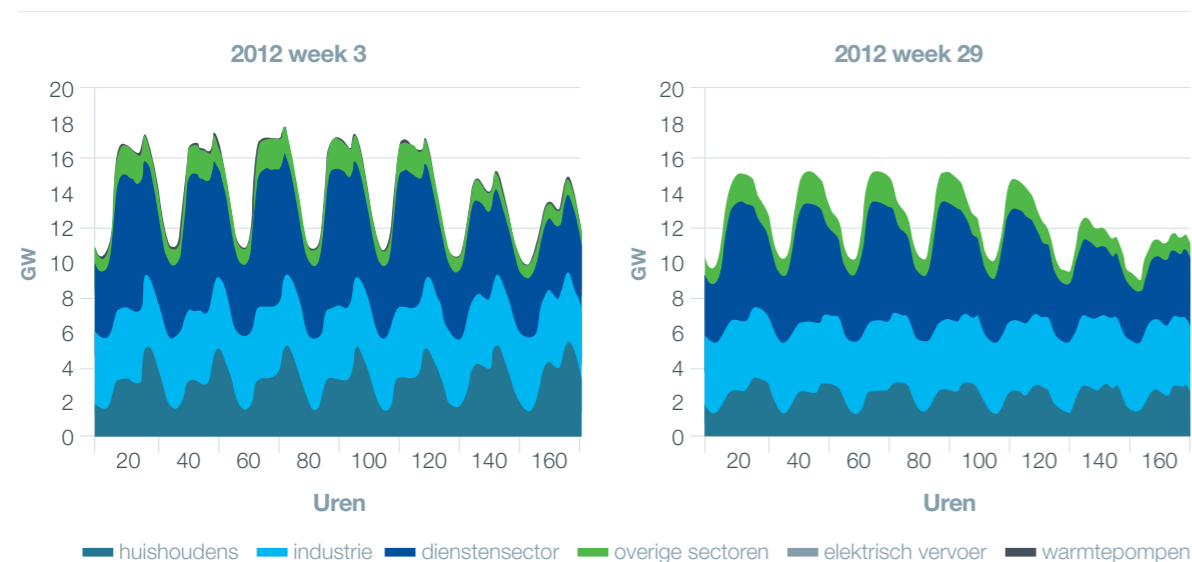
### Vraag 5.3.

Zijn er, naast de informatie die u hiervoor hebt gegeven, ten aanzien van het belastingprofiel nog andere uitgangspunten waarvan u denkt dat deze voor de analyses in het KCD aangepast of aangevuld moeten worden? Zo ja, welke zijn dit en wat is naar uw idee een goede manier om deze uitgangspunten door te voeren?

