



PowerFlex-analyse Limburg

Bijlage I bij Systemstudie energie-
infrastructuur Limburg



Committed to the Environment

PowerFlex-analyse Limburg

Bijlage I systeemstudie energie-infrastructuur Limburg

Deze bijlage bij de systeemstudie Limburg is geschreven door:
Thijs Scholten, Joeri Vendrik en Frans Rooijers - CE Delft

Delft, CE Delft, september 2020

Publicatienummer: 20.190423.114f

Provincies / Energievoorziening / Elektriciteit / Productie / Vraag / Markt / Toekomst / Scenario's / Analyse
VT : Flexibiliteit / Simulatiemodel

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Frans Rooijers (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



1 Inleiding

In deze notitie wordt de potentiële rol van flexibiliteit in Limburg geanalyseerd als oplossing voor de handhaving van de systeembalans op het elektriciteitsnet, oftewel het matchen van vraag en aanbod van elektriciteit. De rol van flexibiliteitsmaatregelen als oplossing voor congestieproblemen wordt behandeld in Bijlage F 'Knelpunten en oplossingen'. Deze notitie is hierop een aanvulling.

Voor de analyse van de systeembalans is het niet voldoende om Limburg afzonderlijk te beschouwen, aangezien het Limburgse elektriciteitsnet in verbinding staat met de rest van Nederland en er constant uitwisseling van elektriciteit plaatsvindt. Daarnaast is het Limburgse hoogspanningsnet verbonden met het Duitse en het Belgische hoogspanningsnet. Daarom is systeembalans binnen de provincie niet noodzakelijk. Overschotten en tekorten kunnen getransporteerd worden van/naar de rest van Nederland en van/naar België en Duitsland. Daarom wordt bij deze analyse het complete elektriciteitssysteem van Nederland, België en Duitsland gemodelleerd met het Powerflex-model. Vervolgens worden de uitkomsten van deze modellering gebruikt om conclusies te kunnen trekken voor Limburg.



2 Samenvatting: toekomst- potentieel flexibiliteit

2.1 Inleiding

Door een toenemend aandeel niet-regelbaar productievermogen uit hernieuwbare bronnen, zoals windenergie en zon-pv, ontstaat er een groeiende vraag naar flexibiliteit. In tegenstelling tot regelbare elektriciteitscentrales, zoals de huidige gascentrales, past de productie van elektriciteit uit wind en zon zich niet aan op de vraag naar elektriciteit. Hierdoor ontstaan er productieoverschotten en productietekorten, flexibel productievermogen of flexibel vraagvermogen kan op die momenten bijspringen om vraag en aanbod alsnog in balans te brengen. Hiernaar wordt verwezen als flexibiliteitsopties, voorbeelden hiervan zijn Power-to-Heat, elektrolyzers (Power-to-H₂), ondergrondse valmeren of batterijen. Ze kunnen snel een extra vraag genereren door elektriciteit om te zetten in respectievelijk warmte, waterstof of door het op te slaan. Ze voorzien hiermee in een behoefte naar overschotflexibiliteit bij productieoverschotten. Bij het ontladen van batterijen of elektriciteitsproductie met piekcentrales (bijvoorbeeld in de vorm van waterstofcentrales of brandstofcellen) kan snel worden voorzien in tekortflexibiliteit. Sommige flexibiliteitsopties, zoals batterijen, kunnen voorzien in zowel overschot- als tekortflexibiliteit.

Het combineren van deze flexopties nabij en op het netvlak van de niet-regelbare productie-installatie heeft ook effecten op de netvlakken waarop ze aangesloten zijn. De flexopties kunnen bijdragen aan reductie van de piekbelasting op het netvlak door productieoverschotten te converteren. Daarnaast kunnen ze op momenten van tekorten bijdragen aan extra productie waardoor de aanwezige netcapaciteit alsnog wordt benut.

Door middel van een scenarioanalyse met het PowerFlex-model voor Nederland en Duitsland hebben we de behoefte aan flexibiliteit in Nederland in kaart gebracht. Ook hebben we met het model een gevoeligheidsanalyse gedaan voor de ontwikkelingen in België.

Dit alles hebben we vertaald naar een indicatie van de flexibiliteitsbehoefte in Limburg. Voor overschotflexibiliteit door hernieuwbare productie hebben we dit gedaan door de flexibiliteitsbehoefte van Nederland te schalen naar Limburg op basis van het aandeel wind- en zonne-energie in Limburg ten opzichte van dat in Nederland. Bij de tekortflexibiliteit is het de vraag wie deze flexibele centrales gaat bouwen en waar deze komen. Een deel kan ingevuld worden door Limburg. In Limburg liggen geschikte locaties voor de grootschalige productie van elektriciteit met regelbare energiecentrales. De huidige grootschalige elektriciteitscentrales zijn de Clauscentrale bij Maasbracht en de centrale Swentibold op Chemelot. De centrale Swentibold zal voor 2030 sluiten en is daarom niet meegenomen in de scenario's.

We hebben voor 2029 een analyse gedaan voor de situatie zoals geschetst in het Klimaat-akkoord, net voordat in 2030 alle Nederlandse kolencentrales sluiten. Dat moment vormt een duidelijk kantelpunt voor de energiemarkt. Voor 2050 hebben we twee uitersten onderzocht: een waterstofscenario, gebaseerd op het Internationale scenario uit I13050 en een elektrificatie-scenario, gebaseerd op het Regionale scenario. Beide scenario's zijn weergegeven in Tabel 1.

Tabel 1 - Overzicht scenario's

Scenario	2029	2050
Klimaatakkoord-scenario	Scenario volgt de situatie zoals uitgezet in het Klimaatakkoord.	N.v.t.
Klimaatakkoord Plus-scenario	Scenario volgt het 55%-pakket met 55% reductie van broeikasgassen in 2030. De ambitie voor de productie van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen (120 TWh) is overgenomen, de toename van de vraag door extra elektrificatie is ingeschat.	
Waterstof-scenario 2050	N.v.t.	Scenario bouwt voort op het Klimaatakkoord naar een situatie met relatief weinig hernieuwbare elektriciteitsproductie en een grote rol voor waterstof. Dit scenario is in lijn met het internationale scenario van I13050. Waterstof wordt geïmporteerd.
Elektrificatie-scenario 2050	N.v.t.	Scenario bouwt voort op het Klimaatakkoord naar een situatie met veel elektrificatie, veel hernieuwbare elektriciteitsproductie en veel flexibiliteitsbehoefte in lijn met het regionale scenario van I13050. Waterstof wordt lokaal geproduceerd.

In de rest van dit hoofdstuk gaan we in op de effecten van deze scenario-analyse voor Limburg. De details van de analyse zijn uitgewerkt in Hoofdstuk 3 tot en met 7.

2.2 Scenario 2029 - Klimaatakkoord

Dit scenario is volledig gebaseerd op het voorgenomen beleid uit het Klimaatakkoord, zoals deze door PBL is doorgerekend (PBL, 2019a; PBL, 2019b). Aangezien uitgegaan wordt van het jaar 2029 zijn de kolencentrales nog actief. Daarnaast beschikken we nog over enkele gascentrales en biomassacentrales. In Limburg is alleen de Clauscentrale actief, aangezien de Swentibold-centrale sluit. In dit scenario hebben we ook een variant opgenomen met verschillende flexopties in Limburg en een variant waarin de effecten van de ontwikkelingen in België inzichtelijk worden gemaakt.

Uit resultaten van de simulatie van dit scenario volgt dat in Nederland ruim 62% van de elektriciteit geproduceerd wordt door hernieuwbare bronnen. In Limburg is per jaar circa 700 GWh elektriciteitsoverschot met een vermogen van 2,2 GW. Deze overschotten worden voornamelijk veroorzaakt door zon-pv. Deze overschotten worden ingevuld met flexopties zoals curtailment, batterijen en Power-to-X. Vanwege het lage aantal uren dat er sprake is van overschotten liggen batterijen meer voor de hand dan elektrolyzers.

Ruim 2.000 uur per jaar wordt de volledige vraag ingevuld door hernieuwbare bronnen. De rest van het jaar moeten centrales draaien om de tekorten op te vullen. De Claus-centrale in Maasbracht vult hier een deel van in. Deze heeft een productie van 4,7 TWh, wat overeen komt met 3.600 vollasturen.

2.3 Scenario 2029 - Klimaatakkoord Plus

Dit scenario is gebaseerd op het 55%¹-reductiepakket van het Klimaatakkoord, ook wel het Klimaatakkoord Plus-variant genoemd. In dit pakket is de ambitie voor grootschalige hernieuwbare elektriciteitsproductie 120 TWh ten opzichte van 84 TWh bij het basispakket. De elektriciteitsproductie van kleinschalige zon-pv blijft gelijk. Deze extra hernieuwbare productie gaat gepaard met additionele elektrificatie, waardoor de elektriciteitsvraag ook toeneemt. In dit scenario hebben we een variant opgenomen met verschillende flexopties, een variant met een O-PAC-installatie in Limburg en een variant waarin de effecten van de ontwikkelingen in België inzichtelijk worden gemaakt. De resultaten van de O-PAC worden besproken in Paragraaf 2.6.2.

Uit resultaten van de simulatie van dit scenario volgt dat in Nederland ruim 77% van de elektriciteit geproduceerd wordt door hernieuwbare bronnen. In Limburg is per jaar circa 1.200 GWh elektriciteitsoverschot met een vermogen van 3 GW. Deze overschotten worden voornamelijk veroorzaakt door zon-pv. Deze overschotten worden ingevuld met flexopties zoals curtailment, batterijen en Power-to-X. Vanwege het lage aantal uren dat er sprake is van overschotten liggen batterijen meer voor de hand dan elektrolyzers.

Ruim 3.000 uur per jaar wordt de volledige vraag ingevuld door hernieuwbare bronnen. De rest van het jaar moeten centrales draaien om de tekorten op te vullen. De Claus-centrale in Maasbracht vult hier een deel van in. Deze draait in dit scenario minder dan in het Klimaatakkoord -scenario, vanwege het grotere aandeel hernieuwbare productie. De productie van de Clauscentrale komt uit op 4,1 TWh, wat overeen komt met 3.100 vollasturen. Vanwege de additionele elektrificatie zijn er extra piekcentrales nodig om aan de vraag te kunnen voldoen op momenten dat er weinig productie is van wind en zon. Er is in totaal 6 GW extra regelbaar vermogen nodig. Een deel hiervan kan in Limburg komen. Maasbracht (extra eenheid Claus), Chemelot (vervanging Swentibold) en Buggenum (op locatie voormalige Willem-Alexander Centrale) zijn hiervoor geschikte locaties.

2.4 Scenario 2050 - Waterstofscenario

Het Waterstofscenario 2050 is gebaseerd op het Internationale scenario uit II3050. Het is op het gebied van hernieuwbare elektriciteit een behoudend scenario waarin er tussen 2030 en 2050 weinig groei plaatsvindt in Nederland. Het resterende deel van de vraag wordt ingevuld met waterstofcentrales. De waterstof hiervoor wordt geïmporteerd, zowel voor Nederland als voor Duitsland. Voor Duitsland is gebruik gemaakt van scenario's die gehanteerd zijn conform de Nederlandse Net van de Toekomst scenario's (Gasunie & TenneT, 2019).

Uit resultaten van de simulatie van dit scenario volgt dat in Nederland ruim 80% van de elektriciteit geproduceerd wordt door hernieuwbare bronnen. In Limburg is per jaar circa 1.500 GWh elektriciteitsoverschot met een vermogen van 2,2 GW. Deze overschotten worden voornamelijk veroorzaakt door zon-pv. Deze overschotten worden ingevuld met

¹ 55% reductie van de CO₂-uitstoot van NL in 2030 ten opzichte van 1990. Bij het basispakket wordt ingezet op 49% reductie van de CO₂-uitstoot.



flexopties zoals curtailment, batterijen en Power-to-X. Vanwege het lage aantal uren dat er sprake is van overschotten liggen batterijen meer voor de hand dan elektrolyzers.

Ruim 3.500 uur per jaar wordt de volledige vraag ingevuld door hernieuwbare bronnen. De rest van het jaar moeten centrales draaien om de tekorten op te vullen. De Clauscentrale in Maasbracht vult hier een deel van in. Deze draait in dit scenario op waterstof. De productie van de Clauscentrale komt uit op 1,1 TWh, wat overeen komt met 870 vollasturen. Vanwege de additionele elektrificatie zijn er extra piekcentrales nodig om aan de vraag te kunnen voldoen op momenten dat er weinig productie is van wind en zon. Er is bijna twee keer zoveel regelbaar vermogen nodig. Een deel van de nieuwe centrales, circa 1,1 GW, wordt toegewezen aan Limburg. Maasbracht (extra eenheid Claus), Chemelot (vervanging Swentibold) en Buggenum (op locatie voormalige Willem-Alexander Centrale) zijn hiervoor geschikte locaties.

In dit scenario zal Nederland een netto importeur zijn vanuit Duitsland. Gedurende circa 6.500 uur per jaar importeert Nederland uit Duitsland, wat overeenkomt met circa 75% van het jaar. Deze uitwisseling is zwaar afhankelijk van de ontwikkelingen van brandstofprijzen en van centrales en de resultaten hebben daardoor een grote onzekerheid. De uitwisseling met België is niet onderzocht.

2.5 Scenario 2050 - Elektrificatie-scenario

Het Elektrificatie-scenario 2050 is gebaseerd op het Regionale scenario uit I13050. Het is een scenario waarin veel groei van hernieuwbare productie plaatsvindt tussen 2030 en 2050. De nadruk ligt op lokale productie, dus veel zon en wind op land. De vraag naar elektriciteit stijgt tevens sterk vanwege elektrificatie. Voor Duitsland is gebruik gemaakt van scenario's die gehanteerd zijn conform de Nederlandse Net van de Toekomst-scenario's (Gasunie & TenneT, 2019).

Uit resultaten van de simulatie van dit scenario volgt dat in Nederland circa 90% van de elektriciteit geproduceerd wordt door hernieuwbare bronnen. In Limburg is per jaar circa 5.700 GWh elektriciteitsoverschot met een vermogen van 4,4 GW. Deze overschotten worden voornamelijk veroorzaakt door zon-pv. Deze overschotten worden ingevuld met flexopties zoals curtailment, batterijen en Power-to-X. Vanwege het lage aantal uren dat er sprake is van overschotten liggen batterijen meer voor de hand dan elektrolyzers. Echter, door de grote hoeveelheden overschotten in dit scenario kan een elektrolyser ook voor Limburg een optie zijn. Een elektrolyser die gedimensioneerd is op 25% van de piekvraag (na curtailment) kan namelijk ruim 4.000 vollasturen draaien. In andere regio's in Nederland, met een groter aandeel wind, zal het aantal vollasturen van een elektrolyser en daardoor de businesscase nog beter zijn.

Ruim 5.500 uur per jaar wordt de volledige vraag ingevuld door hernieuwbare bronnen. De rest van het jaar moeten centrales draaien om de tekorten op te vullen. De Clauscentrale in Maasbracht vult hier een deel van in. Deze draait in dit scenario op waterstof. Vanwege het grote aandeel van wind en zon in de productie draaien de centrales slechts een korte periode in het jaar. De productie van de Clauscentrale komt uit op 0,1 TWh, wat overeen komt met 100 vollasturen. Vanwege de additionele elektrificatie zijn er extra piekcentrales nodig om aan de vraag te kunnen voldoen op momenten dat er weinig productie is van wind en zon. Er is 13 GW additioneel regelbaar vermogen nodig. Een deel van de nieuwe centrales, circa 0,6 GW, wordt toegewezen aan Limburg. Maasbracht (extra eenheid Claus), Chemelot (vervanging Swentibold) en Buggenum (op locatie voormalige Willem-Alexander Centrale) zijn hiervoor geschikte locaties.

In dit scenario zal Nederland een netto importeur van elektriciteit uit Duitsland. Gedurende circa 6.000 uur per jaar importeert Nederland uit Duitsland, wat overeenkomt met bijna 70% van het jaar. Deze uitwisseling is zwaar afhankelijk van de ontwikkelingen van brandstofprijzen en van centrales en de resultaten hebben daardoor een grote onzekerheid. De uitwisseling met België is niet onderzocht.

2.6 Kansen voor flexopties in Limburg

2.6.1 Flexopties

Voor elk scenario zijn enkele flexibiliteitsmaatregelen meegenomen in een extra simulatie. Om de behoefte aan overschotflexibiliteit te verminderen is curtailment toegepast op de productie van zon-pv. Bij curtailment worden de hoge productiepieken die slechts een paar keer per jaar voorkomen niet ingevoerd op het elektriciteitsnet, het vermogen wordt beperkt tot 50% van het piekvermogen. Hierdoor kan het piekvermogen fors gereduceerd worden, terwijl slechts een deel van de productie verloren gaat. Dit gereduceerde piekvermogen zorgt voor een lagere belasting op het net, waardoor minder congestieproblemen plaatsvinden. Daarnaast zorgt het ervoor dat er minder vermogen aan flexmiddelen nodig is voor de overschotflexibiliteit.

De effecten op curtailment op de overschotten in Limburg is weergegeven in Tabel 2. In drie van de scenario's leidt curtailment tot een hogere residuele vraag. Alleen in het 2050 Elektrificatie-scenario is dit niet het geval. Bij de keuze voor wel of geen curtailment (en hoeveel) moeten de voordelen voor de netbelasting en systeembalans afgewogen worden tegen de nadelen van extra residuele vraag.

Tabel 2 - Effecten curtailment op overschotten in Limburg.

	2029 KA	2029 KA+	2050 Waterstof	2050 Elektrificatie
Piekvermogen overschotten	GW			
<i>Excl. curtailment</i>	2,2	3,0	2,9	4,4
<i>Incl. curtailment</i>	1,3	1,8	2,2	2,6
Volume overschotten	GWh			
<i>Excl. curtailment</i>	700	1.200	3.250	5.700
<i>Incl. curtailment</i>	550	1.000	1.450	4.900

Daarnaast is vraagverschuiving toegepast om de pieken van de elektriciteitsvraag te verlagen. Vraagpieken zijn te reduceren door de vraag over een langere tijd te spreiden. Vraag kan ook verschoven worden naar momenten van veel niet-regelbare elektriciteitsproductie. Vraagverschuiving zorgt voor lagere pieken in de residuele vraag, waardoor er minder piekcentrales nodig zijn om in de residuele vraag te voorzien. In deze berekeningen is vraagverschuiving toegepast in de gebouwde omgeving (warmtepompen) en bij mobiliteit (laadpalen) De effecten hiervan zijn te zien in Tabel 3.

Tabel 3 - Effecten vraagverschuiving op tekorten in Nederland.

	2029 KA	2029 KA+	2050 Waterstof	2050 Elektrificatie
Piekvermogen tekorten	GW			
<i>Excl. vraagverschuiving</i>	24,5	31	43	37,5
<i>Incl. vraagverschuiving</i>	22,5	28	41	35,5

2.6.2 O-PAC

In elk scenario is er een aanzienlijke behoefte aan flexopties, zowel aan de overschot- als de tekortzijde. Hiervoor kunnen gangbare flexopties gebruikt worden, zoals batterijen of Power-to-X bij overschotten en centrales bij tekorten. Maar in Limburg is er ook mogelijkheid voor grootschalige opslag, namelijk een ondergrondse pompaccumulatiecentrale (O-PAC).

Een O-PAC is een waterkrachtcentrale, zoals die er ook zijn in landen als Duitsland of Zweden, maar dan met een ondergronds valmeer. Op momenten van overschotten wordt elektriciteit gebruikt om water op te pompen. Op momenten van tekorten gaat dit water via een turbine door de ondergrond naar het valmeer, waarbij elektriciteit opgewekt wordt. Dit betekent dat een O-PAC functioneert als een grootschalige batterij.

Een O-PAC concurreert met andere flexopties, zoals Li-Ion batterijen, niet met power to gas. Voor het scenario Klimaatakkoord-plus is een analyse gemaakt van de kosten van een O-PAC in vergelijking met batterijen, zie paragraaf 5.3.3. De kosten van de elektriciteit voor het vullen van de opslagsystemen zijn hierbij niet meegenomen, maar deze zullen bij gelijkwaardige inzet even hoog zijn. Met alle onzekerheden is de kostprijs in dezelfde orde van grootte, maar is het soort investeringen geheel anders. Deze analyse geeft een eerste-orde vergelijk, een gedetailleerdere analyse is nodig om de businesscase van de twee opties echt goed te kunnen vergelijken.

Na 2030 nemen de overschotten en tekorten toe en is er meer potentie voor zowel de O-PAC als de batterijen.

2.7 Uitwisseling elektriciteit met het buitenland

De uitwisseling van elektriciteit met het buitenland is voor Limburg aanzienlijk belang, vanwege zijn ligging. Het Limburgse hoogspanningsnet is bij Maasbracht gekoppeld aan het Duitse en het Belgische hoogspanningsnet. Bij elk scenario is de uitwisseling met Duitsland gemodelleerd. Voor de 2030 scenario's is ook de uitwisseling met België gemodelleerd. Het gaat hierbij niet alleen om de uitwisseling bij de Limburgse interconnectiepunten, maar de conclusies voor heel Nederland zullen gelijk zijn aan de conclusies voor de Limburgse interconnectiepunten.

In 2029 zal Nederland in beide scenario's een sterke netto exportpositie innemen, zowel ten opzichte van Duitsland als ten opzichte van België. Naar Duitsland zal tussen de 6.200 uur en 6.900 uur per jaar geëxporteerd worden en naar België bijna 8.500 uur. In 2017 was Nederland nog netto importeur van elektriciteit.

Voor 2050 is Nederland in beide scenario's importeur vanuit Duitsland. Nederland is voor zijn leveringszekerheid echter niet afhankelijk van Duitsland. De uitwisseling tussen de landen is zwaar afhankelijk van de ontwikkelingen van brandstofprijzen en van centrales en de resultaten hebben daardoor een grote onzekerheid.

3 Scenario's en flexibiliteit

3.1.1 Doel

Het doel van het doorrekenen van verschillende scenario's met het PowerFlex-model van CE Delft is het in kaart brengen van de mogelijkheden voor flexibiliteit in Limburg. Alle scenario's zijn opgesteld en doorgerekend voor Nederland en Duitsland, ons belangrijkste buurland als het gaat om elektriciteitsuitwisseling. Aanvullend is in een gevoeligheidsanalyse de impact van veranderingen op de Belgische markt meegenomen. Het model rekent dus niet alleen voor Limburg. De toedeling van de flexibiliteitsbehoefte door overschotten naar Limburg doen we op basis van het opgestelde vermogen aan hernieuwbare elektriciteitsproductie in Limburg ten opzichte van het Nederlands totaal. Voor de stabiliteit van het elektriciteitsnet ligt het inzetten van flexibiliteit nabij productielocaties het meest voor de hand. De locatie van deze flexopties bepaalt de mogelijke impact op de verschillende netvlakken.

3.1.2 Modelleren van scenario's

In de volgende twee hoofdstukken bespreken we de analyses van drie scenario's, één voor 2029 en twee voor 2050. Deze scenario's zijn gekozen om de uiteinden van het speelveld voor flexibiliteit weer te geven. We hanteren de scenario's zoals weergegeven in Tabel 4.

Tabel 4 - Overzicht scenario's

Scenario	2029	2050
Klimaatakkoord-scenario	Scenario volgt de situatie zoals uitgezet in het Klimaatakkoord.	N.v.t.
Klimaatakkoord Plus-scenario	Scenario volgt het 55%-pakket met 55% reductie van broeikasgassen in 2030. De ambitie voor de productie van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen (120 TWh) is overgenomen, de toename van de vraag door extra elektrificatie is ingeschat.	
Waterstof-scenario 2050	N.v.t.	Scenario bouwt voort op het Klimaatakkoord naar een situatie met relatief weinig hernieuwbare elektriciteitsproductie en een grote rol voor waterstof. Dit scenario is in lijn met het internationale scenario van I13050. Waterstof wordt geïmporteerd.
Elektrificatie-scenario 2050	N.v.t.	Scenario bouwt voort op het Klimaatakkoord naar een situatie met veel elektrificatie, veel hernieuwbare elektriciteitsproductie en veel flexibiliteitsbehoefte in lijn met het regionale scenario van I13050. Waterstof wordt lokaal geproduceerd.

3.1.3 Modelleren van flexibiliteitsbehoefte

In deze scenario's wordt de flexibiliteitsbehoefte bepaald door het verschil tussen vraag aan elektriciteit en het aanbod aan niet-regelbare hernieuwbare elektriciteitsproductie en zogenaamde must-run centrales. Deze laatste groep zijn centrales die vanwege de verplichting om afval te verwerken of om warmte te leveren niet de vrijheid hebben om hun vermogen aan te passen aan de behoefte van de elektriciteitsmarkt. De elektriciteitsvraag minus deze elektriciteitsproductie resulteert in de residuele vraag.

Wanneer de residuele vraag negatief is, is er meer niet-regelbare elektriciteitsproductie dan dat er vraag is. In deze situaties is er behoefte aan overschotflexibiliteit (of curtailment, zoals het stilzetten van windturbines of het ontkoppelen van zonnepanelen). Deze overschotflexibiliteit kan geleverd worden door elektrolyzers (die maken van elektriciteit waterstof, Power-to-Gas), elektrische boilers (die warmte produceren uit elektriciteit en die warmte bijvoorbeeld opslaan, Power-to-Heat), het opladen van accu's of het vraagverschuiving bij eindgebruikers (bijvoorbeeld de productie opvoeren bij elektriciteitsintensieve productiebedrijven).

