



Planbureau voor de Leefomgeving

ACHTERGRONDRAPPORT ANALYSE ELEKTRICITEIT T.B.V. VOORSTEL VOOR HOOFDLIJNEN VAN HET KLIMAATAKKOORD

De Nederlandse elektriciteitsmarkt in een dynamische
omgeving

Marit van Hout

Paul Koutstaal

Özge Özdemir

28 september 2018

PBL

Colofon

Achtergrondrapport Analyse Elektriciteit t.b.v. Voorstel voor Hoofdlijnen van het Klimaatpakkoord

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2018

PBL-publicatienummer: 3407

Contact

marit.vanhout@pbl.nl

Auteurs

Marit van Hout

Paul Koutstaal

Özge Özdemir

Redactie figuren

Durk Nijdam

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Van Hout M., Koutstaal P., Ozdemir O. (2018), Achtergrondrapport Analyse Elektriciteit t.b.v. Voorstel voor Hoofdlijnen van het Klimaatpakkoord, 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 vóór 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	Scenario's en overige aannames	7
	2.2.1 Thermisch en hernieuwbaar opgesteld vermogen in Nederland en het buitenland	7
	2.2.2 Vraag naar elektriciteit	11
	2.2.3 Brandstofprijzen- en CO ₂ prijzen	12
	2.2.4 Samenvatting scenario aannames 2030	14
3	Resultaten	15
3.1	Electriciteitsproductie per technologie	15
3.2	Handel in elektriciteit	16
3.3	Gemiddelde elektriciteitsprijzen en prijsvolatiliteit	18
3.4	Slim laden EV's en hybride P2H in de industrie	20
3.5	CO ₂ emissies van de Nederlandse elektriciteitsproductie	24
3.6	Leveringszekerheid van elektriciteit in Europa	25
3.7	Kosten van het streefbeeld (electriciteitsproductie)	28
4	Bijlages	30
4.1	Bijlage A - COMPETES	30
4.2	Bijlage B – Tabellen	33
5	Referenties	37

1 Introductie

In PBL (2018) heeft het PBL het Voorstel voor Hoofdpijnen van het Klimaatakkoord van de verschillende sectortafels geanalyseerd. Dit rapport is bedoeld als achtergronddocument van de analyse ten aanzien van elektriciteit zoals gepresenteerd in PBL (2018) van de 'Bijdrage van de Sectortafel Elektriciteit aan het Voorstel voor hoofdpijnen van het Klimaatakkoord'¹ (hierna: Bijdrage SE).

Op pagina 18 van de Bijdrage SE wordt een overzicht gegeven van de ambities van de elektriciteitstafel ten aanzien van de hernieuwbare productie. Deze ambities tezamen met de ambities voor elektrificatie van andere sector tafels, zoals de industrietafel, zijn in deze analyse samengevat als het Klimaat Akkoord Streefbeeld (KAS). Door het ontbreken van concrete instrumenten en maatregelen kan er overigens nog niets gezegd worden over de haalbaarheid van deze ambities en dient deze analyse voornamelijk om de verschillende klimaattafels, waar de onderhandelingen inmiddels weer voort zijn gezet, te voorzien van kwantitatieve analyses ten bate van de discussies. Beoogd wordt om eind 2018 tot een klimaatakkoord te komen.

In deze analyse gebruiken we het Europese elektriciteitsmarktmodel COMPETES om de nationale ambities zoals samengevat in het KAS in een internationale context te plaatsen voor het zichtjaar 2030. Meer specifiek omvat het KAS de volgende aannames:

- **Hernieuwbare elektriciteitsproductie** van 110 TWh uitgaande van 38 TWh additionele elektrificatie (zie paragraaf 2.2.1).
 - In de Bijdrage SE wordt de uitrol van hernieuwbare elektriciteitsproductie gerelateerd aan de additionele elektrificatie in de verschillende sectoren. Hiervoor zijn drie pakketten samengesteld: een basispakket met 12 TWh additionele elektrificatie en een hernieuwbare elektriciteitsproductie van 84 TWh; een basispakket met 38 TWh additionele elektrificatie en 110 TWh hernieuwbare elektriciteitsproductie; en een versnellingspakket met 120 TWh hernieuwbare elektriciteitsproductie waarbij geen additionele elektrificatie is gedefinieerd. Daarnaast wordt er in de Bijdrage SE geen uitsplitsing gegeven per technologie. Voor de berekeningen is er daarom een toedeling gemaakt op basis van technische aanwijzingen van het secretariaat van het klimaatberaad en zijn de productietotalen vertaald naar opgesteld vermogen.
- Gegevens met betrekking tot **elektrificatie** van overige tafels (gebouwde omgeving (GO), industrie, Landbouw & Landgebruik en mobiliteit, en informatie over de flexibele en inflexibele vraag en het profiel (zie paragraaf 2.2.2).
- **Verbod op de toepassing van kolen voor de productie van elektriciteit** in 2030 (zie paragraaf 2.2.1)
 - Hoewel dit op verzoek van de minister van EZK geen onderdeel is van de bijdrage van de SE, mag de emissiereductie wel mee worden geteld.
- Invoering van een **nationale CO₂ bodemprijs** (zie paragraaf 2.2.3).
 - Doordat de precieze vorm van de introductie van een nationale CO₂ bodemprijs in Nederland nog onzeker is, heeft de SE vier varianten gedefinieerd waarvan we, door beperkte beschikbare tijd, twee varianten berekenen; een variant met een nationale CO₂ bodemprijs in lijn met het Regeerakkoord (Variant A in Bijdrage SE)² en een variant zonder nationale CO₂ bodemprijs (Variant C in Bijdrage SE). In de Bijdrage SE wordt er vooralsnog geen afweging gemaakt tussen de varianten en/of de voorkeur gegeven voor een van de varianten.

¹ <https://www.klimaatakkoord.nl/documenten/publicaties/2018/07/10/bijdrage-elektriciteit>

² In Variant A wordt uitgegaan van een nationale CO₂ bodemprijs van 18 €/ton in 2020 en 43 €/ton in 2030.

Voor het zichtjaar 2030 zijn ontwikkelingen rond bijvoorbeeld beleid in andere Europese landen meegenomen. Deze ontwikkelingen, bijvoorbeeld t.a.v. het opgesteld vermogen en brandstof- en CO₂ prijzen, zijn inherent onzeker, en daarom wordt in deze analyse uitgegaan van twee verschillende scenario's voor de internationale ontwikkelingen:

1. KAS-basis: in dit scenario zijn ten opzichte van de NEV2017 (Schoots et al., 2017) alleen aannames voor Nederland gewijzigd in lijn met het Klimaat Akkoord Streefbeeld (KAS). Dit betreffen aannames, zoals hierboven beschreven, over het opgesteld vermogen (verbod op toepassing kolen voor elektriciteitsproductie en hernieuwbare elektriciteitsproductie) en de additionele elektrificatie zoals gedefinieerd door de verschillende sectortafels. De brandstofprijzen en de EU ETS prijs zijn gelijk aan de aannames in de NEV2017.
2. KAS-alternatief: dit scenario berekent het effect van een veranderde wereld op de Nederlandse elektriciteitsmarkt. Naast het meenemen van de recente inzichten van de brandstof- en EU ETS CO₂ prijzen is tevens aangenomen dat alle Europese landen een verdergaand klimaatbeleid voeren. De aannames voor de Nederlandse elektriciteitssector zijn, op de brandstofprijzen na, gelijk aan het KAS-basis scenario.

Zowel het KAS-basis scenario als het KAS-alternatief scenario worden berekend met en zonder een nationale CO₂ bodemprijs, waardoor het totaal aantal scenario's op vier komt.

Het KAS-basis en het KAS-alternatief scenario 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 scenario's 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 o.a. brandstofprijzen en beleid 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 van 2017.

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 Klimaat Akkoord Streefbeeld (KAS) en het effect van deze ambities 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.

COMPETES³ 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 Balkan landen)⁴. 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 Voorstel op Hoofdpijnen voor het Klimaat Akkoord (VHKA) 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 nieuwe⁵ 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

³ 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.

⁴ Wanneer in dit rapport wordt gerefereerd naar alle landen zoals gemodelleerd door COMPETES wordt dit aangeduid met EU+.

⁵ In het KAS-basis scenario is aangenomen dat alleen in Tsjechië en Polen investeringen in nieuw kolenvermogen mogelijk zijn. In het KAS-alternatief scenario is aangenomen dat alle EU+ landen een verdergaand klimaatbeleid voeren en er geen investeringen in nieuw kolenvermogen mogelijk zijn.

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 als deze zowel in 2020 als in 2025 op non-actief wordt gezet. In 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 (dagvoortmarkt): de resultaten van de investeringsmodule zijn een input voor de berekeningen van de dagvoortmarkt 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 Scenario's en overige aannames

2.2.1 Thermisch en hernieuwbaar opgesteld vermogen in Nederland en het buitenland

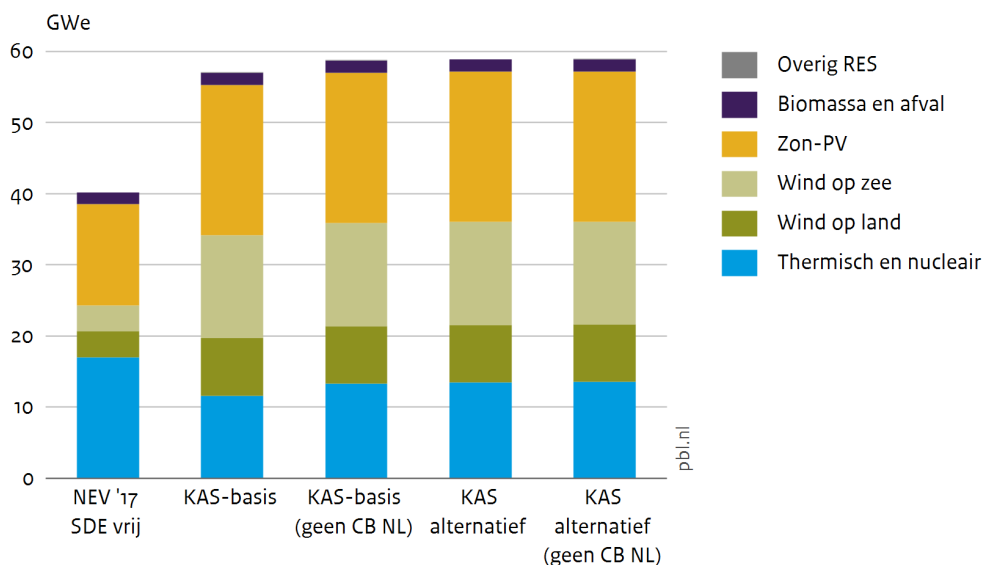
In *geen* van de KAS scenario's wordt er geïnvesteerd in nieuwe thermische capaciteit. Met andere woorden, er vinden geen nieuwe investeringen in gas- en kolencentrales plaats in aanvulling op de initiële capaciteitsmix die is aangenomen in de berekeningen van de investeringsmodule. Figuur 1 en Figuur 2 geven de capaciteiten weer inclusief de resultaten van de investeringsmodule die een input zijn voor de berekeningen van de dagvoortmarkt (zie ook Tabel 7 in bijlage B).

In Figuur 1 is een overzicht gegeven van het opgesteld vermogen zoals aangenomen in de NEV2017 SDE+ vrije variant (Schoots et al., 2017), het KAS-basis scenario en het KAS-alternatief scenario in Nederland, met en zonder een nationale CO₂ Bodemprijs (CB). In vergelijking tot de NEV2017 SDE+ vrije variant betreffen de verschillen in het opgesteld vermogen in Nederland met de KAS scenario's de uitfasering van het kolenvermogen⁷, de hogere hernieuwbare capaciteit in de KAS scenario's in lijn met de ambities van de Sectortafel Elektriciteit, en de verschillen in het opgesteld gasvermogen.

