



Planbureau voor de Leefomgeving

ACHTERGRONDDOCUMENT EFFECTEN ONTWERP KLIMAATAKKOORD: ELEKTRICITEIT

Achtergronden bij de analyse voor de elektriciteitssector

Marit van Hout

Paul Koutstaal

Özge Özdemir

25 april 2019

PBL

Colofon

Achtergrondrapport effecten ontwerp klimaatakkoord: Elektriciteit

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2019

PBL-publicatienummer: 3685

Contact

paul.koutstaal@pbl.nl

Auteurs

Marit van Hout, Paul Koutstaal en Özge Özdemir

Redactie figuren

Durk Nijdam

Eindredactie en productie

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Van Hout M., Koutstaal P.R., Ozdemir O. (2019) Achtergrondrapport effecten ontwerp klimaatakkoord: Elektriciteit, Den Haag: PBL.

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische beleidsanalyses op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en evaluaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is voor alles beleidsgericht. Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk gefundeerd.

Inhoud

1	Introductie	4
2	Methodologie en scenario aannames	6
2.1	Het Europese elektriciteitsmarktmodel COMPETES	6
2.2	Aannames	7
2.2.1	Thermisch en hernieuwbaar opgesteld vermogen in Nederland	7
2.2.2	Vraag naar elektriciteit	9
2.2.3	Brandstofprijzen- en CO ₂ prijzen	10
3	Resultaten	11
3.1	Elektriciteitsproductie en handel in elektriciteit	11
3.2	Gemiddelde elektriciteitsprijzen en prijsvolatiliteit	12
3.3	CO ₂ emissies van de Nederlandse elektriciteitsproductie	13
3.4	Leveringszekerheid van elektriciteit in Europa	14
3.5	Kosten maatregelen elektriciteitssector OKA	17
4	Bijlages	21
4.1	Bijlage A - COMPETES	21
4.2	Bijlage B – Tabellen	24
5	Referenties	27

1 Introductie

In PBL (2019) heeft het PBL het Ontwerp Klimaatakkoord (OKA) van de verschillende sector-tafels geanalyseerd. Dit achtergronddocument gaat nader in op de analyse van de maatregelen voor de elektriciteitssector uit het OKA zoals beschreven in PBL (2019).

In deze analyse gebruiken we het Europese elektriciteitsmarktmodel COMPETES om de effecten van de maatregelen uit het OKA te bepalen. De Nederlandse elektriciteitsmarkt is onderdeel van de grotere (Noordwest-)Europese markt. Ontwikkelingen binnen Nederland markt kunnen daarom niet los worden gezien van de ontwikkelingen in de rest van Europa en Nederlands beleid heeft op zijn beurt consequenties voor de elektriciteitsvoorziening in andere landen. Het zichtjaar voor de analyse is 2030.

De belangrijkste beleidsinstrumenten in het OKA (en het Regeerakkoord) voor de elektriciteitssector zijn:

- Verbod op kolenstook
- CO₂-minimumprijs in de elektriciteitsopwekking, olopend tot 31,9 €/ton in 2030.
- Stimulering van hernieuwbaar opgewekte elektriciteit met de SDE+ t/m 2025
- Omvorming salderingsregeling

De verwachting is dat met het voorgestelde beleid de ambitie uit het OKA om 49 TWh uit wind op zee en 35 TWh uit wind op land en zon-pv groter dan 15 kW in 2030 wordt gerealiseerd. De hoeveelheid kleinschalige zon-pv als gevolg van de omvorming van de salderingsregeling (inclusief het effect van de EPC norm in de gebouwde omgeving) komt uit op ca. 10 TWh in 2030.¹ De maatregelen in de andere sectoren hebben gevolgen voor de vraag naar elektriciteit, in deze analyse zijn we uitgegaan van een zekere extra vraag van 5 TWh².

Ontwikkelingen in de elektriciteitssector zijn niet alleen afhankelijk van beleidsmaatregelen. De ontwikkeling van brandstof- en CO₂-prijzen en van beleid in andere Europese landen heeft minstens zo'n groot effect. Deze ontwikkeling is inherent onzeker, daarom is in de analyse uitgegaan van twee verschillende aannames voor de brandstof- en CO₂-prijzen, de prijzen uit de NEV2017, hier de **basisvariant** genoemd en een **actuele prijzenvariant** waarin recente inzichten in de brandstof- en EU ETS CO₂ prijzen voor 2030 zijn meegenomen³.

De twee varianten schetsen slechts twee mogelijke richtingen voor de ontwikkeling van de Europese elektriciteitsmarkt. Er zijn dan ook nog vele andere scenario's denkbaar, die buiten deze varianten vallen. De gevonden resultaten kunnen daarom niet beschouwd worden als een bandbreedte, omdat andere aannames tot beduidend andere resultaten kunnen leiden.

In dit document wordt er verder ingegaan op de modelberekeningen die ten grondslag liggen aan de analyse die is gedaan door PBL. In hoofdstuk 2 in gaan we in op het Europese elektriciteitsmarktmodel COMPETES, dat voor de analyses is gebruikt en op de aannames over opgesteld vermogen in andere landen. Vervolgens gaan we in hoofdstuk 3 dieper in op de resultaten van de analyses. Alle monetaire waardes in dit rapport worden uitgedrukt in euro's van 2018.

¹ Zie PBL (2019) voor een toelichting op de effecten van de instrumenten.

² De 5 TWh is de elektriciteitsvraag van de andere sectoren die relatief zeker is, gegeven de vormgeving van de instrumenten en het verwachte gedrag van de actoren. Daarnaast is er nog een onzekere potentiële vraag van 9,5 TWh extra. In het hoofdrapport is een ruwe schatting gemaakt van het effect van de hogere vraag op de emissies, zie PBL 2019. In dit achtergrondrapport gaan we hier verder niet op in.

³ De tijd ontbrak om een scenario mee te nemen met andere aannames over het beleid in andere Europese landen.

2 Methodologie en scenario aannames

2.1 Het Europese elektriciteitsmarktmodel COMPETES

De Nederlandse elektriciteitsmarkt is sterk verbonden met de elektriciteitsmarkten van de buurlanden en indirect met de overige Europese landen, een verwevenheid die verder toe zal gaan nemen door de uitbreiding van de verbindingen tussen nationale netwerken. Ontwikkelingen in de elektriciteitssector van andere EU landen, zoals het uitfaseren van kerncentrales in Duitsland, hebben daarom in toenemende mate een effect op de balans in de Nederlandse elektriciteitssector, en vice versa. Om het OKA en het effect van de beleidsmaatregelen op o.a. de elektriciteitsprijzen, de inzet van productie capaciteit, de CO₂ emissies en de handel in elektriciteit te analyseren is het daarom noodzakelijk om bij de analyses expliciet rekening te houden met de ontwikkelingen en interacties in de gehele Europese elektriciteitsmarkt. Daarvoor maken we gebruik van het Europese elektriciteitsmarkt model COMPETES.

COMPETES⁴ is een optimalisatie model waarin alle uren van het jaar worden gemodelleerd zodat o.a. variabiliteit in het hernieuwbare aanbod (wind en zon) en variabiliteit in de vraag naar elektriciteit meegenomen kunnen worden. Het is een Europees elektriciteitsmarktmodel waarin 26 EU landen en zeven niet-EU landen worden meegenomen (Noorwegen, Zwitserland en de niet-EU Balkan landen)⁵. Voor Nederland worden de thermische en nucleaire elektriciteitscentrales apart gemodelleerd, terwijl voor het buitenland de thermische en nucleaire eenheden zijn geaggregeerd per technologie en per leeftijdscategorie. COMPETES wordt naast verschillende nationale analyses, zoals Flexnet (Sijm et al., 2017) en meer Europees gerichte analyses (bijv. Van Hout et al., 2017) ingezet voor de Nationale Energieverkenningen (NEV). Met het model worden onder andere ontwikkelingen van de elektriciteitsprijzen, elektriciteitshandel, inzet van verschillende productie-eenheden en CO₂ emissies geanalyseerd.

Het COMPETES model bestaat uit verschillende modules, zie bijlage A. Voor de berekeningen van de gevolgen voor de elektriciteitssector van het Ontwerp Klimaatakkoord (OKA) zijn twee modules ingezet:

- 1) COMPETES dynamisch model (investeringsmodule): in deze module wordt op basis van een achtergrondscenario voor o.a. vraag naar elektriciteit en het opgesteld vermogen berekend wat de optimale opwekkingscapaciteit voor de Europese elektriciteitsmarkt is indien vraag en aanbod in evenwicht zijn. Deze module berekent voor bepaalde zichtjaren of er nieuwe thermische capaciteit nodig is en/of thermische eenheden zoals aangenomen in het achtergrondscenario voldoende uren draaien om de kosten te kunnen dekken. Zo niet, dan worden eenheden stilgelegd. Voor de berekeningen in deze analyse wordt de investeringsmodule gedraaid voor 2020, 2025 en 2030, waarbij alle uren van het jaar worden meegenomen in de optimalisatie (op basis van kostenminimalisatie). In 2020 en 2025 berekent het model alleen de desinvesteringen in het opgesteld vermogen, waarbij een eenheid in zijn geheel wordt ontmanteld

⁴ COMPETES is ontwikkeld in 2004 in samenwerking met Benjamin F. Hobbs, Professor aan de Whiting School of Engineering, Johns Hopkins University, Baltimore, U.S.A.