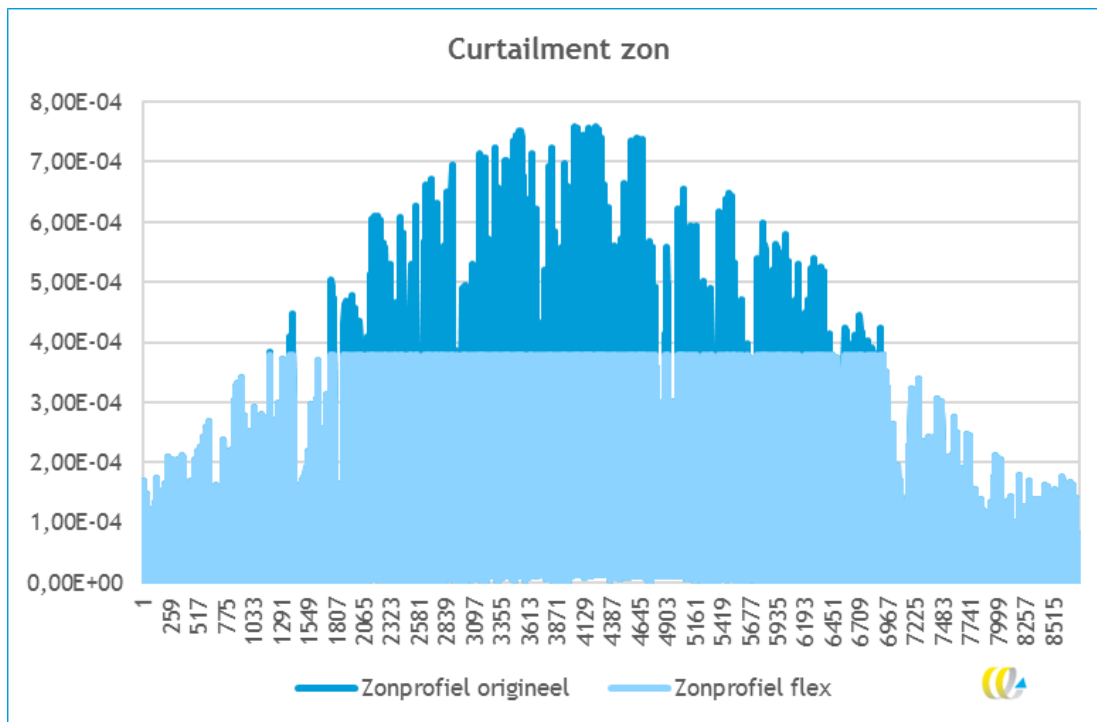
Wanneer de residuele vraag positief is, is er behoefte aan regelbaar productievermogen. Voor een deel wordt dit opgevuld met conventionele elektriciteitscentrales die een redelijk aantal uur per jaar in actie komen. Voor een ander deel wordt dit ingevuld met piekproductie-eenheden die slechts enkele uren per jaar in actie komen en daardoor zorgen voor hoge elektriciteitsprijzen op die uren. De laatste categorie, de piekproductie-eenheden zijn een maat voor de behoefte aan tekortflexibiliteit. De flexibiliteitsbehoefte is volledig ingevuld als het model prijzen berekend die op enkele uren per jaar na positief zijn en die op enkele uren per jaar na niet extreem hoog zijn.

In onze modelaanpak gaan we in de eerste instantie uit van de vermogens aan flexibiliteitsinstallaties die volgens de scenario's nodig zijn om aan bijvoorbeeld de waterstofbehoefte van de scenario's te voorzien. Alleen wanneer deze opties niet voldoende zijn, worden aanvullende flexopties opgenomen in het model. Hierbij wordt voor de overschotflexibiliteit in Duitsland soms eerst vraagverschuiving door batterijen opgevoerd bij zon-pv tot circa 50% van de piekproductie. Accu's worden dan op de zonnepiek geladen en rondom de flanken van de zonnepiek (dus nog overdag) ontladen. De resterende overschotflexibiliteit wordt ingevuld door overige flexopties (niet nader gedefinieerd) die alleen de vraag verhogen en niet verschuiven.

Voor elk scenario zijn enkele flexibiliteitsmaatregelen meegenomen in een extra simulatie. Om de behoefte aan overschotflexibiliteit te verminderen is curtailment toegepast op de productie van zon-pv. Bij curtailment worden de hoge productiepieken die slechts een paar keer per jaar voorkomen niet ingevoerd op het elektriciteitsnet, het vermogen wordt beperkt tot een bepaald afkapvermogen. Hierdoor kan het piekvermogen fors gereduceerd worden, terwijl slechts een deel van de productie verloren gaat. Dit gereduceerde piekvermogen zorgt voor een lagere belasting op het net, waardoor minder congestieproblemen plaatsvinden. Daarnaast zorgt het ervoor dat er minder vermogen aan flexmiddelen nodig is voor de overschotflexibiliteit.

In de flexberekeningen is curtailment toegepast boven de 50% van het piekvermogen. Dit betekent in de praktijk dat de omvormer op 50% van het piekvermogen van de aangesloten zonnepanelen gedimensioneerd wordt en daardoor niet meer dan 50% van het piekvermogen kan leveren. Het effect hiervan op het zonprofiel is weergegeven in Figuur 1.

Figuur 1 - Productieprofiel zon-pv inclusief en exclusief curtailment

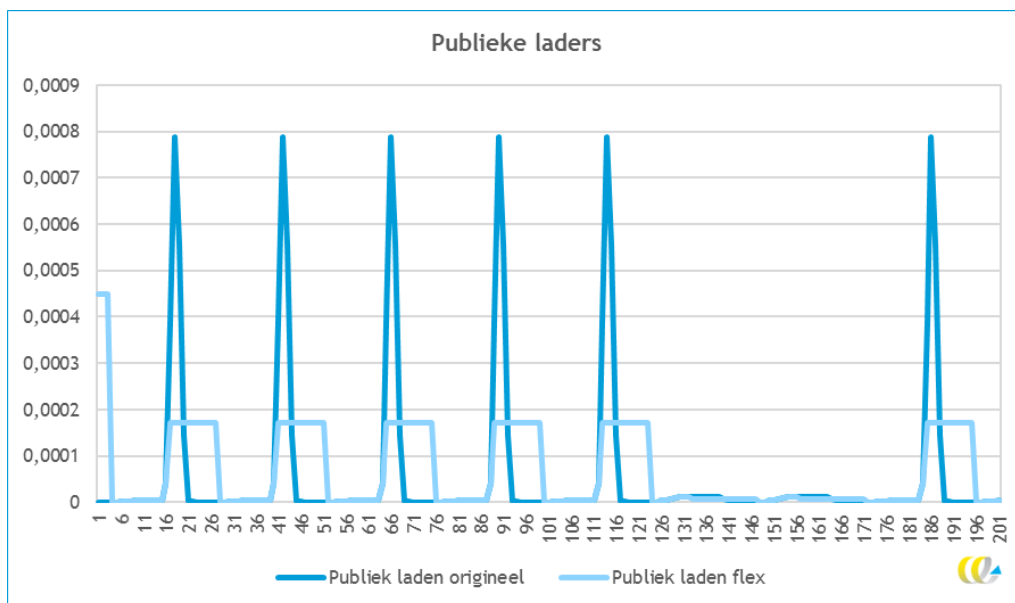


Daarnaast is vraagverschuiving toegepast om de pieken van de elektriciteitsvraag te verlagen. Vraagpieken zijn te reduceren door de vraag over een langere tijd te spreiden. Vraag kan ook verschoven worden naar momenten van veel niet-regelbare elektriciteitsproductie. Vraagverschuiving zorgt voor lagere pieken in de residuele vraag, waardoor er minder piekcentrales nodig zijn om in de residuele vraag te voorzien.

Vraagverschuiving is niet in altijd mogelijk. Bij veel grote industriële bedrijven is het bijvoorbeeld onmogelijk aangezien zij het hele jaar op vol vermogen produceren. In dit onderzoek is gekeken naar vraagverschuiving bij warmtepompen en vraagverschuiving bij het laadprofiel van elektrische voertuigen aan laadpalen. Bij beiden zijn de vraagpieken gereduceerd door de vraag over een langere tijd te spreiden.

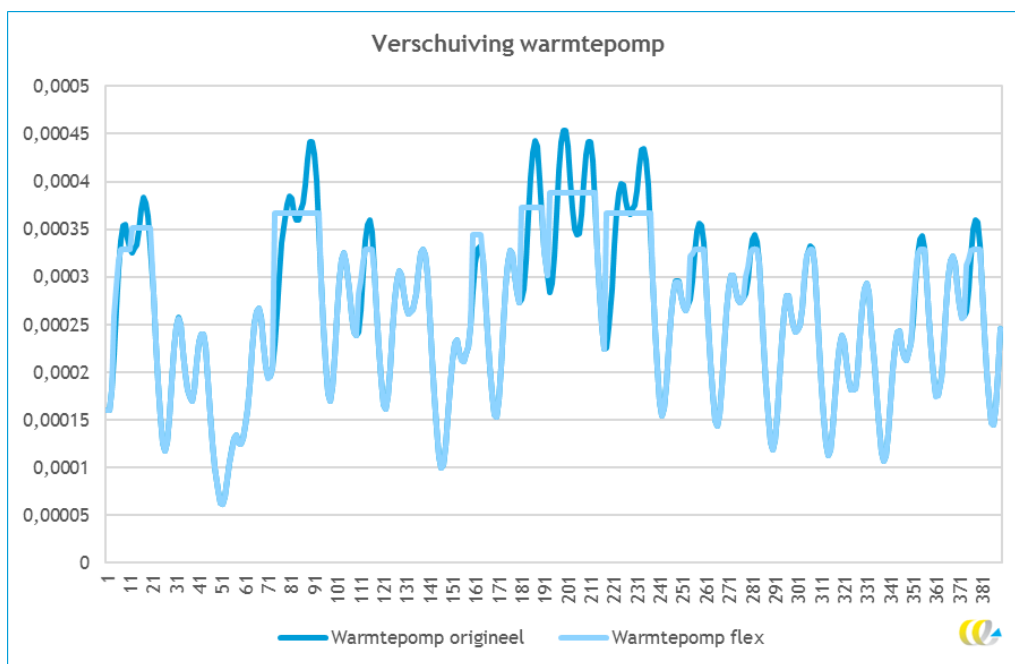
Normaal gesproken wordt een elektrisch voertuig op vol vermogen opgeladen op het moment dat het voertuig aangesloten wordt. Net als op de snelwegen zijn er ook bij het laden van elektrische voertuigen spitsmomenten, bijvoorbeeld bij het thuisladen van elektrische auto's wanneer veel mensen weer thuiskomen aan het eind van een werkdag. Hierdoor beginnen veel voertuigen op gelijke tijdstippen met laden waardoor er grote vraagpieken ontstaan. In veel gevallen zal de auto echter niet meer gebruikt worden tot deze de volgende ochtend weer nodig is voor de nieuwe werkdag, zodat de laadvraag verspreid kan worden over de hele avond en nacht. Hierdoor wordt een piek in de vraag aan het begin van de avond voorkomen. Bij werkladen is er normaal gesproken een piek in de ochtend, wanneer werknemers op hun werk aankomen en de auto inpluggen op de laadpaal. Deze vraag kan verspreid worden tot het eind van de middag wanneer de werkdag weer is afgelopen en de auto weer gebruikt gaat worden voor de rit naar huis. Het resultaat van vraagspreiding is te zien in Figuur 2.

Figuur 2 - Vraagprofiel publieke laders inclusief en exclusief vraagschuiving



Bij elektrische warmtepompen in woningen is de ruimte voor vraagverschuiving gelimiteerd, aangezien een huishouden maar beperkt bereid is om de temperatuur in huis te laten afwijken. Wel zou de woning eerder verwarmd kunnen worden en zou warmte kort kunnen worden opgeslagen in buffervaten. Wij hebben dit gemodelleerd door als er sprake is van een piek in de vraag (meer dan 70% van het maximum) er een deel van de piek naar voren wordt geschoven door middel van voorverwarming en opslag. De vraag kan maximaal 3 uur naar voren geschoven worden. Het effect van vraagverschuiving is te zien in Figuur 3.

Figuur 3 - Vraagprofiel publieke laders inclusief en exclusief vraagschuiving



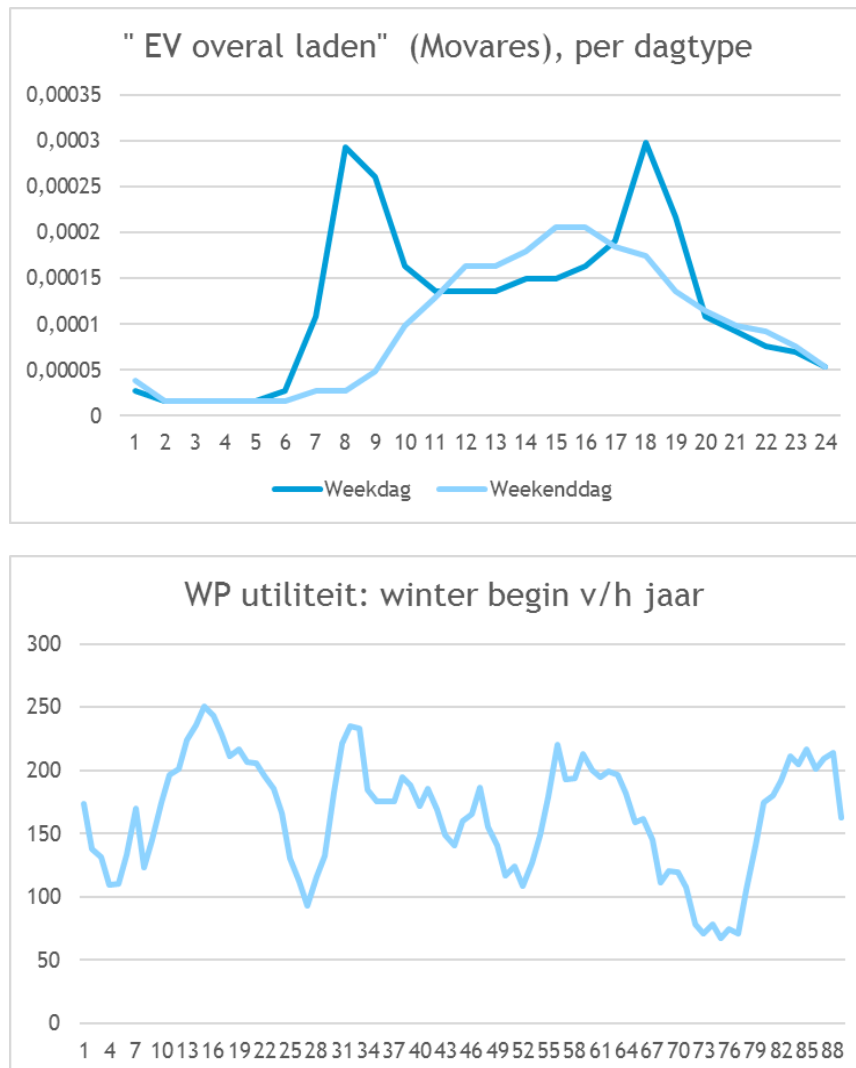
3.2 Vraagontwikkeling

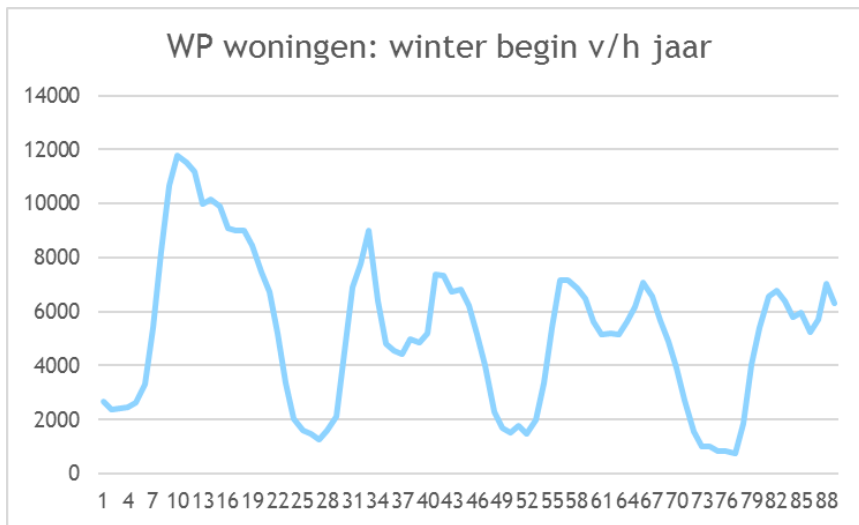
Voor een belangrijk deel blijft de vraag naar elektriciteit zoals dat nu is, volgens het vraagpatroon zoals dat nu is (dag-nacht ritme van woningen, utiliteit en bedrijven). Voor een ander deel zorgt elektrificatie voor een aanpassing van het vraagprofiel door een verschuiving van gas naar warmtepompen en van autobrandstoffen naar elektrische auto's. Deze toepassingen hebben kenmerkende vraagprofielen die zorgen voor een verandering van de uurlijkse elektriciteitsvraag, zie ter illustratie de vraagprofielen van Figuur 4.

Voor 2030 zijn deze vraagprofielen daarom op basis van de energievraag in de scenario's geschaald en opgeteld bij de huidige vraagprofielen die geschaald zijn op de resterende elektriciteitsvraag. We gaan in alle gevallen uit van profielen die opgesteld zijn voor het klimaatjaar 2017.

Voor 2050 zijn de vraagprofielen gebaseerd op de doorrekening van de I13050-scenario's in het Energietransitiemodel van Quintel.

Figuur 4 - Illustratie van gebruikte vraagprofielen voor elektrische voertuigen en warmtepompen





4 Klimaatakkoord scenario 2029

4.1 Uitgangspunten, aannames

Het Klimaatakkoord-scenario 2029 is volledig gebaseerd op het voorgenomen beleid uit het Klimaatakkoord, zoals deze door PBL is doorgerekend. Er is bewust gekozen voor het jaar 2029 aangezien dit het laatste jaar is dat de kolencentrales nog niet gesloten zijn, wat een duidelijk kantelpunt is voor de energiemarkt. Bovendien wordt tot en met 2029 de elektriciteitsmarkt gekenmerkt door de inzet van deze centrales die deels op biomassa draaien.

In het model is een lijst met eenheden opgenomen die gebaseerd is op gegevens die CE Delft heeft verzameld voor de Nederlandse markt. De uitgangspunten zijn in lijn met het Klimaatakkoord (KA) en de Klimaat- en Energieverkenning, zoals dat door PBL is doorgerekend (PBL, 2019a; 2019b). In Tabel 5 staat de Amercentrale (Amer-9) opgenomen onder de brandstof biomassa. Het percentage biomassa in de centrale is 80% in 2020 (aangevuld met kolen) en 100% vanaf 2025. De drie kolencentrales uit 2014, die voor een lager percentage biomassa bijstoken (15-30%), zijn opgenomen onder de brandstof kolen. Het gaat hier om de centrale op de Maasvlakte (MPP3), de twee Eemscentrales (Eems A en B) en Centrale Rotterdam. Vanwege de recente ontwikkelingen is het onzeker of het stoken van biomassa in 2030 nog wordt toegepast, maar er wordt aangenomen dat dit wel het geval is. Er zijn enkele piekcentrales toegevoegd om te zorgen dat aan alle tijden aan de vraag voldaan kan worden. Deze piekcentrales draaien op aardgas.

De lijst met Duitse eenheden is voornamelijk gebaseerd op de lijst die gepubliceerd is bij het netontwikkelingsplan voor 2030 (NEP 2030) dat door de Duitse TSO is opgesteld (ÜNB, 2019). Hierin zijn ook de geplande sluitingen en nieuwbouw van centrales tot 2030 verwerkt. In het model zijn de Duitse waterkracht pompcentrales alleen als piekproductie-eenheden meegenomen (het laden wordt als flexibiliteitsoptie beschouwd).

Het vermogen voor hernieuwbare energie is voor Nederland gebaseerd op de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2019 (ECN, PBL, CBS en RVO, 2019) en de doorrekening van het Klimaatakkoord (PBL, 2019a). Voor Duitsland is gebruik gemaakt van het NEP 2030 (Scenario B).

Tabel 5 geeft een overzicht van het opgestelde vermogen per brandstoftype.

Tabel 5 - Opgesteld vermogen in GW (afgerond)

	Nederland	Duitsland
Kolen	3	10
Bruinkool	0	8
Gas	20	41
Biomassa	1	7
Afval	1	2
Hoogovengas	1	1
Kernenergie	1	0
Geothermie	0	0
Olie	0	1
Totaal regelbaar vermogen (waarvan in Limburg)	26 (1,3)	70

	Nederland	Duitsland
Zon	27	91
Wind op land	6	82
Wind op zee	11	17
Water (run of river)	0	6
Totaal hernieuwbaar vermogen (waarvan in Limburg)	44 (3,5)	195
Waterkracht pompcentrales (opslag, productievermogen)	0	15
Totaal opgesteld vermogen (waarvan in Limburg)	61 (4,8)	280

De flexibiliteit in de vraag wordt in Nederland geleverd door batterijen, Power-to-H₂ en Power-to-Heat. We nemen aan dat het complete aanbodoverschot (niet-regelbaar aanbod minus de vraag) opgevangen wordt door deze flexibiliteitsopties. Daarnaast zijn enkele flexibiliteitsopties apart gemodelleerd in een extra modelberekening.

Duitsland heeft waterkracht pompcentrales als flexibiliteitsoptie en daarnaast een klein aandeel Power-to-X (gas/liquid/heat). Voor Duitsland veronderstellen we dat deze opties te samen de volledige overschotflexibiliteit invullen om het aanbodoverschot weg te werken.

Voor de brandstoffen en de ETS CO₂-prijs hebben we voor 2030 de geüpdatete prijzen gebruikt zoals deze benoemd zijn in de KEV (ECN, PBL, CBS en RVO, 2019). Voor Duitsland hanteren we in de meeste gevallen dezelfde prijzen als in Nederland, alleen voor kolen rekenen we een kleine opslag voor de extra distributiekosten van de ARA-havens naar Duitsland. Biomassa heeft in dit scenariojaar dezelfde prijs als kolen, omdat het wordt toegepast als tweede brandstof in kolencentrales, hiervoor worden de extra kosten vergoed door de SDE+-subsidie. Voor de prijs van bruinkool wordt verondersteld dat de prijs na 2016 gelijk blijft. Een overzicht van alle prijzen is gegeven in Tabel 6.

Tabel 6 - Prijzen

Commodity	Eenheid	2029	Bron
Olief	€/vat	88	KEV (PBL, RIVM, CBS, RvO en ECN/TNO, 2019)
Kolen NL/Biomassa	€/ton	75	KEV (PBL, RIVM, CBS, RvO en ECN/TNO, 2019)
Kolen DE	€/ton	76,2	Kolenprijs NL plus transport en opslagkosten.
Gas	€/m ³	0,25	KEV (PBL, RIVM, CBS, RvO en ECN/TNO, 2019)
Waterstof	€/GJ HHV	-	N.v.t.
Hoogovengas	€/MWh HHV	12,8	Gemodelleerd als de helft van de gasprijs.
Afval NL	€/ton	30	Aangenomen als 40% van de kolenprijs. In Duitsland ligt deze waarde iets hoger door een hogere kolenprijs.
Waterkracht DE	€/MWh HHV	51,2	Aangenomen als het dubbele van de gasprijs om piekgedrag te simuleren.
CO ₂	€/ton	47	KEV (PBL, RIVM, CBS, RvO en ECN/TNO, 2019)
Bruinkool	€/MWh	3,0	Referentieprij 2016 (NEP 2030) constant verondersteld.
Wisselkoers Euro-Dollar	USD/€	1,14	CPB, 2017 constant verondersteld.

De interconnectiecapaciteit tussen Duitsland en Nederland zal zich de komende jaren ontwikkelen van 4,25 GW in 2020 naar 5 GW vanaf 2025. Deze waarden zijn als zodanig opgenomen in het model en zijn gebaseerd op het tien jaar netontwikkelingsplan (TYNDP18) van de ENTSO-E (ENTSO-E, 2018).

De tijdreeksen voor de elektriciteitsvraag zijn gebaseerd op de vraagprofielen van 2017 afkomstig van de ENTSO-E (ENTSO-E, sd). Deze profielen hebben we geschaald naar de vraag in het desbetreffende jaar en vervolgens gecorrigeerd voor de import-exportbalans met landen anders dan Nederland en Duitsland. Deze importcorrectie is op basis van cijfers van 2017. De warmtepompen en elektrische voertuigen die er tot 2030 extra bijkomen zijn apart meegenomen met vraagprofielen van 2017 gebaseerd op profielen van Movares voor elektrische voertuigen en voor warmtepompen op profielen die we geconstrueerd hebben uit de NEDU-verbruiksprofielen gas en KNMI-klimaatdata van 2017.

Ook voor de hernieuwbare elektriciteitsbronnen zon-pv, windenergie op land, windenergie op zee en waterkracht (uit rivieren) is gebruik gemaakt van tijdreeksen uit 2017. Deze tijdreeksen zijn afkomstig van de ENTSO-E voor zowel Nederland als Duitsland en zijn geschaald naar de capaciteiten zoals deze zijn opgenomen in Tabel 7.

Tabel 7 - Volumes (afgerond)

Categorie	Nederland	Duitsland	Bron
Waarden in GWh	2029	2029	
Finaal elektriciteitsgebruik + import/export correctie	118.600 + 10.240	543.900 + 39.060	KEV 2019; NEP 2030 (v2019, Scenario B2030)
Waarvan warmtepompen	5.670	25.250	KEV 2019; NEP 2030 (v2019, Scenario B2030)
Waarvan elektrische voertuigen	13.540	15.000	KEV 2019; NEP 2030 (v2019, Scenario B2030)

Opmerking: NEP = Netzentwicklungsplan 2030.

KEV= Klimaat- en Energieverkenning.

4.1.1 Aanpak gevoeligheid ontwikkeling Belgische markt

Naast Nederland en Duitsland hebben we in een gevoeligheidsvariant ook de verwachte situatie voor België in 2030 meegenomen. Ook in België zijn grote veranderingen te verwachten zoals het sluiten van kerncentrales en het uitbouwen van windparken op zee. Dit hebben we gemodelleerd door eerst de uitwisseling van Nederland met Duitsland te simuleren. We hebben vervolgens de Nederlandse vraag gecorrigeerd voor de uitwisseling met Duitsland en hebben hierna de combinatie van de Nederlandse met de Belgische markt gesimuleerd. In feite krijgt hiermee de interconnectie met Duitsland de prioriteit, maar deze verbindingen zijn dan ook aanzienlijk groter in 2030 dan de verbindingen met België. De interconnectie met Duitsland bedraagt in 2030 naar verwachting 5 GW in beide richtingen terwijl de verbinding met België 3,4 GW bedraagt.

De gekozen aanpak volstaat voor het inzichtelijk maken van het gebruik van de interconnectieverbindingen, het effect op de Nederlandse productie en de productie van de Clauscentrale in Limburg.