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. Het is immers de vraag of dit financieel gezien een aantrekkelijke optie is.

Opgesteld vermogen in Nederland in de scenario's



Bron: NEV 2017, VHKA Streefbeeld en COMPETES resultaat

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

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 ook nieuw personeel moet worden aangetrokken. De kosten⁸ van het deconserveren van eenheden kan daarom ook 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 KAS scenario's is het totaal operationele opgestelde gasvermogen in 2030 ongeveer 9-10 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 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

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

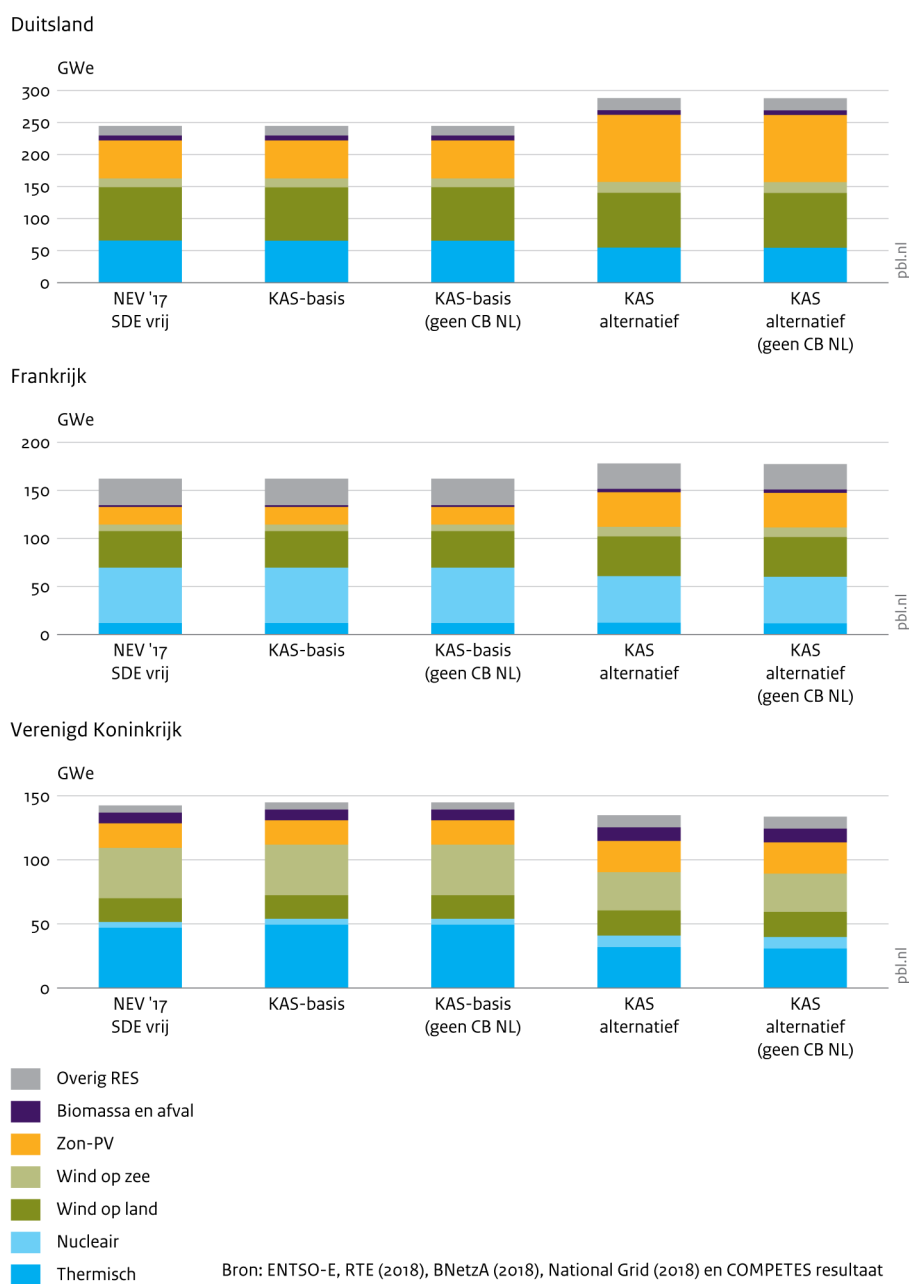
⁹ In de investeringsmodule wordt naast het zichtjaar 2030 ook 2020 en 2025 gerund. Wanneer een eenheid zowel in 2020 als in 2025 wordt stilgelegd is aangenomen dat de eenheid permanent wordt stilgelegd. Met andere woorden: er wordt aangenomen dat een eenheid maximaal vijf jaar kan worden geconserveerd.

CO₂ Bodemprijs (CB) 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, terwijl de uitfasering van kolenvermogen in Nederland en additionele elektrificatie de situatie van Nederlandse gascentrales juist verbetert. In Frontier (2018) wordt een relatief vergelijkbaar scenario als de KAS scenario's berekend voor Nederland genaamd "National CPF & coal ban". In dit scenario wordt er van een lagere elektriciteitsvraag uitgegaan dan in de KAS scenario's 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, hoewel wanneer er in de KAS scenario's een regionale CO₂ bodemprijs wordt geïntroduceerd in plaats van een nationale CO₂ bodemprijs de gascapaciteit wellicht hoger uit zou kunnen komen dan 10 GW doordat er in de KAS scenario's significante elektrificatie wordt aangenomen.

Naar verwachting blijven gascentrales in 2030 een belangrijke rol spelen in de voorziening van back-up capaciteit. De discussie omtrent de inzet van (flexibele) gascentrales en hun financiële situatie blijft daarom belangrijk en is relevant voor de leveringszekerheid van elektriciteit in Nederland (zie ook paragraaf 3.6).

Voor het buitenland wordt er in het KAS-basis scenario 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 streefbeelden of ambities van de verschillende sectortafels t.a.v. elektriciteit in Nederland, zoals meegenomen in de berekeningen van de (des)investeringen (zie Figuur 2 en Tabel 7 in bijlage B).

Opgesteld vermogen in Duitsland, Frankrijk en het VK in de scenario's



Figuur 2 Opgesteld vermogen in Duitsland¹⁰, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk, inclusief het resultaat van de investeringsmodule in Gigawatt elektrisch (GWe)

In het KAS-alternatief scenario is er uitgegaan van een verdergaand klimaatbeleid in het buitenland ten opzichte van de aannames in de NEV2017, waar nu zowel voor het hernieuwbaar opgesteld vermogen als het thermisch vermogen wordt uitgegaan van het Green Revolution scenario van ENTSO-E (Visie 4). Effectief betekent dit dat er ten opzichte van NEV2017 er in de EU+ minder conventionele kolencapaciteit (-46 GW) staat opgesteld, maar 56 GW meer gasvermogen omdat gas in het Green Revolution scenario (Visie 4) van ENTSO-E wordt gezien als transitiebrandstof (zie ook Tabel 7 in bijlage B). De aannames van het hernieuwbaar opgesteld vermogen in het buitenland zijn gelijk aan de NEV2017, behalve voor het Verenigd Koninkrijk,

¹⁰ Inclusief Luxemburg

Duitsland en Frankrijk waar we uitgaan van een nationaal scenario met een verdergaand klimaatbeleid (zie Figuur 2).

Voor Duitsland is er voor het thermische en hernieuwbare opgestelde vermogen uitgegaan van het C2030 scenario (BNetzA, 2018). In het C2030 scenario staat er significant minder bruinen steenkool vermogen opgesteld ten opzichte van de NEV2017/KAS-basis, maar meer gasvermogen, en meer hernieuwbaar opgesteld vermogen.

Voor Frankrijk gaan we uit van het Ampère scenario dat tezamen met een reeks andere scenario's recent is gepubliceerd door RTE (2018). In dit scenario zijn de aannames van het opgesteld gasvermogen min of meer gelijk aan NEV2017/KAS-basis, maar het nucleair vermogen in 2030 wordt lager ingeschat (-9 GW)¹¹. Het hernieuwbaar vermogen, en met name zon, is 24 GW hoger dan is aangenomen in de NEV2017/KAS-basis.

Voor het scenario van het opgesteld vermogen in het Verenigd Koninkrijk (VK) is uitgegaan van het 2 degrees scenario van National Grid (2018), dat ook recent is gepubliceerd. In dit scenario zijn de inzichten van de uitrol van wind op zee en op land naar beneden bijgesteld doordat in de laatste jaren de weerstand (ook politiek)¹² tegen windmolens in het VK is toegenomen wat de uitrol belemmert, en waardoor de prognose lager uitkomt. Het totale hernieuwbaar opgesteld vermogen ligt wel hoger, wat met name komt door verdere uitrol van Zon PV.

De impact op het opgesteld vermogen in Duitsland, het VK¹³ en Frankrijk zoals resulteert uit de investeringsmodule van het wel of niet doorvoeren van een Nederlandse CO₂ bodemprijs is beperkt.

2.2.2 Vraag naar elektriciteit

Voor de Nederlandse elektriciteitsvraag in 2030 is de NEV2017 SDE+ vrije variant als uitgangspunt genomen. In Figuur 3 is een overzicht gegeven van de conventionele elektriciteitsvraag, zoals gedefinieerd in NEV2017 SDE+ vrij, en de ambities van de verschillende sectortafels ten aanzien van elektrificatie zoals meegenomen in het KAS scenario.

De tafel van Landbouw en Landgebruik en de tafel van de Gebouwde Omgeving (GO) komen in het KAS uit op een additionele elektrificatie van respectievelijk, 3,8 TWh en 1,7 TWh. Aan de tafel Mobiliteit is in het streefbeeld bepaald dat de vraag naar elektriciteit door elektrische voertuigen (EV) in 2030 uitkomt op 5,1 TWh. Voor de berekeningen voor het voorstel tot een Klimaatakkoord is COMPETES uitgebreid met een 'slim-laden' functionaliteit waarbij het moment van laden van elektrische voertuigen afhankelijk is van de prijs, uitgaande van een 'dom' vraagprofiel voor elektrische voertuigen dat is gebaseerd op gegevens van Sijm et al. (2017).

Voor de industrie is er, naast de inflexibele additionele elektrificatie van 8,8 TWh, voor het streefbeeld bepaald dat er in 2030 een industriële warmtevraag van 33,1 TWh¹⁴ is, die kan worden ingevuld door middel van elektrische boilers óf conventionele gas boilers (hybride Power-to-Heat, P2H). Om een inschatting te kunnen maken van de additionele elektrificatie door

¹¹ Frankrijk is in Europa een belangrijke – al dan niet de belangrijkste – netto exporteur van elektriciteit. Dit komt voornamelijk door het grote nucleaire vermogen, waar momenteel veel discussie over is wegens veiligheidsmaatregelen en doordat veel eenheden binnen tien jaar aan het einde komen van de economische leeftijd. In het Ampère scenario blijft de nucleaire capaciteit redelijk in stand, hoewel in andere scenario's van RTE de capaciteit significant reduceert en ook Frankrijk in meerdere mate afhankelijk wordt van import. De besluiten t.a.v. het nucleair vermogen in Frankrijk zullen van invloed zijn op de Nederlandse elektriciteitsbalansen, daar zijn hier verder geen analyses voor gedaan.