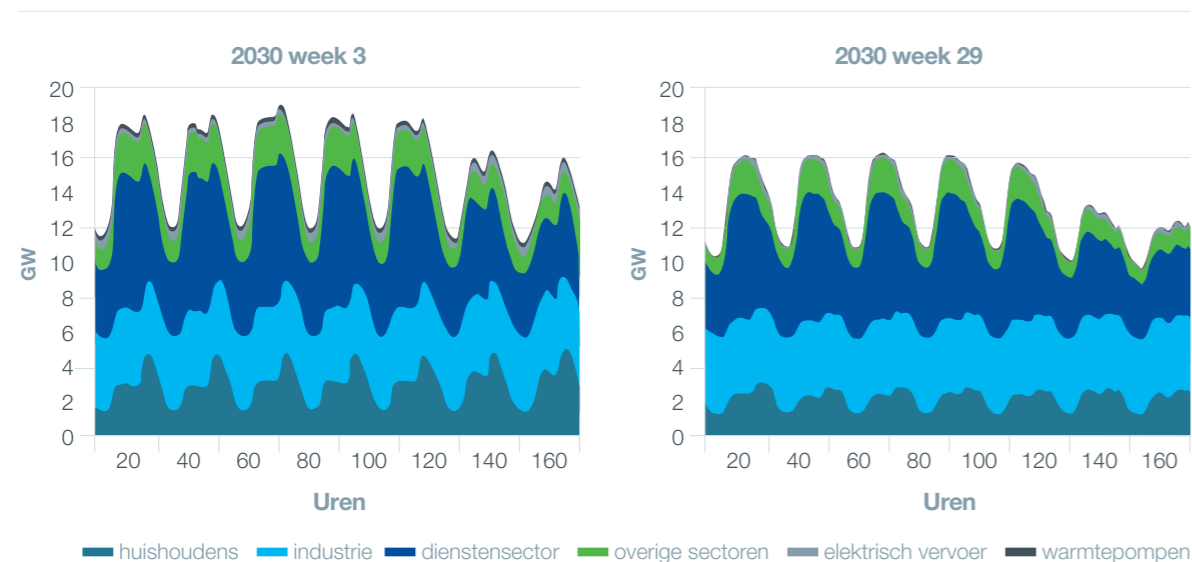




Figuur 5.7. Belastingprofiel voor week 3 en week 29 van 2012



Figuur 5.8. Belastingprofiel voor week 3 en week 29 van 2030 in Referentiescenario



### 5.5 Modellering Productiemiddelen

Ten behoeve van de marktsimulaties worden de thermische eenheden niet individueel maar groeps-gevoegd gemodelleerd. Dit wordt enerzijds gedaan om de complexiteit van het model beheersbaar te houden en anderzijds omdat er onvoldoende detailinformatie over productie-eenheden beschikbaar is om centrales individueel te kunnen modelleren. Categorisering vindt voornamelijk plaats op basis van brandstof, technologie en efficiëntie. Tabel 5.2. geeft een overzicht van de toegepaste categorieën.

Een deel van het thermisch vermogen in Nederland wordt gemodelleerd met profielen. Het betreffen

eenheden die bijvoorbeeld gekoppeld zijn aan productieprocessen (WKK). Dit vermogen is opgenomen in de categorie Overige.

De elektriciteitsvraag en invoeding van stromingsbronnen, zoals wind en zon, worden gemodelleerd met profielen. Deze profielen zijn input voor het model. De profielen voor wind en zon zijn afkomstig van ENTSO-E's TYNDP en bevatten per land een profiel voor onshore wind, offshore wind en zon-PV. De profielen zijn afgeleid van historische meteorologische data, waardoor correlaties van profielen tussen landen verzekerd zijn. De profielen voor de vraag zijn gebaseerd op eigen assessments, zie hiervoor paragraaf 5.4.

Tabel 5.2. Categorieën van type centrales

Primaire brandstof	Categorie	Efficiëntie
Uranium	Nucleair	33 %
Kolen	Categorie 1	35 %
Kolen	Categorie 2	40 %
Kolen	Categorie 3 (nieuw)	46 %
Kolen	Categorie 4 (CCS)	38 %
Bruinkolen	Categorie 1	35 %
Bruinkolen	Categorie 2	40 %
Bruinkolen	Categorie 3 (nieuw)	46 %
Gas	Categorie 1 (conventioneel)	36 %
Gas	Categorie 2 (conventioneel)	41 %
Gas	Categorie 3 (CCGT)	40 %
Gas	Categorie 4 (CCGT)	48 %
Gas	Categorie 5 (CCGT nieuw)	58 %
Gas	Categorie 6 (OCGT)	35 %
Gas	Categorie 7 (OCGT nieuw)	42 %
Wind	Onshore	Profiel
Wind	Offshore	Profiel
Zon	PV	Profiel
Waterkracht	Run of river	Profiel
Waterkracht	Reservoir	100 %
Waterkracht	Pomp accumulatie	75 % (cycle efficiency)
Overige		Profiel

Ook “run of river” waterkrachtcentrales zonder opslag worden gemodelleerd met vaste profielen. Waterkrachtcentrales met opslag (reservoirs) worden gemodelleerd met het opgesteld vermogen van de turbine en eventueel pompinstallatie, het begin- en eindniveau van het reservoir, de natuurlijke instroom en operationele condities. Bij de modellering van