Tabel 8 geeft een overzicht van de opgestelde vermogens in België voor 2030, de vermogens voor Duitsland wijken niet af van het Klimaatakkoord-scenario.

Tabel 8 - Opgesteld vermogen voor 2030 in België in GW (afgerond)

	België
Kolen	0
Bruinkool	0
Gas	7,4
Waterstof	0
<i>Waarvan STEG</i>	0
<i>Waarvan brandstofcel</i>	0
Biomassa	0,9
Afval	0,3
Hoogovengas	0,3
Kernenergie	0
Geothermie	0
Olie	0
Totaal regelbaar vermogen	8,9
Zon	8
Wind op land	4,2
Wind op zee	4
Water (run of river)	0,1
Totaal hernieuwbaar vermogen	16,3
Waterkracht pompcentrales (opslag, productievermogen)	1,3
Totaal opgesteld vermogen	26,5

Voor het opgestelde thermische vermogen in België in 2030 hebben we ons gebaseerd op het 'Base case/Sustainable Transition'-scenario uit een studie van Elia (Elia, 2017). Voor het vermogen aan hernieuwbare energie gaan we uit van de vermogens in het Belgische Energiepact (Federaal Planbureau, 2018).

4.2 Resultaten Nederland

4.2.1 Productie

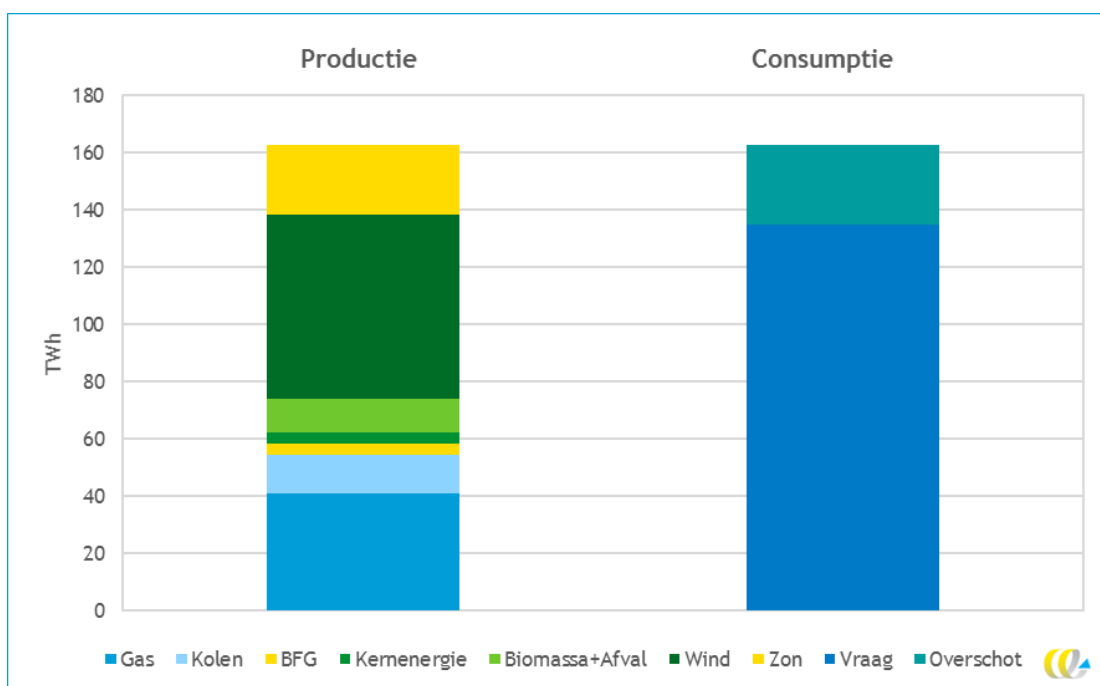
Tabel 9 en Figuur 5 geven een overzicht van de totale elektriciteitsproductie naar brandstoftype zoals deze volgt uit de modelberekeningen van dit scenario.

Tabel 9 - Productievolumes per energiebron in TWh, zoals dit volgt uit de simulatie

	Nederland	Duitsland
Kolen	13	44
Bruinkool	0	37
Gas	41	96
Biomassa, afval	12	37
Hoogovengas	4	4
Kernenergie	4	0
Geothermie	0	0
Olie	0	1
Totale conventionele productie	74	219

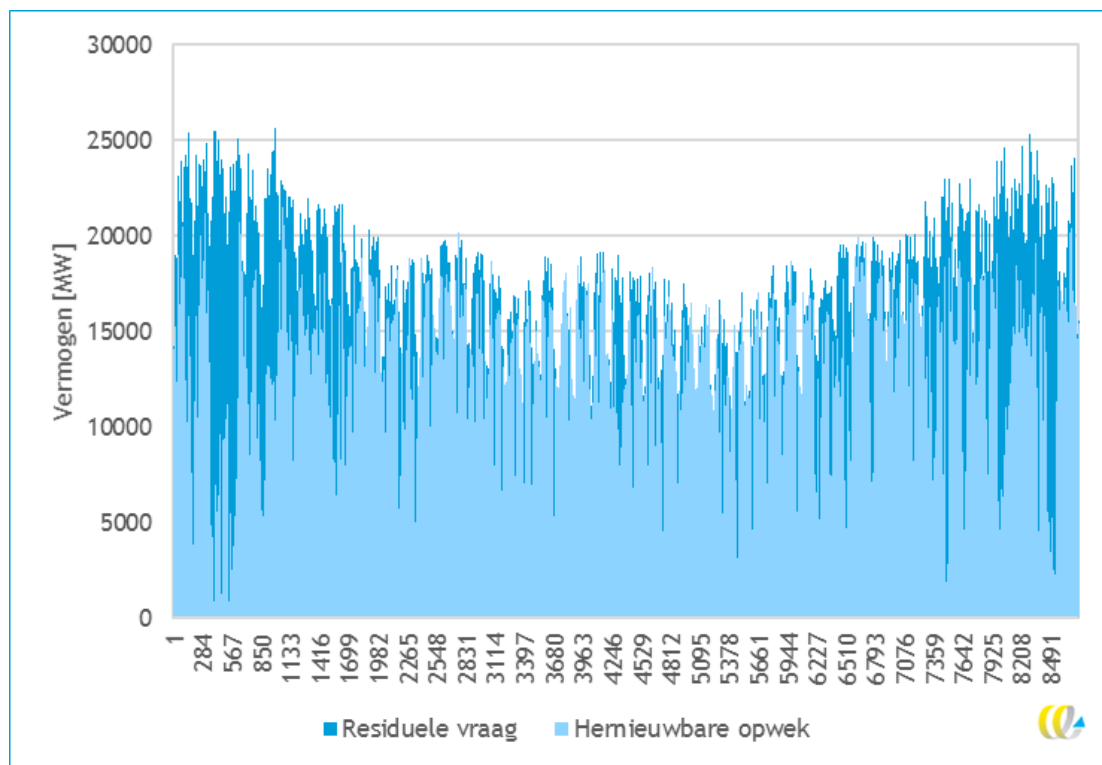
	Nederland	Duitsland
Zon	24	86
Wind	64	230
Water (run of river)	0	22
Totale hernieuwbare productie	88	338
Waterkracht pompcentrales (opslag, productie)	0	15
Totale productie	163	573

Figuur 5 - Productie- en consumptievolumes in Nederland in TWh, zoals dit volgt uit de simulatie



In deze grafiek is te zien dat ruim 62% van de elektriciteit geproduceerd wordt door hernieuwbare bronnen. Ruim 2.000 uur per jaar, in periodes van veel wind of zon, kan het hernieuwbare vermogen de complete vraag opvangen. De rest van de tijd moet het resterende deel van de vraag, de residuele vraag, worden opgevangen met regelbaar vermogen, dat is geïllustreerd in Figuur 6. Het grootste deel van de residuele vraag wordt opgevangen met gascentrales, gevolgd door kolencentrales. Daarnaast zijn er periodes dat de hernieuwbare productie groter is dan de vraag. Deze overschotten zijn weergegeven in Figuur 5 onder overschot (overschotflexibiliteit). Export van elektriciteit naar Duitsland valt ook onder deze categorie.

Figuur 6 - Opbouw van de vraag voor alle uren in het jaar: hernieuwbare productie en residuele vraag



4.2.2 Flexibiliteit

Overschotten

De overschotflexibiliteit in Nederland die geleverd wordt door batterijen, Power-to-H₂ en Power-to-Heat, heeft de omvang van het complete aanbodoverschot (niet-regelbaar productie minus de vraag). De omvang hier van is ruim 8 TWh met een piekvermogen van 21 GW. Omgerekend naar vollasturen op de piekcapaciteit, betreft het ongeveer 400 uur per jaar.

Door curtailment van zon-pv wordt het piekvermogen van de productie uit zonnepanelen met 50% verlaagd van 20 GW naar 10 GW. De keuze voor 50% is een scenariokeuze. Er wordt 2.700 GWh aan elektriciteit gecurtaild, wat overeenkomt met 11% van de totale productie van zon-pv.

Door de curtailment van zon-pv wordt het de omvang van het aanbodoverschot gereduceerd tot ruim 6,5 TWh met een piekvermogen van 15 GW. Het aantal vollasturen op de piekcapaciteit wordt dan ongeveer 450 uur per jaar. Dit resterende overschot moet worden ingevuld met andere flexmiddelen, zoals batterijen of Power-to-X-toepassingen.

Een aanzienlijk deel van de 'weggegoide' productie van zonnepanelen, ongeveer 35%, zou zonder curtailment gebruikt worden voor invulling van de elektriciteitsvraag. Dit gedeelte van de productie is dus geen aanbodoverschot. Dit betekent dat er in dit geval 1 TWh extra productie van centrales nodig is door curtailment. Bij de keuze voor wel of geen curtail-

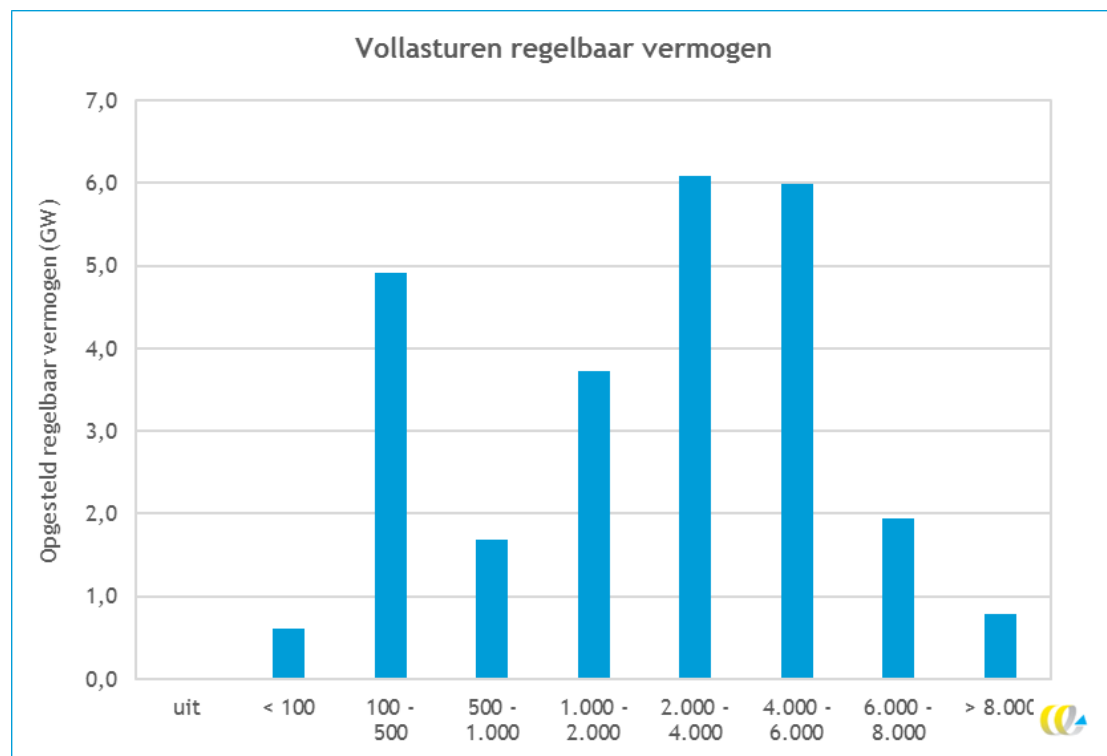
ment (en welk aftoppercentage) moeten de voordelen voor de netbelasting en systeem-balans afgewogen worden tegen de nadelen van het curtailen van stroom die anders nuttig gebruikt zou kunnen worden.

Tekorten

Aan de aanbodzijde bevat het gemodelleerde systeem ongeveer voldoende regelbaar productievermogen om te allen tijde aan de residuele vraag te kunnen voldoen. De residuele vraag is echter maar een klein deel van het jaar zo groot, wat betekent dat er centrales zijn die maar een klein deel van het jaar produceren, de zogenaamde piek-centrales. In Figuur 7 is te zien dat bijna 7 GW aan eenheden minder dan 1.000 vollasturen draait per jaar. Zo'n 5,5 GW hiervan heeft zelfs minder dan 500 vollasturen.

Deze flexibiliteit wordt geleverd door de duurste en meest flexibele eenheden, de wkk-gascentrales in dit geval. Aangezien deze centrales hoge kosten hebben zetten zij de prijs gedurende de periodes dat ze produceren.

Figuur 7 - Verdeling vollasturen regelbaar vermogen in Nederland



Door middel van vraagverschuiving van warmtepompen en laadpalen kan de piek van de residuele vraag verlaagd worden van 24,5 GW naar 22,5 GW. Dit betekent dat er 2 GW minder aan regelbaar vermogen nodig is in dit geval, wat overeenkomt met een reductie van 9%. Dit betekent dat de potentie voor vraagverschuiving in dit scenario aanzienlijk is.

4.3 Resultaten Limburg

4.3.1 Overschot

In Tabel 10 is voor het opgestelde hernieuwbare vermogen in Limburg aangegeven welk aandeel het vormt ten aanzien van het nationale vermogen aan hernieuwbare energie. Het toegewezen deel aan Limburg is gebaseerd op de uitkomsten van het 2030 KA-scenario binnen de systeemstudie, zoals deze ook door de netbeheerders is doorgerekend.

Tabel 10 - Hernieuwbaar vermogen Limburg ten opzichte van Nederland

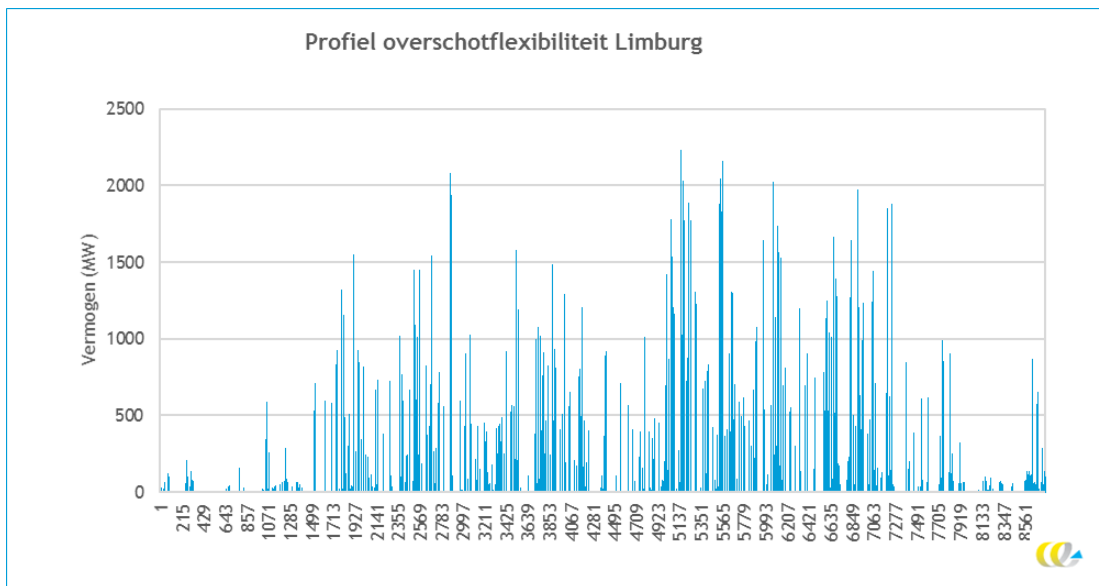
Bronsoort	2029	
	GW Limburg	Aandeel t.o.v. NL
Zon-pv	3,1	12%
Wind op zee	0	0%
Wind op land	0,3	6%

Het aandeel per hernieuwbare energiebron is gebruikt om voor elke bron afzonderlijk de overschotflexibiliteit door productieoverschotten in Nederland te schalen naar Limburg. Dit resulteert in circa 700 GWh elektriciteitsoverschot met een vermogen van 2,2 GW. Als curtailment van zon-pv wordt toegepast is het elektriciteitsoverschot minder, circa 550 GWh met een vermogenspiek van 1,3 GW. Gedurende 1.900 uur per jaar is er sprake van een aanbodoverschot, omgerekend naar vollasturen op de piekcapaciteit gaat het om zo'n 410 vollasturen per jaar dat in Limburg ingevuld kan worden met batterijen, Power-to-Heat, Power-to-H₂ (elektrolyzers) of andere opties voor overschotflexibiliteit.

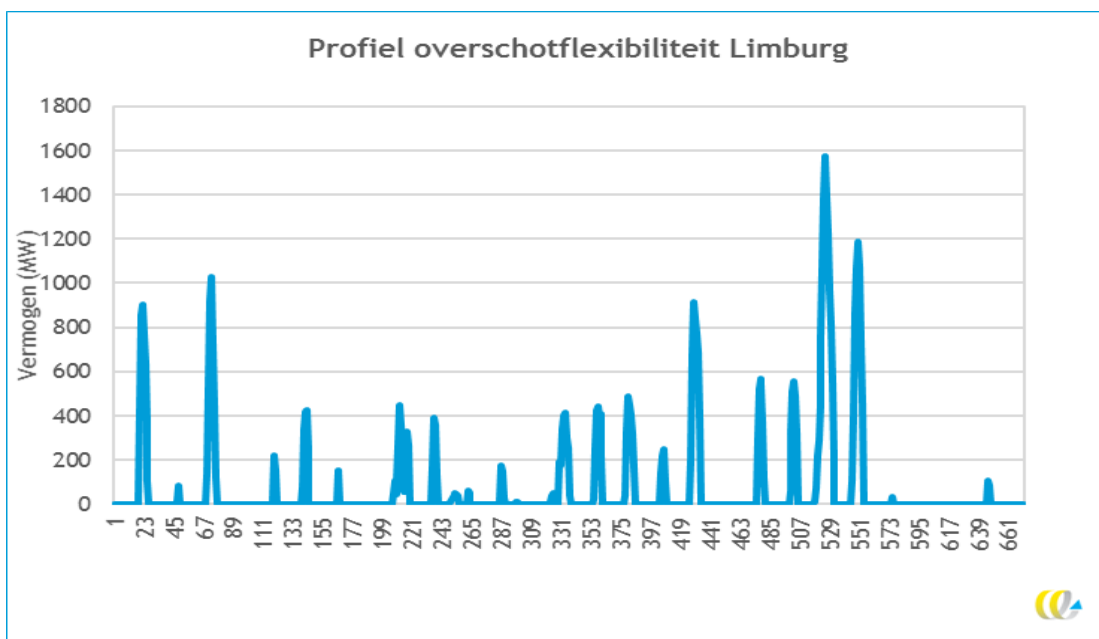
De grootste deel van de overschotten in Limburg, meer dan 90%, wordt veroorzaakt door de productie van zon-pv. Dit komt doordat windenergie een relatief kleine rol speelt in Limburg. Deze constatering is van belang voor de afweging tussen de verschillende opties voor overschotflexibiliteit. Power-to-H₂ (elektrolyzers) is minder geschikt voor overschotten veroorzaakt door zon-pv vanwege het lage aantal vollasturen. In Limburg heeft een elektrolyser, gedimensioneerd op 25% van het maximale overschot, minder dan 900 vollasturen terwijl dit in andere provincies met een groter aandeel wind richting de 1.400 vollasturen gaat. Batterijen liggen in Limburg meer voor de hand als optie voor overschotflexibiliteit.

Het profiel voor de overschotflexibiliteit in Limburg is gegeven in de volgende grafieken. Je ziet hierin veel uitschieter hoge pieken (veel vermogen) met kleine volumes (smalle pieken). Het is te zien dat de overschotten voornamelijk plaatsvinden in de zomer, aangezien de productie van zonnepanelen dan groter is.

Figuur 8 - Profiel overschotflexibiliteit Limburg Klimaatakkoord-scenario (alle uren van het jaar)



Figuur 9 - Profiel overschotflexibiliteit Limburg Klimaatakkoord-scenario (weergegeven voor de uren van vier weken in de zomer)



4.3.2 Tekort

In Tabel 11 zijn de productiecijfers van het opgestelde regelbaar vermogen in Limburg weergegeven. Voor 2030 is het de verwachting dat alleen de Clauscentrale actief is in Limburg. Deze centrale draait circa 3.600 vollasturen in dit scenario.

Het effect van de vraagspreiding op de Clauscentrale is marginaal. Het verlagen van de vraagpieken heeft namelijk vooral invloed op piekcentrales en de Clauscentrale is dit niet.

Tabel 11 - Productiecijfer opgesteld regelbaar vermogen Limburg ten opzichte van totaal Nederland

Centrale	Brandstof	Opgesteld vermogen model (GW)	Productie (GWh)	Vollasturen	Vermogen t.o.v. NL	Productie t.o.v. NL
Clauscentrale	Aardgas	1,3	4.700	3.600	6%	8%

4.4 Uitwisseling met het buitenland

In de modelberekeningen wordt zowel Nederland als Duitsland gemodelleerd. De uitwisseling tussen deze twee landen is onderdeel van de berekeningen. De uitwisseling van elektriciteit met andere landen wordt niet expliciet meegenomen in de berekeningen. Daarom wordt de vraag gecorrigeerd voor de import/export balans met alle landen, behalve Duitsland. Er wordt aangenomen dat deze import/export balans in 2030 gelijk aan 2017. Dit betekent dat er voor België import van 1,6 TWh en export van 9,6 TWh verondersteld wordt. In de gevoeligheidsanalyse voor de Belgische markt wordt de uitwisseling van België wel dynamische en expliciet meegenomen in de modellering (zie Paragraaf 4.4.1). Voor de uitwisseling met Duitsland volgt uit de berekeningen dat Nederland in dit scenario 22 TWh aan elektriciteit exporteert en 4 TWh importeert. Dit betekent dat Nederland netto exporteur is van elektriciteit aan Duitsland. Dit komt omdat het op die momenten financieel gunstiger is om stroom uit Nederland te importeren dan in Duitsland piekcentrales aan te zetten. Op de momenten dat er juist alleen kolencentrales produceren in Duitsland importeert Nederland goedkopere kolenstroom uit Duitsland. Een deel van de import en export zal via het interconnectiepunt bij Maasbracht lopen.

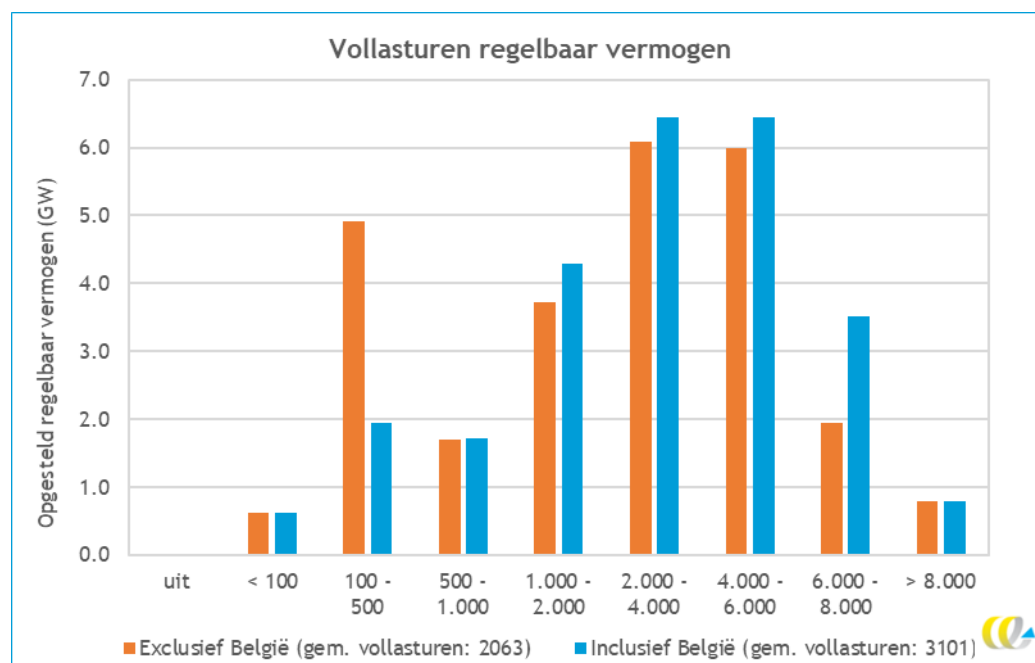
Bij het bovenstaande moet vermeld worden dat de ontwikkelingen van de import en export erg afhankelijk zijn van de ontwikkelingen van de prijzen van brandstoffen voor centrales (ten opzichte van elkaar) en van ontwikkelingen van het productievermogen in Duitsland en Nederland. De onzekerheid in deze aannames werkt ook door in de onzekerheid over de ontwikkeling van de import en de export.

4.4.1 Resultaten gevoeligheid Belgische markt

In de voorgaande analyse is de uitwisseling met Duitsland meegenomen en is de uitwisseling met België constant verondersteld ten opzichte van 2017. Naar verwachting zal ook de interconnectiecapaciteit met België toenemen richting 2030 en treden er ook allerlei veranderingen op in het Belgische productiepark. Dit zal voor Nederland invloed hebben op de import- en exportstromen en op de inzet van centrales.