⁵ Wanneer in dit rapport wordt gerefereerd naar alle landen zoals gemodelleerd door COMPETES wordt dit aangeduid met EU+.

als deze zowel in 2020 als in 2025 op non-actief wordt gezet. Voor 2030 worden zowel desinvesteringen als investeringen in nieuwe capaciteit berekend. Het hernieuwbaar opgestelde vermogen is een scenario aanname. Investeringen in hernieuwbaar vermogen worden daarom niet meegenomen. *Resultaat: (des)investeringen in thermische capaciteit.*

- 2) COMPETES statisch Relaxed Unit Commitment model (dagvooritmarkt): de resultaten van de investeringsmodule zijn een input voor de berekeningen van de dagvooritmarkt voor 2030. Per uur berekent het model de balans tussen vraag en aanbod en handel in elektriciteit tussen landen d.m.v. kostenminimalisatie⁶. Verschillende karakteristieken van productie-eenheden, zoals op- en afregelsnelheden, worden meegenomen in de optimalisatie, evenals karakteristieken van het netwerk waar netwerkcapaciteiten een beperkende factor kunnen zijn in de handel van elektriciteit. *Resultaat: elektriciteitsprijzen per uur; grensoverschrijdende handel van elektriciteit (import, export en handelsbalans); productie per eenheid/technologie; CO₂ emissies; en vraagrespons (slim laden elektrische voertuigen en inzet hybride Power-to-Heat, P2H).*

Bepalend voor de resultaten van de berekeningen met COMPETES zijn de scenario aannames, zoals het opgesteld vermogen, brandstof- en CO₂ prijzen, transmissiecapaciteit, het aanbodprofiel van intermitterende bronnen (zoals wind), en de vraag naar elektriciteit (en het vraagprofiel). De belangrijkste aannames worden in de volgende paragraaf beschreven.

2.2 Aannames

2.2.1 Thermisch en hernieuwbaar opgesteld vermogen in Nederland

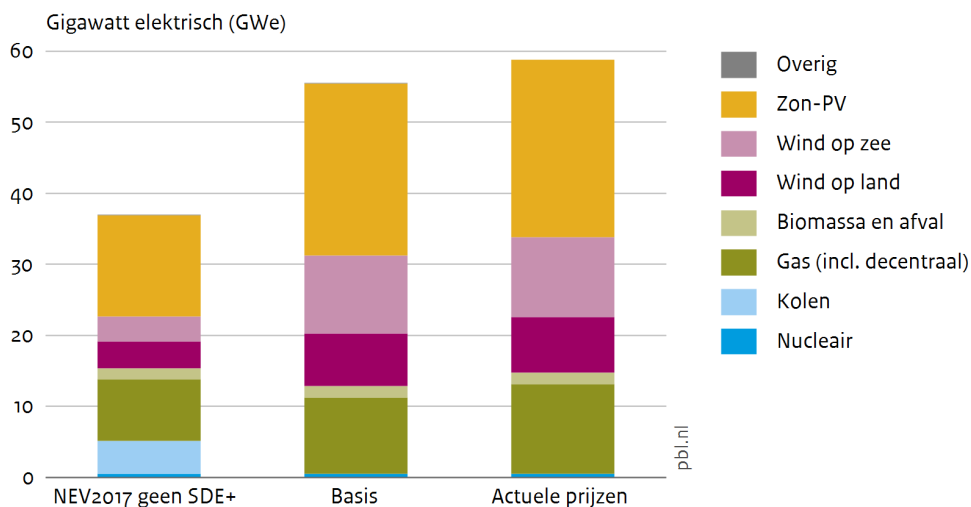
In geen van beide varianten wordt er geïnvesteerd in nieuwe thermische capaciteit. Met andere woorden, er vinden geen nieuwe investeringen in gas- en kolencentrales plaats in aanvulling op de initiële capaciteitsmix die is aangenomen in de berekeningen van de investeringsmodule. Figuur 1 geeft de capaciteiten weer inclusief de resultaten van de investeringsmodule die een input zijn voor de berekeningen van de dagvooritmarkt (zie ook Tabel 8 in bijlage B).

In Figuur 1 is een overzicht gegeven van het opgesteld vermogen zoals aangenomen in de het referentiescenario (de NEV2017 met voorgenomen beleid zonder SDE+, zie Schoots et al., 2017), de basisvariant en de actuele prijzenvariant. In vergelijking tot het referentiescenario zijn de belangrijkste verschillen in het opgesteld vermogen de uitfasering van het kolenvermogen⁷, de hogere hernieuwbare capaciteit en de verschillen in het opgesteld gasvermogen. De verschillen in opgesteld vermogen zijn beperkt, in de actuele prijzenvariant is het opgestelde gasvermogen iets hoger. Daarnaast zijn er kleine verschillen in het opgestelde vermogen voor zon en wind.

⁶ Minimalisatie van variabele productiekosten, opstartkosten, minimale productie kosten en *load shedding* kosten (in uren dat er niet kan worden voldaan aan de elektriciteitsvraag, bijvoorbeeld door netwerkcongestie)

⁷ Een variant waarin de kolencentrales worden omgebouwd naar biomassa centrales is niet meegenomen. We gaan er vanuit dat dit financieel gezien geen aantrekkelijke optie is (zie PBL 2019).

Opgesteld vermogen in Nederland, 2030



Figuur 1 Opgesteld vermogen in Nederland in Gigawatt elektrisch (GWe), 2030

Met betrekking tot de investeringsmodule van COMPETES en het resulterende opgesteld thermisch vermogen is met name het opgesteld gasvermogen in 2030 relatief onzeker omdat meerdere factoren een rol spelen die lastig zijn in te schatten. Zo is de besluitvorming rond het uit de mottenballen halen (deconserveren) van eenheden complex, en wordt de kans dat eenheden uit de mottenballen worden gehaald kleiner naarmate deze langer in de mottenballen staan (TenneT TSO, 2017). Tevens kan de periode die nodig is om eenheden te deconserveren sterk verschillen tussen eenheden, van enkele weken of maanden tot enkele jaren. Dit heeft te maken met de tijd die nodig is om de geconserveerde centrale weer klaar te maken om te kunnen produceren doordat er revisies nodig zijn van de centrale. Dit is o.a. afhankelijk van hoe lang een centrale in de mottenballen heeft gestaan, waardoor er bijvoorbeeld bij een lange duur ook nieuw personeel moet worden aangetrokken. De kosten⁸ van het deconserveren van eenheden kunnen daarom sterk verschillen tussen centrales (TenneT TSO, 2017). Het is dus lastig om in 2030 in te schatten welke eenheden uit de mottenballen zijn gehaald, of dat deze eenheden reeds zijn geamoveerd (ontmanteld)⁹. Daarnaast gaan we uit van 'rationele' elektriciteitsproducenten terwijl 'niet-rationele' aspecten zoals risicomijding ook een rol zullen spelen. Zo zouden gascentrales bijvoorbeeld de kosten kunnen dekken ook wanneer deze centrales in een beperkt aantal uren produceren wanneer de productie van wind en zon laag is, als de elektriciteitsprijs maar voldoende hoog is. Dit maakt de business case voor gascentrales meer weersafhankelijk en brengt dus een groter risico met zich mee die producenten in de werkelijkheid wellicht niet willen nemen.

In de varianten is het totaal operationele opgestelde gasvermogen in 2030 ongeveer 9-11 Gigawatt (GW), min of meer een halvering ten opzichte van het opgesteld gasvermogen in Nederland in 2016 (TenneT TSO, 2017). Ter vergelijking, in de Monitoring Leveringszekerheid (TenneT TSO, 2017) is tevens de verwachting dat het gasvermogen rond 2030 significant is

⁸ De kosten van het deconserveren van centrales wordt momenteel niet meegenomen in COMPETES door beperkt beschikbare informatie

⁹ In de investeringsmodule wordt naast het zichtjaar 2030 ook 2020 en 2025 gerund. Wanneer een eenheid zowel in 2020 als in 2025 wordt stilgelegd is aangenomen dat de eenheid permanent wordt stilgelegd. Met andere woorden: er wordt aangenomen dat een eenheid maximaal vijf jaar kan worden geconserveerd.

afgenomen ten opzichte van het niveau in 2016 tot ongeveer 11 GW operationeel gasvermogen. In de Monitoring Leveringszekerheid wordt echter geen introductie van een Nationale CO₂ bodemprijs verondersteld, en ook geen significante additionele elektrificatie of uitfasering van het kolenvermogen in Nederland. De introductie van een nationale CO₂ bodemprijs benadeelt gascentrales ten opzichte van het buitenland in de basisvariant, terwijl de uitfasering van kolenvermogen in Nederland en additionele elektrificatie de situatie van Nederlandse gascentrales juist verbetert.

In Frontier (2018) worden twee scenario's berekend voor Nederland. De ene heet "National CPF & coal ban". In dit scenario wordt er van een lagere elektriciteitsvraag uitgegaan dan in de varianten in deze studie en het opgesteld gasvermogen komt ruwweg uit op 5 GW. In het Frontier "Regional CPF & coal ban" scenario waar een regionale CO₂ bodemprijs in Noordwest Europa wordt aangenomen, worden de Nederlandse gascentrales minder benadeeld en is de gascapaciteit in 2030 tevens ongeveer 10 GW. Op basis van deze studies lijkt een opgesteld gasvermogen in Nederland in 2030 van 5-11 GW redelijk robuust.

Voor het buitenland wordt er de varianten uitgegaan van hetzelfde achtergrondscenario als in de NEV2017. Ten opzichte van de NEV2017 zijn er relatief kleine verschillen in het opgesteld thermisch vermogen in het buitenland door het effect van de maatregelen van het OKA zoals meegenomen in de berekeningen van de (des)investeringen (zie Tabel 8 in bijlage B).

2.2.2 Vraag naar elektriciteit

Voor de Nederlandse elektriciteitsvraag in 2030 is de vraag in het referentiescenario van 108,5 TWh als uitgangspunt genomen. Door de maatregelen in de andere sectoren neemt de vraag toe, zie Tabel 1 voor de verandering per sector ten opzichte van het basispad zoals die is meegenomen in de analyse van de elektriciteitsmarkt. De 5 TWh is de 'zekere' additionele vraag uit de andere sectoren. Aan de bovenkant van de bandbreedte neemt de vraag uit de andere sectoren toe met 14,5 TWh. In het hoofddocument wordt wel een ruwe schatting gegeven van het effect van een extra vraag gemaakt van 14,5 TWh op de emsies en de nationale kosten, zie (PBL 2019). In de gedetailleerde analyse die hier wordt besproken is het verder niet meegenomen.