¹² <https://www.theguardian.com/environment/2015/jun/18/tories-end-onshore-windfarm-subsidies-2016>

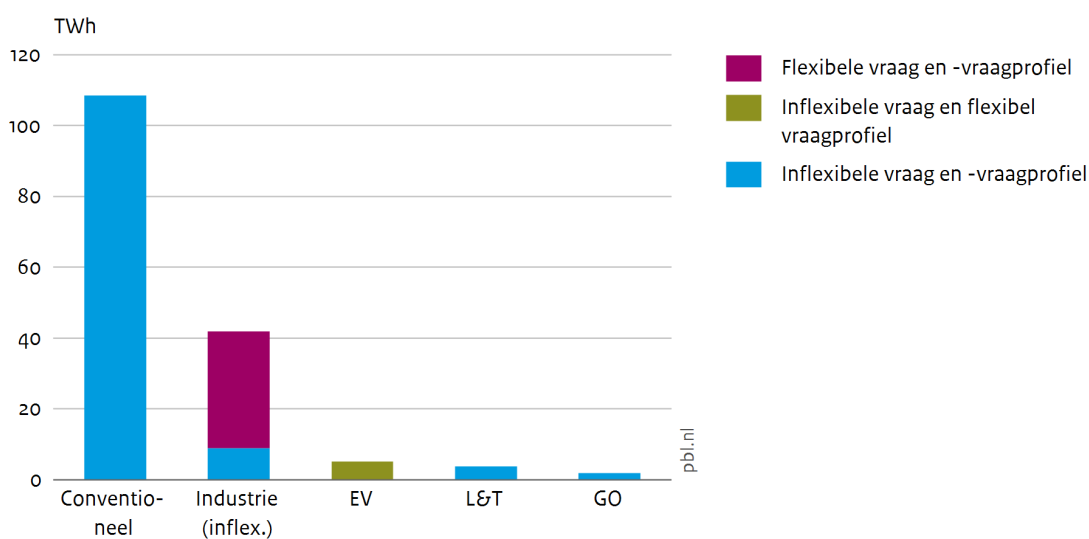
¹³ Het VK heeft momenteel al een CO₂ bodemprijs ingevoerd van 18 £/ton, hoewel de hoogte ervan is bevroren, en het in 2030 in het KAS-alternatief scenario door de hogere EU ETS prijs geen rol van betekenis meer speelt.

¹⁴ Er wordt uitgegaan van een constante warmtevraag. De warmtevraag per uur die door hybride P2H kan worden ingevuld is dan 33,1 TWh/8760 = 3779 MWh/h.

elektrische boilers, die bovenop de 8,8 TWh inflexibele vraag naar elektriciteit komt in de industrie, is het COMPETES model uitgebreid met hybride P2H dat tevens als vraagrespons optie kan worden gezien. Dit houdt in dat in de uren wanneer de elektriciteitsprijs lager is dan de marginale kosten van het inzetten van een gas boiler voor de warmtevraag, de warmte wordt geproduceerd door middel van een elektrische boiler. De resulterende additionele elektriciteitsvraag van hybride P2H in de industrie, bovenop de 8,8 TWh inflexibele vraag, kan dus variëren tussen 0 en 33,1 TWh.

In paragraaf 3.4 wordt een verdere toelichting gegeven op de twee toegevoegde vraagresponsfunctionaliteiten (slim laden en hybride P2H) in COMPETES en het resultaat.

Conventionele elektriciteitsvraag NEV 2017 SDE-vrije variant en additionele (in)flexibele elektrificatie in het Klimaat Akkoord Streefbeeld (KAS) in Nederland



Bron: NEV 2017 en VHKA Streefbeeld

Figuur 3 Conventionele elektriciteitsvraag NEV2017 SDE+ vrije variant en additionele (in)flexibele elektrificatie KAS in Nederland in Terawattuur (TWh)

Tabel 6 in bijlage B geeft een overzicht van de aannames voor de omliggende landen en EU+ in totaal, waar in het KAS-basis scenario de aannames voor de elektriciteitsvraag gelijk zijn aan de NEV2017, en in het KAS-alternatief scenario additionele elektrificatie van EV's is meegenomen op basis van het aantal EV's per land in lijn met het ENTSO-E Sustainable Transition scenario. Ook voor deze landen wordt slim laden als optie voor vraagrespons meegenomen, tevens uitgaande van een initieel 'dom' vraagprofiel.

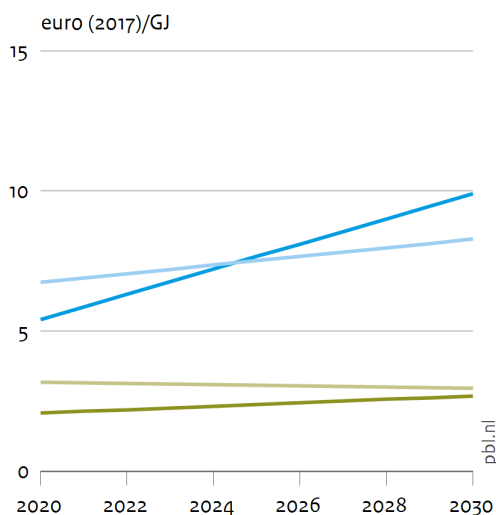
2.2.3 Brandstofprijzen- en CO₂ prijzen

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 NEV's 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. De recentere inzichten inzake de energieprijzen worden daarom meegenomen in het KAS-alternatief scenario, terwijl in het KAS-basis scenario wordt uitgegaan van dezelfde prijzen zoals aangenomen in NEV2017 (zie Figuur 4). De nationale CO₂ bodemprijs, die in het Regeerakkoord is bepaald op 43 €/ton, wordt in Nederland zowel meegenomen in het KAS-basis scenario als in het KAS-alternatief scenario als een variant, en is alleen van toepassing

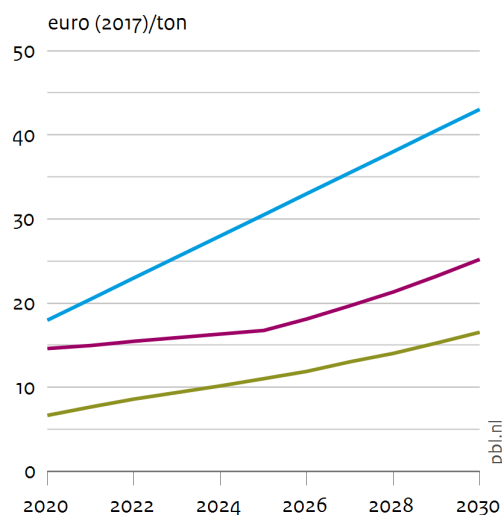
op de elektriciteitscentrales. De data uit onderstaande figuur zijn tevens te vinden in Tabel 8 in bijlage B.

Prijzen in de scenario's

Brandstofprijzen



CO₂ prijzen



KAS-basis

— Aardgas

— Steenkool

KAS-alternatief

— Aardgas

— Steenkool

— Bodemprijs NL

— EU-ETS, KAS-alternatief

— EU-ETS, KAS-basis

Bron: NEV 2017 en IEA (2017)

Figuur 4. Brandstof- en CO₂ prijzen in de berekende scenario's in euro per Gigajoule (GJ) en euro per ton CO₂

Uit Figuur 4 is te halen dat het concurrentievermogen van gascentrales in het algemeen, op basis van de meer recente prijzen, voor het zichtjaar 2030 is verbeterd ten opzichte van kolencentrales doordat zowel de prognose van de gasprijs naar beneden is bijgesteld en de EU ETS prijs een stuk hoger ligt. Daarnaast is de brandstofprijs voor kolen iets hoger.

Ter samenvatting van alle aannames per scenario wordt er in de volgende paragraaf in Tabel 1 een overzicht gegeven.

2.2.4 Samenvatting scenario aannames 2030

	KAS-Basis		KAS-Alternatief	
	-	Geen CB NL	-	Geen CB NL
CO₂ prijzen	EU ETS: NEV2017 CO ₂ Bodemprijs (CB) Nederland (Regeerakkoord)	EU ETS: NEV2017 Geen CO ₂ Bodemprijs (CB) Nederland (Regeerakkoord)	EU ETS: PBL CO ₂ Bodemprijs (CB) Nederland (Regeerakkoord)	EU ETS: PBL Geen CO ₂ Bodemprijs (CB) Nederland (Regeerakkoord)
Brandstof prijzen	NEV2017		Recente inzichten o.b.v. WEO New Policies (IEA, 2017)	
Transmissie capaciteit	NEV2017			
Nederland (opgesteld vermogen en elektriciteitsvraag)				
RES capaciteit	KA Streefbeeld			
Thermische capaciteit	KA Streefbeeld (inclusief uitfasering kolencapaciteit)			
Elektriciteitsvraag	Conventionele vraag o.b.v. NEV2017 SDE+ vrij en additionele elektrificatie Gebouwde Omgeving (GO), Industrie, Landbouw en Mobiliteit			
Buitenland (opgesteld vermogen en elektriciteitsvraag)				
RES capaciteit¹⁵	NEV2017 (ENTSO-E, Visie 4)		VK: 2 degrees scenario (National Grid, 2018); DE: C2030 (BnetzA, 2018); FR: Ampère (RTE, 2018); Overige landen: NEV2017 (ENTSO-E, Visie 4)	
Thermische capaciteit	NEV2017 (ENTSO-E, Visie 1)			
Elektriciteitsvraag	NEV2017 (ENTSO-E, Visie 1)			

Tabel 1 Samenvatting van de belangrijkste aannames en databronnen in het KAS-basis en KAS-alternatief scenario, met en zonder een nationale CO₂ Bodemprijs (CB)

¹⁵ Tevens wordt in het KAS-alternatief scenario door de hogere capaciteiten wind op zee een hoger aantal vollasturen aangenomen dan in het KAS-basis scenario, omdat doorgaans de windsnelheden – en daardoor het potentiële aantal vollasturen – toenemen wanneer wind turbines verder weg van de kust worden geplaatst.

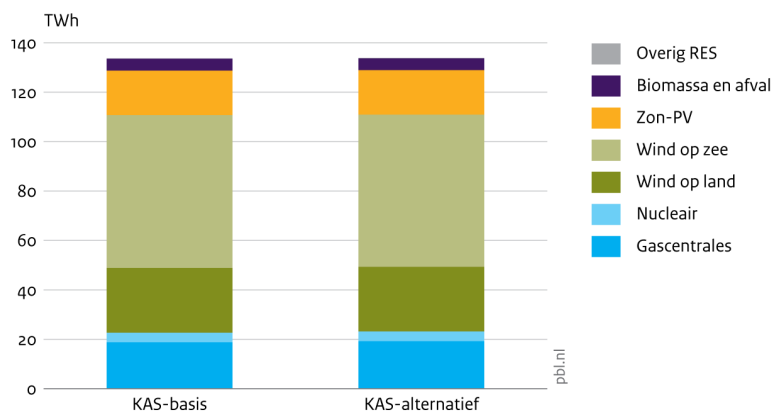
3 Resultaten

3.1 Elektriciteitsproductie per technologie

Hoewel het hernieuwbare aanbod in het buitenland hoger ligt in het KAS-alternatief scenario, is de elektriciteitsvraag door elektrisch vervoer in het buitenland tevens hoger en de conventionele capaciteit (zoals kolen in Duitsland) lager. Het netto effect op de productiemix in Nederland is daardoor beperkt. Ook de impact van het wel of niet invoeren van een nationale CO₂ bodemprijs heeft voornamelijk betrekking op de import en export (zie paragraaf 3.2) en in mindere mate op de productiemix. Het voornaamste verschil in de productiemix tussen de vier berekende scenario's betreft voornamelijk de inzet van gascentrales door het wel of niet introduceren van een nationale CO₂ bodemprijs. Wanneer een dergelijke bodemprijs niet wordt geïntroduceerd is de productie van Nederlandse gascentrales 2-4 TWh hoger. Dit is te verklaren door lagere kosten voor CO₂ en dus lagere marginale productiekosten in een situatie zonder Nederlandse CO₂ prijs, en ook doordat de gascapaciteit in de varianten zonder een bodemprijs iets hoger ligt.