Ten opzichte van het KA-scenario resulteert het meenemen van de 2030 plannen voor België tot een grotere inzet van Nederlandse centrales. Het gemiddeld aantal vollasturen voor Nederlandse centrales neemt toe met bijna 1.040 uur, Figuur 18 toont de verschuiving naar meer centrales met hoge vollasturen. Er zijn ook aanzienlijk minder piekcentrales nodig om te voorzien in de aanbodflexibiliteit. De overschotflexibiliteit zal in dit scenario niet anders zijn dan in het KA-scenario, omdat dit gedreven wordt door de verhouding van de Nederlandse niet-regelbare hernieuwbare energieproductie ten opzichte van de vraag. Deze overschotten wordt gebruikt voor flexopties, waar de interconnectieverbindingen er één van zouden kunnen zijn. Maar doordat België en Duitsland een vergelijkbare ontwikkeling op het gebied van wind en zonne-energie doormaken en de geografische spreiding beperkt is, verwachten wij hiervan een beperkte bijdrage.

Figuur 10 - Verdeling vollasturen regelbaar vermogen in Nederland incl. en excl. 2030-scenario voor België



In totaal zullen de thermische centrales in Nederland ruim 84 TWh aan elektriciteit produceren in 2029, zo'n 10 TWh meer dan hierboven in het KA-scenario met gelijkblijvende uitwisseling met België is berekend. Hiervan komt naar verwachting 5,8 TWh voor rekening van de Claus centrale, waar dit zonder de ontwikkelingen in België 4,7 TWh zou zijn. Hierbij is aangenomen dat de eenheden van de Clauscentrale aangesloten blijven op het Nederlandse elektriciteitsnet.

Tabel 12 - Vergelijking interconnectiestromen 2029 ten opzichte van 2017

Land	Richting	2017 (ENTSO-E data)		2029 (simulatie)	
		Elektriciteit (TWh)	Capaciteit (GW)	Elektriciteit (TWh)	Capaciteit (GW)
Duitsland	Import	14,2	3,9	3,1	5,0
	Export	0,4	3,9	24,9	5,0
België	Import	1,6	1,4	0,2	3,4
	Export	9,6	1,4	21,6	3,4

Tabel 21 laat de verwachte ontwikkeling in de internationale uitwisseling van elektriciteit zien bij de geplande ontwikkeling van de interconnectiecapaciteiten en in het gegeven KA-scenario. Duidelijk is dat Nederland een sterke netto exportpositie in gaat nemen, zowel ten opzichte van Duitsland als ten opzichte van België. Naar Duitsland zal bijna 6.900 uur per jaar geëxporteerd worden en naar België bijna 8.500 uur. In 2017 was Nederland nog netto importeur van elektriciteit.

De uitbereiding van de interconnectieverbindingen met Duitsland wordt tot en met 2030 buiten Limburg gerealiseerd (Gelderland en Groningen). De verbinding met België wordt voor een deel (1 van de 2 GW) ook tussen Limburg en België versterkt, het gaat om de verbinding tussen Maasbracht en het Belgische station Van Eyck.

5 Klimaatakkoord Plus-scenario

5.1 Uitgangspunten, aannames

Het Klimaatakkoord Plus-scenario is gebaseerd op de ambitie voor hernieuwbare productie voor het 55%-reductiepakket van het Klimaatakkoord. De ambitie voor grootschalige hernieuwbare productie is in dit pakket 120 TWh, ten opzichte van 84 TWh bij het reguliere pakket. De invulling van deze 120 TWh, dus de verdeling over zon-pv, wind op land en wind op zee, is niet gedefinieerd. Daarom is aangenomen dat de verdeling over de technologieën gelijk is als in de recente Klimaat- en energieverkenning (KEV) van het PBL (PBL, 2019c). Er is aangenomen dat de productie van zonnepanelen op woningen gelijk blijft ten opzichte van het Klimaatakkoord-scenario, wat een productie van 7 TWh betekent. De totalen van de hernieuwbare productie zijn weergegeven in Tabel 13.

Tabel 13 - Opgesteld vermogen in GW en productie van hernieuwbare energie in TWh/j voor het Klimaatakkoord Plus-scenario

	Opgesteld vermogen	Productie
	GW	TWh/j
Zon-pv	35	32
Wind op Land	8,6	25
Wind op Zee	16	70
Totaal		127

De additionele hernieuwbare productie in dit scenario gaat gepaard met extra elektrificatie in de vraagsectoren, wat betekent dat de elektriciteitsvraag toeneemt. Er is aangenomen dat de additionele elektriciteitsvraag door elektrificatie gelijk is aan de toename van de hernieuwbare productie. Dit betekent de elektriciteitsvraag stijgt met 36 TWh naar 155 TWh. Daarnaast is aangenomen dat de elektrificatie in gelijke mate plaatsvindt in alle sectoren (gebouwde omgeving, industrie, etc.).

Vanwege de hogere elektriciteitsvraag is er meer opgesteld vermogen aan centrales nodig om te voorzien in deze vraag op momenten dat de hernieuwbare productie laag is. Dit zijn piekcentrales die gebruik maken van aardgas. In de onderstaande tabel is te zien dat er 6 GW extra nodig is gascentrales.

Tabel 14 - Opgesteld vermogen in GW (afgerond)

	Klimaatakkoord	Klimaatakkoord Plus
Kolen	3	3
Gas	20	26
Biomassa	1	1
Afval	1	1
Hoogovengas	1	1
Kernenergie	1	1
Totaal regelbaar vermogen (waarvan in Limburg)	26 (1,3)	32 (1,6)

De aannames wat betreft prijzen en de interconnectie en productie in het buitenland blijven gelijk ten opzichte van het Klimaatakkoord-scenario.

5.1.1 Aanpak gevoeligheid ontwikkeling Belgische markt

Naast Nederland en Duitsland hebben we in een gevoeligheidsvariant ook de verwachte situatie voor België in 2030 meegenomen. Ook in België zijn grote veranderingen te verwachten zoals het sluiten van kerncentrales en het uitbouwen van windparken op zee. Dit hebben we gemodelleerd door eerst de uitwisseling van Nederland met Duitsland te simuleren. We hebben vervolgens de Nederlandse vraag gecorrigeerd voor de uitwisseling met Duitsland en hebben hierna de combinatie van de Nederlandse met de Belgische markt gesimuleerd. In feite krijgt hiermee de interconnectie met Duitsland de prioriteit, maar deze verbindingen zijn dan ook aanzienlijk groter in 2030 dan de verbindingen met België. De interconnectie met Duitsland bedraagt in 2030 naar verwachting 5 GW in beide richtingen terwijl de verbinding met België 3,4 GW bedraagt.

De gekozen aanpak volstaat voor het inzichtelijk maken van het gebruik van de interconnectieverbindingen, het effect op de Nederlandse productie en de productie van de Clauscentrale in Limburg. Tabel 15 geeft een overzicht van de opgestelde vermogens in België voor 2030, de vermogens voor Duitsland wijken niet af van het Klimaatakkoord-scenario.

Tabel 15 - Opgesteld vermogen voor 2030 in België in GW (afgerond)

	België
Kolen	0
Bruinkool	0
Gas	7,4
Waterstof	0
<i>Waarvan STEG</i>	0
<i>Waarvan brandstofcel</i>	0
Biomassa	0,9
Afval	0,3
Hoogovengas	0,3
Kernenergie	0
Geothermie	0
Olie	0
Totaal regelbaar vermogen	8,9
Zon	8
Wind op land	4,2
Wind op zee	4
Water (run of river)	0,1
Totaal hernieuwbaar vermogen	16,3
Waterkracht pompcentrales (opslag, productievermogen)	1,3
Totaal opgesteld vermogen	26,5

Voor het opgestelde thermische vermogen in België in 2030 hebben we ons gebaseerd op het 'Base case/Sustainable Transition'-scenario uit een studie van Elia (Elia, 2017). Voor het vermogen aan hernieuwbare energie gaan we uit van de vermogens in het Belgische Energiepact (Federaal Planbureau, 2018).

5.2 Resultaten Nederland

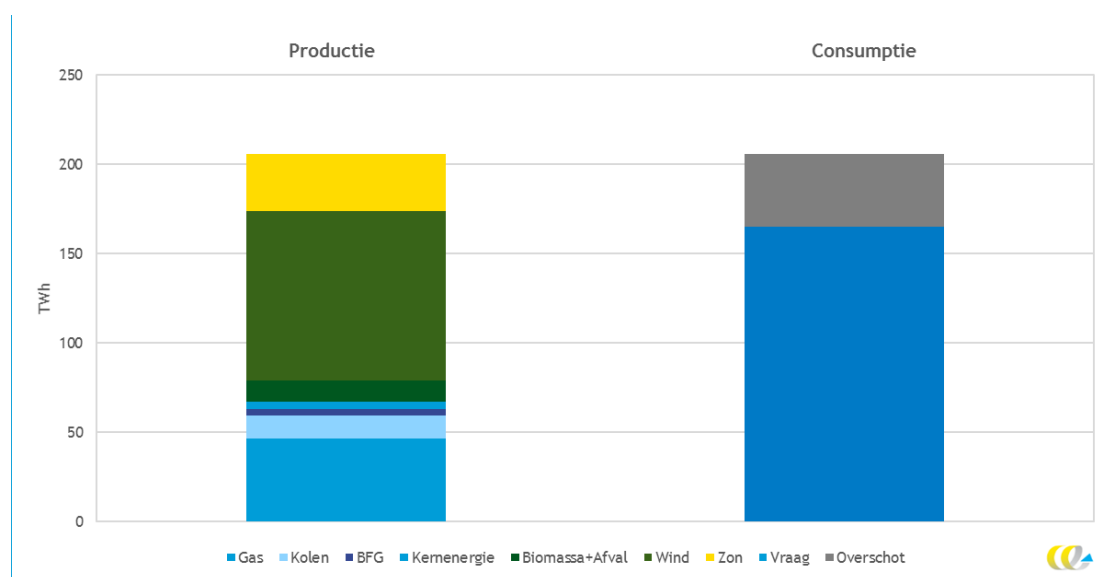
5.2.1 Productie

Tabel 16 en Figuur 11 geven een overzicht van de totale elektriciteitsproductie naar brandstoftype zoals deze volgt uit de modelberekeningen van dit scenario.

Tabel 16 - Productievolumes per energiebron in TWh, zoals dit volgt uit de simulatie

	Nederland	Duitsland
Kolen	13	39
Bruinkool	0	35
Gas	47	116
Biomassa, afval	12	36
Hoogovengas	4	4
Kernenergie	4	0
Geothermie	0	0
Olie	0	1
Waterstof	0	0
<i>Waarvan STEG</i>	0	0
<i>Waarvan brandstofcel</i>	0	0
Totale conventionele productie	79	230
Zon	32	86
Wind	95	230
Water (run of river)	0	22
Totale hernieuwbare productie	127	339
Waterkracht pompcentrales (opslag, productie)	0	6
Totale productie	206	576

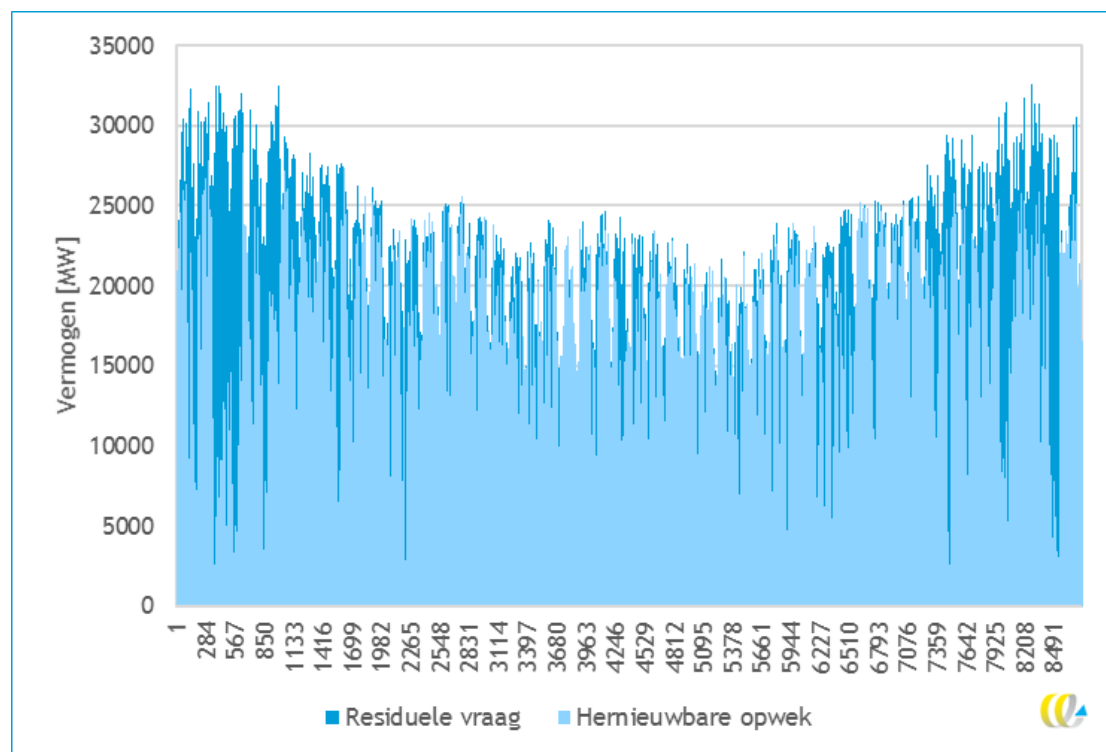
Figuur 11 - Productie- en consumptievolumes in Nederland in TWh, zoals dit volgt uit de simulatie



In deze grafiek is te zien dat ruim 77% van de elektriciteit geproduceerd wordt door hernieuwbare bronnen. Bijna 3.000 uur per jaar kan de volledige vraag opgevangen worden door hernieuwbare bronnen. In het Klimaatakkoord-scenario was dit slechts 2.000 uur. Het is te zien dat de overschotten, welke in Figuur 11 zijn weergegeven onder overschot (overschotflexibiliteit), een stuk hoger zijn dan bij het Klimaatakkoord-scenario (23 TWh ten opzichte van 13 TWh). Deze overschotten worden verder besproken in Paragraaf 5.2.2.

De rest van de tijd moet het resterende deel van de vraag, de residuele vraag, worden opgevangen met regelbaar vermogen, dat is geïllustreerd in Figuur 12. De productie van het regelbaar vermogen, gascentrales en kolencentrales, ligt een stuk hoger dan bij het Klimaatakkoord-scenario aangezien de vraag op de momenten dat er geen wind- en zonproductie is hoger ligt. Deze extra productie wordt opgevangen met nieuwe piekcentrales die gebruik maken van aardgas.

Figuur 12 - Opbouw van de vraag voor alle uren in het jaar: hernieuwbare productie en residuele vraag



5.2.2 Flexibiliteit

In dit scenario is zowel de elektriciteitsvraag als de niet-regelbare hernieuwbare productie in gelijke mate hoger ten opzichte van het Klimaatakkoord-scenario. Dit betekent dat de residuele vraag op jaarbasis gelijk blijft. Maar door het hogere aandeel wind en zon in de productiemix wordt het aanbod volatieler, waardoor vraag en aanbod op uurbasis minder goed op elkaar aansluiten. Hierdoor worden zowel de overschotten, welke ingevuld wordt met overschotflexibiliteit, als de tekorten, welke ingevuld worden met regelbare centrales, groter.

Overschotten

De omvang van de overschotflexibiliteit in Nederland, die geleverd wordt door batterijen, Power-to-H₂ en Power-to-Heat, is in het Klimaatakkoord Plus-scenario hoger dan in het Klimaatakkoord scenario vanwege het grotere aandeel hernieuwbare niet-regelbare productie. Het volume van de overschotten is ongeveer 17 TWh met een piekvermogen van 30 GW. Omgerekend naar vollasturen op de piekcapaciteit, betreft het ongeveer 550 uur per jaar.

Door curtailment van zon-pv wordt het piekvermogen van de productie uit zonnepanelen met 50% verlaagd van 27 GW naar 13,5 GW. De keuze voor 50% is een scenario keuze. Er wordt 3.600 GWh aan elektriciteit gecurtailed, wat overeenkomt met 11% van de totale productie van zon-pv.

Door de curtailment van de zon-pv wordt het de omvang van het aanbodoverschot gereduceerd tot 14,5 TWh met een piekvermogen van 22,5 GW. Het aantal vollasturen op de piekcapaciteit komt dan uit op 640 uur per jaar. Dit resterende overschot moet worden ingevuld met andere flexmiddelen, zoals batterijen of Power-to-X-toepassingen.

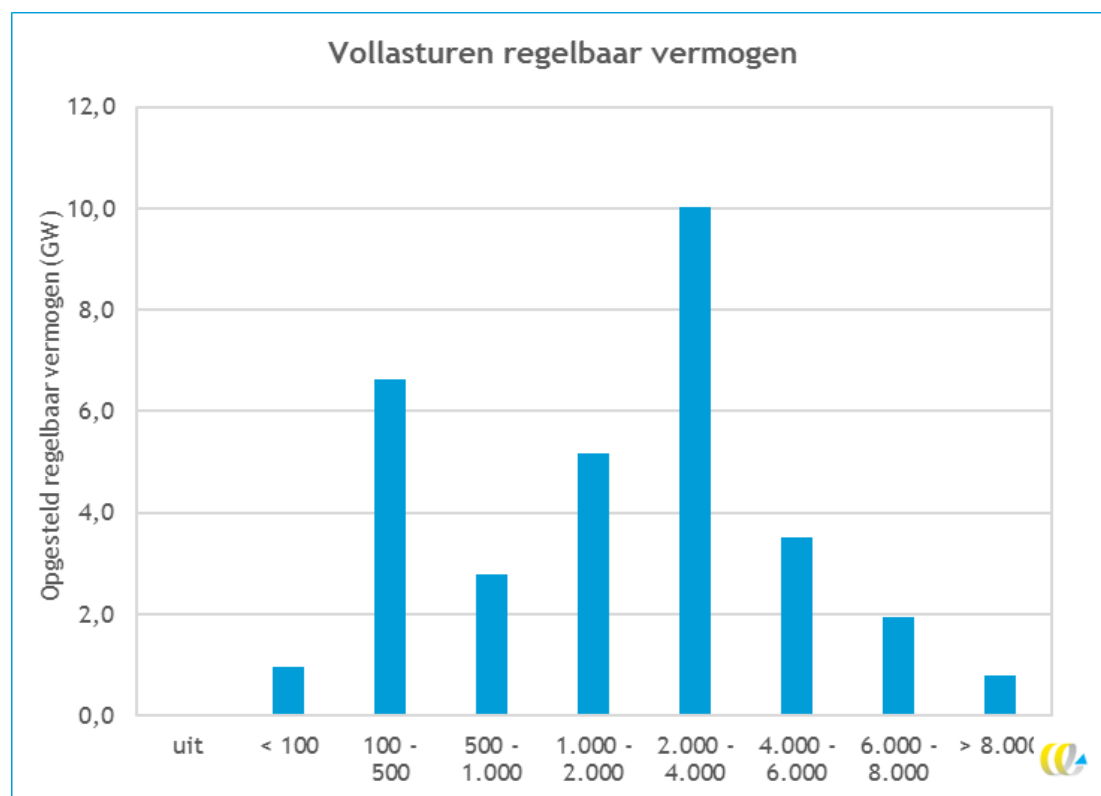
Een aanzienlijk deel van de ‘weggegoide’ productie van zonnepanelen, ongeveer 30%, zou zonder curtailment gebruikt worden voor invulling van de elektriciteitsvraag. Dit gedeelte van de productie is dus geen aanbodoverschot. Dit betekent dat er in dit geval extra productie van centrales nodig is door curtailment. Bij de keuze voor wel of geen curtailment (en welk aftoppercentage) moeten de voordelen voor de netbelasting en systeem-balans afgewogen worden tegen het nadeel dat stroom weggegooid wordt die anders nuttig gebruikt zou kunnen worden.

Tekorten

De tekorten worden ingevuld regelbare centrales. De omvang van de tekorten is in dit scenario bijna 15% hoger dan bij het Klimaatakkoord-scenario, namelijk 55 TWh. De piek van de residuele vraag ligt op 31 GW, wat meer dan 25% hoger is dan bij het Klimaatakkoord-scenario. Daarom zijn nieuwe piekcentrales nodig die weinig draaiuren maken en daardoor hoge elektriciteitsprijzen opleveren. Dit betekent dat er bij toenemende elektrificatie een groter vermogen aan centrales nodig is, maar dat deze centrales minder draaiuren kunnen maken.

In Figuur 13 is dat meer dan 10 GW aan centrales nodig is die minder dan 1.000 vollasturen hebben. Circa 7 GW aan centrales heeft zelfs minder dan 500 vollasturen.

Figuur 13 - Verdeling vollaasturen regelbaar vermogen in Nederland



Door middel van vraagverschuiving van warmtepompen en laadpalen kan de piek van de residuele vraag verlaagd worden van 31 GW naar 28 GW. Dit betekent dat er 3 GW minder aan regelbaar vermogen nodig is in dit geval, wat overeenkomt met een reductie van 10%. Dit betekent dat de potentie voor vraagverschuiving in dit scenario aanzienlijk is.

5.3 Resultaten Limburg

5.3.1 Overschot

In Tabel 17 is voor het opgestelde hernieuwbare vermogen in Limburg aangegeven welk aandeel het vormt ten aanzien van het nationale vermogen aan hernieuwbare energie. Het toegewezen deel aan Limburg is gebaseerd op de uitkomsten van het 2030 KA+-scenario binnen de systeemstudie, zoals deze ook door de netbeheerders is doorgerekend.

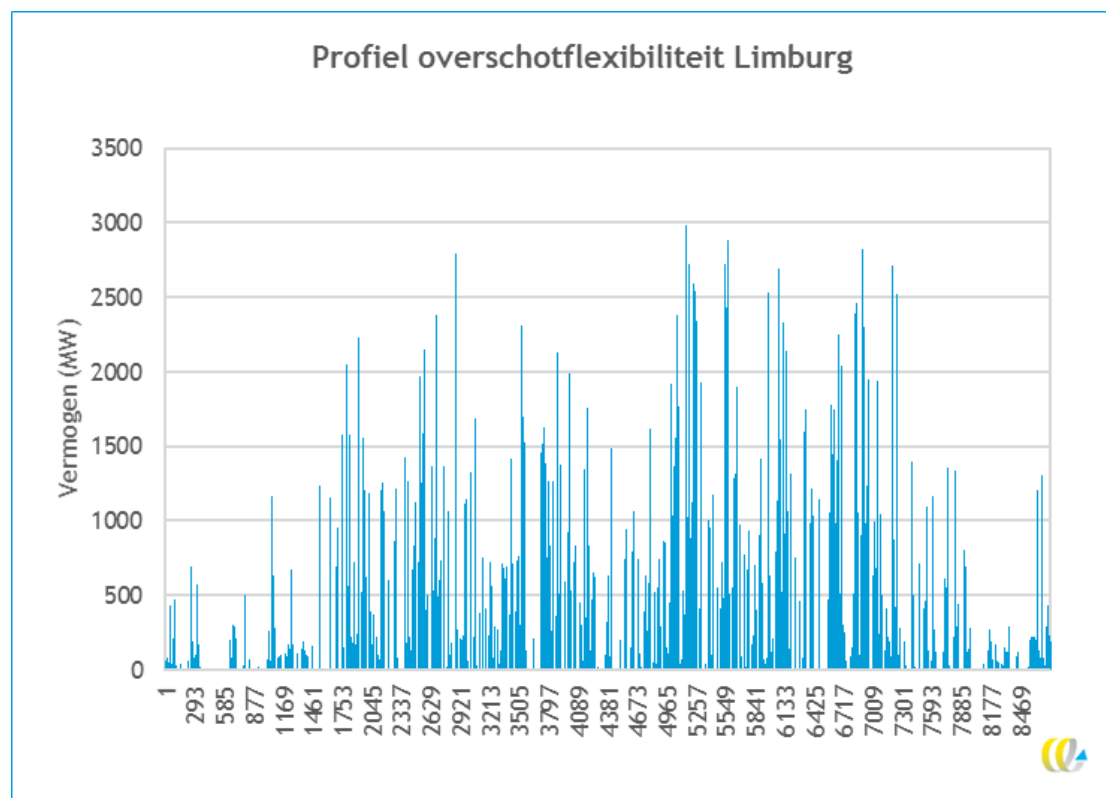
Tabel 17 - Hernieuwbaar vermogen Limburg ten opzichte van Nederland

Bronsoort	2029	
	GW Limburg	Aandeel t.o.v. NL
Zon-pv	4,2	12%
Wind op zee	0	0%
Wind op land	0,5	6%

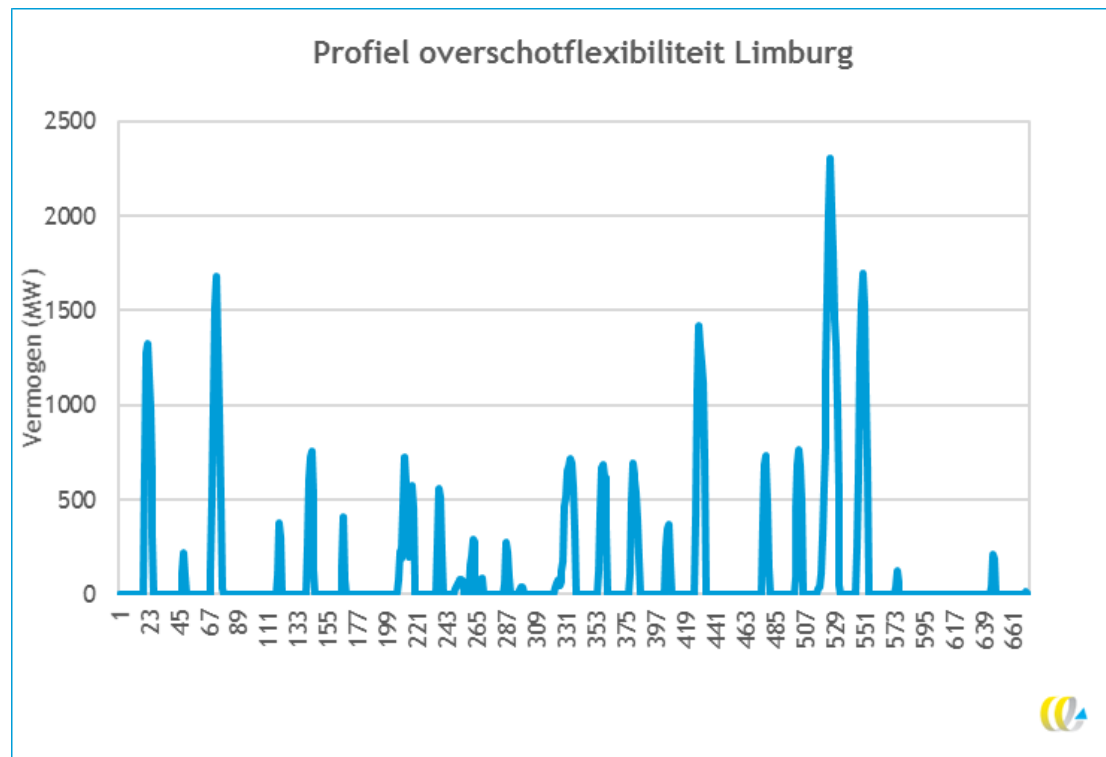
Het aandeel per hernieuwbare energiebron is gebruikt om voor elke bron afzonderlijk de overschotflexibiliteit door productieoverschotten in Nederland te schalen naar Limburg. Dit resulteert in circa 1,2 TWh elektriciteitsoverschot met een vermogen van 3 GW. Als curtailment van zon-pv wordt toegepast, is het elektriciteitsoverschot nog circa 1 TWh met een piekvermogen van 1,8 GW. Gedurende 2.700 uur per jaar is er sprake van een aanbodoverschot en omgerekend naar vollasturen op de piekcapaciteit betreft het zo'n 575 vollasturen per jaar dat in Limburg ingevuld kan worden met batterijen, Power-to-Heat, Power-to-H₂ (elektrolyzers) of andere opties voor overschotflexibiliteit. Vanwege het lage aantal vollasturen liggen batterijen meer voor de hand dan elektrolyzers.