Sector	Verandering elektriciteitsvraag (TWh)
Landbouw	1,3
Gebouwde omgeving	-3,9
Industrie	4,4
Transport	3,2
TOTAAL	5,0

Tabel 1 Verandering van de elektriciteitsvraag ten opzichte van het basispad

De toename van de elektriciteitsvraag van vervoer en transport betreft de vraag voor elektrische voertuigen. Aangenomen is dat deze slim laden waarbij het moment van laden afhankelijk is van de prijs, uitgaande van een 'dom' vraagprofiel voor elektrische voertuigen dat is gebaseerd op gegevens van Sijm et al. (2017). Zie van Hout et al. 2018 voor een toelichting op de 'slim laden' methodiek.

Voor de industrie is er geen flexibele vraag verondersteld op basis van power-to-heat naast de inflexibele additionele elektrificatie van 4,4 TWh. Dit in tegenstelling tot de aannames in de analyse van het Voorstel tot Hoofdpijnen van het Klimaat Akkoord (van Hout et al. 2018). De voorgestelde instrumentering voor de industrie gaf geen aanleiding om te veronderstellen dat bedrijven in hybride power-to-heat gaan investeren; zie de analyse van het OKA van PBL (PBL 2019) voor de bespreking van de maatregelen voor de industrie.

2.2.3 Brandstofprijzen- en CO₂ prijzen

Voor het bepalen van de marginale kosten van productie-eenheden zijn de brandstof- en CO₂ prijzen de belangrijkste factoren. In de Nationale Energieverkenning (NEV) worden ieder jaar de prijzen opnieuw ingeschat op basis van de laatste inzichten. Uit de verschillende Nationale Energieverkenningen blijkt dat de brandstof- en CO₂ prijzen jaar op jaar relatief sterk kunnen verschillen door een snel veranderende wereld. Zo is bijvoorbeeld door de recent doorgevoerde hervormingen t.a.v. het reduceren van de beschikbare emissierechten een CO₂ EU ETS prijsniveau bereikt van rond de 20 euro per ton, terwijl in de NEV 2017 verwacht werd dat dit niveau pas rond 2030 bereikt zou worden. Tabel 2 geeft een overzicht van de aannames over de brandstof- en CO₂-prijzen in de NEV2017 / basisvariant en de actuele prijzen variant.

	Nadere omschrijving	Eenheid	NEV2017 / basisvariant	Actuele prijzen
Gas	Groothandelsprijs	Euro per m ³	0.32	0.25
Kolen	Import ketelkolen Nederland	Euro per ton	68.8	74.7
CO₂	ETS-prijs	Euro per ton	16.9	46.3
Minimum CO₂ prijs	Voorstel OKA	Euro per ton	-	31.9

Tabel 2 brandstof- en CO₂-prijzen 2030

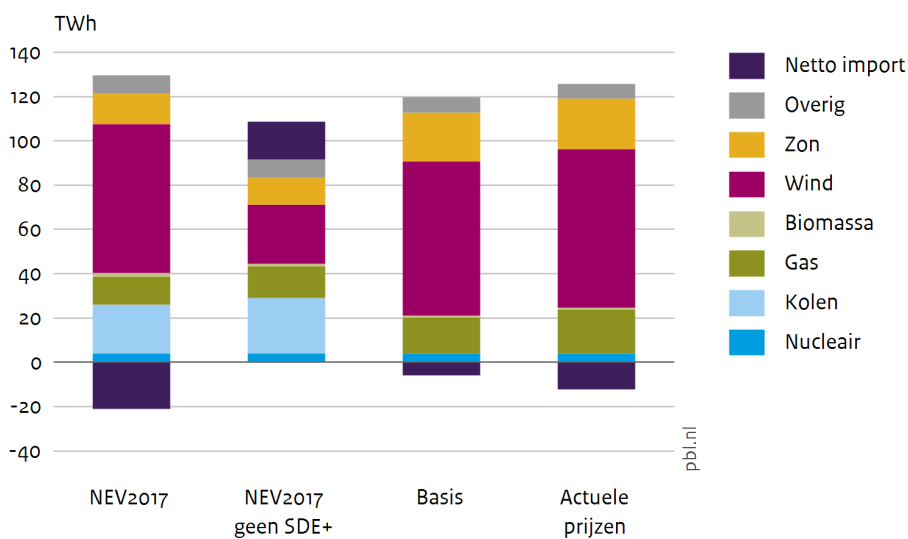
De tabel laat zien dat het concurrentievermogen van gascentrales op basis van de actuele prijsinzichten voor 2030 is verbeterd ten opzichte van kolencentrales doordat de prognose van de gasprijs naar beneden zijn bijgesteld en de EU ETS prijs een stuk hoger ligt. Daarnaast is de brandstofprijs voor kolen iets hoger. De CO₂-minimumprijs heeft alleen een effect in de basisvariant. In de actuele prijzenvariant ligt de minimumprijs in 2030 onder de geraamde ETS-prijs en zal de minimumprijs geen effect hebben op de inzet van centrales.

3 Resultaten

3.1 Elektriciteitsproductie en handel in elektriciteit

Figuur 2 laat het effect zien van de instrumenten uit het OKA op de elektriciteitsproductie en de handel in elektriciteit voor Nederland in 2030 voor de NEV2017 voorgenoemen beleid, NEV2017 zonder SDE+ en voor de twee varianten in deze analyse.

Elektriciteitsproductie in Nederland, 2030



Figuur 2 Elektriciteitsproductie in Nederland in Terawattuur (TWh)

De productie van gascentrales is in de actuele prijsvariant 3,5 TWh hoger vergeleken met de basisvariant, er is ook iets meer productie van wind en zon¹⁰, verder zijn de verschillen beperkt. In de NEV2017 exporteert Nederland 21 TWh, zonder de SDE+ is Nederland daarentegen een grote importeur met 17 TWh en vindt een deel van de emissies voor de productie van elektriciteit voor de Nederlandse vraag plaats over de grens. In de analyse van het OKA exporteert Nederland in 2030 circa 6 TWh in de basisvariant. Het kolenverbod vermindert de opwekking met conventionele opwekkingscapaciteit, maar de toename van de productie uit zon en wind overtreft de afname uit conventioneel vermogen.

In de variant op basis van actuele prijsverwachtingen exporteert Nederland circa 12 TWh. De export is in deze variant hoger, omdat door de hogere ETS-prijs en de lagere gasprijs de gascentrales in Nederland een gunstiger positie op de elektriciteitsmarkt hebben vergeleken met de basisvariant. Daarnaast is productie van hernieuwbare elektriciteit iets hoger, wat ook leidt tot iets meer export. Of Nederland een exporteur wordt of elektriciteit gaat importeren is wel gevoelig voor de hoeveelheid hernieuwbaar opgewekte elektriciteit en de elektriciteitsvraag. Veranderingen in de hernieuwbare productie en de vraag zullen een weerslag hebben op de handel in elektriciteit.

¹⁰ Dit is geen effect van het beleid maar is een gevolg van de gehanteerde methodiek voor het berekenen van de hoeveelheid opgesteld vermogen voor zon en wind.

In beide varianten is er sprake van meer curtailment¹¹ dan in het voorgenomen beleid in de NEV2017 en dan in de analyse van het voorstel op hoofdlijnen van het klimaatakkoord (PBL 2018), zie Tabel 3. Het productieaanbod van windturbines is weliswaar lager dan in de analyse van het VHKA, maar de vraag is eveneens kleiner. Bovendien is in de analyse van het VHKA een potentiële flexibele vraag van ruim 33 TWh hybride power-to-heat verondersteld in de industrie, een vraag die afhankelijk is van de elektriciteitsprijs en daarmee indirect van de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit uit windenergie.

	Basis	Actuele prijzen
Aantal uren (% uren in jaar)	411 (5%)	537 (6%)
Totale wind curtailment, GWh (% totaal wind)	1242 (1,8%)	1613 (2,2%)

Tabel 3 Resultaten wind curtailment/afschakeling wind productie in Nederland

3.2 Gemiddelde elektriciteitsprijzen en prijsvolatiliteit

(Toekomstige) elektriciteitsprijzen zijn een belangrijke parameter in de besprekingen aan de klimaattafels omdat lage elektriciteitsprijzen o.a. van invloed zijn op de onrendabele top berekeningen van hernieuwbare opties, en ook als belangrijke voorwaarde gelden voor het investeren in verschillende elektrificatie/decarbonisatie opties, zoals groene waterstof (zie ook Berenschot, 2017).

In Tabel 4 wordt een overzicht gegeven van de (gewogen) gemiddelde elektriciteitsprijzen in Nederland voor een aantal scenario's. De groothandelsprijs voor elektriciteit in 2030 is in de basisvariant circa 47 euro per MWh, iets hoger dan in de NEV2017 voorgenomen beleid, maar lager dan in de NEV2017 zonder SDE+. De productie van hernieuwbare elektriciteit is relatief hoog vergeleken met de vraag waardoor de prijs in Nederland lager uitvalt. Bij actuele prijsverwachtingen is de prijs circa 54 euro per MWh, beduidend hoger dan in het basispad. De aanzienlijk hogere CO₂-prijs verhoogt de kosten van de elektriciteitsproductie. Dit wordt wel deels gecompenseerd door de toename van elektriciteit uit zon en wind, maar in totaal leidt het tot een stijging van de groothandelsprijs voor elektriciteit.