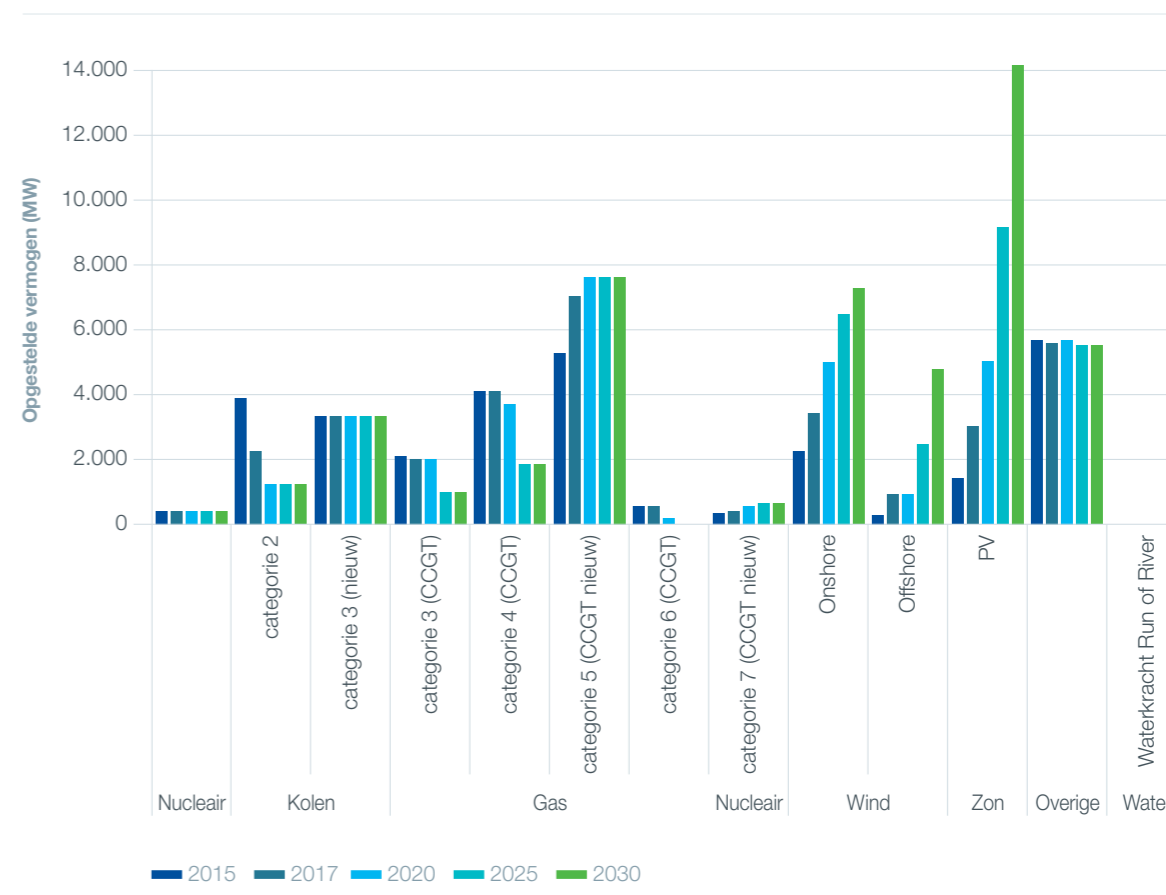
waterkrachtcentrales wordt uitgegaan van een jaar zonder extreme droogte of overvloed.

Het Nederlandse grootschalige thermisch productie-vermogen (groter dan 100MW) is ingedeeld in de categorieën volgens Tabel 5.3.