Het profiel voor de overschotflexibiliteit in Limburg is gegeven in de volgende grafieken. Je ziet hierin veel uitschieter hoge pieken (veel vermogen) met kleine volumes (smalle pieken). Het is te zien dat de overschotten voornamelijk plaatsvinden in de zomer, aangezien de productie van zonnepanelen dan groter is.

Figuur 14 - Profiel overschotflexibiliteit Limburg 2029 Klimaatakkoord Plus (alle uren van het jaar)



Figuur 15 - Profiel overschotflexibiliteit Limburg 2029 Klimaatakkoord Plus (weergegeven voor de uren van vier weken in de zomer)



5.3.2 Tekort

In dit scenario is er extra regelbaar vermogen nodig ten opzichte van het Klimaatakkoord scenario om ten alle tijden aan de vraag te kunnen voldoen. Het regelbare vermogen in Nederland stijgt van 26 GW naar 32 GW. Het is aannemelijk dat een deel van dit regelbare vermogen in Limburg komt. We hebben aangenomen dat het aandeel van regelbaar vermogen ten opzichte van het Klimaatakkoord scenario gelijk blijft. Dit betekent dat regelbare vermogen in Limburg in dit scenario groeit met 0,3 GW. Samen met de Clauscentrale levert dit een totaal op van 1,6 GW aan regelbaar vermogen.

Voor deze nieuwe centrales is een grote aansluiting nodig met het hoogspanningsnet en er moet voldoende transportcapaciteit zijn. Er zijn verschillende locaties in Limburg die al aan deze voorwaarden voldoen en dus potentieel plaats kunnen bieden aan de nieuwe centrale die nodig is. Het gaat om Chemelot en Buggenum, op de locatie van de voormalige Willem-Alexander Centrale. Bij Chemelot zou het om een vervanger van de huidige Swentiboldcentrale gaan. Daarnaast kan een extra eenheid toegevoegd worden bij de Clauscentrale in Maasbracht.

In Tabel 18 zijn de productiecijfers van de Clauscentrale weergegeven. Het is te zien dat deze minder vollasturen maakt dan in het Klimaatakkoord scenario. Dit komt overeen met het nationale beeld dat er gedurende minder uren tekorten zijn die ingevuld worden met productie van centrales.

Tabel 18 - Productiecijfer opgesteld regelbaar vermogen Limburg ten opzichte van totaal Nederland

Centrale	Brandstof	Opgesteld vermogen model (GW)	Productie (GWh)	Vollasturen	Vermogen t.o.v. NL	Productie t.o.v. NL
Clauscentrale	Aardgas	1,3	4.100	3.100	4%	8%
Nieuwe centrale	Aardgas	0,3	550	1.800 ²	1%	1%

Het effect van de vraagspreiding op de Clauscentrale is marginaal. Het verlagen van de vraagpieken heeft namelijk vooral invloed op piekcentrales en de Clauscentrale is dit niet.

5.3.3 O-PAC

In de vorige paragrafen is gebleken dat er in dit scenario een grote hoeveelheid flex-middelen nodig is. Zowel bij de overschotten als bij de tekorten is de vermogenspiek ongeveer 30 GW. Hiervoor kunnen de gangbare flexopties gebruikt worden, zoals batterijen of Power-to-X bij overschotten en centrales bij tekorten. Maar in Limburg is er ook mogelijkheid voor grootschalige opslag, namelijk een ondergrondse pompaccumulatie-centrale (O-PAC).

Een O-PAC is een waterkrachtcentrale, zoals die er ook zijn in landen als Duitsland of Zweden, maar dan met een ondergronds valmeer. Op momenten van overschotten wordt elektriciteit gebruikt om water op te pompen. Op momenten van tekorten laat je dit water via een turbine door de ondergrond vallen naar het valmeer, waarbij elektriciteit opgewekt wordt. Dit betekent dat een O-PAC functioneert als een grootschalige batterij.

SOGECOM BV wil een O-PAC realiseren in een steenlaag in Zuid-Limburg. Deze installatie zou een vermogen hebben van 1,4 GW en de opslagcapaciteit wordt ingeschat op 8,4 GWh, wat overeen komt met 6 uur inzet op vol vermogen voordat de O-PAC zijn volledige capaciteit heeft gevuld vanuit een lege beginstand (Berenschot, 2019). Dit betekent dat een O-PAC gebruikt kan worden voor korte-termijn opslag, zoals middagpieken van zon-pv. Hiervoor is het een alternatief voor het gebruik van batterijen. Een O-PAC kan gezien de beperkte opslagcapaciteit niet gebruikt worden voor seizoensopslag. Hiervoor zijn alternatieven nodig, zoals Power-to-Gas-toepassingen.

Potentiële rol in flexibiliteitsbehoefte

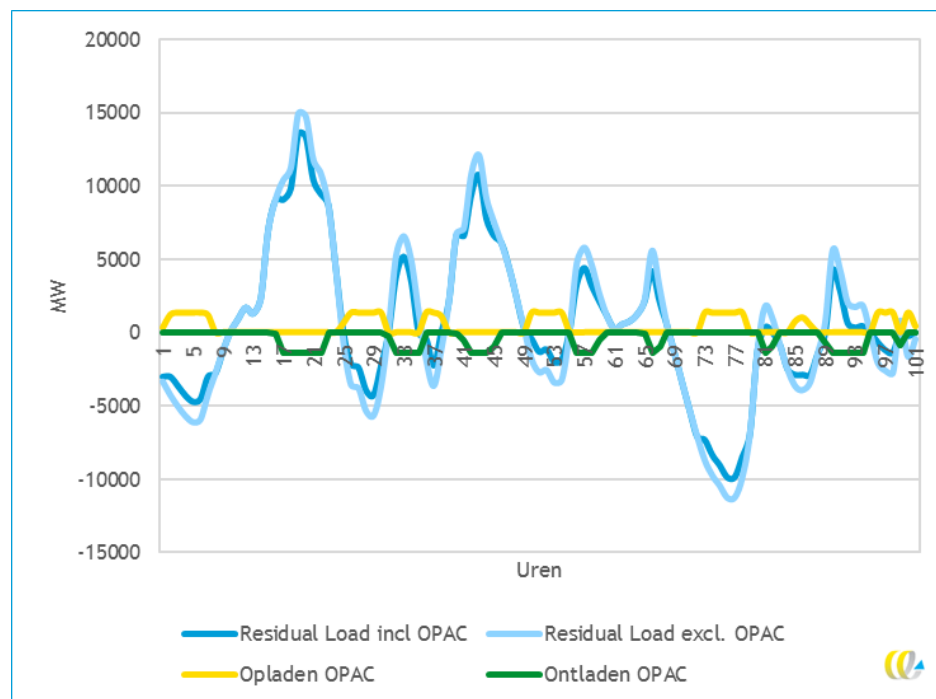
De O-PAC is gemodelleerd om de potentiële bijdrage aan de balanshandhaving van het Nederlandse energiesysteem te bepalen. De residuele elektriciteitsvraag van Nederland is gebruikt als stuursignaal voor de O-PAC, wat betekent dat de installatie geoptimaliseerd is om op landelijke schaal overschotten en tekorten te verkleinen. Op deze manier levert de O-PAC de hoogste maatschappelijke waarde op.

Zonder regulering zal een investeerder de O-PAC niet sturen op basis van de residuele elektriciteitsvraag, maar op basis van de elektriciteitsprijzen op de day-ahead markt (APX) of onbalansmarkten. Dit betekent dat de optimale inzet van de O-PAC voor een investeerder niet persé overeenkomt met de optimale inzet van de O-PAC vanuit maatschappelijk belang.

² Voor de productie van de nieuwe centrale is het gemiddeld aantal vollasturen van alle gascentrales genomen.

De resultaten van de modellering zijn te zien in Figuur 16 en Tabel 19. In de figuur is te zien dat de O-PAC gaat opladen als de residuele vraag negatief is en ontladen als de residuele vraag positief is, aangezien de residuele vraag het stuursignaal is. Hierdoor worden de pieken in de residuele vraag inclusief O-PAC dus lager.

Figuur 16 - Werking O-PAC eerste 100 uur van het jaar



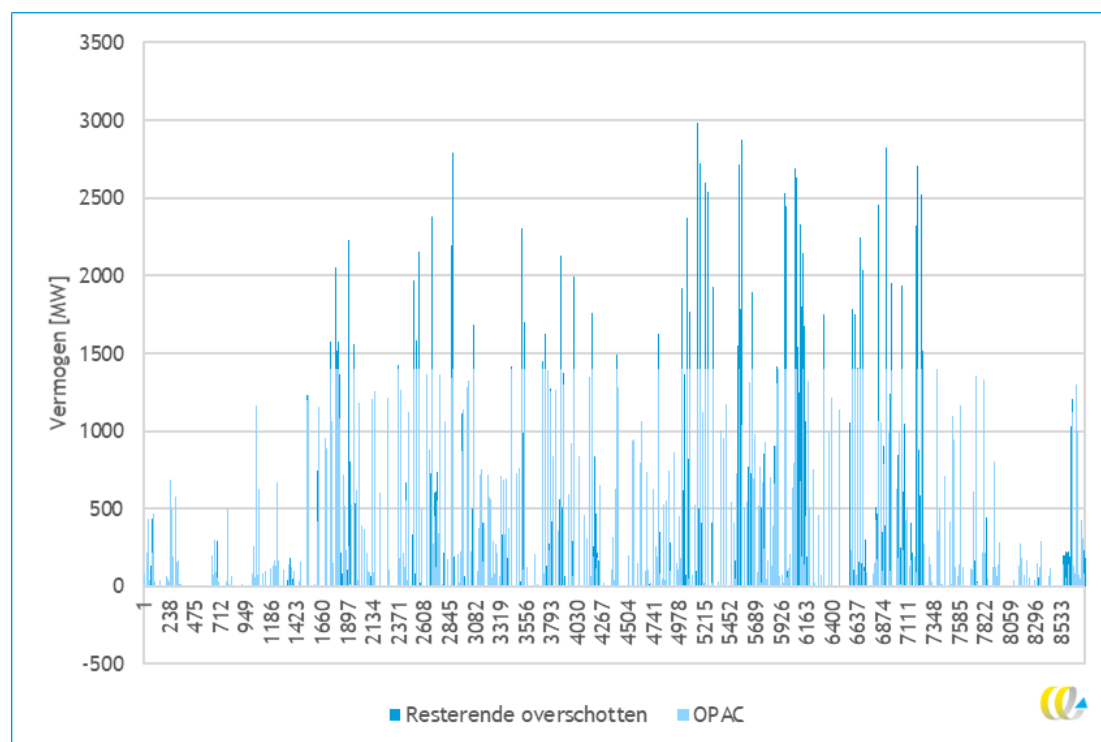
Het is te zien dat de O-PAC bij optimale inzet in staat is om de pieken van de overschotten en de tekorten beide met 1,4 GW te verlagen. Op jaarbasis wordt 1,7 TWh aan elektriciteit opgeslagen en weer ontladen, wat overeenkomt met ruim 200 cycli. Dit betekent dat de O-PAC 3% van de tekorten en 11% van de landelijke overschotten kan opvangen.

Tabel 19 - Invloed O-PAC op residuele vraag

	Residuele vraag excl. O-PAC	Residuele vraag incl. O-PAC	O-PAC	Eenheid
Maximum (tekort)	31,3	29,9	1,4	GW
Minimum (overschot)	-30,3	-28,9	-1,4	GW
Totaal tekort per jaar	55,1	53,4	1,7	TWh
Totaal overschot per jaar	16,9	15,2	1,7	TWh
Aantal cycli			200	

Van de 1,7 TWh aan overschotten die jaarlijks opgenomen wordt door de O-PAC wordt bijna 40% geproduceerd in Limburg. Dit betekent dat jaarlijks 650 GWh aan overschotten uit Limburg opgeslagen kan worden in de O-PAC. Het totale jaarlijkse overschot is 1.200 GWh, wat betekent dat ruim 50% hiervan opgenomen kan worden door de O-PAC, zoals te zien is in Figuur 17. Het resterende gedeelte van de overschotten moet worden ingevuld met alternatieve flexopties.

Figuur 17 - Invulling overschotflexibiliteit Limburg



Vergelijking kosten O-PAC en Li-Ion batterij

In de plannen die voor de O-PAC in Limburg zijn opgesteld wordt duidelijk dat het gaat om een forse investering van 1,8 miljard euro met jaarlijks nog 10 miljoen euro aan operationele kosten (O-PAC, 2020). Het systeem heeft een round-trip rendement van 80%, aanzienlijk lager dan het round-trip rendement van 95% van een Li-Ion batterij. De kosten per MWh opslag zijn potentieel lager dan bij Li-Ion batterijen. In onderstaande tabel is te zien dat het kostenverschil afhangt van de gekozen afschrijfstermijn en het aantal laad-ontlaad cycli dat de opties kunnen maken. Voor Li-Ion gaan we hierbij uit van de investeringskosten en operationele kosten zoals genoemd in een recent rapport van CE Delft (CE Delft, 2020). De levensduur van een O-PAC is veel langer dan van batterijen en maakt daardoor een vergelijking lastig.

Tabel 20 - Productiecijfer opgesteld regelbaar vermogen Limburg ten opzichte van totaal Nederland

Cycli	Afschrijfstermijn	Kosten opslag Li-Ion batterij €/MWh	Kosten opslag O-PAC €/MWh
500	15 jaar	40	-
500	30 jaar	-	38
500	50 jaar	-	32
200	15 jaar	101	-
200	30 jaar	-	95
200	50 jaar	-	81

In Tabel 20 hebben we een eenvoudige maar gelijkwaardige kostenvergelijking gemaakt op basis van een discontovoet van 5%. De kosten van de elektriciteit voor het vullen van de opslagsystemen zijn hierbij niet meegenomen, maar deze zullen bij gelijkwaardige inzet even hoog zijn. Met alle onzekerheden is de kostprijs in dezelfde orde van grootte, maar is het soort investeringen geheel anders.

Deze analyse geeft een eerste-orde vergelijking, een gedetailleerdere analyse is nodig om de businesscase van de twee opties echt goed te kunnen vergelijken.

5.4 Uitwisseling met het buitenland

In de modelberekeningen wordt zowel Nederland als Duitsland gemodelleerd. De uitwisseling tussen deze twee landen is onderdeel van de berekeningen. De uitwisseling van elektriciteit met andere landen wordt niet expliciet meegenomen in de berekeningen. Daarom wordt de vraag gecorrigeerd voor de import/export balans met alle landen, behalve Duitsland. Er wordt aangenomen dat deze import/export balans in 2030 gelijk aan 2017. Dit betekent dat er voor België import van 1,6 TWh en export van 9,6 TWh verondersteld wordt. In de gevoeligheidsanalyse voor de Belgische markt wordt de uitwisseling van België wel dynamische en expliciet meegenomen in de modellering (zie Paragraaf 5.4.1).

Voor de uitwisseling met Duitsland volgt uit de berekeningen dat Nederland in dit scenario 20 TWh aan elektriciteit exporteert en 5 TWh importeert. Dit betekent dat Nederland netto exporteur is van elektriciteit naar Duitsland. Ten opzichte van het Klimaatakkoord-scenario is er meer import, wat verklaart kan worden doordat de vraag in Nederland hoger is op momenten dat er geen zon en wind is. Er is geen extra export op de momenten dat de productie van zon en wind groot is, aangezien op die momenten ook in Duitsland de productie van zon en wind groot is.

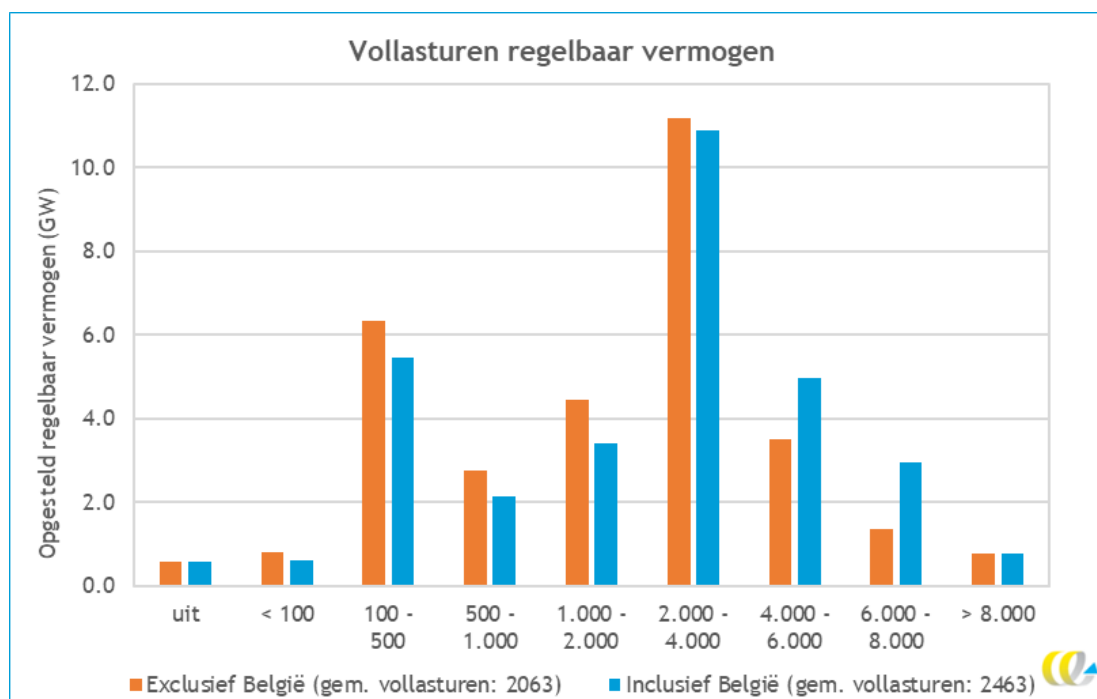
Bij het bovenstaande moet vermeld worden dat de ontwikkelingen van de import en export erg afhankelijk zijn van de ontwikkelingen van de prijzen van brandstoffen voor centrales (ten opzichte van elkaar) en van ontwikkelingen van de centrales in Duitsland en Nederland. De onzekerheid in deze aannames werkt ook door in de onzekerheid over de ontwikkeling van de import en de export.

5.4.1 Resultaten gevoeligheid Belgische markt

In de voorgaande analyse is de uitwisseling met Duitsland meegenomen en is de uitwisseling met België constant verondersteld ten opzichte van 2017. Naar verwachting zal ook de interconnectiecapaciteit met België toenemen richting 2030 en treden er ook allerlei veranderingen op in het Belgische productiepark. Dit zal voor Nederland invloed hebben op de import- en exportstromen en op de inzet van centrales.

Ten opzichte van het KA+-scenario (zonder O-PAC) resulteert het meenemen van de 2030 plannen voor België tot een grotere inzet van Nederlandse centrales. Het gemiddeld aantal vollasturen voor Nederlandse centrales neemt toe met 400 uur, Figuur 18 toont de verschuiving naar meer centrales met hoge vollasturen. Er zijn net iets minder piekcentrales nodig om te voorzien in de aanbodflexibiliteit. De overschotflexibiliteit zal in dit scenario niet anders zijn dan in het KA+-scenario, omdat dit gedreven wordt door de verhouding van de Nederlandse niet-regelbare hernieuwbare energieproductie ten opzichte van de vraag. Deze overschotten worden gebruikt voor flexopties, waar de interconnectieverbindingen er één van zouden kunnen zijn. Maar doordat België en Duitsland een vergelijkbare ontwikkeling op het gebied van wind en zonne-energie doormaken en de geografische spreiding beperkt is, verwachten wij hiervan een beperkte bijdrage.

Figuur 18 - Verdeling vollasturen regelbaar vermogen in Nederland incl. en excl. 2030-scenario voor België



In totaal zullen de thermische centrales in Nederland bijna 87 TWh aan elektriciteit produceren in 2029, zo'n 10 TWh meer dan hierboven in het KA+-scenario met gelijk-blijvende uitwisseling met België is berekend. Hiervan komt naar verwachting 4,7 TWh voor rekening van de Clauscentrale, waar dit zonder de ontwikkelingen in België 4,1 TWh zou zijn. Hierbij is aangenomen dat de eenheden van de Clauscentrale aangesloten blijven op het Nederlandse elektriciteitsnet.

Tabel 21 - Vergelijking interconnectiestromen 2029 ten opzichte van 2017

Land	Richting	2017 (ENTSO-E data)		2029 (simulatie)	
		Elektriciteit (TWh)	Capaciteit (GW)	Elektriciteit (TWh)	Capaciteit (GW)
Duitsland	Import	14,2	3,9	4,7	5,0
	Export	0,4	3,9	20,5	5,0
België	Import	1,6	1,4	0,1	3,4
	Export	9,6	1,4	23,5	3,4

Tabel 21 laat de verwachte ontwikkeling in de internationale uitwisseling van elektriciteit zien bij de geplande ontwikkeling van de interconnectiecapaciteiten en in het gegeven KA+-scenario (zonder O-PAC). Duidelijk is dat Nederland een sterke netto exportpositie in gaat nemen, zowel ten opzichte van Duitsland als ten opzichte van België. Naar Duitsland zal ruim 6.200 uur per jaar geëxporteerd worden en naar België ruim 8.500 uur. In 2017 was Nederland nog netto importeur van elektriciteit.

De voorbereiding van de interconnectieverbindingen met Duitsland wordt tot en met 2030 buiten Limburg gerealiseerd (Gelderland en Groningen). De verbinding met België wordt voor een deel (1 van de 2 GW) ook tussen Limburg en België versterkt, het gaat om de verbinding tussen Maasbracht en het Belgische station Van Eyck.

6 Waterstofscenario 2050

6.1 Uitgangspunten, aannames

Het waterstofscenario 2050 is gebaseerd op het internationale scenario uit I13050. Het is op het gebied van hernieuwbare elektriciteit een behoudend scenario waarin er tussen 2030 en 2050 weinig groei plaatsvindt in Nederland. Het resterende deel van de vraag wordt ingevuld met waterstofcentrales. De waterstof hiervoor wordt geïmporteerd. Voor Duitsland sluiten we aan bij de studie van Tennet en Gasunie (Gasunie & TenneT, 2019), waarin voor Duitsland scenario's zijn opgesteld in lijn met de Nederlandse I13050-scenario's. In Duitsland zijn voornamelijk centrales aanwezig die draaien op CO₂-neutraal gas.

In het model is een lijst met regelbare centrales opgenomen die gebaseerd is op gegevens die CE Delft heeft verzameld voor de Nederlandse markt en een lijst met Duitse eenheden die voornamelijk gebaseerd zijn op de lijst die gepubliceerd is bij het netontwikkelingsplan voor 2030 (NEP 2030) dat door de Duitse TSO is opgesteld (ÜNB, 2019). Hierin zijn ook de geplande sluitingen en nieuwbouw van centrales verwerkt. Vervolgens zijn aanpassingen in deze lijst gemaakt om het in lijn te brengen met het Internationale scenario van I13050. Dit betekent dat alle kolencentrales en een groot deel van de gascentrales omgezet wordt naar waterstofcentrales. Daarnaast zijn er enkele gascentrales die overstappen naar CO₂-neutraal gas³. Voor Duitsland nemen we aan dat een deel van kolencentrales vervangen wordt door groengascentrales. Centrales die sluiten zijn vervangen door nieuwe hoogrendement STEG-centrales.

Tabel 22 geeft een overzicht van het opgestelde vermogen per brandstoftype in dit scenario.

Tabel 22 - Opgesteld vermogen in GW (afgerond)

	Nederland	Duitsland
Kolen	0	7
Bruinkool	0	0
CO ₂ -neutraal gas	7	102
Waterstof	41	0
Biomassa	0	1
Afval	0	2
Hoogovengas	0	1
Kernenergie	0	0
Totaal regelbaar vermogen (waarvan in Limburg)	24 (2,4)	114
Zon	53	91
Wind op land	10	82
Wind op zee	28	17
Water (run of river)	0	6
Totaal hernieuwbaar vermogen (waarvan in Limburg)	91 (4,5)	195
Waterkracht pompcentrales (opslag, productievermogen)	0	15
Totaal opgesteld vermogen (waarvan in Limburg)	115 (6,9)	286

³ Bijvoorbeeld groengas, biogas of aardgas in combinatie met CCS.

De flexibiliteit in de vraag wordt in Nederland geleverd door Power-to-H₂, Power-to-Heat en batterijen. We nemen aan dat het complete aanbodoverschot (niet-regelbaar aanbod minus de vraag) opgevangen wordt door deze flexibiliteitsopties. Daarnaast zijn enkele flexibiliteitsopties apart gemodelleerd in een extra modelberekening.