2030	Gemiddelde elektriciteitsprijzen (€/MWh) (gewogen)
NEV2017 Voorgenomen beleid	45,1
Referentie (NEV2017 geen SDE+)	48,2
Basisvariant	46,7
Actuele prijzenvariant	54,1

Tabel 4 Gemiddelde elektriciteitsprijzen Nederland

De impact op de elektriciteitsprijzen van het verdwijnen van het kolenvermogen en de introductie van de CO₂-bodemprijs in de basisvariant is relatief beperkt ten opzichte van de NEV2017 voorgenomen beleid. Nederland is onderdeel van een grotere Noordwest-Europese markt, het wegvallen van de kolenproductie leidt vooral tot minder export. Tevens kan de lagere Nederlandse elektriciteitsproductie door het uitfaseren van de kolencapaciteit voor een deel worden gesubstitueerd door in bepaalde uren meer elektriciteit uit omliggende landen te

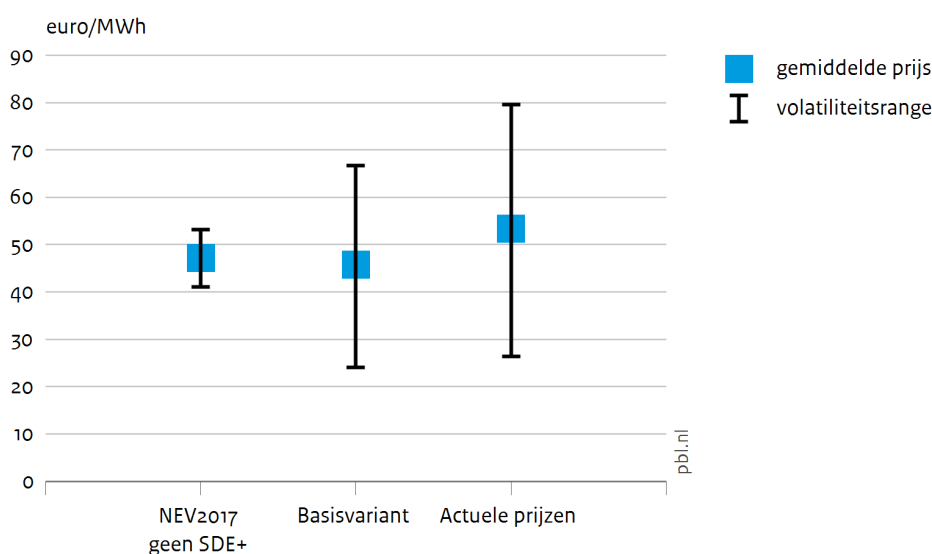
¹¹ Wind curtailment, of afschakeling van elektriciteitsproductie door windturbines, vindt plaats in uren wanneer er door netwerkbependingen niet meer elektriciteit kan worden geëxporteerd en wanneer de Nederlandse vraag naar elektriciteit beperkt is. Doordat wind op zee hogere variabele B&O kosten heeft in vergelijking tot wind op land wordt de productie van windturbines op zee eerder afgeschakeld.

importeren. Ten opzichte van de NEV2017 Voorgenomen beleid is daarom de import hoger in de varianten en de export lager, waardoor er in de varianten geen relatief dure Nederlandse productie-eenheden ingezet hoeven te worden.

Voor bepaalde flexibiliteitsopties, bijvoorbeeld voor batterijen die worden gebruikt voor het opladen en ontladen van elektriciteit, speelt de prijsvolatiliteit een belangrijke rol in het bepalen of er een business case is (Figuur 3). De prijsvolatiliteit is berekend aan de hand van standaarddeviaties ten opzichte van de gemiddelde elektriciteitsprijs voor alle uren van het jaar waar de prijs hoger ligt dan het gemiddelde, en voor alle uren van het jaar waar de prijs lager ligt dan het gemiddelde in lijn met de methode zoals gepresenteerd in EC (2018). Hoe groter de standaarddeviaties ten opzichte van het gemiddelde, des te groter de prijsvolatiliteit en daarmee het verschil tussen de kosten die gemaakt worden voor het opladen van elektriciteit, en de opbrengst wanneer de elektriciteit weer wordt ontladen. Dit bepaalt of er een business case is voor de opslag van elektriciteit.

Vergeleken met de NEV2017 zonder SDE+ neemt de prijsvolatiliteit sterk toe door het lagere opgestelde regelbare vermogen en het hogere aandeel hernieuwbaar, van 12 naar 43 €/MWh in de basisvariant en 53 €/MWh in de actuele prijzenvariant. In de analyse van het VHKA (Hout et al. 2018) lag de prijsvolatiliteit rond de 30 €/MWh. Het ontbreken van de vraagresponso van flexibele power-to-heat in de analyse van het OKA leidt tot een aanzienlijk hogere prijsvolatiliteit

Gemiddelde prijzen en prijsvolatiliteit, 2030



Figuur 3 (Ongewogen) gemiddelde prijzen en prijsvolatiliteit¹² in Nederland

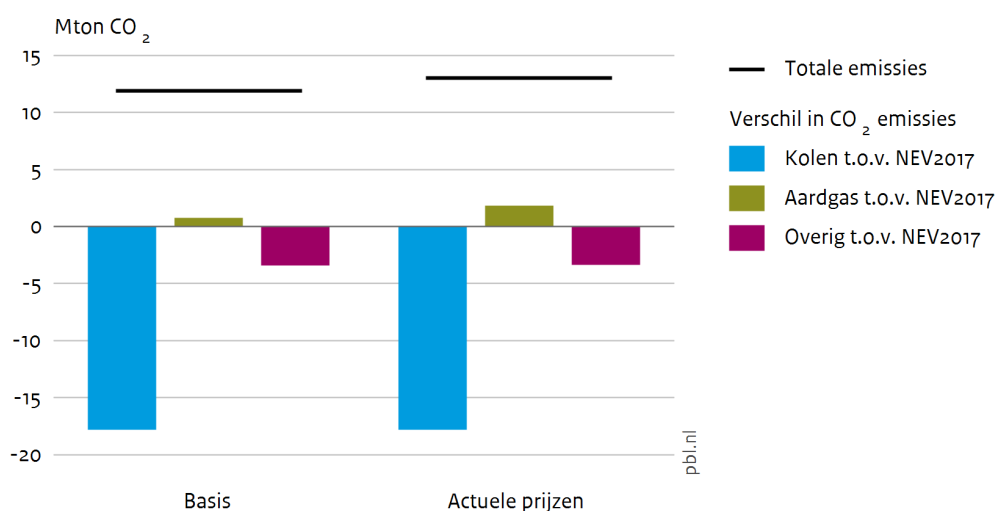
3.3 CO₂ emissies van de Nederlandse elektriciteitsproductie

In figuur 4 worden de CO₂ emissies en de mutaties ten opzichte van NEV2017 zonder SDE+ gegeven. Het grootste verschil betreft de reductie van de emissies in Nederland door het verbod op de elektriciteitsproductie met kolen, wat resulteert in ongeveer een halvering van de

¹² De prijsvolatiliteit is berekend aan de hand van standaarddeviaties van de prijsverschillen van uur tot uur.

emissies t.o.v. NEV2017 zonder SDE+. Ten opzichte van de NEV2017 voorgenomen beleid is het verschil kleiner omdat door een hoger aandeel hernieuwbaar de inzet van kolencentrales lager was in NEV2017 voorgenomen beleid, en de referentie-emissie in 2030 dus anders is (NB: de emissies in Figuur 4 betreffen niet alleen de emissies die op conto komen van de Sectortafel Elektriciteit, maar ook de emissies van afvalcentrales. Voor de tafelemissies van het streefbeeld en de emissiedoelstelling van de Sectortafel Elektriciteit zie PBL (2019)).

CO₂ emissies van de Nederlandse elektriciteitssector en de verschillen tov de NEV2017 (geen SDE+), 2030



Figuur 4 CO₂ emissies van de Nederlandse elektriciteitssector en de verschillen¹³

3.4 Leveringszekerheid van elektriciteit in Europa

De leveringszekerheid van elektriciteit is een van de drie pijlers van het klimaat- en energiebeleid van de Europese Commissie (EC), waar adequaatheid van het systeem een belangrijk onderdeel van is die refereert naar voldoende productie- en transmissiecapaciteit om te kunnen voorzien in de (piek)vraag naar elektriciteit, en onder verschillende (weer)omstandigheden (EC, 2015). Momenteel zijn er per EU land verschillende definities en methodes in omloop om leveringszekerheid en betrouwbaarheid van het systeem te analyseren. Hierdoor kunnen landen niet simpelweg de resultaten van de buurlanden ten aanzien van de leveringszekerheid meenemen. Ze kunnen dus de bijdrage van de grensoverschrijdende netwerkcapaciteit aan de nationale leveringszekerheid niet zonder meer meenemen in de eigen analyse (ACER/CEER, 2016). Waar voorheen nationale analyses van de leveringszekerheid op basis van relatief simpele deterministische methodes voldoende waren, zijn deze methodes door de toenemende complexiteit van het Europese elektriciteitssysteem vaak niet meer toereikend. In de afgelopen jaren is er daarom steeds meer aandacht gegaan naar grensoverschrijdende analyses van de leveringszekerheid die probabilistische methodes toepassen in plaats van deterministische methodes, en waar ENTSO-E - de koepelorganisatie van de TSO's in de EU - een sleutelrol in heeft. In probabilistische methodes wordt een grote variatie aan systeemconfiguraties bekeken, rekening houdend met stochastische elektriciteitsproductie, vraag en beschikbaarheid van

¹³ De CO₂ emissies zijn inclusief afvalcentrales (die bij de klimaattafel onderhandelingen onder de industrie vallen), de joint-venture decentrale WKK eenheden, en exclusief private decentrale WKK eenheden en eigen gebruik van centrales.

interconnectoren, om de leveringszekerheid van het systeem te analyseren. Een voorbeeld hiervan is de berekening van de 'Loss of Load Expectancy' (LOLE).

Door de beperkte beschikbare tijd en data is het niet mogelijk in deze analyse om een probabilistische methode toe te passen, en beperken we ons tot een deterministische analyse van de lange-termijn leveringszekerheid (is er voldoende 'betrouwbare' capaciteit om aan de piekvraag te voldoen?). De korte-termijn leveringszekerheid (bijvoorbeeld de impact van een langere windstille en zonloze periode, ook wel 'Dunkelflaute' genoemd) laten we in deze analyse buiten beschouwing. De resultaten van de deterministische methode die we toepassen zijn dus ter indicatie en geven geen eendoordeel over de leveringszekerheid van elektriciteit in Nederland in 2030 in de verschillende scenario's.