In Figuur 5 wordt de productiemix per KAS scenario gegeven voor Nederland voor uitsluitend de variant met een nationale CO₂ bodemprijs.

Elektriciteitsproductie van twee scenario's in Nederland in 2030, variant met Nederlandse CO₂ bodemprijs



Bron: COMPETES resultaat

Figuur 5 Elektriciteitsproductie in Nederland in Terawattuur (TWh)

In Figuur 5 is de productie van gascentrales in het KAS-alternatief 0,5 TWh hoger en beperken de verschillen zich verder tot een iets lagere windproductie in KAS-alternatief scenario ten opzichte van het KAS-basis scenario. De reden voor de iets lagere windproductie, terwijl van dezelfde capaciteit en hetzelfde windprofiel wordt uitgegaan, is dat er in iets meer uren van het jaar curtailment¹⁶ of afschakeling van de windproductie plaatsvindt en er in deze uren ook gemiddeld meer windproductie wordt afgeschakeld (Tabel 2). De totale wind curtailment is beperkt.

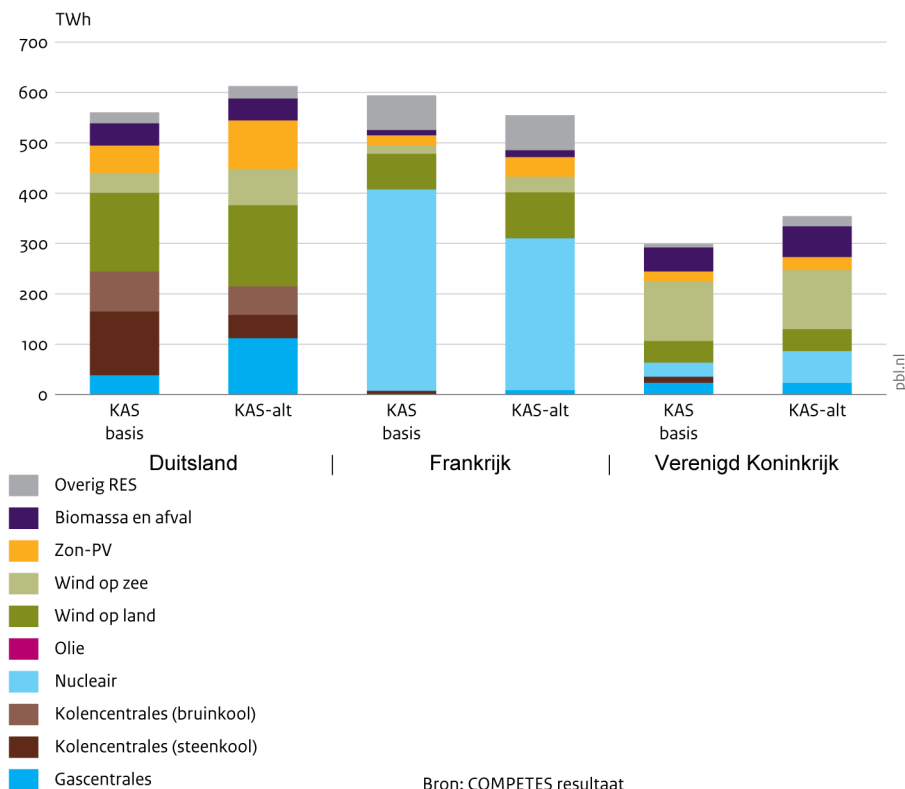
¹⁶ Wind curtailment, of afschakeling van elektriciteitsproductie door windturbines, vindt plaats in uren wanneer er door netwerkbepalingen niet meer elektriciteit kan worden geëxporteerd en wanneer de Nederlandse vraag naar elektriciteit beperkt is. Doordat wind op zee hogere variabele B&O kosten heeft in vergelijking tot wind op land wordt de productie van windturbines op zee eerder afgeschakeld.

	KAS-Basis	KAS-basis (geen CB NL)	KAS- alternatief	KAS-alternatief (geen CB NL)
Aantal uren (% uren in jaar)	181 (2%)	179 (2%)	203 (2%)	203 (2%)
Totale wind curtailment, GWh (% totaal wind)	423 (0,5%)	424 (0,5%)	718 (0,8%)	718 (0,8%)

Tabel 2 Resultaten wind curtailment/afschakeling wind productie in Nederland

In Figuur 6 is de productie per technologie in het Verenigd Koninkrijk (VK), Duitsland en Frankrijk weergegeven voor uitsluitend de variant met een Nederlandse CO₂ bodemprijs, omdat de verschillen tussen de bodemprijsvarianten minimaal zijn. De verschillen tussen het KAS-basis scenario en het KAS-alternatief scenario komen voornamelijk doordat er is uitgegaan van een ander achtergrondscenario van het opgesteld vermogen (paragraaf 2.2.1). De grootste verschillen hiertussen betreffen dan ook de productie van kolencentrales in Duitsland, nucleaire centrales in Frankrijk en de hogere totale hernieuwbare productie in Duitsland, Frankrijk en het VK.

Elektriciteitsproductie per scenario en per technologie in Duitsland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk, 2030, variant met CO₂ bodemprijs NL



Bron: COMPETES resultaat

Figuur 6 Elektriciteitsproductie in omliggende landen in TWh

3.2 Handel in elektriciteit

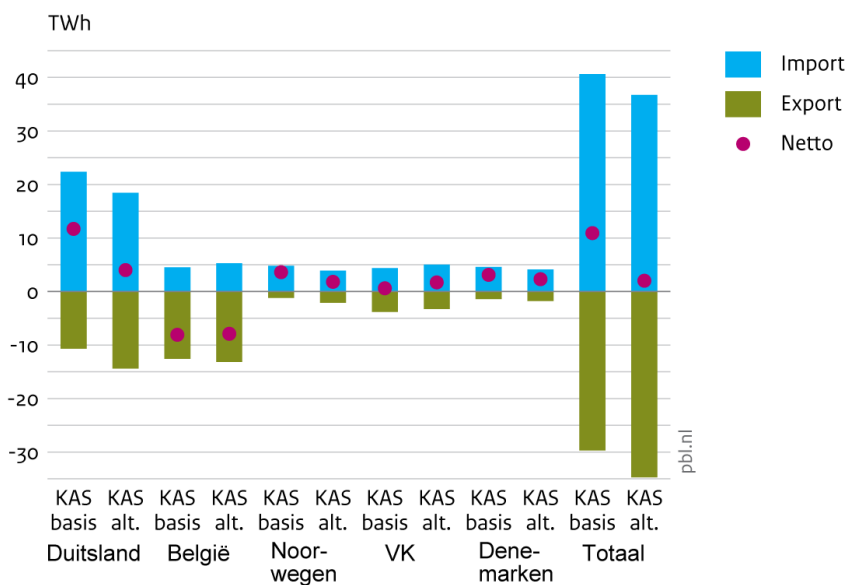
In de NEV2017 Vastgesteld en Voorgenomen beleid (VV) was de netto export ongeveer 20 TWh, terwijl in de NEV2017 SDE+ vrije variant Nederland in plaats van een netto exporteur een netto importeur van elektriciteit zou zijn van ongeveer 17 TWh door de lagere hernieuwbare productie. Een verschil van bijna 40 TWh. In Figuur 7, waar alleen de resultaten van de KAS-scenario's van de variant met een Nederlandse CO₂ bodemprijs is weergegeven, is te zien dat de netto handelsbalansen in Nederland in de KAS-scenario's tussen deze twee NEV2017

scenario's in liggen. Door de hogere hernieuwbare elektriciteitsproductie in de KAS-scenario's ten opzichte van NEV2017 SDE+ vrij importeert Nederland beduidend minder, hoewel door het verbod op de inzet van kolen in centrales Nederland in geen van de KAS scenario's een grote netto exporteur van elektriciteit wordt, zoals wel het geval is in het NEV2017 VV scenario.

In zowel het KAS-basis als het KAS-alternatief leidt de introductie van een nationale CO₂ bodemprijs tot iets meer import tussen de 2-4 TWh, omdat Nederlandse gascentrales een verslechterde concurrentiepositie hebben ten opzichte van centrales in het buitenland (zie ook paragraaf 3.6). Alleen in het KAS-alternatief scenario zonder de introductie van een nationale CO₂ bodemprijs is Nederland een kleine netto exporteur van elektriciteit van ongeveer 2 TWh.

Het grootste verschil tussen de handel in het KAS-basis en het KAS-alternatief scenario is voornamelijk een significant lagere import uit Duitsland en hogere export naar Duitsland in het KAS-alternatief scenario. Dit heeft grotendeels te maken met de lagere productie van kolen centrales in Duitsland, maar komt deels ook doordat Duitsland netto minder elektriciteit uit Frankrijk importeert vanwege de significant lagere productie van kernenergie in Frankrijk. Dit is indirect dus ook van invloed op de handelsbalans tussen Nederland en Duitsland.

Export, Import en netto stromen van de Nederlandse elektriciteitssector per grens voor variant met Nederlandse CO₂ bodemprijs

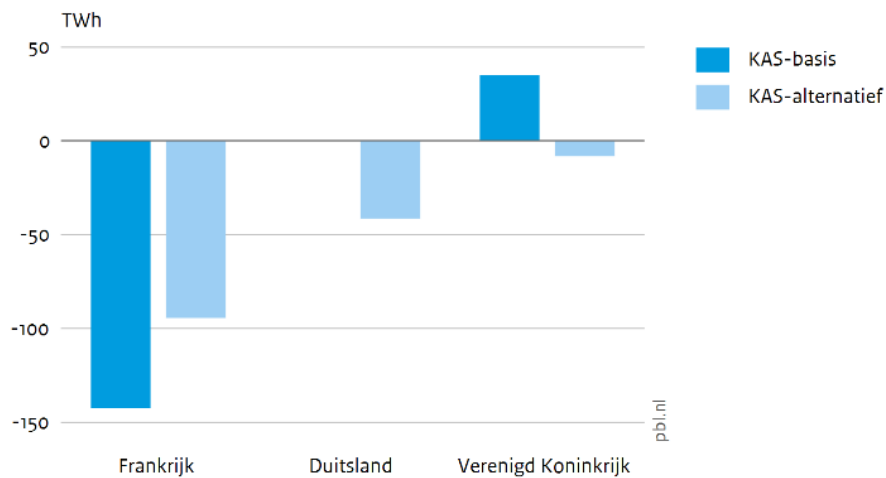


Bron: COMPETES resultaat

Figuur 7 Grensoverschrijdende stromen van elektriciteit in Nederland in TWh

De totale productie van hernieuwbare elektriciteit in het VK, Duitsland en Frankrijk is hoger in het KAS-alternatief scenario in vergelijking tot het KAS-basis scenario. Voor het VK en Duitsland resulteert dit in de omslag van een netto importeur naar een netto exporteur van elektriciteit (Figuur 8). Voor Frankrijk neemt de netto export significant af ondanks de toename van de hernieuwbare elektriciteitsproductie doordat het opgesteld nucleair vermogen ongeveer 9 GW lager is in het KAS-alternatief scenario. De introductie van een CO₂ bodemprijs in Nederland heeft een beperkte invloed op de handelsbalans van de landen, zoals weergegeven in Figuur 8 en leidt tot een iets lagere netto import of een iets hogere netto export afhankelijk van het uitgangspunt, met een verschil kleiner dan 1 TWh.