Duitsland heeft waterkracht pompcentrales als flexibiliteitsoptie en daarnaast een Power-to-X (gas/liquid/heat). Voor Duitsland veronderstellen we dat deze opties te samen de volledige overschotflexibiliteit invullen om het aanbodoverschot weg te werken. In het model zijn de Duitse waterkracht pompcentrales alleen als piekproductie-eenheden meegenomen.

De Nederlandse elektriciteitsvraag in dit scenario is gebaseerd op de doorrekening van het internationale scenario van I13050 in het Energietransitiemodel van Quintel. Uit deze doorrekening volgt ook de verdeling van de elektriciteitsvraag over het jaar. De jaarlijkse elektriciteitsvraag is circa 240 TWh per jaar. Voor Duitsland is de elektriciteitsvraag gebaseerd op het regionale scenario van de studie van Tennet en Gasunie (Gasunie & TenneT, 2019). De elektriciteitsvraag is 565 TWh in dit scenario. Voor Duitsland zijn de tijdreeksen voor de elektriciteitsvraag gebaseerd op de vraagprofielen van 2017 afkomstig van de ENTSO-E (ENTSO-E, sd). De warmtepompen en elektrische voertuigen die er tot 2050 extra bijkomen zijn apart meegenomen met vraagprofielen van 2017 gebaseerd op profielen van Movares voor elektrische voertuigen en voor warmtepompen op profielen die we geconstrueerd hebben uit de NEDU-verbruiksprofielen gas en KNMI-klimaatdata van 2017.

Voor beide landen wordt de vraag gecorrigeerd voor de import/exportbalans met landen anders dan Nederland en Duitsland. Deze importcorrectie is op basis van cijfers van 2017 en wordt tot 2050 constant verondersteld.

De prijs van waterstof is gebaseerd op de groene waterstofprijs uit de waterstofroutes Nederland studie van CE Delft (CE Delft, 2018). De CO₂-prijs is in 2050 op 0 gezet aangezien de elektriciteitsproductie in dat jaar koolstofvrij is en dit daarom niet relevant is. De prijs voor biomassa is gebaseerd op de toekomstverkenning Welvaart en Leefomgeving (CPB/PBL, 2016). Een overzicht van alle prijzen is gegeven in Tabel 23.

Tabel 23 - Prijzen

Commodity	Eenheid	2050	Bron
Biomassa	€/ton	315	Toekomstverkenning Welvaart en Leefomgeving (CPB/PBL, 2016)
Waterstof	€/GJ HHV	21	Waterstofroutes Nederland studie van CE Delft (€ 3/kg) (CE Delft, 2018)
CO ₂ -neutraal gas	€/m ³	0,75	Prijs groengas volgens NvdT-scenario's (CE Delft, 2017a)
Waterkracht DE	€/MWh HHV	153,6	Aangenomen als het dubbele van de groengasprijs volgens NvdT-scenario's om piekgedrag te simuleren
CO ₂	€/ton	0,0	Scenario aanname
Wisselkoers Euro-Dollar	USD/€	1,14	CPB, 2017 constant verondersteld

De interconnectiecapaciteit tussen Duitsland en Nederland zal zich de komende jaren ontwikkelen van 4,25 GW in 2020 naar 5 GW vanaf 2025. We hebben verondersteld dat de interconnectiecapaciteit blijft toenemen en dat deze in 2050 uitkomt op 10 GW.

6.2 Resultaten

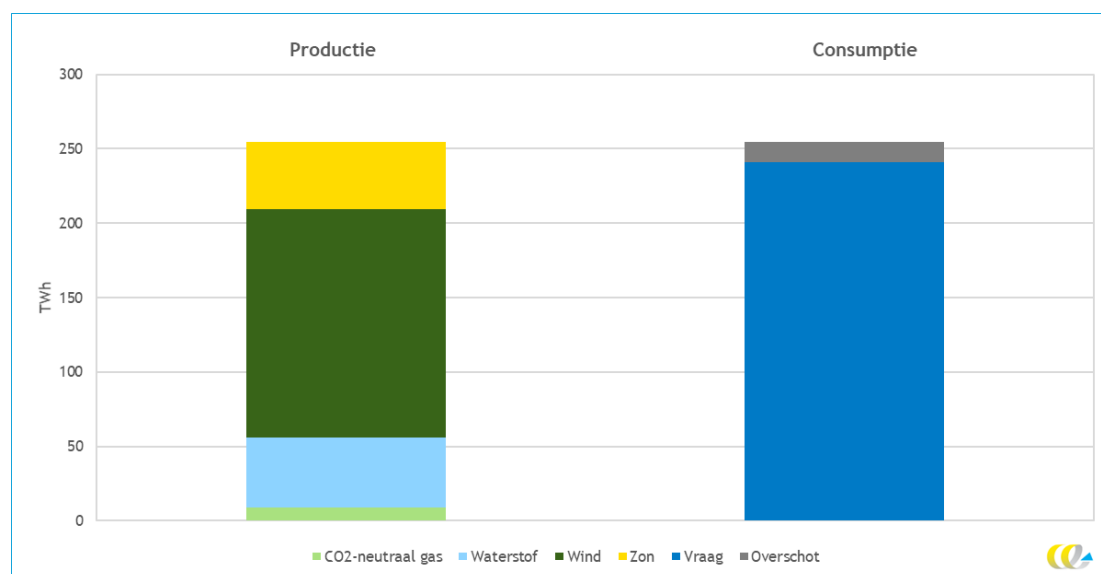
6.2.1 Productie

Tabel 24 en Figuur 19 geven een overzicht van de totale elektriciteitsproductie naar brandstoftype zoals deze volgt uit de modelberekeningen van dit scenario.

Tabel 24 - Productievolumes per energiebron in TWh, zoals dit volgt uit de simulatie

	Nederland	Duitsland
Kolen	0	26
Bruinkool	0	0
CO ₂ -neutraal gas	10	110
Biomassa, afval	0	23
Hoogovengas	0	6
Kernenergie	0	0
Waterstof	52	0
Totale conventionele productie	62	155
Zon	45	111
Wind	154	490
Water (run of river)	0	22
Totale hernieuwbare productie	199	624
Waterkracht pompcentrales (opslag, productie)	0	0
Totale productie	261	779

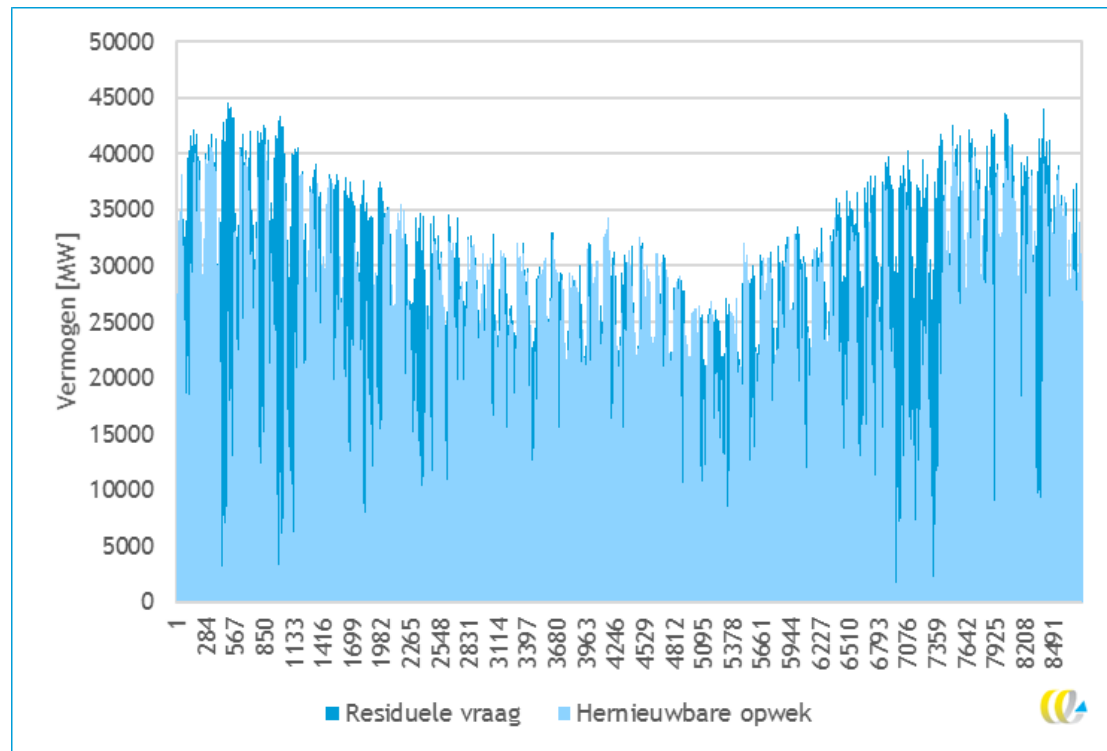
Figuur 19 - Productie- en consumptievolumes in Nederland in TWh, zoals dit volgt uit de simulatie



Het is te zien dat het grootste deel van de elektriciteit, 78%, opgewekt wordt door wind en zon. Deze bronnen kunnen circa 3.500 uur per jaar voorzien in de volledige elektriciteit. Tijdens de overige uren wordt de resterende vraag geleverd door regelbare bronnen, dat is geïllustreerd in Figuur 20. In dit geval gaat het voornamelijk om waterstofcentrales.

Daarnaast zijn er periodes dat de hernieuwbare productie groter is dan de vraag. Deze overschotten zijn weergegeven in Figuur 19 onder overschot (overschotflexibiliteit). Export van elektriciteit naar Duitsland valt ook onder deze categorie.

Figuur 20 - Opbouw van de vraag voor alle uren in het jaar: hernieuwbare productie en residuele vraag



6.2.2 Flexibiliteit

Overschotten

De overschotflexibiliteit in Nederland die geleverd wordt door batterijen, Power-to-H₂ en Power-to-Heat, heeft de omvang van het complete aanbodoverschot (niet-regelbaar aanbod minus de vraag). De omvang hier van is ruim 36 TWh met een piekvermogen van 40 GW. Omgerekend naar vollasturen op de piekcapaciteit, betreft het ongeveer 900 uur per jaar.

Door curtailment wordt het piekvermogen van de productie met 50% verlaagd van 27 GW naar 14 GW. Er wordt circa 5.100 GWh aan elektriciteit gecurtailed, wat overeenkomt met 11% van de totale productie van zon-pv.

Door de curtailment van de zon wordt het de omvang van het aanbodoverschot gereduceerd tot 33 TWh met een piekvermogen van 30 GW. Het aantal vollasturen op de piekcapaciteit wordt ongeveer 1.100 per jaar. Dit resterende overschot moet worden ingevuld met andere flexmiddelen, zoals batterijen of Power-to-X-toepassingen.

Een aanzienlijk deel van de 'weggegooide' productie van zonnepanelen, ongeveer 40%, zou zonder curtailment gebruikt worden voor invulling van de elektriciteitsvraag. Dit gedeelte

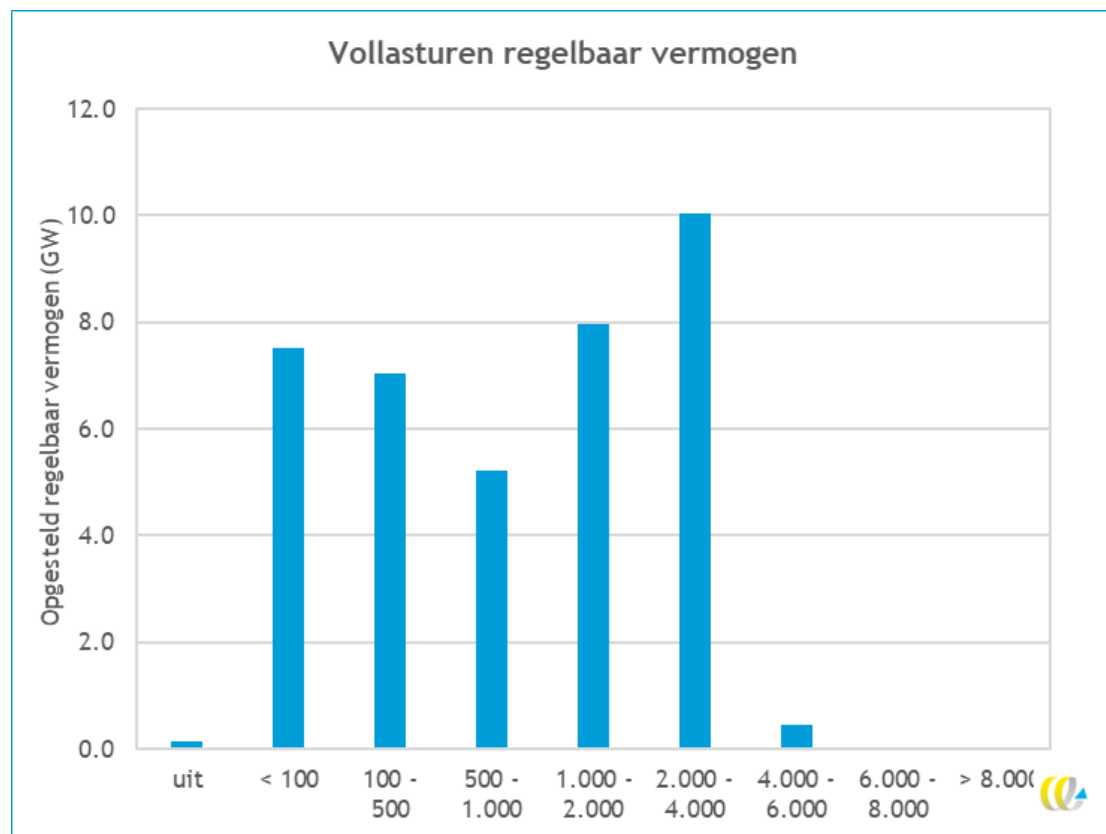
van de productie is dus geen aanbodoverschot. Dit betekent dat er in dit geval 2 TWh extra productie van centrales nodig is door curtailment. Bij de keuze voor wel of geen curtailment moeten de voordelen voor de netbelasting en systeembalans afgewogen worden tegen het nadeel dat stroom weggegooid wordt die anders nuttig gebruikt zou kunnen worden.

Tekorten

Aan de aanbodzijde bevat het gemodelleerde systeem ongeveer voldoende regelbaar productievermogen om te allen tijde aan de residuele vraag te kunnen voldoen. De residuele vraag is echter maar een klein deel van het jaar zo groot, wat betekent dat er centrales zijn die maar een klein deel van het jaar produceren, de zogenaamde piekcentrales. In Figuur 21 is te zien dat bijna 20 GW aan eenheden minder dan 1.000 vollasturen draait per jaar. Zo'n 14 GW hiervan heeft zelfs nog minder dan 500 vollasturen.

Deze flexibiliteit wordt geleverd door de duurste en meest flexibele eenheden, waterstof piekcentrales in dit geval. Aangezien deze centrales hoge kosten hebben zetten zij de prijs gedurende de periodes dat ze produceren.

Figuur 21 - Verdeling vollasturen regelbaar vermogen in Nederland



Door middel van vraagverschuiving van warmtepompen en laadpalen kan de piek van de residuele vraag verlaagd worden van 43 GW naar 41 GW. Dit betekent dat er ongeveer 2 GW minder aan regelbaar vermogen nodig is in dit geval, wat overeenkomt met een reductie van ongeveer 4%. Dit betekent dat de potentie voor vraagverschuiving in dit scenario

beperkt is. Dat komt doordat het aandeel van de vraag van warmtepompen en laadpalen, waarbij vraagverschuiving toegepast is, in dit scenario beperkt is.

6.3 Resultaten Limburg

6.3.1 Overschot

In Tabel 10 is voor het opgestelde hernieuwbare vermogen in Limburg aangegeven welk aandeel het vormt ten aanzien van het nationale vermogen aan hernieuwbare energie. Het toegewezen deel aan Limburg is gebaseerd op de uitkomsten van het 2050 Internationale scenario.

Tabel 25 - Hernieuwbaar vermogen Limburg ten opzichte van Nederland

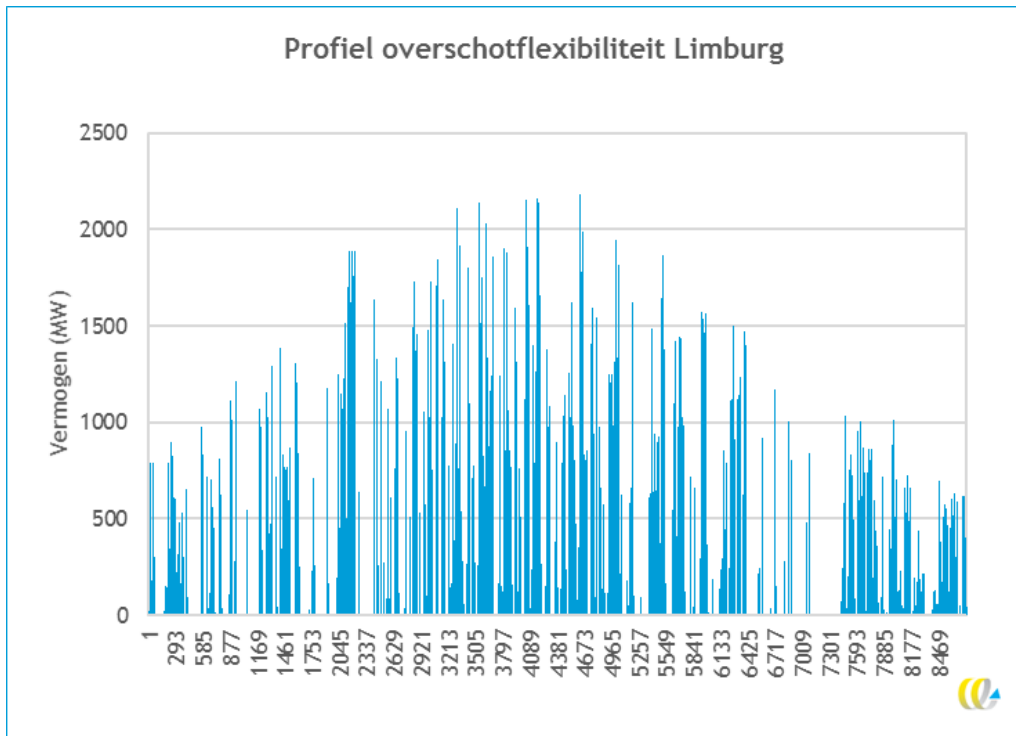
Bronsoort	2029	
	GW Limburg	Aandeel t.o.v. NL
Zon-pv	4,1	8%
Wind op zee	0	0%
Wind op land	0,4	3%

Het aandeel per hernieuwbare energiebron is gebruikt om voor elke bron afzonderlijk de overschotflexibiliteit door productieoverschotten in Nederland te schalen naar Limburg. Dit resulteert in circa 3.250 GWh elektriciteitsoverschot met een capaciteit van 2,9 GW. Als curtailment toegepast is het elektriciteitsoverschot nog circa 1.450 GWh met een piek van 2,2 GW. Gedurende 3.300 uur per jaar is er sprake van een aanbodoverschot en omgerekend naar vollasturen op de piekcapaciteit betreft het zo'n 990 vollasturen per jaar dat in Limburg ingevuld kan worden met batterijen, Power-to-Heat, Power-to-H₂ (elektrolyzers) of andere opties voor overschotflexibiliteit.

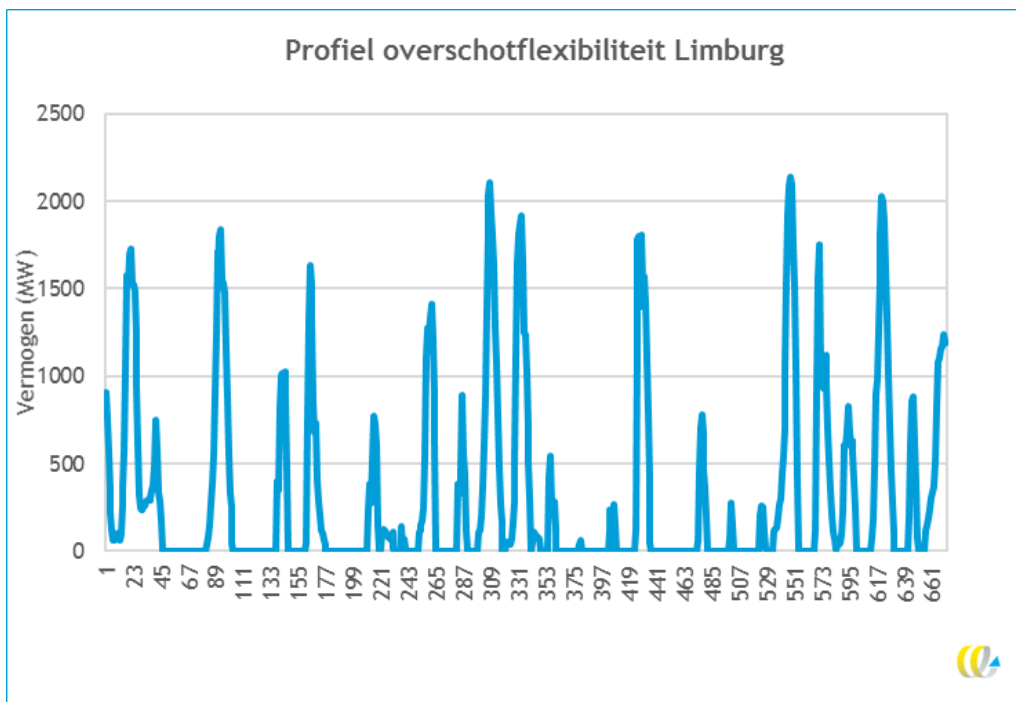
De grootste deel van de overschotten in Limburg, meer dan 90%, wordt veroorzaakt door de productie van zon-pv. Dit komt doordat windenergie een relatief kleine rol speelt in Limburg. Deze constatering is van belang voor de afweging tussen de verschillende opties voor overschotflexibiliteit. Power-to-H₂ (elektrolyzers) is minder geschikt voor overschotten veroorzaakt door zon-pv vanwege het lage aantal draaiuren. In Limburg heeft een elektrolyser, gedimensioneerd op 25% van het maximale overschot, ongeveer 2.000 vollasturen terwijl dit in andere provincies met een groter aandeel wind boven de 2.600 vollasturen ligt. Batterijen liggen in Limburg meer voor de hand als optie voor overschotflexibiliteit.

Het profiel voor de overschotflexibiliteit in Limburg is gegeven in de volgende grafieken. Je ziet hierin veel uitschieter hoge pieken (veel vermogen) met kleine volumes (smalle pieken). Het is te zien dat de meeste overschotten plaatsvinden in de zomer, aangezien de productie van zonnepanelen dan groter is.

Figuur 22 - Profiel overschotflexibiliteit Limburg 2050 waterstof-scenario (alle uren van het jaar)



Figuur 23 - Profiel overschotflexibiliteit Limburg 2050 waterstof-scenario (weergegeven voor de uren van vier weken in de zomer)



6.3.2 Tekort

In dit scenario is er extra regelbaar vermogen nodig ten opzichte van 2030 om ten alle tijden aan de vraag te kunnen voldoen. Het regelbare vermogen in Nederland stijgt van 26 GW naar 48 GW. Het is aannemelijk dat een deel van dit regelbare vermogen in Limburg komt. We hebben aangenomen dat het aandeel van regelbaar vermogen vanaf 2030 gelijk blijft. Dit betekent dat regelbare vermogen in Limburg in dit scenario groeit met 1,1 GW. Samen met de Clauscentrale levert dit een totaal op van 2,4 GW aan regelbaar vermogen. Voor deze nieuwe centrales is een grote aansluiting nodig met het hoogspanningsnet en er moet voldoende transportcapaciteit zijn. Er zijn verschillende locaties in Limburg die al aan deze voorwaarden voldoen en dus potentieel plaats kunnen bieden aan de nieuwe centrale die nodig is. Het gaat om Chemelot en Buggenum, op de locatie van de voormalige Willem-Alexander Centrale. Daarnaast kan een extra eenheid toegevoegd worden bij de Clauscentrale in Maasbracht.

Er is aangenomen dat de Clauscentrale in 2050 in waterstof draait, aangezien het overgrote deel van de centrales in 2050 waterstofcentrales zijn. Er is echter ook nog een klein aantal centrales dat op CO₂-neutraal gas draait. Er is aangenomen dat dit de oudste centrales zijn die in 2050 naar verwachting nog actief zijn en hier hoort de Clauscentrale niet bij. Voor de nieuwe centrale(s) is ook aangenomen dat deze op waterstof draait. In de onderstaande tabel zijn de productiecijfers weergegeven. Het is te zien dat beide centrales een beperkt aantal draaiuren maakt.

Tabel 26 - Productiecijfer opgesteld regelbaar vermogen Limburg ten opzichte van totaal Nederland

Centrale	Brandstof	Opgesteld vermogen model (GW)	Productie (GWh)	Vollasturen	Vermogen t.o.v. NL	Productie t.o.v. NL
Clauscentrale	H ₂	1,3	1.100	870	3%	2%
Nieuwe centrales	H ₂	1,1	1.300 ⁴	1.140	2%	2%

Het effect van de vraagspreiding op de Clauscentrale is marginaal. Het verlagen van de vraagpieken heeft namelijk vooral invloed op de allerduurste centrales en dit zijn de centrales in Limburg niet.

6.4 Uitwisseling met het buitenland

Net als in de andere scenario's wordt aangenomen dat de import/export balans met het buitenland, exclusief Duitsland, gelijk blijft ten opzichte van 2017. Dit betekent dat er voor België import van 1,5 TWh en export van 9,5 TWh verondersteld wordt. Voor het Klimaat-akkoord (Plus)-scenario's wordt de uitwisseling met België wel meegenomen in de modellering (zie Paragraaf 5.4 en Paragraaf 5.4).

Voor de uitwisseling met Duitsland volgt uit de berekeningen dat Nederland in dit scenario 11 TWh aan elektriciteit exporteert en 38 TWh importeert. Dit betekent dat Nederland netto importeur is van elektriciteit aan Duitsland. Dit komt doordat de elektriciteitsprijzen in Nederland gedurende een groot deel van het jaar hoger liggen. Dit komt doordat er meer overschotten zijn van elektriciteit in Duitsland in dit scenario. Daarnaast draaien in Duitsland centrales op groengas, maar de prijsverschillen tussen de groengas en waterstof zijn in dit scenario beperkt. De prijsontwikkelingen van deze brandstoffen kunnen de import/exportbalans tussen de twee landen veranderen.