**Tabel 5.3.** Categorisering Nederlandse grootschalige thermische centrales (groter dan 100MW)

Producent	Centrale	Categorie
EPZ	KCB	Nucleair
NUON	HW08	Kolen - Categorie 2
Essent	A-81 & A-91	Kolen - Categorie 2
E.ON BENELUX	NL-MV1 & NL-MV2	Kolen - Categorie 2
GDF SUEZ	G-13	Kolen - Categorie 2
EPZ	CCB-BS12	Kolen - Categorie 2
E.ON BENELUX	NL-MMP3	Kolen - Categorie 3 (nieuw)
GDF SUEZ	Centrale Rotterdam-1	Kolen - Categorie 3 (nieuw)
Essent	EEM-A & EEM-B	Kolen - Categorie 3 (nieuw)
NUON	VN24, VN25 & IJM01	Gas - Categorie 3 (CCGT)
Elsta	ELSTA	Gas - Categorie 3 (CCGT)
Pergen	Pergen 1 & Pergen 2	Gas - Categorie 3 (CCGT)
NUON	DM33, LW06 & MK12	Gas - Categorie 4 (CCGT)
INTERGEN	Rijnmond Energie CV	Gas - Categorie 4 (CCGT)
GDF SUEZ	EC-3, EC-4, EC-5, EC-6	Gas - Categorie 4 (CCGT)
Essent	MD-1 & SW-1	Gas - Categorie 4 (CCGT)
E.ON BENELUX	NL-R3	Gas - Categorie 4 (CCGT)
DELESTO	DES1	Gas - Categorie 4 (CCGT)
NUON	HW09, DM34, EH10, EH20 & EH30	Gas - Categorie 5 (CCGT nieuw)
ENECOGEN	Enecogen 10 & Enecogen 20	Gas - Categorie 5 (CCGT nieuw)
Essent	CC-C, MD-2	Gas - Categorie 5 (CCGT nieuw)
GDF SUEZ	FL-4 & FL-5	Gas - Categorie 5 (CCGT nieuw)
Sloecentrale	Unit 10 & Unit 20	Gas - Categorie 5 (CCGT nieuw)
INTERGEN	MaasStroom Energie CV	Gas - Categorie 5 (CCGT nieuw)
NAM	Schoonebeek WKC	Gas - Categorie 5 (CCGT nieuw)
DELTA Energie	Sloe30	Gas - Categorie 5 (CCGT nieuw)
GDF SUEZ	FL32 & EC22	Gas - Categorie 6 (CCGT)

**Figuur 5.9.** Aannames opgesteld operationeel vermogen Nederland KCD Referentiescenario (MW)



De beschreven categorisering van productiemiddelen leidt tot de opdeling van het opgesteld vermogen voor het Referentiescenario zoals weergegeven in Figuur 5.9. In dit figuur is alleen het operationeel vermogen meegenomen.

paragraaf beschrijft de aannames ten aanzien van de brandstof- en CO<sub>2</sub>-prijzen en de resulterende merit order.



#### Vraag 5.4.

Is de indeling van thermische centrales van Tabel 5.3. correct? Zo nee, kunt u aangeven in welke categorie de centrale dan wel thuishoort?

#### 5.6 Prijsontwikkelingen en merit order

Brandstof- en CO<sub>2</sub>-emissieprijzen zijn een belangrijke factor bij de bepaling van de concurrentiepositie van productie-eenheden. De concurrentiepositie komt tot uiting in de merit order, waarbij centrales worden gesorteerd op basis van de productiekosten. Deze

#### 5.6.1 Brandstofprijzen

De aannames van de brandstofprijzen voor het KCD zijn afgeleid van IEA's World Energy Outlook 2014 (WEO) [4.] en aangevuld met informatie uit eigen studies. In de WEO worden drie scenario's geschetst voor de toekomst. In lijn met de NEV wordt voor het Referentiescenario het vaststaand beleid (Current Policies) scenario als uitgangspunt genomen. Tabel 5.4. geeft de aannames voor de brandstofprijzen.