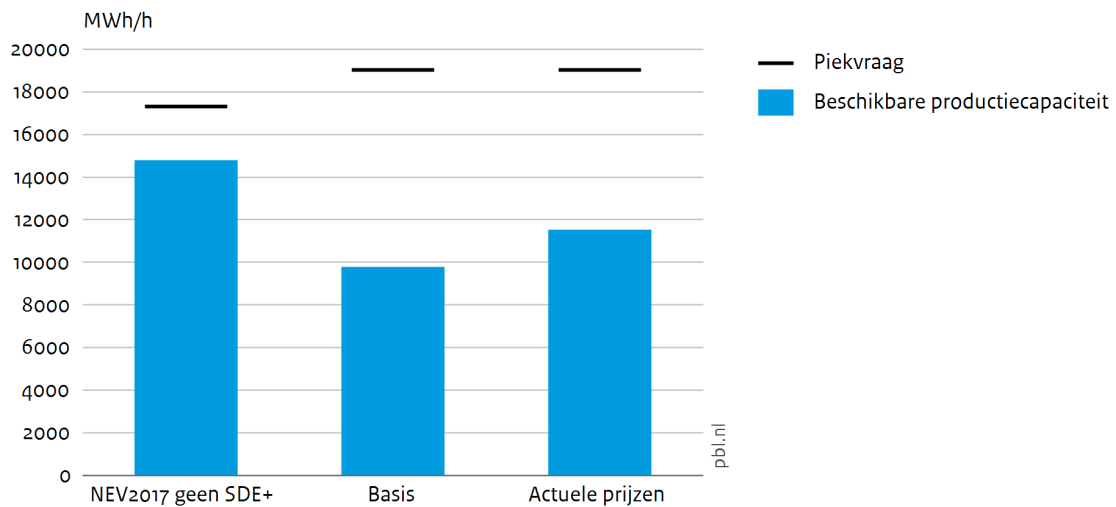
Een parameter die vaak wordt berekend voor de analyse van leveringszekerheid is de Reserve Margin (RM) (EC, 2015). De RM geeft het verschil aan tussen de beschikbare en betrouwbare productiecapaciteit en de piekvraag in een jaar. Hoewel de productie van wind en zon variabel en onzeker is, wordt er doorgaans wel een bepaalde bijdrage of 'capacity credit' aan de capaciteit van wind en zon toegeschreven, die afneemt wanneer het aandeel wind en zon toeneemt. Omdat er nog geen gestandaardiseerde procedure voor beschikbaar is, en de capaciteitsfactor¹⁴ van wind en zon in de tien uren met het hoogste vraagresidu gemiddeld 2 procent is, nemen we aan dat wind en zon niet bijdragen aan de 'betrouwbare' capaciteit. In Figuur 5 is te zien dat de RM in alle gevallen negatief is doordat de piekvraag hoger ligt dan de beschikbare en betrouwbare capaciteit¹⁵. Dit geeft aan dat in deze piekuren een sterke importafhankelijkheid kan optreden. In de NEV2017 zonder SDE+ is het verschil tussen de beschikbare productiecapaciteit en de piekvraag nog beperkt, maar in de analyses van het OKA is dit verschil een stuk groter door het uitfaseren van de kolencapaciteit en door de additionele elektrificatie die uitgezonderd het laden van elektrisch vervoer inflexibel wordt verondersteld en dus bijdraagt aan de piekvraag.

Zoals TenneT onderschrijft in de Monitoring Leveringszekerheid (TenneT TSO, 2017) hoeft een toenemende importafhankelijkheid niet direct een probleem te zijn voor de leveringszekerheid, en wordt er in ACER/CEER (2016) aanbevolen om de methodes van de verschillende landen zo snel mogelijk op elkaar af te stemmen zodat er een betere en betrouwbare inschatting kan worden gemaakt van de bijdrage van interconnectoren aan de nationale leveringszekerheid.

¹⁴ De capaciteitsfactor van wind in een uur betreft de ratio van de werkelijke elektriciteitsproductie van wind in een uur en de maximale potentiële productie van wind in een uur (bij een capaciteitsfactor van 100 procent, wordt alle productiecapaciteit benut voor de productie).

¹⁵ Voor de berekeningen van de 'betrouwbare' capaciteit wordt er voor het opgestelde vermogen gas, kolen, biomassa en afval uitgegaan van een capacity credit van 90%. Voor het nucleair vermogen is er uitgegaan van 95%.

Beschikbare productiecapaciteit in Nederland in verhouding tot de piekvraag, 2030



Figuur 5 Beschikbare productiecapaciteit in Nederland in verhouding tot de piekvraag in 2030

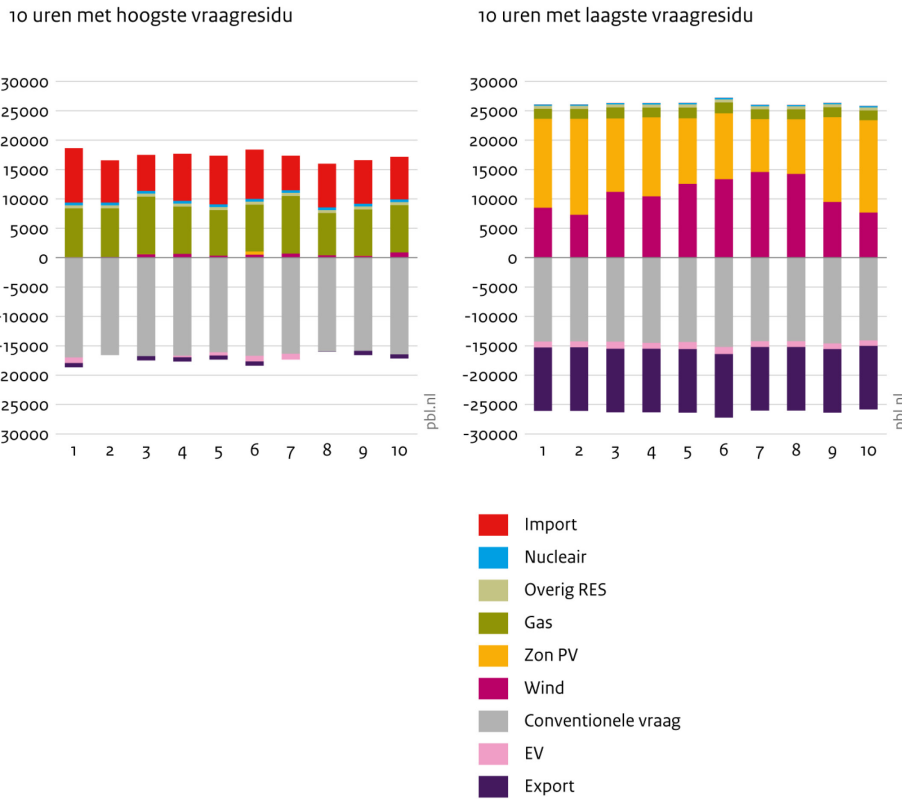
In Figuur 6 wordt de elektriciteitsbalans van vraag en aanbod gegeven in de tien uren met het hoogste en met het laagste vraagresidu, waaruit blijkt dat Nederland in de tien uren met het hoogste vraagresidu voor 45 procent van het aanbod afhankelijk is van import. De 10 uren gepresenteerd in Figuur 6 zijn onafhankelijke uren en geven geen langere periode aan van donker en windstil weer, ook wel naar gerefereerd als 'Dunkelflaute'. Een dergelijke situatie van langdurig donker ('Dunkel') en windstil ('Flaute') weer, is in de afgelopen jaren enkele keren voorgekomen in Europa en heeft met name in de winterperiode met een hoge elektriciteitsvraag een significante aanspraak gedaan op het reservevermogen¹⁶.

In de 10 uren met het hoogste vraagresidu wordt de beschikbare gascapaciteit voor gemiddeld 66 procent benut. In de uren met het laagste vraagresidu is dit maar 14 procent en zijn dit voornamelijk warmtekrachtcentrales die voor de warmtevraag moeten draaien en daardoor een 'must run' karakter hebben¹⁷. In de uren met het laagste vraagresidu is Nederland bovendien een netto exporteur van elektriciteit.

¹⁶ <http://www.energiedialog.nrw.de/wie-bedrohlich-ist-eine-dunkelflaute-fuer-die-stromversorgung/>

¹⁷ In het model nemen we de flexibilisering van de warmtevraag, o.a. de warmtebuffers, (nog) niet mee waardoor in deze uren er windproductie wordt afgeschakeld. Zou dit wel worden meegenomen in het model dan gaat de elektriciteitsproductie van gascentrales naar nul en hoeft er minder windproductie te worden afgeschakeld.

Elektriciteitsbalansen van vraag en aanbod in de actuele prijzen variant, 2030



Figuur 6 Elektriciteitsbalansen van vraag en aanbod in de actuele prijzenvariant

Leveringszekerheid hangt niet alleen samen met de bijdrage van 'betrouwbare' productiecapaciteit in de piekuren, maar ook in steeds grotere mate met de flexibiliteit van het systeem, waar zowel flexibilisering van de vraag als de flexibiliteit van het aanbod aan kunnen bijdragen. De verwachting is, dat bij een relatief inflexibele vraag naar elektriciteit, het volatiele aanbod van wind en zon in bepaalde situaties kan leiden tot een grotere vraag naar het af- of opschakelen van capaciteit doordat de zogenoemde 'net load ramps' steiler worden (CAISO, 2016). De technologiemix is dan o.a. bepalend voor de systeemflexibiliteit waar bijvoorbeeld kerncentrales of kolencentrales in mindere mate kunnen voorzien in de flexibiliteit dan gascentrales doordat deze eenheden minder snel kunnen op- en afschakelen en er doorgaans ook hogere kosten mee gemoeid zijn.