Netto import (positief) en netto export (negatief) in Frankrijk, Duitsland en het VK in de KAS scenario's



Bron: COMPETES resultaat

Figuur 8 Netto handel in elektriciteit in omliggende landen¹⁷ in TWh

3.3 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 3 wordt een overzicht gegeven van de (gewogen) gemiddelde elektriciteitsprijzen in Nederland en de omliggende landen. Door het verdwijnen van het kolenvermogen in Nederland en de introductie van de nationale CO₂ bodemprijs liggen de gemiddelde prijzen in 2030 iets hoger dan in de NEV2017VV, waar de gewogen gemiddelde prijs ongeveer 44 €/MWh was. De impact op de elektriciteitsprijzen van het verdwijnen van het kolenvermogen en de introductie van de CO₂ bodemprijs in de KAS scenario's is relatief beperkt ten opzichte van de NEV2017 VV. 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 importeren (Figuur 7). Ten opzichte van de NEV2017 VV is daarom de import hoger in de KAS scenario's en de export lager, waardoor er in de KAS scenario's geen relatief dure Nederlandse productie-eenheden ingezet hoeven te worden.

Hoewel in het KAS-alternatief scenario de productie van hernieuwbare elektriciteit in het VK, Duitsland en Frankrijk hoger ligt dan in het KAS-basis scenario, is de elektriciteitsprijs in het KAS-alternatief scenario in alle landen zoals weergegeven in Tabel 3 hoger. Dit komt door de hogere elektriciteitsvraag (additionele elektrificatie EV's in de EU), de lagere capaciteit van kerncentrales en het kolenvermogen, de hogere EU ETS prijs en de iets hogere kolenprijs.

In Nederland heeft de introductie van een nationale CO₂ bodemprijs een kleinere impact op de gemiddelde elektriciteitsprijs in het KAS-alternatief scenario dan in het KAS-basis scenario. Dit

¹⁷ De netto import in Duitsland in het KAS-basis scenario is 0,1 TWh en daarom niet zichtbaar in het figuur

is te verklaren door het kleinere verschil tussen de nationale CO₂ bodemprijs en de EU ETS prijs.

2030	Gemiddelde elektriciteitsprijzen (€/MWh) (gewogen)			
	KAS-basis	KAS-basis (geen CB NL)	KAS-alternatief	KAS-alternatief, (geen CB NL)
Nederland	47,0	46,4	49,4	49,2
Duitsland	46,2	46,2	51,0	51,0
België	48,7	48,6	51,2	51,1
Frankrijk	45,1	45,1	50,0	50,0
Verenigd Koninkrijk	49,0	49,0	50,0	50,0

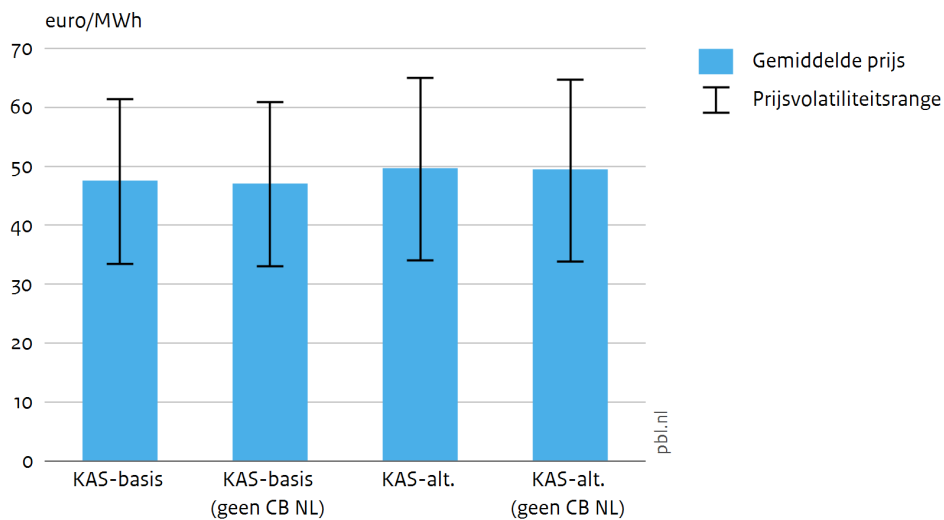
Tabel 3 Gemiddelde elektriciteitsprijzen in Nederland en omliggende landen

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 9). 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). Des te 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. Door het lagere opgestelde regelbare vermogen in de EU en het hogere aandeel hernieuwbaar is de volatiliteit in het KAS-alternatief scenario iets hoger (31 €/MWh) dan in het KAS-basis scenario (28 €/MWh). Daarnaast wordt hybride P2H, zoals besproken in paragraaf 3.4, in minder uren van het jaar ingezet in het KAS-alternatief scenario door hogere elektriciteitsprijzen waardoor het volatiele aanbod van wind en zon in minder uren door hybride P2H wordt geacommodeerd en elektriciteitsprijzen meer volatiel zijn.

De introductie van een nationale CO₂ bodemprijs heeft een marginaal en verwaarloosbaar effect op de prijsvolatiliteit.

In de volgende paragraaf worden de vraagresponsopties besproken die zijn meegenomen in de berekeningen van de KAS scenario's. Een sterke toename van de vraagresponsopties kan leiden tot een sterke afname van de prijsvolatiliteit en is daarom van invloed op de business case van opslagopties die voor een positieve business case afhankelijk zijn van het laden en ontladen van elektriciteit. In de gepresenteerde cijfers voor volatiliteit is de vraagresponsopties van hybride power-to-heat en van het slim laden van elektrisch vervoer meegenomen.

Gemiddelde elektriciteitsprijs en prijsvolatiliteit in de KAS scenario's in Nederland



Bron: COMPETES resultaat

Figuur 9 (Ongewogen) gemiddelde prijzen en prijsvolatiliteit¹⁸ in Nederland

3.4 Slim laden EV's en hybride P2H in de industrie

Vraagrespons wordt genoemd als een van de belangrijkste opties om te voorzien in de benodigde flexibiliteit van een elektriciteitssysteem met een groter aandeel wind- en zonnecapaciteit (Sijm et al., 2017). In de streefbeelden is ook uitgegaan van een bepaalde mate van flexibiliteit in de vraag (voor EV's en hybride P2H in de industrie) (Figuur 3). Voor de overige additionele elektrificatie (zoals bij de gebouwde omgeving) is een vast vraagprofiel aangenomen. In Figuur 10 wordt een illustratie gegeven van hoe slim laden met EV's is gemodelleerd in COMPETES in de eerste week van 2030, in combinatie met hybride P2H.

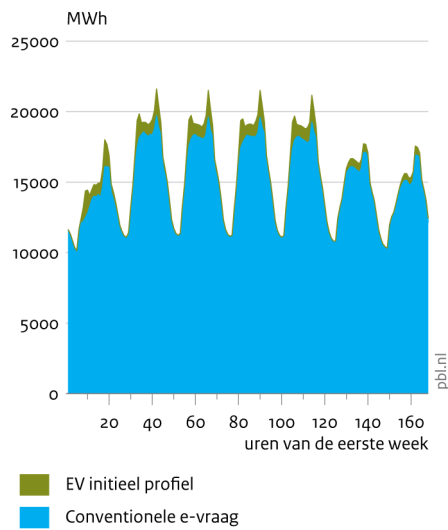
Vraagrespons met EV's

COMPETES optimaliseert simultaan de elektriciteitsprijzen en verschuiving van de vraag naar elektriciteit voor EV binnen één dag gebaseerd op een initieel 'dom' vraagprofiel (zie plaatje linksboven en linksonder in Figuur 10 waar het profiel van EV's bijdraagt aan de piekuren). De elektriciteitsvraag van EV's in de piekuren wanneer de elektriciteitsprijzen hoog zijn wordt dan verschoven naar uren met lagere elektriciteitsprijzen (die bijvoorbeeld door een hoger aanbod wind en zon en/of lagere conventionele elektriciteitsvraag worden veroorzaakt). In COMPETES wordt aangenomen dat de vraag naar elektriciteit alleen over de dag heen verschoven kan worden en dat de som van de negatieve en positieve vraagrespons (respectievelijk afname of toename t.o.v. initieel 'dom' profiel) over de dag heen nul is. Tevens wordt in het model aangenomen dat een positieve vraagrespons alleen kan volgen na een negatieve vraagrespons rekening houdende met een maximale capaciteit voor vraagrespons. Over het hele jaar heen wordt ongeveer 20 procent van de initiële vraag van EV's in Nederland verschoven naar andere uren. Dit is min of meer hetzelfde in de vier berekende scenario's.

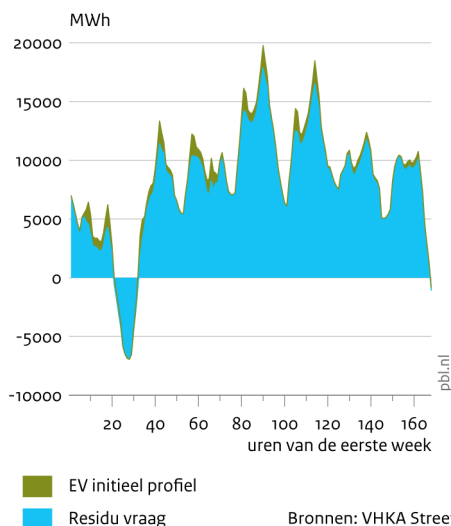
¹⁸ De prijsvolatiliteit is berekend aan de hand van standaarddeviaties van de prijsverschillen van uur tot uur.

Illustratie van optimalisatie vraagresponsfunctionaliteiten (slim laden EV's en hybride P2H)

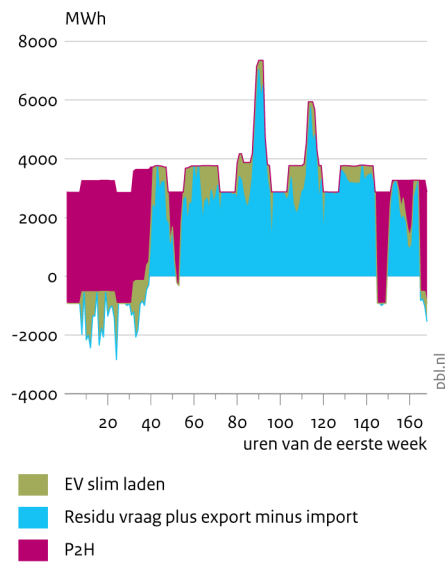
Conventioneel vraagprofiel



Conventioneel vraagresidu



Modelresultaat



Bronnen: VHKA Streefbeeld, Sijm et al. (2017), NEV2017 SDE vrij, en COMPETES resultaten

Figuur 10. Illustratie van conventioneel vraagprofiel en vraagresidu (elektriciteitsvraag minus wind en zon) in Nederland en initieel 'dom' profiel voor EV's (links), en het resultaat van slim laden en inzet hybride P2H (uitsluitend voor KAS-Basis met CO₂ bodemprijs) (rechts).

In het rechter plaatje in Figuur 10 wordt het resultaat in de eerste week van 2030 in het KAS-basis scenario van de vraagverschuiving van EV's en de optimale inzet van hybride P2H in elektrische modus weergegeven. Hier is te zien dat in deze analyse vraagrespons met EV's minder flexibel is dan de inzet van hybride P2H waardoor over de dag heen met name de elektriciteitsvraag van EV's rond de piekvraag momenten wordt verschoven. Meer onderzoek en informatie is nodig om een meer precieze inschatting te kunnen geven van het vraagrespons potentieel met EV's. Dit hangt ook nauw samen met de investeringen in de infrastructuur rondom elektrische voertuigen en de mate van automatisering.