⁴ Voor de productie van de nieuwe centrale is het gemiddeld aantal vollasturen van alle H₂-centrales genomen.

7 Elektrificatie scenario 2050

7.1 Uitgangspunten, aannames

Het Elektrificatie-scenario 2050 is gebaseerd op het regionale scenario uit I13050. Het is een scenario waarin veel groei van hernieuwbare productie plaatsvindt tussen 2030 en 2050. De nadruk ligt op lokale productie, dus veel zon en wind op land. De vraag naar elektriciteit stijgt tevens sterk vanwege elektrificatie. Voor Duitsland sluiten we aan bij de studie van Tennet en Gasunie (Gasunie & TenneT, 2019), waarin voor Duitsland scenario's zijn opgesteld in lijn met de Nederlandse I13050-scenario's.

In het model is een lijst met eenheden opgenomen die gebaseerd is op gegevens die CE Delft heeft verzameld voor de Nederlandse markt en een lijst met Duitse eenheden die voornamelijk gebaseerd zijn op de lijst die gepubliceerd is bij het netontwikkelingsplan voor 2030 (NEP 2030) dat door de Duitse TSO is opgesteld (ÜNB, 2019). Hierin zijn ook de geplande sluitingen en nieuwbouw van centrales verwerkt. Vervolgens zijn aanpassingen in deze lijst gemaakt om het in lijn te brengen met het Regionale-scenario van I13050. In dit scenario zijn er in Nederland draaien bijna alle centrales in Nederland op waterstof en zijn er nog enkele centrales op CO₂-neutraal gas. De oudste centrales die open blijven stappen over op CO₂-neutraal gas, nieuwere centrales stappen over op waterstof. Centrales die sluiten zijn vervangen door nieuwe hoogrendement STEG-centrales op waterstof. Daarnaast is er regelbaar piekvermogen toegevoegd in de vorm van waterstofcentrales.

In Duitsland zijn alle kolen- en bruinkoolcentrales gesloten in 2050. Een deel van de gascentrales die sluiten voor 2050 zijn vervangen door nieuwe gascentrale (in Duitsland is dit ook CO₂-neutraal gas) met dezelfde capaciteit en een hoger rendement. Daarnaast zijn er extra gas- en waterstofcentrales toegevoegd om te voldoen aan het opgestelde vermogen in het Regionale scenario van de Infrastructure Outlook 2050 (Gasunie & TenneT, 2019).

Tabel 27 geeft een overzicht van het opgestelde vermogen per brandstoftype.

Tabel 27 - Opgesteld vermogen in GW (afgerond)

	Nederland	Duitsland
Kolen	0	0
Bruinkool	0	0
CO ₂ -neutraal gas	3	36
Waterstof	35	147
Biomassa	0	2
Afval	0	0
Hoogovengas	0	0
Kernenergie	0	0
Totaal regelbaar vermogen (waarvan in Limburg)	38 (1,9)	191
Zon	125	600
Wind op land	20	210
Wind op zee	43	64
Water (run of river)	0	6

	Nederland	Duitsland
Totaal hernieuwbaar vermogen (waarvan in Limburg)	188 (8,5)	874
Waterkracht pompcentrales (opslag, productievermogen)	0	5
Totaal opgesteld vermogen (waarvan in Limburg)	226 (10,4)	1.070

De flexibiliteit in de vraag wordt in Nederland geleverd door Power-to-H₂, Power-to-Heat en batterijen. We nemen aan dat het complete aanbodoverschot (niet-regelbaar aanbod minus de vraag) opgevangen wordt door deze flexibiliteitsopties. Daarnaast zijn enkele flexibiliteitsopties apart gemodelleerd in een extra modelberekening.

In Duitsland wordt de elektriciteit ook nog omgezet in synthetisch methaan en synthetische brandstoffen (Power-to-CH₄ en Power-to-liquid). Daarnaast heeft Duitsland batterijopslag en waterkracht pompcentrales als flexibiliteitsopties.

Voor Duitsland is de batterijopslag gemodelleerd. Er is in Duitsland 110 GW aan batterijvermogen in dit scenario. Dit vermogen wordt gebruikt om het zon-pv-profiel af te toppen tot batterijen het zon-pv-profiel aftoppen tot op de 71% van de piekwaarde. Dat wil zeggen dat batterijen de zonnepiek in Duitsland opslaan en deze rondom de zonnepiek weer ontladen. Het maximale zon-pv-vermogen is hierbij altijd maximaal 71% van de zonnepiek. Hierdoor ontstaat een vlakker zon-pv-profiel. De inzet van de batterij is niet markt gedreven, maar gestuurd op de zonnepiek vanuit een behoefte aan flexibiliteit en capaciteitsreductie (ook voor het elektriciteitsnet).

Het resterende aanbodoverschot (niet-regelbaar aanbod minus de vraag) wordt opgevangen door de overige flexibiliteitsopties. In het model zijn de Duitse waterkrachtpompcentrales alleen als piekproductie-eenheden meegenomen.

De Nederlandse elektriciteitsvraag in dit scenario is gebaseerd op de doorrekening van het regionale scenario van I13050 in het Energietransitiemodel van Quintel. Uit deze doorrekening volgt ook de verdeling van de elektriciteitsvraag over het jaar. De jaarlijkse elektriciteitsvraag is circa 200 TWh per jaar. Voor Duitsland is de elektriciteitsvraag gebaseerd op het regionale scenario van de studie van Tennet en Gasunie (Gasunie & TenneT, 2019). De elektriciteitsvraag is 619 TWh in dit scenario. Voor Duitsland zijn de tijdreeksen voor de elektriciteitsvraag gebaseerd op de vraagprofielen van 2017 afkomstig van de ENTSO-E (ENTSO-E, sd). De warmtepompen en elektrische voertuigen die er tot 2050 extra bijkomen zijn apart meegenomen met vraagprofielen van 2017 gebaseerd op profielen van Movares voor elektrische voertuigen en voor warmtepompen op profielen die we geconstrueerd hebben uit de NEDU-verbruiksprofielen gas en KNMI-klimaatdata van 2017.

Voor beide landen wordt de vraag gecorrigeerd voor de import/exportbalans met landen anders dan Nederland en Duitsland. Deze importcorrectie is op basis van cijfers van 2017 en wordt tot 2050 constant verondersteld.

Voor Nederland zijn de prijzen van (groen)gas en waterstof uit de NvdT-studie gebruikt. De prijs van waterstof ligt in dit scenario hoger dan in het waterstof-scenario, aangezien deze lokaal geproduceerd wordt en niet geïmporteerd. De prijs voor biomassa is gebaseerd op de toekomstverkenning Welvaart en Leefomgeving (CPB/PBL, 2016). De prijs van CO₂ is irrelevant aangezien er in dit scenario geen CO₂-uitstoot meer is bij elektriciteitsproductie.

De wisselkoers Euro-Dollar is constant verondersteld op de huidige waarde. Een overzicht van alle prijzen is gegeven in Tabel 28.

Tabel 28 - Prijzen

Commodity	Eenheid	2050	Bron
Biomassa	€/ton	315	Toekomstverkenning Welvaart en Leefomgeving (CPB/PBL, 2016)
CO ₂ -neutraal gas	€/m ³	0,75	Prijs groengas volgens NvdT-scenario's
Waterstof	€/GJ HHV	32	NvdT-scenario Regionaal (4,5 €/kg H ₂)
Waterkracht DE	€/MWh HHV	153,6	Aangenomen als het dubbele van de groengasprijs volgens NvdT-scenario's om piekgedrag te simuleren
CO ₂	€/ton	0	Geen CO ₂ in dit scenario, dus niet relevant
Wisselkoers Euro-Dollar	USD/€	1,14	Constant verondersteld

De interconnectiecapaciteit tussen Duitsland en Nederland zal zich de komende jaren ontwikkelen van 4,25 GW in 2020 naar 5 GW vanaf 2025. We hebben verondersteld dat de interconnectiecapaciteit blijft toenemen en dat deze in 2050 uitkomt op 10 GW.

7.2 Resultaten

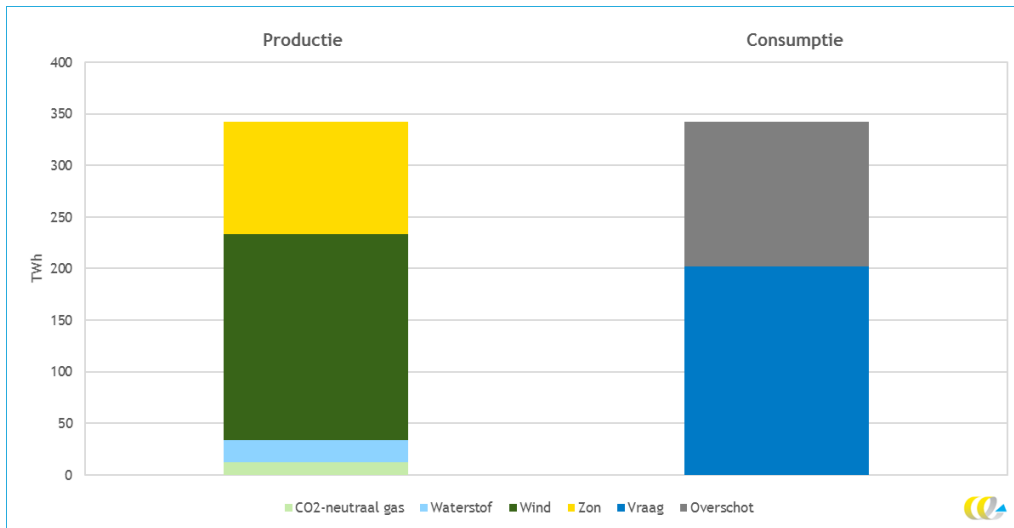
7.2.1 Productie

In dit scenario is er een grote capaciteit opgesteld aan hernieuwbare bronnen. Dit betekent dat een groot deel van de elektriciteitsvraag ingevuld wordt door zon en wind. Tabel 29 en Figuur 24 geven een overzicht van de totale elektriciteitsproductie naar brandstoftype zoals deze volgt uit de modelberekeningen van dit scenario.

Tabel 29 - Productievolumes per energiebron in TWh, zoals dit volgt uit de simulatie.

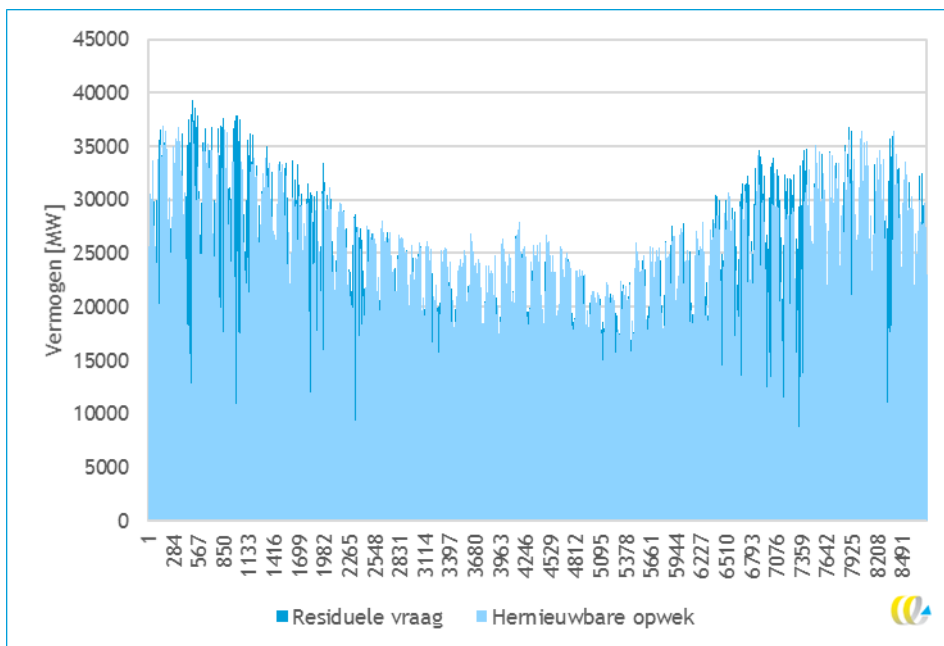
	Nederland	Duitsland
Kolen	0	0
Bruinkool	0	0
CO ₂ -neutraal gas	12	116
Biomassa, afval	0	7
Hoogovengas	0	0
Kernenergie	0	0
Waterstof	21	45
Totale conventionele productie	33	168
Zon	109	449
Wind	200	168
Water (run of river)	0	21
Totale hernieuwbare productie	308	819
Waterkracht pompcentrales (opslag, productie)	0	1
Totale productie	341	989

Figuur 24 - Productie- en consumptievolumes in Nederland in TWh, zoals dit volgt uit de simulatie



De niet-regelbare bronnen, zon en wind, kunnen het grootste deel van het jaar, ruim 5.500 uur per jaar, aan de gehele elektriciteitsvraag voldoen. Deze bronnen zijn verantwoordelijk voor 90% van de totale productie. Dit beeld zie je ook terug in Figuur 25. De rest van de tijd moet het resterende deel van de vraag, de residuele vraag, worden opgevangen met regelbaar vermogen, dat is geïllustreerd in Figuur 25. Gedurende de overige uren wordt de productie geleverd door centrales die draaien op waterstof of CO₂-neutraal gas. Daarnaast zijn er periodes dat de hernieuwbare productie groter is dan de vraag. Deze overschotten zijn weergegeven in Figuur 24 onder overschot. Export van elektriciteit naar Duitsland valt ook onder deze categorie.

Figuur 25 - Opbouw van de vraag voor alle uren in het jaar: hernieuwbare productie en residuele vraag



7.2.2 Flexibiliteit

Overschotten

De overschotflexibiliteit in Nederland die geleverd wordt door batterijen, Power-to-H₂ en Power-to-Heat, heeft de omvang van het complete aanbodoverschot (niet-regelbaar aanbod minus de vraag). De omvang hier van is ruim 144 TWh met een piekvermogen van 94 GW. Omgerekend naar vollasturen op de piekcapaciteit, betreft het ongeveer 1.530 uur per jaar.

Door curtailment wordt het piekvermogen van de productie met 50% verlaagd van 66 GW naar 33 GW. Er wordt circa 12.300 GWh aan elektriciteit gecurtailed, wat overeenkomt met 11% van de totale productie van zon-pv. De volledige 'weggegooide' productie van zonnepanelen zou zonder curtailment onderdeel zijn van de overschotten. Dit betekent dat er geen additionele productie van centrales nodig is door curtailment.

Door de curtailment van de zon wordt het de omvang van het aanbodoverschot gereduceerd tot 132 TWh met een piekvermogen van 67 GW. Het aantal vollasturen op de piekcapaciteit wordt ongeveer 1.970 uur per jaar. Dit resterende overschot moet worden ingevuld met andere flexmiddelen, zoals batterijen of Power-to-X-toepassingen.

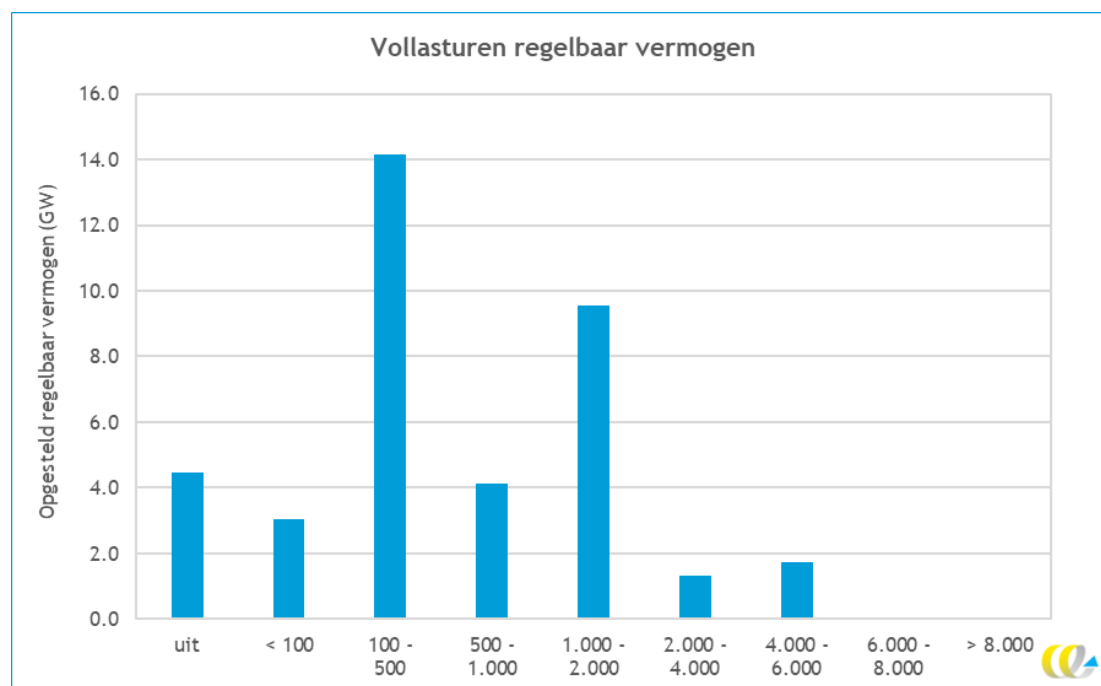
Tekorten

Aan de aanbodzijde bevat het gemodelleerde systeem ongeveer voldoende regelbaar productievermogen om te allen tijde aan de residuele vraag te kunnen voldoen. De residuele vraag is echter maar een klein deel van het jaar zo groot, wat betekent dat er centrales zijn die maar een klein deel van het jaar produceren, de zogenaamde piekcentrales.

In Figuur 26 is te zien dat het grootste deel van de centrales weinig draaiuren maakt, aanzienlijk minder dan bij het waterstof scenario. Dit komt doordat de vraag voor ruim 5.500 uur per jaar volledig ingevuld wordt door hernieuwbare productie van zon en wind. Bij verregaande elektrificatie is dus een groot vermogen aan regelbare centrales nodig die weinig draaiuren maken. Daarnaast is te zien dat ruim 4 GW aan centrales niet gebruikt wordt. Dit komt doordat Nederland op de momenten van piekvraag elektriciteit importeert vanuit Duitsland. Hierdoor is niet het volledige regelbare vermogen nodig.

De flexibiliteit wordt geleverd door de duurste en meest flexibele eenheden, waterstof piekcentrales in dit geval. Aangezien deze centrales hoge kosten hebben zetten zij de prijs gedurende de periodes dat ze produceren.

Figuur 26 - Verdeling vollaasturen regelbaar vermogen in Nederland



Door middel van vraagverschuiving van warmtepompen en laadpalen kan de piek van de residuele vraag verlaagd worden van 37,5 GW naar 35,5 GW. Dit betekent dat er ongeveer 2 GW minder aan regelbaar vermogen nodig is in dit geval, wat overeenkomt met een reductie van ongeveer 4%. Hierdoor zijn er extra centrales die het hele jaar uitstaan. Het vermogen van deze centrales is nu 5,5 GW in plaats van 4 GW.

De invloed van vraagverschuiving in dit scenario lager is dan bij de 2030 scenario's. Dat komt doordat het aandeel van de vraag van warmtepompen en laadpalen, waarbij vraagverschuiving toegepast is, in dit scenario lager ligt.

7.3 Resultaten Limburg

7.3.1 Overschot

In Tabel 30 is voor het opgestelde hernieuwbare vermogen in Limburg aangegeven welk aandeel het vormt ten aanzien van het nationale vermogen aan hernieuwbare energie. Het toegewezen deel aan Limburg is gebaseerd op de uitkomsten van het 2050 Regionale-scenario.

Tabel 30 - Hernieuwbaar vermogen Limburg ten opzichte van Nederland.

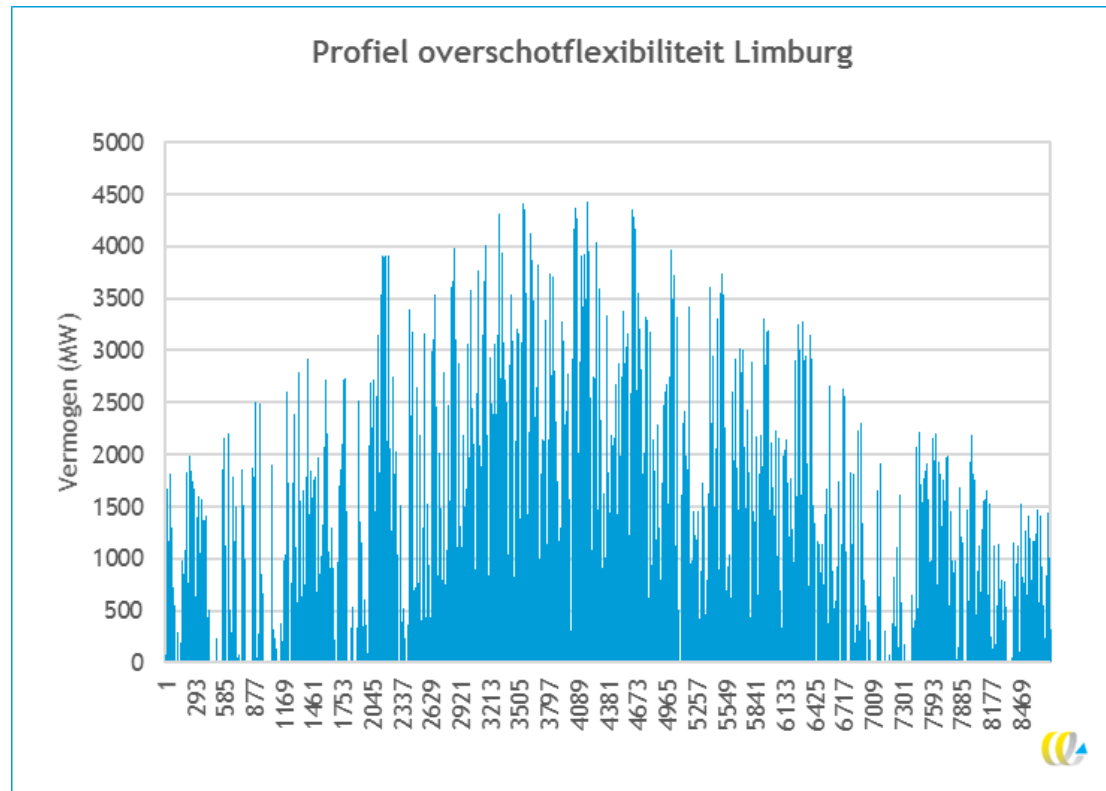
Bronsoort	2029	
	GW Limburg	Aandeel t.o.v. NL
Zon-pv	7,7	6%
Wind op zee	0	0%
Wind op land	0,8	4%

Het aandeel per hernieuwbare energiebron is gebruikt om voor elke bron afzonderlijk de overschotflexibiliteit door productieoverschotten in Nederland te schalen naar Limburg. Dit resulteert in circa 5.700 GWh elektriciteitsoverschot met een capaciteit van 4,4 GW. Als curtailment toegepast is het elektriciteitsoverschot nog circa 4.900 GWh met een piek van 2,6 GW. Gedurende 5.600 uur per jaar is er sprake van een aanbodoverschot en omgerekend naar vollasturen op de piekcapaciteit betreft het zo'n 1.900 vollasturen per jaar dat in Limburg ingevuld kan worden met batterijen, Power-to-Heat, Power-to-H₂ (elektrolyzers) of andere opties voor overschotflexibiliteit.

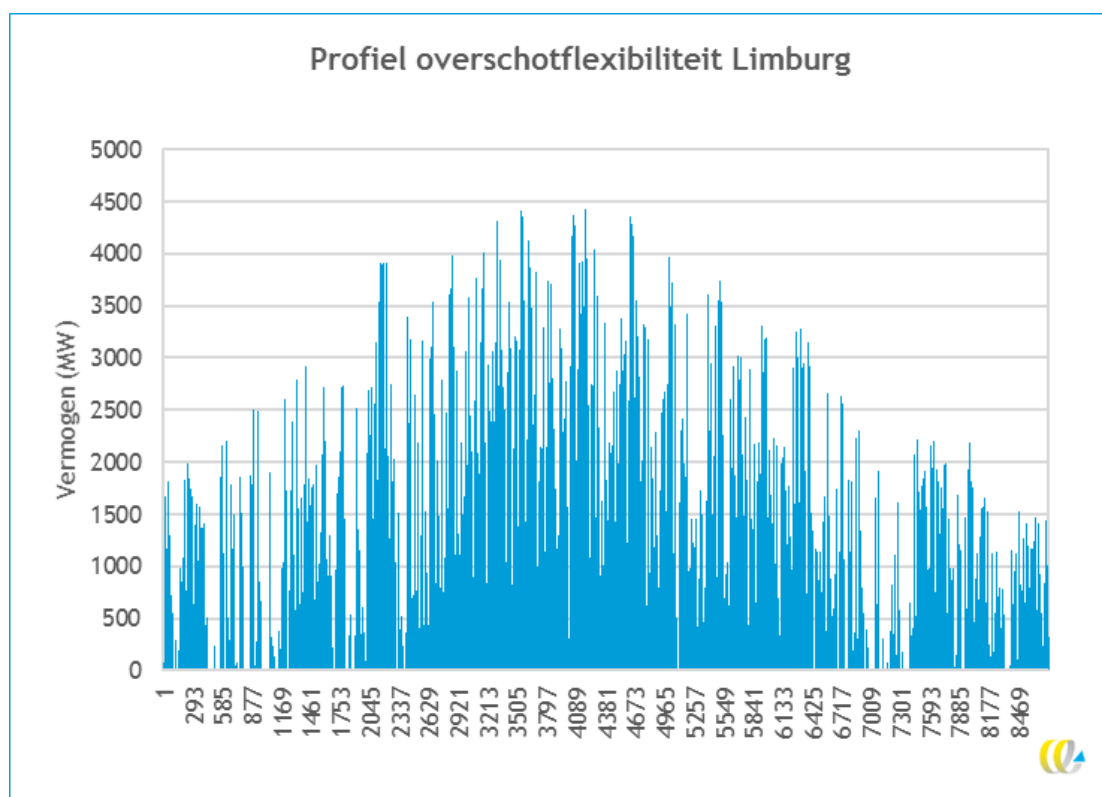
De grootste deel van de overschotten in Limburg, meer dan 80%, wordt veroorzaakt door de productie van zon-pv. Dit komt doordat windenergie een relatief kleine rol speelt in Limburg. Deze constatering is van belang voor de afweging tussen de verschillende opties voor overschotflexibiliteit. Power-to-H₂ (elektrolyzers) is minder geschikt voor overschotten veroorzaakt door zon-pv vanwege het lage aantal draaiuren. Echter, door de grote hoeveelheden overschotten in dit scenario kan een elektrolyser ook voor Limburg een optie zijn. Een elektrolyser die gedimensioneerd is op 25% van de piekvraag (na curtailment) kan namelijk ruim 4.000 vollasturen draaien. In andere regio's in Nederland, met een groter aandeel wind, zal het aantal vollasturen van een elektrolyser en daardoor de businesscase nog beter zijn.