Tabel 5.4. Brandstofprijzen volgens de scenario's uit IEA WEO 2014

Reële prijzen (2013)		Current Policies Scenario					450 Scenario
	Eenheid	2020	2025	2030	2035	2040	2040
Uranium	€/GJ	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Bruinkolen	€/GJ	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Kolen	€/GJ	3,11	3,26	3,40	3,50	3,60	2,24
Gas	€/GJ	9,79	10,19	10,58	10,82	11,06	7,27

Aangenomen wordt dat brandstofprijzen niet fluctueren gedurende het jaar. Daarnaast is aangenomen dat er geen brandstofprijzverschillen tussen landen en centrales bestaan. Deze aanname houdt bijvoorbeeld in dat gascentrales in Nederland dezelfde prijs voor gas kennen als gascentrales in Duitsland. Niet alleen de brandstofcontracten spelen een rol, maar ook de geografische locatie van een centrale. Zo vormt de overslag van kolen een extra component in de brandstofkosten voor centrales die niet direct aan zeehavens liggen. In de marktanalyses wordt hier (vooral) geen rekening mee gehouden. Voor de differentiatie naar locatie ontbreekt het aan samenhangende bronnen.



#### Vraag 5.5.

Zijn er bronnen die inzicht geven in de differentiatie van brandstofprijzen in Europa vanwege geografische locatie?

#### 5.6.2 CO<sub>2</sub>-emissieprijzen

De CO<sub>2</sub>-emissieprijzen van de verschillende WEO scenario's zijn weergegeven in Figuur 5.10. Het Current Policies scenario dient ook voor de CO<sub>2</sub>-prijzen als uitgangspunt voor het Referentiescenario.

De aanname is dat deze uniforme CO<sub>2</sub> prijzen gelden voor alle elektriciteitscentrales in Europa. Dit betekent onder meer dat geen centrales/bedrijven "gratis" CO<sub>2</sub>-rechten krijgen. Een uitzondering op het toepassen van een CO<sub>2</sub>-penalty vormen de centrales die worden ingezet met een vast profiel (zie paragraaf 5.5). Ook wordt aangenomen dat de CO<sub>2</sub>-prijs constant is gedurende het jaar.

#### 5.6.3 Biomassa

Het bijstoken van biomassa in centrales heeft een impact op de marginale kosten en zodoende op de concurrentiepositie van de centrales. Aangenomen wordt dat het deel van de geproduceerde elektriciteit dat afkomstig is uit biomassa bijstook, geclassificeerd wordt als hernieuwbare energie. Dit betekent dat de CO<sub>2</sub>-kosten gereduceerd worden met het bijstookpercentage. Voor het KCD wordt aangenomen dat de kosten van de biomassa gelijk zijn aan de kosten van de primaire brandstof.

Meestoken van biomassa in kolencentrales is traditioneel een belangrijke bron van hernieuwbare energie in de Nederlandse energiemix. Met het aflopen van de MEP regelingen wordt deze vorm van hernieuwbare energie niet meer gestimuleerd. In het Energieakkoord is afgesproken om biomassa bijstook vanaf 2015 te stimuleren voor maximaal 25 PJ (6,9 TWh) per jaar, onder de voorwaarde dat duurzaamheidscriteria van toepassing zijn op de gebruikte biomassa.

Momenteel vindt er nog discussie plaats omtrent de invoering van duurzaamheidscriteria voor gebruikte biomassa. Voor het Referentiescenario wordt aangenomen dat in de loop van 2015 deze bijstook van biomassa in kolencentrales in aanmerking komt voor subsidie (in de SDE+ regeling) [13.] [15.]. Daarom wordt uitgegaan van een biomassabijstookpercentage van 20% op kolengestookte centrales voor alle steekjaren.



#### Vraag 5.6.

Geeft de SDE+regeling voldoende aanleiding voor de producenten met een kolencentrale om biomassa bij of mee te stoken?

#### 5.6.4 Indicatieve merit order

De combinatie van efficiency, brandstofprijs, CO<sub>2</sub>-prijs en overige variabele kosten bepaalt de marginale kosten van een centrale. Door centrales te rangschikken op marginale kosten ontstaat een zogenoemde merit order. Uitgaande van een optimale marktwerking is deze merit order een indicatie van de inzet van centrales. Van hernieuwbare bronnen zijn de marginale kosten nihil, zodat ze ingezet worden zodra bijvoorbeeld wind of zon beschikbaar is. Deze hernieuwbare bronnen worden hier buiten beschouwing gelaten.