Vraagrespons Hybride P2H

In het rechter plaatje in Figuur 10 is te zien dat in de eerste uren van het jaar er door een relatief lage vraag en relatief groot aanbod van wind en zon (ook in omliggende landen) er een

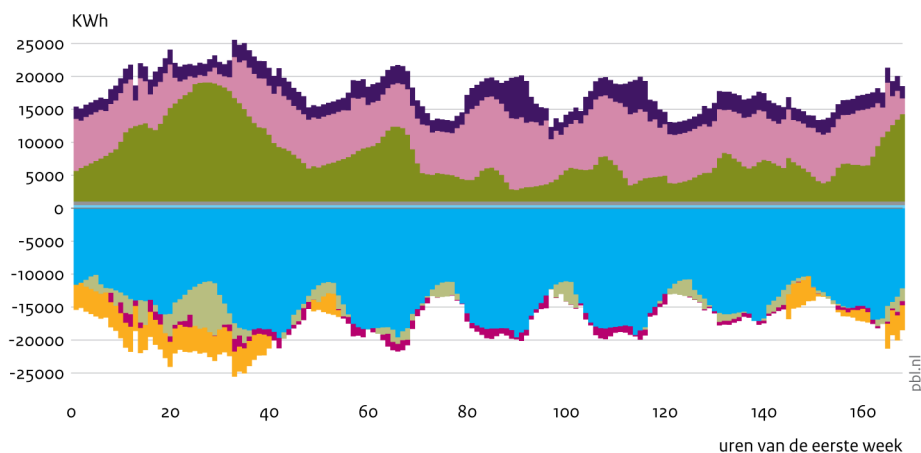
negatief vraagresidu (minus de import en plus de export) is (zie ook Figuur 11). De elektriciteitsprijs in deze uren is hierdoor lager dan de marginale kosten van een gas boiler waardoor de warmtevraag in de industrie wordt voorzien door een elektrische boiler (zie Figuur 12).

De totale elektriciteitsvraag in 2030 van hybride P2H in het KAS-alternatief scenario is ongeveer de helft minder ten opzichte van het KAS-basis scenario, respectievelijk 8 TWh en 17 TWh¹⁹. Dit komt o.a. door de hogere elektriciteitsprijzen in het KAS-alternatief scenario en de iets lagere marginale kosten van gas boilers door lagere gasprijzen waardoor e-boilers minder goed kunnen concurreren met gas boilers (Figuur 12). Tevens is het buitenland in het KAS-alternatief scenario iets meer afhankelijk geworden van de Nederlandse elektriciteitsproductie door het lagere aandeel regelbaar en goedkoop vermogen (m.n. nucleair in FR). Dit effect is bijvoorbeeld duidelijk te zien in de laatste uren van de eerste week van het jaar in Figuur 11 waar het aanbod van wind en zon hoog is, en in het KAS-basis scenario in deze uren P2H in e-boiler modus wordt ingezet terwijl in het KAS-alternatief scenario Nederland elektriciteit exporteert naar omliggende landen.

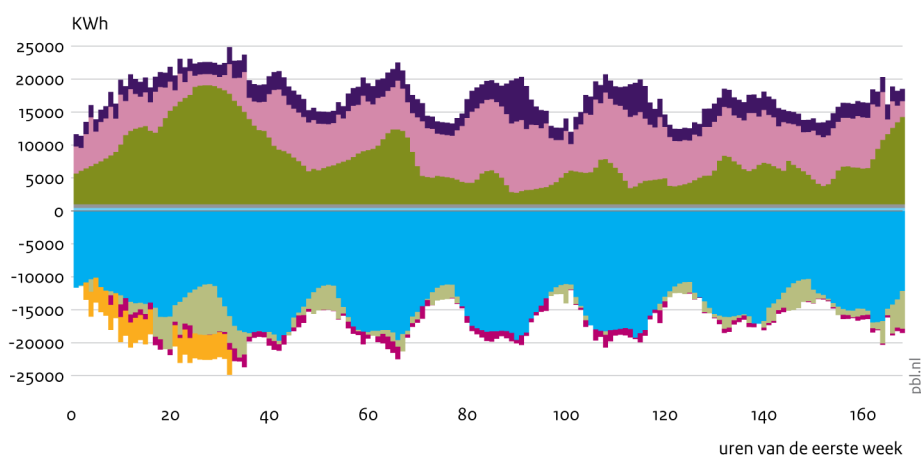
¹⁹ Voor het bepalen van het Klimaat Akkoord Streefbeeld (KAS) is er uitgegaan van een additionele elektrificatie van 38 TWh die is gerelateerd aan het veronderstelde hernieuwbare aanbod (110 TWh) in Nederland in 2030. In het KAS-basis scenario komt met de inzet van hybride P2H in e-boiler modus de totale elektrificatie uit op ongeveer 36 TWh, wat in dezelfde orde grootte is als de veronderstelde 38 TWh additionele elektrificatie. In het KAS-alternatief scenario komt de totale elektrificatie uit op ongeveer 27 TWh.

Illustratie van elektriciteitsbalans van vraag en aanbod in Nederland in de KAS scenario's, met nationale CO₂ bodemprijs

KAS-basis



KAS-alternatief



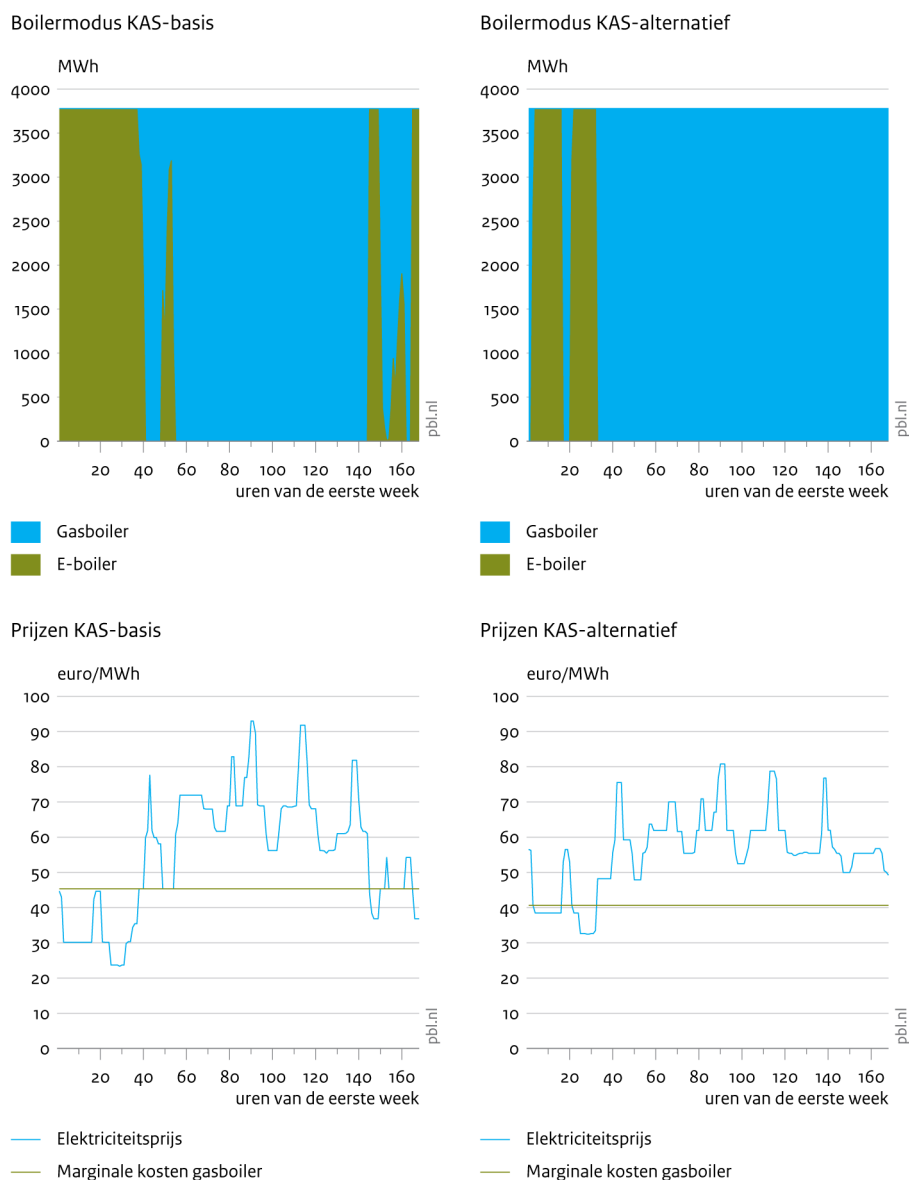
- Gas
- Import
- Wind en zon
- Overig RES
- Nucleair
- Conventionele e-vraag
- Export
- EV
- P2H

Bron: COMPETES resultaat

Figuur 11 Elektriciteitsbalans van vraag en aanbod (per uur: vraag = aanbod)

Er zijn ook uren waarin de warmtevraag van de industrie deels door gas boilers en deels door elektrische boilers wordt ingevuld, zie Figuur 12. Dit komt doordat vanwege de inzet van elektrische boilers de vraag naar elektriciteit toeneemt en er duurdere eenheden moeten worden ingezet om aan de vraag te voldoen. Daardoor stijgt de elektriciteitsprijs waardoor het voor een deel van de warmtevraag voordeliger is om gasboilers in te zetten in plaats van elektrische boilers. In deze uren is de elektriciteitsprijs dan ook gelijk aan de marginale kosten van een gas boiler. Hybride P2H is daarom in potentie een interessante optie in een elektriciteitssysteem met een hoog aandeel intermitterende hernieuwbare elektriciteit om het systeem te balanceren. Dit kan ook een positieve invloed hebben op het benodigde onderhoud van elektriciteitscentrales omdat deze centrales daardoor minder start-stops hoeven te maken.

Illustratie van de inzet van hybride P2H voor industriële warmtevraag



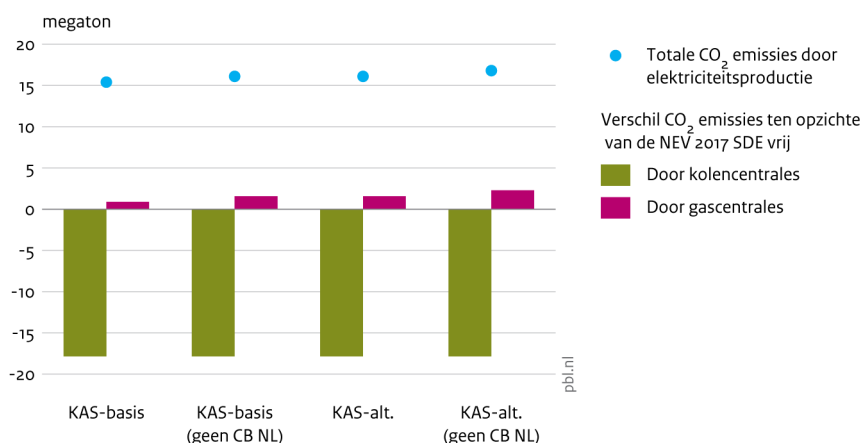
Bron: COMPETES resultaat

Figuur 12 Illustratie van inzet hybride P2H voor industriële warmtevraag in gas boiler modus of e-boiler modus, afhankelijk van de elektriciteitsprijs en de marginale kosten van een gas boiler

3.5 CO₂ emissies van de Nederlandse elektriciteitsproductie

In Figuur 13 worden de CO₂ emissies en de mutaties ten opzichte van NEV2017 SDE+ vrij 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 emissies t.o.v. NEV2017 SDE+ vrij. Ten opzichte van de NEV2017 VV is het verschil kleiner omdat door een hoger aandeel hernieuwbaar de inzet van kolencentrales lager was in NEV2017 VV, en de referentie-emissie in 2030 dus anders is (NB: de emissies in Figuur 13 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, 2018).