Het profiel voor de overschotflexibiliteit in Limburg is gegeven in de volgende grafieken. Je ziet hierin veel hoge pieken (veel vermogen) met kleine volumes (smalle pieken). Het is te zien dat de meeste overschotten plaatsvinden in de zomer, aangezien de productie van zonnepanelen dan groter is.

Figuur 27 - Profiel overschotflexibiliteit Limburg 2050 elektrificatie scenario (alle uren van het jaar)



Figuur 28 - Profiel overschotflexibiliteit Limburg 2050 elektrificatie scenario (weergegeven voor de uren van vier weken in de zomer)



7.3.2 Tekort

In dit scenario is er extra regelbaar vermogen nodig ten opzichte van 2030 om te allen tijde aan de vraag te kunnen voldoen. Het regelbare vermogen in Nederland stijgt van 26 GW naar 48 GW. Het is aannemelijk dat een deel van dit regelbare vermogen in Limburg komt. We hebben aangenomen dat het aandeel van regelbaar vermogen vanaf 2030 gelijk blijft. Dit betekent dat regelbare vermogen in Limburg in dit scenario groeit met 1,1 GW. Samen met de Clauscentrale levert dit een totaal op van 2,4 GW aan regelbaar vermogen. Voor deze nieuwe centrales is een grote aansluiting nodig met het hoogspanningsnet en er moet voldoende transportcapaciteit zijn. Er zijn verschillende locaties in Limburg die al aan deze voorwaarden voldoen en dus potentieel plaats kunnen bieden aan de nieuwe centrale die nodig is. Het gaat om Chemelot en Buggenum, op de locatie van de voormalige Willem-Alexandercentrale. Daarnaast kan een extra eenheid toegevoegd worden bij de Clauscentrale in Maasbracht.

Er is aangenomen dat de Clauscentrale in 2050 in waterstof draait, aangezien het overgrote deel van de centrales in 2050 waterstofcentrales zijn. Er is echter ook nog een klein aantal centrales dat op CO₂-neutraal gas draait. Er is aangenomen dat dit de oudste centrales zijn die in 2050 naar verwachting nog actief zijn en hier hoort de Clauscentrale niet bij. Voor de nieuwe centrale(s) is ook aangenomen dat deze op waterstof draait. In de onderstaande tabel zijn de productiecijfers weergegeven. Het is te zien dat beide centrales weinig draaiuren maken, aangezien de waterstofcentrales piekeenheden zijn.

Tabel 31 - Productiecijfer opgesteld regelbaar vermogen Limburg ten opzichte van totaal Nederland

Centrale	Brandstof	Opgesteld vermogen model (GW)	Productie (GWh)	Vollasturen	Vermogen t.o.v. NL	Productie t.o.v. NL
Clauscentrale	H ₂	1,3	135	100	3%	3%
Nieuwe centrales	H ₂	0,6	385 ⁵	600	2%	2%

Het effect van de vraagspreiding op de Clauscentrale is marginaal. Het verlagen van de vraagpieken heeft als effect dat er extra centrales zijn die nooit draaien, maar dit is niet het geval voor de Clauscentrale.

7.4 Uitwisseling met het buitenland

Net als in de andere scenario's wordt aangenomen dat de import/exportbalans met het buitenland, exclusief Duitsland, gelijk blijft ten opzichte van 2017. Dit betekent dat er voor België import van 1,5 TWh en export van 9,5 TWh verondersteld wordt. Voor het Klimaatakkoord (Plus)-scenario's wordt de uitwisseling met België wel meegenomen in de modellering (zie Paragraaf 5.4 en Paragraaf 5.4).

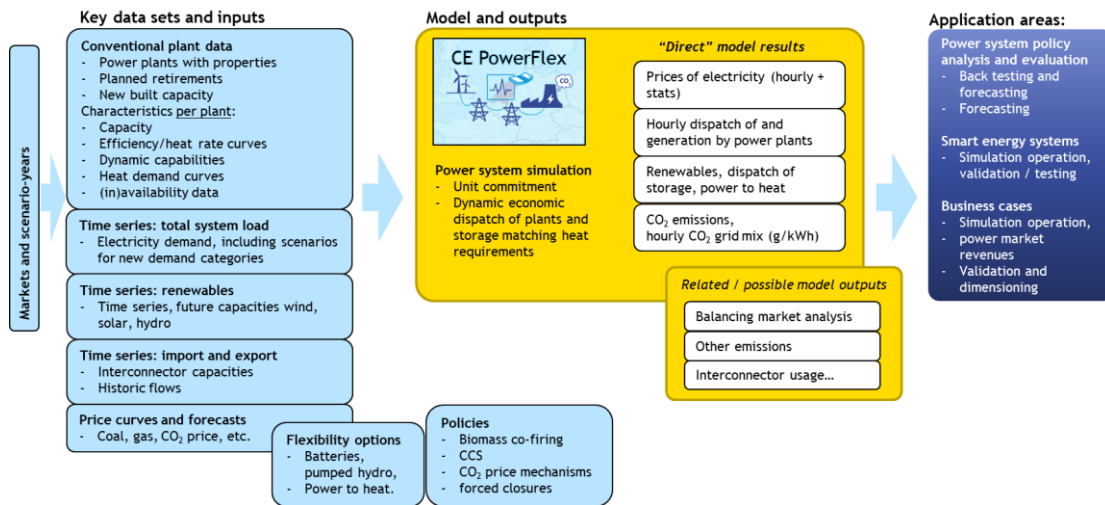
Voor de uitwisseling met Duitsland volgt uit de berekeningen dat Nederland in dit scenario 13 TWh aan elektriciteit exporteert en 19 TWh importeert. Dit betekent dat Nederland netto importeur is van elektriciteit uit Duitsland. Dit komt doordat Duitsland in dit scenario meer centrales heeft die draaien op CO₂-neutraal gas. Deze hebben lagere productiekosten door de hoge prijs van waterstof. Op de momenten dat de gascentrales in Nederland niet kunnen voldoen aan de binnenlandse vraag wordt er stroom geïmporteerd vanuit Duitsland. Aan de andere kant zijn er in Nederland meer uren waar er sprake is van overschotten zijn van zon en wind. Op de momenten dat er in Nederland overschotten zijn en in Duitsland niet is er sprake van export van Nederlandse stroom aan Duitsland.

⁵ Voor de productie van de nieuwe centrale is het gemiddeld aantal vollasturen van alle H₂-centrales genomen.

8 Modelbeschrijving Powerflex

PowerFlex is a fundamental power market simulation model. It simulates the operation of the electricity production (and demand) via the price driven dispatch of power plants, storage units and power to heat installations. The assets are dispatched to achieve lowest overall system costs, reflecting constraints on interconnection capacities, dynamic constraints on power plants, and so on. The key inputs and model characteristics are illustrated in Figuur 29.

Figuur 29 - Data sets, inputs, model characteristics, outputs and model application areas



8.1 Model description

PowerFlex simulates the dynamic operation of the electricity system via the price driven dispatch of power plants, storage units and power-to-heat installations. The assets are dispatched to achieve lowest overall system costs, reflecting relevant constraints.

The peculiar characteristics of the Dutch electricity system (including the large and partly flexible CHP fleet) are well-represented in the model, yielding very favourable simulation results without the need for ‘mark-up’ factors, like other models (e.g. PLEXOS).

The model includes per generating unit: quadratic efficiency curves, must run, CHP, heat demand time curves, minimum up/down times and start costs, and for balancing/short-term dispatch: ramping capabilities.

The heart of the model is the solver. The solver employs the technique dynamic economic dispatch using Lagrangian relaxation. This algorithm is well documented in literature; the advantage is limited computing time, allowing for doing numerous simulations and sensitivity tests in a short-time span. That is valuable for using the model in a policy research context.



Simulations are usually carried out for the Netherlands and Germany as model core regions. It is possible to expand the model core region if the study warrants it. Effects of neighbouring countries not in the model core region are incorporated with their hourly interconnection time series that may be derived from other models, or from the ENTSO-E transparency data.

8.2 Experience with the model

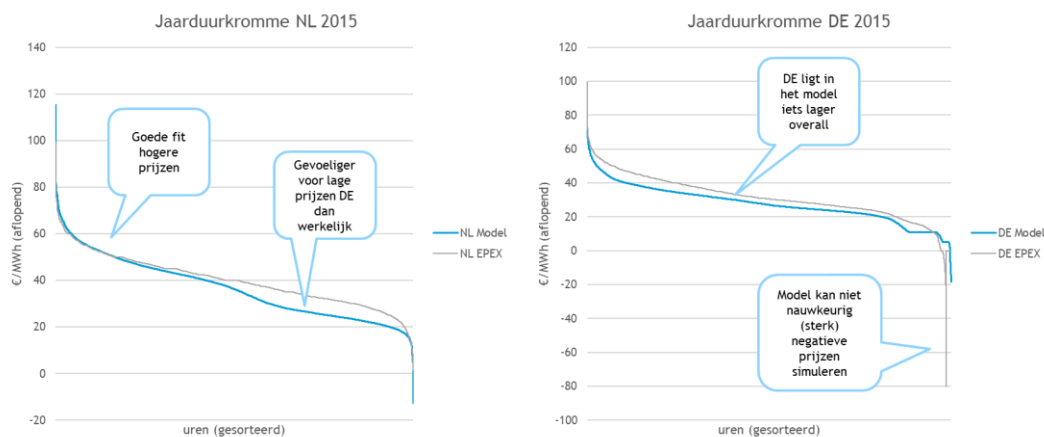
PowerFlex was developed by CE Delft and Kyos Energy Consulting in 2014-2016, with financial support of the Ministry of Economic affairs, EZ-subsidies, Energy Top Sector (grant TES0114011). This included validation back testing of 2012, 2013 (CE Delft ; KYOS, 2016).

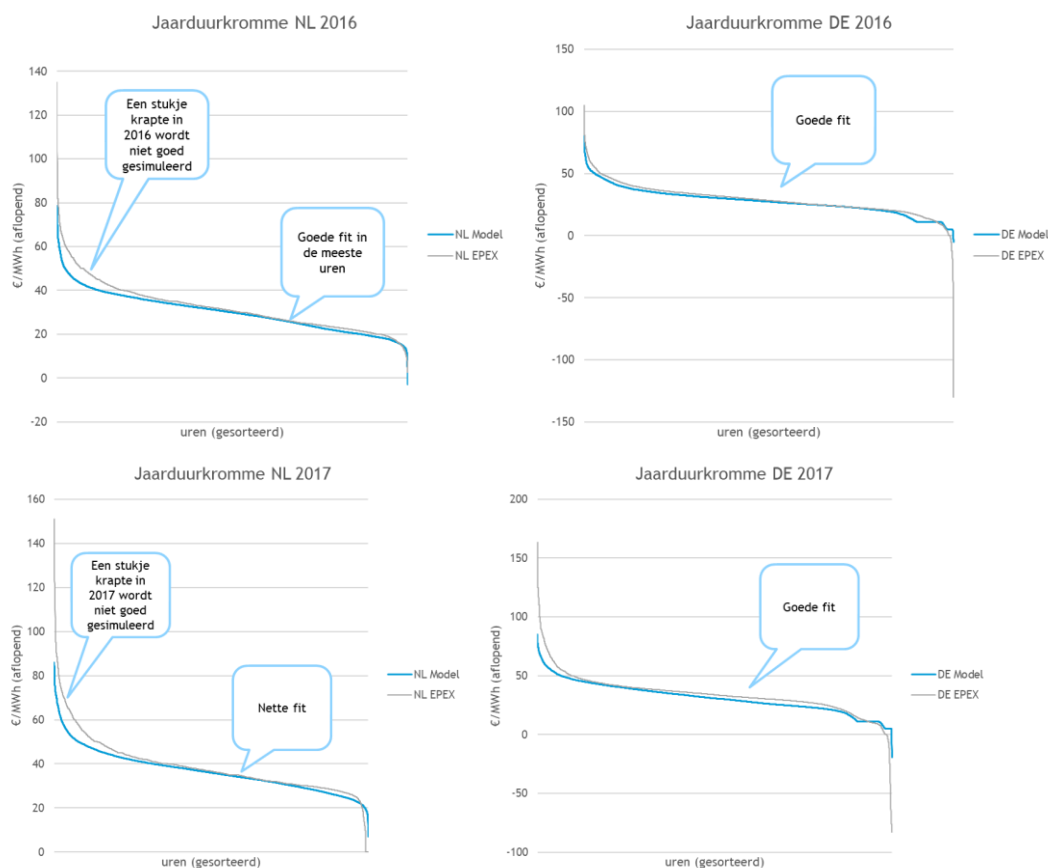
Since then, at CE Delft, the model has been used for the following clients/projects:

- 2016: Power to ammonia. Electricity price scenarios 2020, 2023, 2030 (CE Delft, 2017b)
- 2016: Price scenarios for ‘Peak shaving of solar-PV with the E-boiler’ (CE Delft ; Berenschot : EXE ; Greenspread, 2016).
- 2017: Cost-effectiveness of a number of measures, for Ministry of Finance (CE Delft, 2017c).
- 2018: Cost and benefits of smart charging if EV’s: 2030 simulation (for Enpuls/Enexis) (CE Delft ; APPM, 2018).
- 2019: CO₂ impacts of flexible use of power, for NieuweStroom. 2020-2023 simulation, 2015, 2016, 2017 validation (back testing). Including modelling of biomass cofiring.

The model is also licensed by Kyos Energy Consulting as KyPowerFundamentals.

Figuur 30 - Back testing results from 2015-2017 runs





8.3 Andere modellen van de elektriciteitsmarkt

Het Planbureau voor de Leefomgeving gebruikt het COMPETES-model voor studies zoals de doorrekening van het klimaatakkoord en de Nationale Energie Verkenning. Het tekstkader beschrijft het COMPETES-model.

Tekstbox 1 - COMPETES-model

COMPETES is een model van de Europese elektriciteitsmarkt. In het model wordt de optimale inzet voor de elektriciteitsopwekking berekend, gegeven beperkingen in het netwerk en in de beschikbare opwekkingscapaciteit, waarbij de totale kosten van het systeem worden geminimaliseerd. Het model geeft inzicht in de toekomstige ontwikkelingen op de elektriciteitsmarkt, zoals voor elk uur de opwekkingsmix, de elektriciteitsprijzen, import en export van elektriciteit tussen de verschillende Europese landen, eventuele congestie op interconnecties en CO₂- en luchtmissies.

Er zijn meerdere versies van COMPETES, zoals een dynamische versie waarin de investeringen in opwekkingscapaciteit worden geoptimaliseerd, een unit commitment versie waarin rekening wordt gehouden met de flexibiliteit van individuele power plants, en een versie waarin naast de day-ahead ook inzicht wordt gegeven in de intraday markt.

Bron: COMPETES (ECN, 2016).

Tekstbox 2 gaat in op het elektriciteitsmarktmodel van Frontier Economics, dat vaker is ingezet voor scenario studies voor het ministerie van EZK.

Tekstbox 2 - Frontier Power Market Model

The model is an integrated investment- and dispatch model for the European power sector. The model is set up as an optimisation problem minimising the system costs for serving power demand across the modelled regions. The model optimises the hourly dispatch of the power plants as well as the development of installed capacity based on representative hours and selected snapshot-years (investments, divestments, mothballing and reactivation).

The model focusses on Central-Western Europe as core region, including the Netherlands. Other neighbouring countries are included as non-core regions or satellite regions. This differentiation allows for modelling of the power plant park in the core-region on a very detailed (unit-based) basis. Non-core regions are included in lesser detail.

Bron: Frontier Economics (2018).

8.3.1 Vergelijking met andere modellen

Het PowerFlex-model lijkt op de genoemde modellen met een aantal andere accenten en keuzes.

PowerFlex bevat een gedetailleerde implementatie van flexibiliteitslevering, waaronder start- en stopkosten, dynamische beperkingen van de centrales, efficiency-penalties die centrales ondergaan wanneer zij in deellast worden bedreven, en de variabele kosten van bedrijfsvoering. Verder bevat het model een gedetailleerde implementatie van het omvangrijke Nederlandse wkk-park, inclusief verschillende warmtevraagprofielen voor de verschillende sectoren waar wkk wordt toegepast (glastuinbouw, stadswarmte, industrie). PowerFlex is goed in staat om realistisch de gevolgen van de toegenomen invoeding van wind en zon te simuleren, en neemt de kosten van flexibiliteit die centrales maken, mee. Daarom is het model ook goed in staat om historische prijscurves te reproduceren. Het gemodelleerde gebied van het PowerFlex-model is vaak beperkter dan de andere genoemde modellen. Meestal hanteren we NL en DE (deze studie) of anders NL, DE, BE en FR. Het effect van een smaller model core region is dat een eventueel dempend effect van meer interconnectie geringer is. Anderzijds is er ook een kleiner risico dat effecten worden onder- of overschat door een verkeerde modellering van het buitenland.

PowerFlex bevat in tegenstelling tot COMPETES en het Frontier-model geen 'investment module' waarmee automatisch (op basis van hoge of lage elektriciteitsprijzen) gascentrales of kolencentrales worden toegevoegd aan de lijst met elektriciteitscentrales die wordt gesimuleerd. Dit betekent dat, als de onderzoeker in de simulatieresultaten een onevenwichtigheid opmerkt (bijvoorbeeld een groot aantal centrales dat niets doet, of zeer hoge prijzen waardoor men kan afleiden dat er juist ruimte is voor méér vermogen), dat vervolgens een bewuste keuze gemaakt moet worden om een wijziging in de lijst met centrales aan te brengen (in/uit de mottenballen, extra vermogen). Voor deze studie hebben we dergelijke aannames (anders dan bekende plannen) niet hoeven doen. Een bespreking met Frontier leert dat Frontier in de modelversie ten behoeve van hun 2018-scenariostudie voor EZK, een lineaire modellering van de technische/economische parameters van de centrales hanteert. Deze lineaire aanpak betekent dat bepaalde kosten, zoals de modellering van de kosten van flexibiliteitslevering zoals in PowerFlex (onder andere hogere marginale kosten bij part-loading), niet worden meegenomen bij de gesimuleerde inzetbeslissingen van centrales. Daardoor zal het inzetgedrag van de centrales in het Frontier-model wat anders zijn, en zijn ook de prijscurves van het Frontier-model wat vlakker van vorm.

We hebben gezien dat de inschatting van de prijseffecten van uitfasering in het Frontier-model naar een lager niveau tendeert dan bij modellering van hetzelfde scenario in PowerFlex. Daardoor zal de waarde van de kolenstroom, zoals gesimuleerd in deze studie, wat hoger uitkomen dan zoals gemodelleerd door Frontier. Wij denken dat dit modelverschil de belangrijkste reden is, naast dat er natuurlijk ook andere aspecten zijn, zoals de geactualiseerde prijspaden, ontwikkelingen in Duitsland en overige subtielere wijzigingen.

9 Literatuur

- Berenschot, 2019. *Validatie O-PAC*, sl: sn
CE Delft ; APPM, 2018. *Slim laden must have bij groei elektrisch vervoer : Onderzoek naar kosten en baten van slim laden*, Rotterdam: Enpuls .
CE Delft ; Berenschot : EXE ; Greenspread, 2016. *Peakshaving van zon-PV met de elektrische boiler*, Delft: CE Delft.
CE Delft ; KYOS, 2016. *Het PowerFlex-Model : Modellering van flexibiliteit op spot- en onbalansmarkt*, Delft: CE Delft.
CE Delft, 2016a. *Recht doen aan klimaatbeleid : Kosteneffectief naar 25% reductie in 2020*, Delft: CE Delft.
CE Delft, 2017a. *Net voor de toekomst*, <https://www.ce.nl/publicaties/2030/net-voor-de-toekomst>: Netbeheer Nederland.
CE Delft, 2017b. *Power to Ammonia : Energy and electricity prices scenarios 2020-2023-2030*, Delft: CE Delft.
CE Delft, 2017c. *Kosteneffectiviteit van maatregelen voor CO₂-reductie in Nederland*, Delft: CE Delft.
CE Delft, 2018. *Waterstofroutes Nederland*, <https://www.ce.nl/publicaties/download/2560>: CE Delft.
CE Delft, 2020. *Quickscan ontwikkeling CO₂-vrije flexibele energietechnieken*, <https://www.ce.nl/publicaties/2459/verkenning-ontwikkeling-co2-vrije-flexibele-energietechnieken>: CE Delft.
CPB/PBL, 2016. *Toekomstverkenning Welvaart en Leefomgeving*, Den Haag: PBL.
ECN ; PBL, 2016. *Rapport IBO Kostenefficiëntie van beleidsmaatregelen ter vermindering van broeikasgasemissies*, Petten: ECN.
ECN, et al., 2017. *Nationale Energieverkenning 2017 (NEV)*, Petten: ECN.
ECN, PBL, CBS en RVO, 2019. *Klimaat- en Energieverkenning 2019*, sl: PBL.
ECN, 2016. *Energietransitie Rekenmodelen : COMPETES, elektriciteit*. [Online]
Available at: https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Rekenmodellen_21_599ba84088.pdf
[Geopend 2020].
Elia, 2017. *Electricity scenarios for Belgium towards 2050*, https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system---document-library/adequacy---studies/2017/20171114_electricity-scenarios-for-belgium-towards-2050.pdf: Elia.
ENTSO-E, 2018 . *TYNDP 2018*. [Online]
Available at: <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>
[Geopend oktober 2019].
ENTSO-E, sd *ENTSO-E Transparency Platform*. [Online]
Available at: <https://transparency.entsoe.eu/>
[Geopend 2019].
EU, 2015. Decision (EU) 2015/1814 of the European Parliament and of the Council of 6 October 2015 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC. *Official Journal of the European Union*, L 264(9.10.2015), pp. 1-5.
EU, 2016. Directive (EU) 2016/2284 of the European Parliament and of the Council of 14 December 2016 on the reduction of national emissions of certain atmospheric pollutants, amending Directive 2003/35/EC and repealing Directive 2001/81/EC. *Official Journal of the European Union*, L 344,(17.12.2016), p. 1-31 .
EU, 2018. Directive (EU) 2018/410 of the European Parliament and of the Council of 14 March 2018 amending Directive 2003/87/EC to enhance cost-effective emission reductions

and low-carbon investments, and Decision (EU) 2015/1814 (Text with EEA relevance.). *Official Journal of the European Union* , L76(19.3.2018), pp. 3-27.

Federaal Planbureau, 2018. *Impact van het Pact : Bijkomende cijfers ter staving van een Energiepact*. [Online]
Available at:
<https://www.plan.be/uploaded/documents/201802260841090.OPREP201802.pdf>
[Geopend 2020].

Frontier Economics, 2018. *Research on the Effects of the Minimum CO2 Price*, s.l.: Frontier Economics Ltd..

Gasunie & TenneT, 2019. *Infrastructure Outlook 2050*,
https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/Dutch/2019/Infrastructure_Outlook_2050_appendices_190214.pdf: Gasunie & TenneT.

Gerechtshof Den Haag, 2018. *Klimaatzaak Urgenda. Onrechtmatige daad. Schending zorgplicht ex artikelen 2 en 8 EVRM. Staat moet broeikasgassen nu verder terugdringen. Vonnis bekrachtigd*. [Online]
Available at:
<https://uitspraken.rechtspraak.nl/inziendocument?id=ECLI:NL:GHDHA:2018:2591>
[Geopend 2019].

IEA, 2018. *World Energy Outlook*, sl: sn

IEA, 2018. *World Energy Outlook 2018*, sl: International Energy Agency.

ISPT (coordinator) and Consortium, 2017. *Power to Ammonia : Feasibility study for the value chains and business cases to produce CO2-free ammonia suitable for various market applications*, Amersfoort: Institute for Sustainable Process Technology (ISPT).

Klimaatberaad, 2018. *Ontwerp van het Klimaatakkoord*, Den Haag: Rijksoverheid.

Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, 2019. *Abschlussbericht*,
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

O-PAC, 2020. *Key Figures O-PAC*. [Online]
Available at: <https://o-pac.nl/#key>
[Geopend 10 juli 2020].

PBL, RIVM, CBS, RvO en ECN/TNO, 2019. *Klimaat- en Energieverkenning 2019*,
<https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2019>: PBL.

PBL; ECN part of TNO; RIVM, 2019. *Kortetermijnraming voor emissies en energie in 2020. Zijn de doelen uit de Ur-genda-zaak en het Energieakkoord binnen bereik?*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

PBL, 2019a. *Effecten Ontwerp Klimaatakkoord*,
https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-effecten-ontwerp-klimaatakkoord_3619_1.pdf: PBL.

PBL, 2019b. *Achtergronddocument Effecten Ontwerp Klimaatakkoord: Elektriciteit*,
https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-achtergrondrapport-effecten-ontwerp-klimaatakkoord-elektriciteit_3685.pdf: PBL.

PBL, 2019c. *Klimaat en Energieverkenning 2019*, Den Haag: PBL.

Rijksoverheid, 2019. *Persconferentie van minister-president Rutte na afloop van de ministerraad op 25 januari 2019..* [Online]
Available at:
<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/mediateksten/2019/01/25/letterlijke-tekst-persconferentie-na-ministerraad-25-januari-2019>

TenneT, 2017. *Monitoring Leveringszekerheid*, Arnhem: TenneT.

TenneT, 2018. *Monitoring leveringszekerheid 2018*, Arnhem: TenneT.

ÜNB, 2019. *Netzentwicklungsplan 2030 (2019)*. [Online]
Available at:
<https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan->

2030-2019
[Geopend april 2019].