Uitgaande van eerdergenoemde aannames is de merit order van het Referentiescenario voor het steekjaar 2020 weergegeven in Figuur 5.11. Dit betreft een zogenoemde kolen-voor-gas merit order. Hoewel brandstof en CO<sub>2</sub> prijzen variëren tussen de steekjaren, geldt de volgorde van deze merit order ook voor de overige steekjaren.

De aannames over brandstof- en CO<sub>2</sub>-prijzen zijn omgeven door onzekerheid. Om deze te ondervangen worden gevoeligheidsanalyses met deze prijzen uitgevoerd. Hiervoor zijn de 2040 cijfers van het WEO 450 scenario als uitgangspunt gekozen, omdat deze leiden tot een andere rangschikking van centrales in de merit order (zie Figuur 5.12.). Deze gevoeligheid wordt uitgevoerd op de steekjaren vanaf 2020.

#### Vraag 5.7.

Vindt u de gewijzigde merit order ten opzichte van het Referentiescenario een realistische extreme situatie die zich de komende tien jaar kan voordoen?

#### Vraag 5.8.

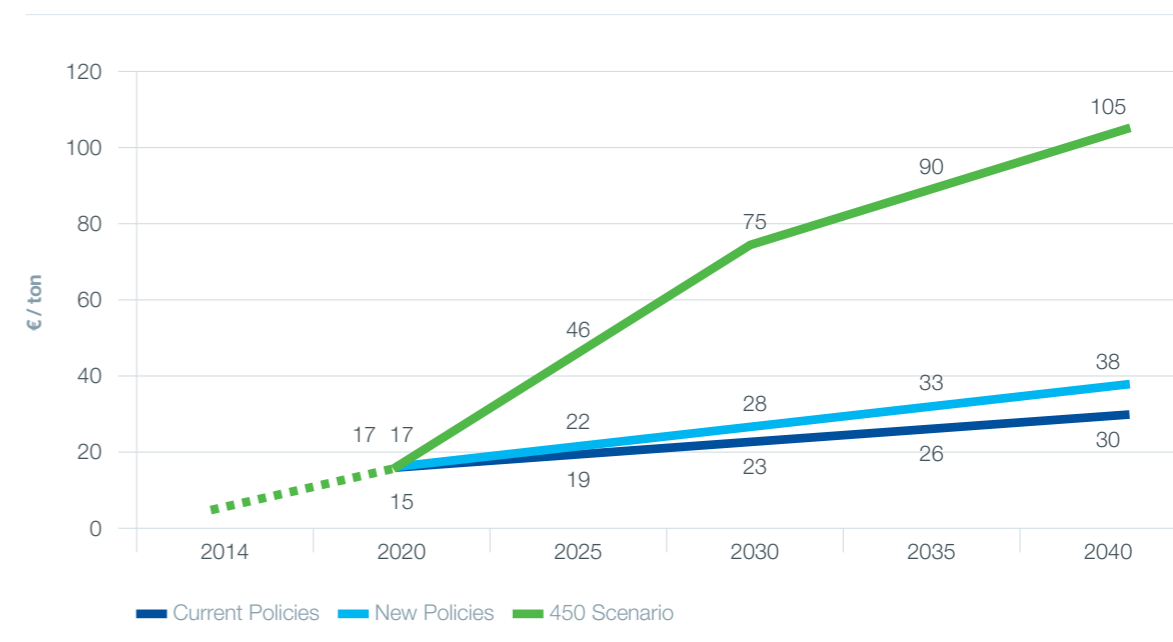
Zijn er andere ontwikkelingen te benoemen die aanleiding kunnen geven tot wijzigingen in de merit order zoals voor het Referentiescenario gehanteerd?

#### Vraag 5.9.

Ontbreken er nog belangrijke parameters in de marktsimulaties die TenneT hanteert voor het KCD?