CO₂ emissies van de Nederlandse elektriciteitssector in de KAS scenario's en het verschil in vergelijking met de NEV 2017



Bron: COMPETES resultaat

Figuur 13 CO₂ emissies van de Nederlandse elektriciteitssector en de verschillen²⁰

3.6 Leveringszekerheid van elektriciteit in Europa

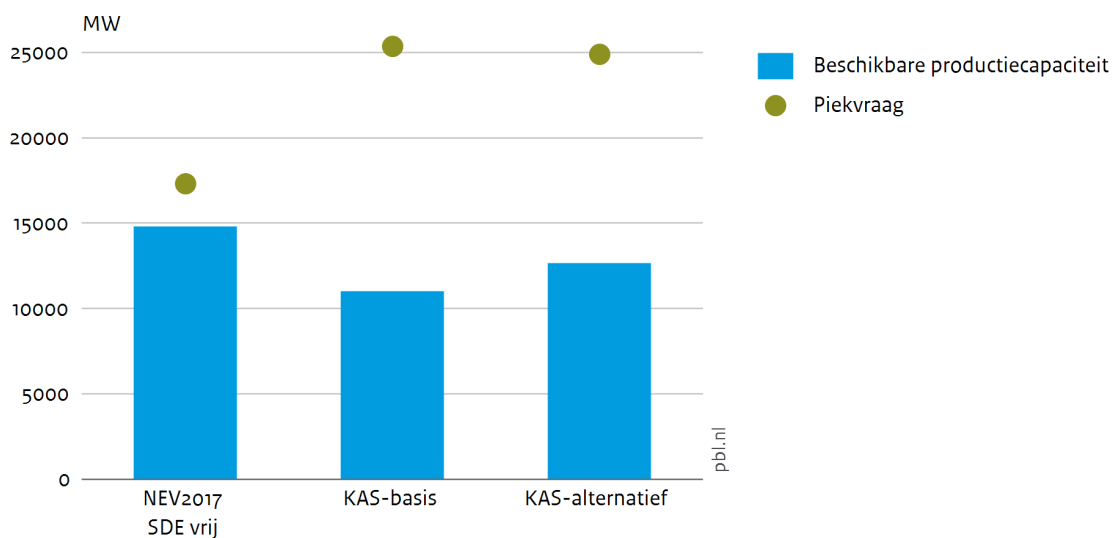
De leveringszekerheid van elektriciteit is een van de drie pijlers van het klimaat- en energiebeleid van de Europese Commissie (EC), waar adequaatheid van het systeem een belangrijk onderdeel van is die refereert naar voldoende productie- en transmissiecapaciteit om te kunnen voorzien in de (piek)vraag naar elektriciteit, en onder verschillende (weer)omstandigheden (EC, 2015). Momenteel zijn er per EU land verschillende definities en methodes in de 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 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.

²⁰ 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 verbruik van centrales.

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 capaciteitsfactor²¹ 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 14 is te zien dat de RM in alle gevallen negatief is doordat de piekvraag hoger ligt dan de beschikbare en betrouwbare capaciteit²². Dit geeft aan dat in deze piekuren een sterke importafhankelijkheid kan optreden. In de NEV2017 SDE+ vrij is het verschil tussen de beschikbare productiecapaciteit en de piekvraag nog beperkt, maar in de KAS scenario's is dit verschil een stuk groter door het uitfaseren van de kolencapaciteit en door de additionele elektrificatie die voor een deel inflexibel wordt verondersteld en dus bijdraagt aan de piekvraag.

Beschikbare productiecapaciteit in Nederland in verhouding tot de piekvraag in 2030



Bron: VHKA Streefbeeld, NEV2017 en COMPETES resultaat

Figuur 14 Beschikbare productiecapaciteit in Nederland in verhouding tot de piekvraag in 2030

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.

In Figuur 15 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 50 procent van het aanbod afhankelijk is van import. De 10 uren gepresenteerd in Figuur 15 zijn onafhankelijke uren en geven geen langere periode aan van donker en windstil weer, ook wel naar gerefereerd als 'Dunkelflaute'. Een dergelijke situatie

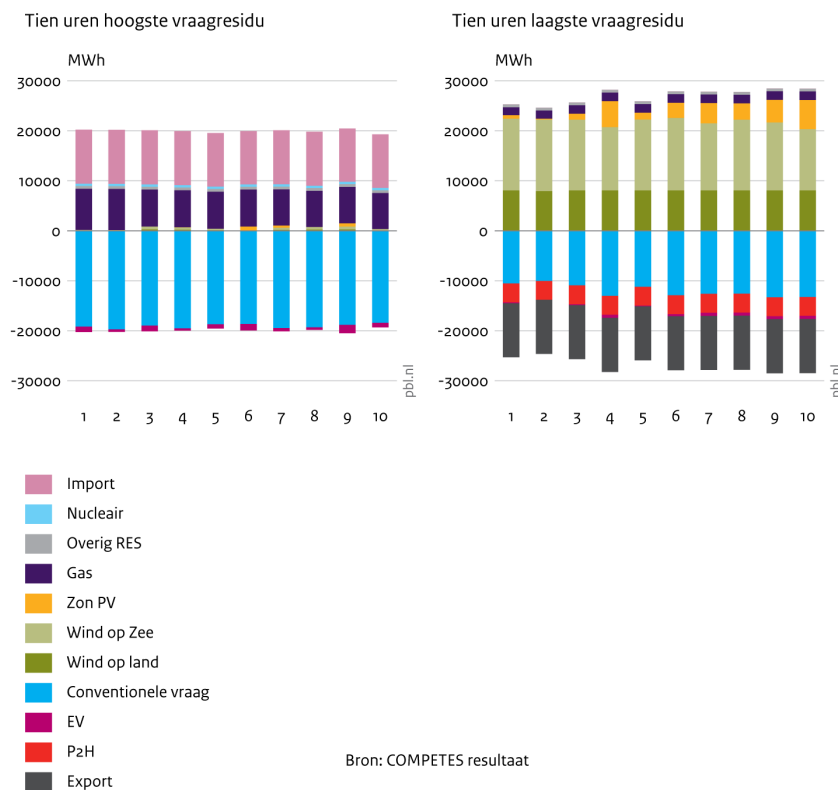
²¹ De capaciteitsfactor van wind in een uur betreft de ratio van de werkelijke elektriciteitsproductie van wind in een uur en de maximale potentiële productie van wind in een uur (bij een capaciteitsfactor van 100 procent, wordt alle productiecapaciteit benut voor de productie).

²² 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%.

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 reservevermogen²³.

In de 10 uren met het hoogste vraagresidu wordt hybride P2H ingezet in gas boiler modus en draagt daarom niet extra bij aan de piekvraag. In het geval dat een groter aandeel van de inflexibele vraag flexibel zou zijn (bijvoorbeeld wanneer vraagrespons in de gebouwde omgeving wordt verondersteld), zou de Reserve Margin (RM) minder negatief uitvallen (Figuur 14). In deze uren draaien de gascentrales voluit en wordt de beschikbare gascapaciteit voor 80-90% benut. In de uren met het laagste vraagresidu is dit maar ongeveer 20% en zijn dit voornamelijk warmtekrachtcentrales die voor de warmtevraag moeten draaien en daardoor een 'must run' karakter hebben²⁴. In de uren met het laagste vraagresidu is Nederland bovendien een netto exporteur van elektriciteit en wordt de industriële warmtevraag elektrisch ingevuld met hybride P2H.

Elektriciteitsbalans van vraag en aanbod in het KAS-basis scenario (met CO₂ bodemprijs) in de tien uren met het hoogste en laagste vraagresidu



Figuur 15 Elektriciteitsbalansen van vraag en aanbod in het KAS-basis scenario

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 in 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 veranderingen van uur tot uur van het vraagresidu

²³ <http://www.energiedialog.nrw.de/wie-bedrohlich-ist-eine-dunkelflaute-fuer-die-stromversorgung/>

²⁴ 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.

(elektriciteitsvraag minus productie wind en zon) sterker kunnen verschillen en daardoor meer vraagt van de flexibiliteit van het aanbod (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.

3.7 Kosten van het streefbeeld (elektriciteitsproductie)

Het streefbeeld in de KAS scenario's voor Nederland zoals gedefinieerd aan de sectortafels (zie hoofdstuk 1), heeft de nodige gevolgen voor de kosten van het elektriciteitssysteem. 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 waardoor er moet worden geïnvesteerd in de elektriciteitsnetwerken.

In PBL (2018) 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 hernieuwbaar elektriciteitsproductie uit zon en wind en deels door een hogere inzet van flexibele gascentrales. 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.

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 kosten van de elektriciteitsproductiemix die samen met de netwerkkosten de nationale kosten bepalen. 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 4** laat de verandering in de kosten zien voor het KAS-basis scenario zonder bodemprijs²⁵. De kosten van de niet-hernieuwbare productie nemen af door de sterke groei van hernieuwbaar. Vanwege de toename van de vraag en het verbod op kolen is de afname echter beperkt.

²⁵ Om de kosten te kunnen bepalen voor het KAS-alternatief scenario moet er een referentiescenario beschikbaar zijn voor dit scenario. Binnen de beschikbare tijd was het niet mogelijk om dit referentiescenario te genereren.

	KAS-basis geen CB NL
Kosten niet-hernieuwbare elektriciteitsproductie	-550
Referentiekosten toename vraag	-1600
Bruto toename kosten hernieuwbaar	3000-3600
Totale kosten (exclusief netwerken)	850-1450

Tabel 4 Nationale kosten streefbeeld elektriciteitsproductiemix (mln. euro)

In het streefbeeld is de vraag naar elektriciteit aanzienlijk hoger dan in het basispad (NEV2017 SDE Vrij). Om de meerkosten van het streefbeeld 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 ca. 34 TWh maal de elektriciteitsprijs genomen, ca. 1600 mln euro.²⁶ Daarmee komen de totale vermeden kosten van de realisatie van het streefbeeld op 2150 mln euro.

Daar tegenover staan de kosten van de toename van de hernieuwbare elektriciteitsproductie. De bruto kosten nemen toe met ca. 3 tot 3,6 mld euro. Let wel, dit zijn bruto kosten, dus zonder rekening te houden met de vermeden kosten van minder niet-hernieuwbare productie, de genoemde 2150 mln euro. De kosten van hernieuwbaar zijn gebaseerd op verwachtingen voor kostenontwikkeling van wind en zon-pv van de SDE+ regeling (de bovenmarge van de bandbreedte in PBL 2018) en op studies van Agora / Fraunhofer ISE (Agora 2015) voor zon-pv en op Agora Energiewende (2017) en een studie van Wiser et al. (2016) waarin een uitgebreide groep experts is gevraagd naar het potentieel voor kostenreductie voor wind voor de ondermarge in PBL (2018).

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 streefbeeld, dus verbod op kolen, toename wind en zon en extra vraag door elektrificatie) 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 bestaat uit de goedkopere productie van kolencentrales.

²⁶ Een alternatief is om een basispad te berekenen waarin de additionele vraag is meegenomen.

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 16). 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.