3.5 Kosten maatregelen elektriciteitssector OKA

De instrumenten uit het OKA hebben de nodige gevolgen voor de kosten van het elektriciteitsstelsel. De kosten van de elektriciteitsproductie veranderen door de verschuiving van de productie van kolen naar hernieuwbaar opgewekte elektriciteit en een hogere inzet van flexibele gascentrales. Daarnaast moet er worden geïnvesteerd in de elektriciteitsnetwerken. In PBL (2019) worden de totale nationale kosten in beeld gebracht, waar ook de kosten van de additionele investeringen in netwerken worden toegelicht. In deze paragraaf gaan we nader in op de kosten van uitsluitend de elektriciteitsproductie.

Een toename van de Nederlandse elektriciteitsproductie uit zon en wind vermindert bij een gelijkblijvende vraag en overige capaciteit de conventionele elektriciteitsproductie in Nederland en omliggende landen. Daardoor nemen de kosten van die elektriciteitsproductie af. De resterende conventionele productie zal wel per eenheid duurder uitvallen, omdat de conventionele elektriciteitsproductie meer flexibel zal moeten worden om de toename van elektriciteit uit zon en wind te accommoderen. Dit brengt additionele kosten met zich mee omdat centrales vaker zullen stoppen en opstarten en deels op lager vermogen zullen draaien (de zgn. profielkosten, zie Özdemir et al. 2017). Deze profielkosten zijn inclusief eventuele investeringen in flexibele centrales zoals gasturbines of Stoom en Gasturbine (STEG) eenheden. In Nederland is dit in de geanalyseerde scenario's echter niet van toepassing omdat er nu nog de nodige flexibele productiecapaciteit beschikbaar is (waarvan een deel in de mottenballen). Daarnaast zal de conventionele productie ook duurder worden vanwege de additionele elektrificatie en het sluiten van de kolencentrales, omdat deze goedkoper produceren dan gascentrales.

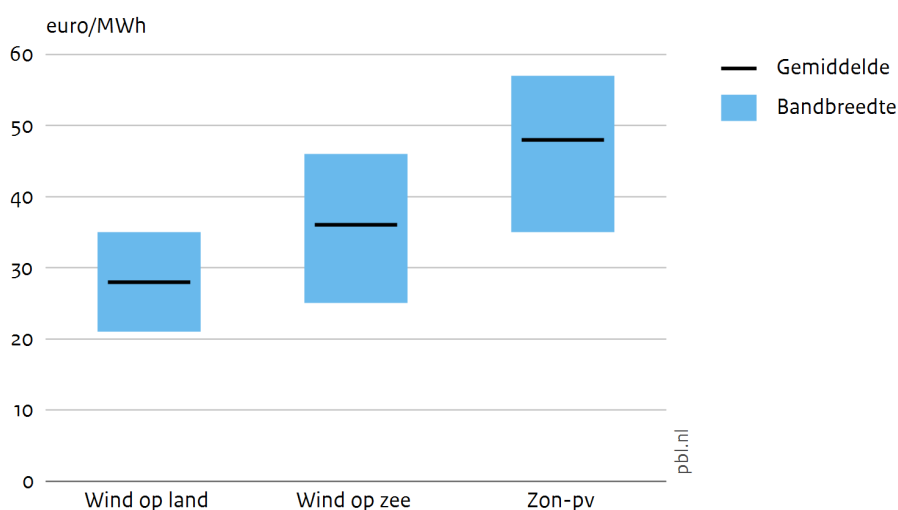
In plaats van de kosten van elektriciteitsopwekking met kolen komen de kosten van hernieuwbare elektriciteitsproductie uit zon en wind. Of deze kosten hoger of lager uitvallen dan de vermeden kosten van conventionele centrales hangt onder andere af van de kostprijsontwikkeling van de hernieuwbare elektriciteitsopwekking en van de ontwikkeling van brandstof- en CO₂-prijzen. Voor de kosten van wind op land, wind op zee en zon-pv zijn we uitgegaan van een middenwaarde met een bandbreedte. De middenwaarde is afgeleid van de kosten voor IJmuiden ver zoals die zijn gerapporteerd in de notitie *Costs of offshore wind energy 2018* (Lensink en Pisca 2018), waarbij is verondersteld dat de investeringen en onderhoudskosten in 2030 10 procent lager uitvallen. De kosten voor wind op land en zon-pv zijn gebaseerd op het rapport *Eindadvies basisbedragen SDE+ 2019* (Lensink 2019), voor wind op land gaan we eveneens uit van een kostendaling van ca. 10 procent, bij zon-pv van 20 procent (zie bijvoorbeeld Ardani et al. (2018) voor de kostenontwikkeling van zon-pv en Wiser et al. (2016) voor de kosten van wind). Tabel 5 geeft de kosten en vollasturen waar in de middenwaarde vanuit is gegaan.

	CAPEX [€/kW]	O&M vast [€/(kW*jr)]	O&M var [€ct/kwh]	Vollasturen
Wind op land	1035	14,0	0,66	4000
Wind op zee	1665	50,4	0	4600
Zon PV (veldsysteem)	560	10,4	0	968

Tabel 5 Middenwaarde aannames kosten hernieuwbaar 2030

Figuur 7 laat de bandbreedte zien voor de nationale kosten van hernieuwbaar rondom de middenwaarde. Het gaat hier om kosten berekend via de nationale kostenmethodiek, ze zijn dus niet vergelijkbaar met de kosten zoals die berekend worden voor het bepalen van de basisbedragen in de SDE+ en daarmee evenmin direct vergelijkbaar met de kosten waar projectontwikkelaars vanuit zullen gaan.

Bandbreedte nationale kosten hernieuwbaar, 2030



Figuur 7 Bandbreedte nationale kosten hernieuwbaar 2030

De kosten van de elektriciteitsproductie, exclusief de kosten van hernieuwbaar zijn berekend met COMPETES. De kosten worden bepaald door uit te gaan van de betalingen van de consumenten en de winsten voor bedrijven. Dit is een maatstaf voor de welvaartseffecten van de elektriciteitsproductie en een goede benadering van de nationale kosten van de elektriciteitsproductiemix. De kosten van het realiseren van het streefbeeld zijn gelijk aan de toename van de betalingen van de consumenten min de toename van de winsten van de bedrijven (of plus de afname van de winsten). Tabel 6 laat de verandering in de kosten zien voor de analyse van het OKA in de basisvariant. De kosten van de niet-hernieuwbare productie nemen met 1150 af door de sterke groei van hernieuwbaar. De afname van deze kosten wordt echter wel beperkt door het verbod op kolen, wat leidt tot hogere kosten van de resterende fossiele productie.

	Analyse OKA Basisvariant
Kosten niet-hernieuwbare elektriciteitsproductie	-1150
Referentiekosten toename vraag	-250
Bruto toename kosten hernieuwbaar	1400-2500
Totale kosten (exclusief netwerken)	50-1100

Tabel 6 Nationale kosten elektriciteitsopwekking (mln. euro)

De vraag naar elektriciteit is in het OKA hoger dan in de NEV2017 zonder SDE+. Om de meerkosten te bepalen moet er daarom worden gecorrigeerd voor de kosten die zouden moeten worden gemaakt indien de extra vraag als gevolg van de elektrificatie tegen de laagst mogelijke kosten zou zijn gerealiseerd. Daarvoor is hier de extra vraag van 5 TWh maal de elektriciteitsprijs genomen, circa 250 mln euro.^{18,19}

¹⁸ Een alternatief is om een basispad te berekenen waarin de additionele vraag is meegenomen.

¹⁹ Elektrificatie in andere sectoren draagt bij aan de emissiereductie. De kosten van elektrificatie kunnen hoger zijn dan het alternatief, deze meerkosten worden meegenomen in de nationale kosten van de andere sectoren.

Daar tegenover staan de kosten van de toename van de hernieuwbare elektriciteitsproductie. De bruto kosten nemen toe met ca. 1,4 tot 2,5 mld euro. Let wel, dit zijn bruto kosten, dus zonder rekening te houden met de vermeden kosten van minder niet-hernieuwbare productie, de genoemde 1150 mln euro.

De toename van de kosten van hernieuwbare energie zijn niet eenvoudig te vergelijken met de kosten zoals gerapporteerd in de studie *Kosten energie- en klimaattransitie in 2030 – update 2018* (Koelemeijer et al., 2018). In de analyses met COMPETES zijn de effecten op de (vermeden) kosten van het elektriciteitssysteem van alle maatregelen uit het OKA gezamenlijk bepaald. Een uitsplitsing naar individuele maatregelen en technieken is daardoor niet mogelijk. Daarnaast zijn in Koelemeijer et al. (2018) de kosten van aansluiting van wind op zee op het netwerk op land meegenomen bij de kosten van wind op zee, terwijl die kosten in deze studie onderdeel uitmaken van de netwerkkosten zoals gerapporteerd in de *Analyse van het Voorstel voor hoofdlijnen van het klimaatakkoord* (PBL, 2018). Wel zullen de netto kosten van additionele hernieuwbare elektriciteitsproductie in deze analyse hoger uitvallen, omdat de vermeden kosten lager zijn. Dit komt vooral doordat de kosten van vermeden elektriciteitsproductie in Koelemeijer et al. (2018) waren bepaald ten opzichte van een referentietechnologie, een moderne gascentrale, waarvan de kosten hoger uitvallen dan in de analyses met het marktmodel in deze studie. Dat komt o.a. doordat de vermeden productie bij het marktmodel bestaat uit de goedkopere productie van kolencentrales.