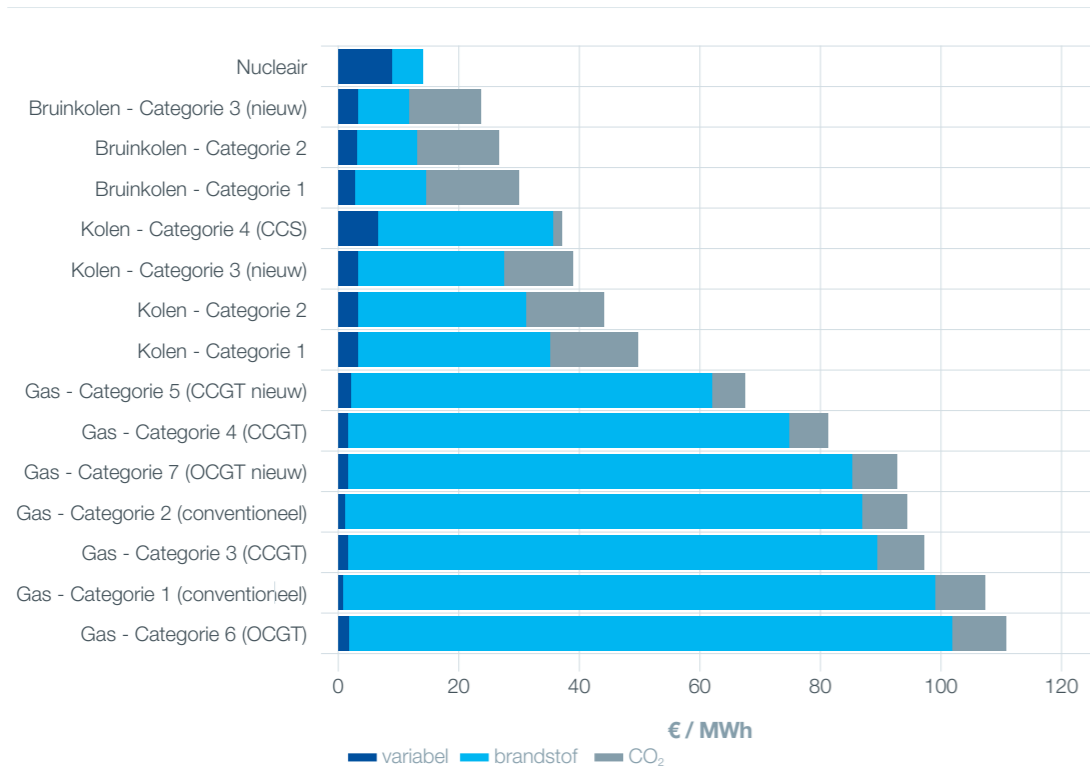
#### Vraag 5.10.

Welke aannames of bronnen zijn in uw ogen voor de middellange termijn onvoldoende aan bod gekomen?