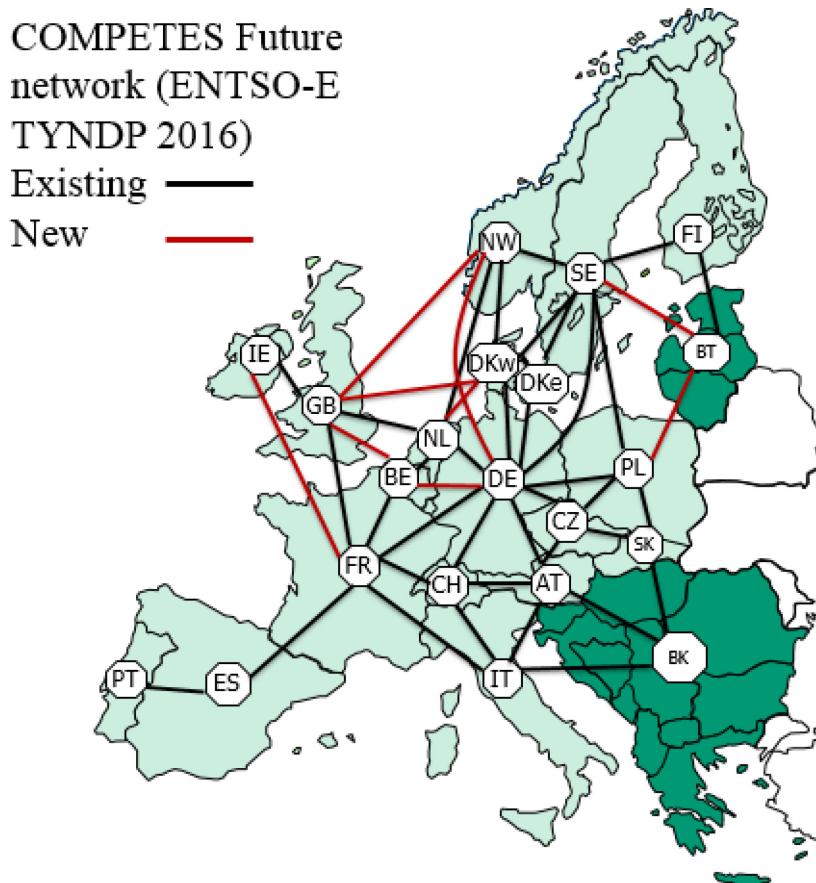
Op het moment zijn er vier verschillende versies van het model in gebruik:

- 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.²⁷ 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

²⁷ 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 dagvoortmarkt wordt aangenomen dat er sprake is van volledige (Europese) marktkoppeling.

- b) Intraday (ID) markt: als input voor de ID aanpassing gereserveerde capaciteit weer beschikbaar, . Optioneel: nationale of regionale intraday markten om ook



Figuur 16 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 5).
- 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
- Emissie factoren (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 opslag capaciteit (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. getijdecentrales)

Tabel 5 Overzicht van thermische en hernieuwbare technologieën in COMPETES

4.2 Bijlage B – Tabellen

Tabel 6 Aannames elektriciteitsvraag buitenland (EU+) in 2030

	Conventionele vraag (KAS-Basis)	Additionele elektrificatie zoals meegenomen in KAS-alternatief:		Totale e-vraag
	ENTSO-E Visie 1 [TWh]	Aantal EV's [mln personenauto's]*	E-vraag EV's [TWh]**	
Duitsland	548	2,6	7	555
België	93	0,4	1	94
Verenigd Koninkrijk	330	4,7	12	342
Frankrijk	447	3,7	9	457
Noorwegen	132	0,9	2	134
Denemarken	39	0,2	1	40
Totaal EU+ (excl. NL)	3395	23	58	3453

* Op basis van aantal EV's zoals gegeven in Sustainable Transition scenario (ENTSO-E, 2018)

** Er is uitgegaan van een gemiddeld verbruik per EV van 2500 kWh/jaar

Tabel 7 Opgesteld vermogen per technologie in Nederland, Duitsland, Verenigd Koninkrijk, Frankrijk en EU+ in GW²⁸

Opgesteld vermogen [GWe]		NEV2017, SDEvrij	KAS-basis	KAS-basis (geen CB NL)	KAS-alternatief	KAS-alternatief, (geen CB NL)
NL	Gascentrales	7,5	8,8	10,5	10,7	10,7
	Kolencentrales (steenkool)	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0
	Kolencentrales (bruinkool)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Nucleair	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Olie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Wind op land	3,7	8,1	8,1	8,1	8,1
	Wind op zee	3,6	14,5	14,5	14,5	14,5
	Zon-PV	14,3	21,1	21,1	21,1	21,1
	Biomassa en afval	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7
	Overig RES	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
DE*	Gascentrales	29,7	29,7	29,7	37,6	37,4
	Kolencentrales (steenkool)	23,4	23,4	23,4	8,1	8,1
	Kolencentrales (bruinkool)	12,6	12,6	12,6	9,0	9,0
	Nucleair	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Olie	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
	Wind op land	83,2	83,2	83,2	85,7	85,7
	Wind op zee	13,9	13,9	13,9	17,0	17,0
	Zon-PV	59,2	59,2	59,2	104,7	104,7
	Biomassa en afval	7,7	7,7	7,7	7,4	7,4
	Overig RES	16,0	14,7	14,7	18,5	18,5

²⁸ Resultaten van de investeringsmodule van COMPETES zijn hier in verwerkt

VK	Gascentrales	44,2	46,6	46,6	31,9	30,9
	Kolencentrales (steenkool)	2,9	2,9	2,9	0,0	0,0
	Kolencentrales (bruinkool)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Nucleair	4,6	4,6	4,6	9,0	9,0
	Olie	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
	Wind op land	18,4	18,4	18,4	19,5	19,5
	Wind op zee	39,5	39,5	39,5	29,9	29,9
	Zon-PV	19,0	19,0	19,0	24,3	24,3
	Biomassa en afval	8,4	8,4	8,4	10,7	10,7
	Overig RES	5,5	5,5	5,5	9,3	9,3
FR	Gascentrales	10,2	10,2	10,2	11,6	11,6
	Kolencentrales (steenkool)	1,7	1,7	1,7	0,0	0,0
	Kolencentrales (bruinkool)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Nucleair	57,6	57,6	57,6	48,5	48,5
	Olie	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0
	Wind op land	38,0	38,0	38,0	41,3	41,3
	Wind op zee	6,9	6,9	6,9	10,0	10,0
	Zon-PV	18,2	18,2	18,2	36,0	36,0
	Biomassa en afval	2,0	2,0	2,0	3,5	3,5
	Overig RES	27,4	27,4	27,4	26,3	26,3
EU+	Gascentrales	154,9	157,4	157,5	216,7	203,2
	Kolencentrales (steenkool)	59,6	53,4	53,4	27,1	27,1
	Kolencentrales (bruinkool)	45,1	45,1	45,1	25,1	25,1
	Nucleair	107,3	107,3	107,3	91,0	91,0
	Olie	0,6	0,5	0,5	2,2	0,8
	Wind op land	303,2	307,6	307,6	314,5	314,5
	Wind op zee	73,3	84,3	84,3	80,9	80,9
	Zon-PV	240,5	247,3	247,3	315,9	315,9
	Biomassa en afval	62,8	62,9	62,9	66,4	66,4
	Overig RES	276,4	275,1	275,1	281,7	281,7

* Inclusief Luxemburg

Tabel 8 Aannames brandstof- en CO₂ prijzen in KAS-basis en KAS-alternatief. Bronnen: ECN & PBL (2017), en IEA (2017)

Jaar	CO ₂ bodemprijs (NL) (€/ton)	CO ₂ EU ETS prijs (€/ton)		Brandstofprijzen (€/GJ)			
		CO ₂ EU ETS, KAS-basis	CO ₂ EU ETS, KAS-alternatief	KAS-basis		KAS-alternatief	
				Aardgas	Kolen	Aardgas	Kolen
2020	18	6,7	14,6	5,4	2,1	6,7	3,2
2021	21	7,7	15,0	5,9	2,1	6,9	3,2
2022	23	8,6	15,5	6,3	2,2	7,0	3,1
2023	26	9,4	15,9	6,8	2,3	7,2	3,1
2024	28	10,2	16,4	7,2	2,3	7,4	3,1
2025	31	11,0	16,7	7,7	2,4	7,5	3,1
2026	33	11,9	18,1	8,1	2,4	7,7	3,1
2027	36	13,0	19,7	8,6	2,5	7,8	3,0
2028	38	14,0	21,4	9,0	2,6	8,0	3,0
2029	41	15,2	23,2	9,4	2,6	8,1	3,0
2030	43	16,6	25,2	9,9	2,7	8,3	3,0

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

Elektriciteitsproductie [TWh]		NEV2017, SDEvrij	KAS-basis	KAS-basis (geen CB NL)	KAS-alternatief	KAS-alternatief, (geen CB NL)
NL	Gascentrales	18,8	18,8	20,8	19,3	22,9
	Kolencentrales (steenkol)	25,4	0,0	0,0	0,0	0,0
	Kolencentrales (bruinkool)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Nucleair	4,0	3,9	3,9	3,9	3,9
	Olie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Wind op land	11,7	26,2	26,2	26,2	26,2
	Wind op zee	15,0	61,9	61,9	61,6	61,6
	Zon-PV	12,1	18,0	18,0	18,0	18,0
	Biomassa en afval	4,6	4,8	4,8	4,8	4,8
	Overig RES	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
DE*	Gascentrales	38,3	38,3	38,2	111,7	111,1
	Kolencentrales (steenkol)	130,3	126,6	126,6	46,8	46,8
	Kolencentrales (bruinkool)	80,8	79,4	79,4	56,5	56,5
	Nucleair	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Olie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Wind op land	156,6	156,6	156,6	161,2	161,2
	Wind op zee	39,5	39,4	39,4	72,1	72,1
	Zon-PV	54,3	54,3	54,3	96,2	96,2
	Biomassa en afval	44,4	44,1	44,1	43,5	43,5

	Overig RES	23,3	21,8	21,8	24,6	24,5
VK	Gascentrales	20,8	23,5	23,2	23,0	22,1
	Kolencentrales (steenkool)	12,0	11,9	11,9	0,0	0,0
	Kolencentrales (bruinkool)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Nucleair	28,1	28,0	28,0	63,3	63,3
	Olie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Wind op land	43,2	43,2	43,2	43,8	43,8
	Wind op zee	117,7	117,7	117,7	117,3	117,3
	Zon-PV	20,3	20,3	20,3	25,9	25,9
	Biomassa en afval	48,2	47,5	47,5	61,1	61,1
	Overig RES	7,9	7,3	7,3	19,8	19,8
FR	Gascentrales	1,3	1,2	1,1	8,8	8,5
	Kolencentrales (steenkool)	6,4	6,2	6,2	0,0	0,0
	Kolencentrales (bruinkool)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Nucleair	400,8	399,9	399,8	301,5	301,5
	Olie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Wind op land	71,2	71,2	71,2	91,3	91,3
	Wind op zee	16,6	16,6	16,6	31,1	31,2
	Zon-PV	19,8	19,8	19,8	39,1	39,1
	Biomassa en afval	11,0	10,8	10,8	13,6	13,6
	Overig RES	69,6	68,6	68,5	69,2	69,2
EU+	Gascentrales	115,6	126,9	126,8	328,5	328,5
	Kolencentrales (steenkool)	308,1	268,7	268,7	160,2	160,2
	Kolencentrales (bruinkool)	251,3	248,4	248,3	165,1	165,1
	Nucleair	758,6	757,2	757,2	609,3	609,3
	Olie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Wind op land	622,6	637,0	637,0	662,4	662,4
	Wind op zee	219,1	265,9	265,9	322,5	322,5
	Zon-PV	277,2	283,2	283,2	349,9	349,9
	Biomassa en afval	366,7	363,8	363,7	387,5	387,5
	Overig RES	639,6	629,9	629,9	640,9	640,9

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

Agora Energiewende (2017), Future cost of onshore wind. Recent auction results, long-term outlook and implications for upcoming German auctions.

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.

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.

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.

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.