4 Bijlages

4.1 Bijlage A - COMPETES

COMPETES is een Europees elektriciteitsmarktmodel waarin 26 EU landen, en zeven niet-EU landen worden meegenomen (Noorwegen, Zwitserland en de Balkan landen). Elk land wordt weergegeven door een node, behalve de Baltische staten en de Balkan landen die zijn geaggregeerd (zie Figuur 8). Tevens wordt Luxemburg bij Duitsland gevoegd en wordt Denemarken opgesplitst in twee noden door de deelname in twee niet-synchrone netwerken. Het COMPETES model is een optimalisatie model waar alle uren van een jaar worden gemodelleerd en waar wordt uitgegaan van volledige vrije mededinging.

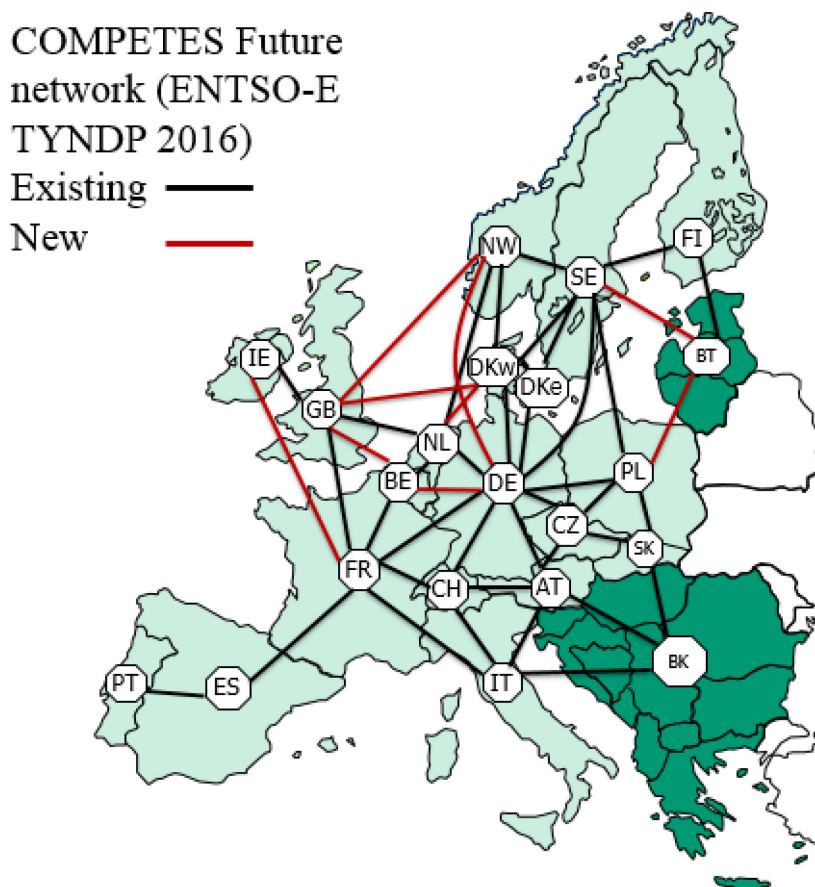
Op het moment zijn er vier verschillende versies van het model in gebruik:

- 1) **COMPETES Optimal Power Flow (OPF) Statisch model:** het doel van het model is om de totale productiekosten en 'load-shedding' kosten, ofwel kosten die gemoeid zijn bij het afstoten van de vraag naar elektriciteit, te minimaliseren. Productiecapaciteiten per land, de grensoverschrijdende handelscapaciteit en de elektriciteitsbalans zijn hierbij de beperkende factoren. Het OPF model is geformuleerd als een Lineair Programma (LP).
- 2) **COMPETES dynamisch model:** Het dynamische model is een uitbreiding van het OPF model. In dit model worden de transmissie- en productiecapaciteit niet exogeen, maar endogeen bepaald. Hieronder vallen drie sub-modules die allen zijn geformuleerd als een Lineair Programma (LP):
 - a) Optimalisatie van (des)investeringen in (conventionele) productiecapaciteit (zie bijvoorbeeld: Ozdemir et al.2013).
 - b) Optimalisatie van investeringen in transmissiecapaciteiten. Het berekenen van optimale investeringen in transmissiecapaciteit is optioneel, en de investeringsmodule is geformuleerd als een Lineair Programma (LP) (zie bijvoorbeeld: Sijm et al., 2017)
 - c) Optimalisatie van (des)investeringen in (conventionele) productiecapaciteit en hernieuwbare capaciteit (Ozdemir et al., 2018).
- 3) **COMPETES Unit Commitment (UC) model:** Evenals het dynamische model, is het UC model een uitbreiding van het OPF model waarbij technische beperkingen en additionele kosten voor het op- en afregelen van eenheden worden meegenomen, en eventueel de resultaten van het dynamische model zoals investeringen in nieuwe capaciteit. In het UC model wordt de inzet van productie-eenheden geoptimaliseerd tevens rekening houdend met de opstartkosten, minimale productiekosten naast de variabele . Het Full UC model is geformuleerd als een Mixed Integer Program (MIP) en geformuleerd als een Lineair Programma (LP) in het UC relaxed model.²⁰ Hieronder vallen twee sub-modules die refereren aan de belangrijkste twee markten van elektriciteit:
 - a) Day-ahead (DA) markt, of dagvooritmarkt: de dagvooritmarkt sluit 24 uur voor de werkelijke levering van elektriciteit en is dus gebaseerd op voorspellingen van de productie van intermitterende bronnen (zoals wind) en de elektriciteitsvraag. Afhankelijk van de analyse wordt er wel of geen capaciteit gereserveerd die weer beschikbaar komt in de intraday markt om fluctuaties door voorspelfouten van

²⁰ Omdat in Nederland alle thermische eenheden apart worden gemodelleerd kunnen 'unit commitment' beperkingen t.a.v. het minimale productieniveau en de minimale periode van op- en afschakelen wanneer een eenheid gecommitteerd is, per eenheid worden meegenomen. Voor de overige landen wordt deze beperkingen versoepeld ('relaxed') omdat de capaciteit is geaggregeerd. Om de runtijden te beperken worden in de UC relaxed versie van COMPETES ook deze UC beperkingen voor de Nederlandse thermische eenheden versoepeld zodat het kan worden geformuleerd als een Lineair Programma (LP).

hernieuwbaar op te vangen. In de dagvooritmarkt wordt aangenomen dat er sprake is van volledige (Europese) marktkoppeling.

- b) Intraday (ID) markt: aanpassingen in de inzet van flexibele installaties om voor- en nadelen van wind en zon te kunnen accommoderen.



Figuur 8 Geografische omvang van het COMPETES model en bestaande en nieuwe grensoverschrijdende verbindingen op basis van het ENTSO-E 10 Year Network Development Plan (ENTSO-E TYNDP, 2016).

In het COMPETES model worden op basis van scenario's verschillende aannames gedaan, waarvan de belangrijkste:

- Opgesteld vermogen per technologie per land. In Nederland worden alle thermische eenheden apart gemodelleerd, terwijl in het buitenland de productiecapaciteit wordt geaggregeerd naar leeftijd en per technologie (zie Tabel 7).
- Beschikbaarheid ('availability') en efficiëntie van productie-eenheden en technologieën
- Elektriciteitsvraag per uur per node
- Uur profielen van wind, zon en waterkracht
- Transmissiecapaciteiten (Net Transfer Capacity, NTC)
- Brandstof- en CO2 prijzen
- Emissiefactoren (o.b.v. IPCC)

De belangrijkste resultaten van het COMPETES model (dynamisch model, afhankelijk van submodule):

- Investerings in transmissiecapaciteit (HVDC Overlay), en/of;
- Investerings in thermische productiecapaciteit, waarbij bijvoorbeeld aangenomen kan worden dat investeringen in nieuw kolenvermogen wel of niet wordt toegestaan.
- Investerings in hernieuwbare capaciteit.

De belangrijkste resultaten van het COMPETES model (statisch model):

- Productie per eenheid per uur

- Productie en consumptie van opslagcapaciteit (voornamelijk Hydro Pumped Storage)
- Elektriciteitsprijzen per uur per node
- Handel in elektriciteit per uur per node (export, import en netto handel in elektriciteit)
- CO₂ emissies

Brandstof	Technologie	Beschrijving
Thermisch		
Aardgas	CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
	CCS CCGT	Combined Cycle Gas Turbine met Carbon Capture & Storage (CCS)
	CHP	Warmtekrachtcentrale (WKC)
	GT	Gas Turbine
Restgassen	IC	Internal Combustion
	CHP	Warmtekrachtcentrale (WKC)
Steenkool	PC	Pulverized Coal
	CHP	Warmtekrachtcentrale (WKC)
	IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
	CCS	Carbon Capture & Storage (CCS)
	Co-firing	Biomassa mee- en bijstook
Bruinkool	PC	Pulverized Coal
	CHP	Warmtekrachtcentrale (WKC)
Olie	-	-
Nucleair	-	-
Hernieuwbaar		
Wind	Op Land	-
	Op Zee	-
Zon	PV	Fotovoltaïsch
	CSP	Concentrated Solar Power
Biomassa	Standalone	-
Afvalverbranding	Standalone	-
Waterkracht	CONV	Conventioneel (stuwmeren en run-of-river)
	PS	Pumped-Storage
Geothermie	-	-
RES	Other	Overig hernieuwbaar (bijv. getijdencentrales)