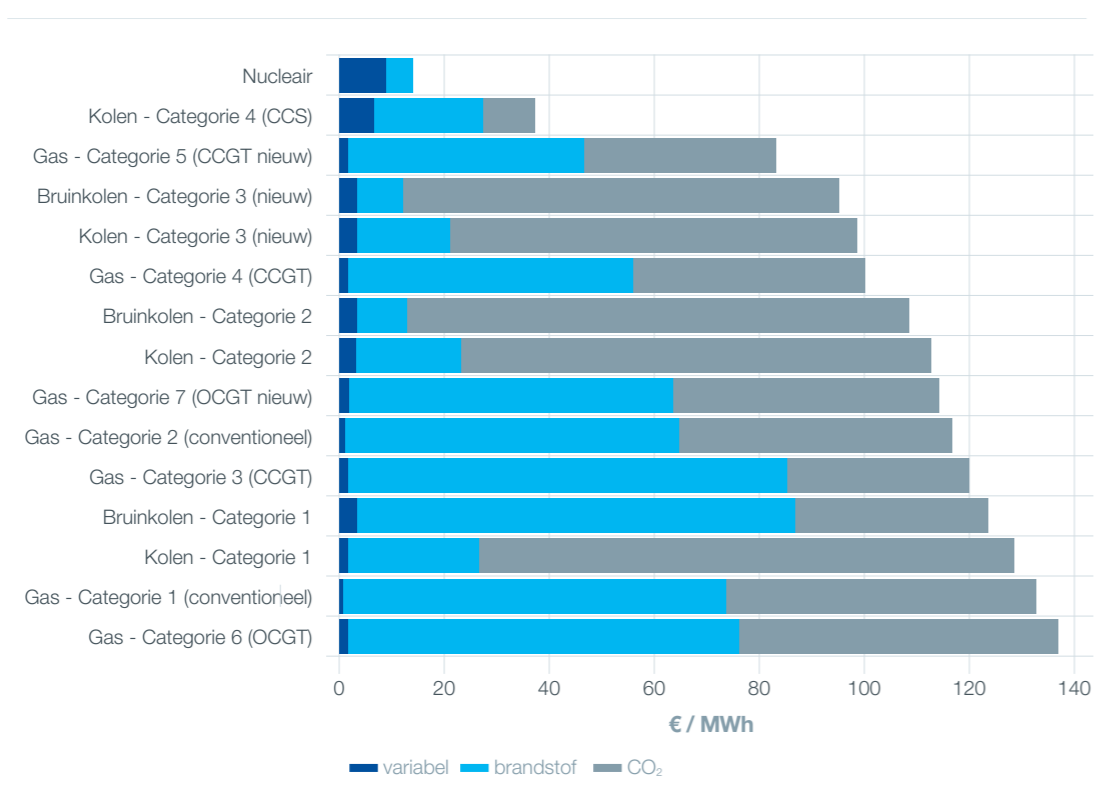
Figuur 5.10. CO<sub>2</sub>-prijzen volgens de scenario's uit IEA WEO 2014

# 06. Referenties

**Figuur 5.11.** Merit order thermische centrales Referentiescenario (steekjaar 2020)



**Figuur 5.12.** Merit order gevoeligheidsanalyse



- [1.] SER Energieakkoord, 2013
- [2.] Nationale Energieverkenning (NEV), ECN, 2014
- [3.] ECN, [monitweb.energie.nl/](http://monitweb.energie.nl/), 2014
- [4.] IEA, World Energy Outlook 2014
- [5.] TenneT, "Monitoring Leveringszekerheid", 2014
- [6.] Netbeheer Nederland, Energie in Nederland, 2014
- [7.] Movares, "Laadstrategie Elektrisch Wegvervoer", januari 2013
- [8.] RVO.nl, 2014
- [9.] Drivenbyhelmond.nl
- [10.] Netten voor distributie van elektriciteit, Ir. Peter van Oirsouw, 2011
- [11.] Rijksoverheid, "Rijksstructuurvisie Wind op Zee", 2014
- [12.] Rijksoverheid, "Structuurvisie Windenergie op Land", 2014
- [13.] Rijksoverheid, "Stimulering Duurzame Energieproductie plus" (SDE+), 2014
- [14.] Rijksoverheid, Kamerbrief Windenergie op Zee, 26 september 2014
- [15.] Rijksoverheid, Kamerbrief SDE+, 11 november 2014
- [16.] CBS, Statline, 2014
- [17.] CertiQ, database productiemiddelen, november 2014
- [18.] ENTSO-E, "Scenario Outlook & Adequacy Forecasts 2014-2030", 2014
- [19.] CE Delft/DNV LG, "Toekomst warmtekrachtkoppeling en warmtevoorziening industrie en glastuinbouw", 2014
- [20.] LEI, "Energiemonitor van de Nederlandse glastuinbouw 2013", 2014
- [21.] Netbeheer Nederland versie 26 augustus 2010, Roadmap Smart Grids, op weg naar een duurzame en efficiënte energievoorziening