Tabel 7 Overzicht van thermische en hernieuwbare technologieën in COMPETES

4.2 Bijlage B – Tabellen

Tabel 8 Opgesteld vermogen per technologie in Nederland²¹

Opgesteld vermogen [GWe]		NEV2017, geen SDE	Basis	Actuele prijzen
NL	Gascentrales ²²	9,7	10,8	12,6
	Kolencentrales (steenkool)	4,6	0,0	0,0
	Kolencentrales (bruinkool)	0,0	0,0	0,0
	Nucleair	0,5	0,5	0,5
	Olie	0,0	0,0	0,0
	Wind op land		7,4	7,8
		3,7		
	Wind op zee	3,6	11,0	11,3
	Zon-PV	14,3	24,3	25,0
	Biomassa en afval	1,6	1,5	1,6
	Overig RES	0,0	0,0	0,0
DE*	Gascentrales	29,7	29,7	29,7
	Kolencentrales (steenkool)	23,4	23,4	23,4
	Kolencentrales (bruinkool)	12,6	12,6	12,6
	Nucleair	0,0	0,0	0,0
	Olie	0,1	0,1	0,0
	Wind op land	83,2	83,2	83,2
	Wind op zee	13,9	13,9	13,9
	Zon-PV	59,2	59,2	59,2
	Biomassa en afval	7,7	7,7	7,7
	Overig RES	16,0	14,7	14,7
	VK	Gascentrales	44,2	42,3
Kolencentrales (steenkool)		2,9	2,9	0,0
Kolencentrales (bruinkool)		0,0	0,0	0,0
Nucleair		4,6	4,6	4,6
Olie		0,0	0,0	0,0
Wind op land		18,4	18,4	18,4
Wind op zee		39,5	39,5	39,5
Zon-PV		19,0	19,0	19,0
Biomassa en afval		8,4	8,4	8,4
Overig RES		5,5	5,5	5,5
FR		Gascentrales	10,2	10,2
	Kolencentrales (steenkool)	1,7	1,7	0,3
	Kolencentrales (bruinkool)	0,0	0,0	0,0
	Nucleair	57,6	57,6	57,6
	Olie	0,0	0,0	0,0
	Wind op land	38,0	38,0	38,0
	Wind op zee	6,9	6,9	6,9
	Zon-PV	18,2	18,2	18,2
	Biomassa en afval	2,0	2,0	2,0

²¹ Resultaten van de investeringsmodule van COMPETES zijn hier in verwerkt

²² Inclusief decentrale capaciteit en centrales Velsen die restgassen staalproductie benutten

	Overig RES	27,4	27,4	27,4
EU+	Gascentrales	156,0	155,6	162,2
	Kolencentrales (steen- kool)	59,6	53,4	46,1
	Kolencentrales (bruin- kool)	45,1	45,1	35,8
	Nucleair	107,3	107,3	107,3
	Olie	0,6	0,5	0,2
	Wind op land	303,2	306,8	307,3
	Wind op zee	73,3	80,8	81,0
	Zon-PV	240,5	250,5	251,2
	Biomassa en afval	62,8	62,7	62,7
	Overig RES	276,4	275,1	275,1

* Inclusief Luxemburg

Tabel 9 Elektriciteitsproductie per technologie in Nederland, Duitsland, Verenigd Koninkrijk, Frankrijk en EU+ (TWh)

Elektriciteitsproductie [TWh]		NEV2017, geen SDE+	Basis	Actuele prijzen
NL	Gascentrales	18,8	19,4	22,9
	Kolencentrales (steen kool)	25,4	0,0	0,0
	Kolencentrales (bruin kool)	0,0	0,0	0,0
	Nucleair	4,0	3,9	3,9
	Olie	0,0	0,0	0,0
	Wind op land	11,7	21,5	22,9
	Wind op zee	15,0	48,2	48,8
	Zon-PV	12,1	22,0	22,7
	Biomassa en afval	4,6	4,4	4,4
	Overig RES	0,1	0,1	0,1
DE*	Gascentrales	38,3	37,4	97,8
	Kolencentrales (steen kool)	130,3	123,6	89,3
	Kolencentrales (bruin kool)	80,8	78,3	55,4
	Nucleair	0,0	0,0	0,0
	Olie	0,0	0,0	0,0
	Wind op land	156,6	156,6	156,6
	Wind op zee	39,5	39,4	39,4
	Zon-PV	54,3	54,3	54,3
	Biomassa en afval	44,4	43,5	47,2
	Overig RES	23,3	22,0	20,8
VK	Gascentrales	20,8	22,5	44,6
	Kolencentrales (steen kool)	12,0	11,5	0,0
	Kolencentrales (bruin kool)	0,0	0,0	0,0
	Nucleair	28,1	28,0	28,0
	Olie	0,0	0,0	0,0
	Wind op land	43,2	43,2	43,2
	Wind op zee	117,7	117,7	117,7

	Zon-PV	20,3	20,3	20,3
	Biomassa en afval	48,2	47,0	49,2
	Overig RES	7,9	7,4	6,4
FR	Gascentrales	1,3	1,2	4,0
	Kolencentrales (steenkool)	6,4	6,0	0,1
	Kolencentrales (bruinkool)	0,0	0,0	0,0
	Nucleair	400,8	399,8	400,0
	Olie	0,0	0,0	0,0
	Wind op land	71,2	71,2	71,2
	Wind op zee	16,6	16,6	16,5
	Zon-PV	19,8	19,8	19,8
	Biomassa en afval	11,0	10,6	11,7
	Overig RES	69,6	68,7	68,2
EU+	Gascentrales	115,6	123,1	355,6
	Kolencentrales (steenkool)	308,1	263,3	153,3
	Kolencentrales (bruinkool)	251,3	245,2	99,5
	Nucleair	758,6	757,0	757,3
	Olie	0,0	0,0	0,0
	Wind op land	622,6	632,3	633,8
	Wind op zee	219,1	252,2	252,8
	Zon-PV	277,2	303,7	304,3
	Biomassa en afval	366,7	360,3	375,9
	Overig RES	639,6	614,7	584,4

5 Referenties

ACER/CEER (2016), Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2015 – Key insights and Recommendations. http://energitilsynet.dk/fileadmin/Filer/0_-_Nyt_site/Om_Energitilsynet/Nyheder/2016/KEYINSIGHTSMMR_2015_-_MAIN_DOCUMENT_final_v2.pdf

Ardani, Kristen, Jeffrey J. Cook, Ran Fu and Robert Margolis (2018), Cost-Reduction Roadmap for Residential Solar Photovoltaics (PV), 2017–2030, National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-6A20-70748.

Berenschot (2017), Electrification in the Dutch Process Industry. Gezamenlijk rapport van Berenschot, CE Delft, Energy Matters en Industrial Energy Experts. http://www.ispt.eu/media/Electrification-in-the-Dutch-process-industry-final-report-DEF_LR.pdf

BNetzA (2018), Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, Duitsland. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf

CAISO (2016), What the duck curve tells us about managing a green grid. California Independent System Operator. https://www.caiso.com/documents/flexibleresourceshelprenewables_fastfacts.pdf

EC (2015), Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market – Final Report. European Commission, Brussels, Belgium.

EC (2018), Methodological description and interpretation of the volatility index for electricity markets. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/volatility_methodology.pdf

ENTSO-E (2018), TYNDP 2018 – Maps & Data. <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>

Fraunhofer ISE (2015), Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende.

Frontier Economics (2018), Research on the Effects of a Carbon Price Floor – A report for Energie-Nederland.

Hout, Marit van, Paul Koutstaal en Özge Özdemir (2018), Achtergrondrapport analyse elektriciteit t.b.v. voorstel voor hoofdlijnen van het klimaatakkoord, PBL-publicatienummer: 3407, Den Haag.

IEA (2017), World Energy Outlook - New Policies Scenario.

Koelemeijer R., Daniels B., Koutstaal P., Geilenkirchen G., Ros J., Boot P., van den Born G.J., van Schijndel M. (2018), Kosten energie- en klimaattransitie in 2030 – Update 2018. PBL-publicatienummer: 3241, Den Haag.

Lensink, L. (ed.) (2018), Eindadvies Basisbedragen SDE+ 2019, PBL-publicatienummer: 3342, Den Haag.

Lensink, L. en I. Pisca (2019), Costs of offshore wind energy 2018, PBL publication number: 3623, Den Haag.

National Grid (2018), Future Energy Scenarios, 2 degrees.

Ozdemir O., De Joode J., Koutstaal P., Van Hout M. (2013), Generation Capacity Investments and High Levels of Renewables – The Impact of a German Capacity Market on Northwest Europe (Discussion Paper). ECN-E--13-030. Petten: Energieonderzoek Centrum Nederland.

Ozdemir O., Hobbs B.F., Van Hout M., Koutstaal P. (2018), Capacity vs. Energy Subsidies for Renewables: Benefits and Costs for the 2030 EU Power Market. IAEE Energy Forum, Groningen Special Issue, pagina 35-36.

PBL (2018), Analyse van het Voorstel voor Hoofdlijnen van het Klimaatakkoord. PBL publicatienummer: 3380, Den Haag.

PBL (2019), Effecten Ontwerp Klimaatakkoord. PBL publicatienummer: 3619, Den Haag.

RTE (2018), Bilans Previsionnel – Ampere scenario. <http://bpnumerique.rte-france.com/>

Schoots K., Hekkenberg M., Hammingh P. (2017), Nationale Energieverkenning 2017. ECN-o--17-018. Petten: Energieonderzoek Centrum Nederland.

Sijm J., Gockel P., Van Hout M., Ozdemir O., Van Stralen J., Smekens K., Van der Welle A., van Westering W., Musterd M. (2017), The Supply of Flexibility for the Power System in the Netherlands 2015-2050 – Report of phase 2 of the FLEXNET project. ECN-E--17-044. Petten: Energieonderzoek Centrum Nederland.

TenneT TSO (2017), Monitoring Leveringszekerheid 2017 (2016-2032). AOC 2017-071, Arnhem. TenneT TSO B.V.

Van Hout M., Ozdemir O., Koutstaal P. (2017), Large-scale Balancing with Norwegian Hydro Power in the Future European Electricity Market. ECN-E--17-043. Petten: Energieonderzoek Centrum Nederland.

Van Hout M., Koutstaal P. (2017), Achtergrondrapport Doorrekening Regeerakkoord Rutte III: Elektriciteitsvoorziening. ECN-E--17-067. Petten: Energieonderzoek Centrum Nederland.

Wiser et al. (2016), Forecasting Wind Energy Costs & Cost Drivers: The Views of the World's Leading Experts. Berkely Lab, NREL, IEA Wind Task 26. LBNL-1005717.