



ENERGY

DE MOGELIJKE BIJDRAGE VAN INDUSTRIËLE VRAAGRESPONS AAN LEVERINGSZEKERHEID

De Nederlandse elektriciteitsvoorziening
in Noordwest-Europese context

Rapport

MANAGEMENT SAMENVATTING

Context, scope, conclusies en aanbevelingen



Leveringszekerheid komt langzaam verder onder druk te staan. Industriële vraagrespons is een welkome aanvullende flexibiliteitsoptie, maar wordt nog niet optimaal benut.

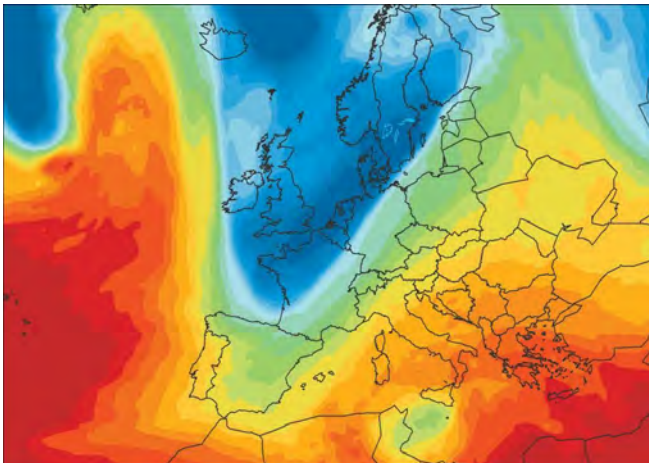
- De leveringszekerheid van de Nederlandse en Noord west-Europese elektriciteitsvoorziening komt in de periode tot 2035 meer onder druk te staan. Door het toenemende aandeel van opwekking uit wind en zon, neemt de behoefte aan flexibiliteit toe. De grootste bijdrage hieraan zal (moeten) worden geleverd door (CO₂-vrij) regelbaar vermogen en uitwisseling met omliggende landen.
- Industriële vraagrespons is een welkome aanvulling op het palet aan flexibiliteitsopties, gezien de grote uitdagingen richting 2035.
- De huidige geschatte marktparticipatie van zo'n 700 MW is een klein deel van het huidige theoretisch potentieel van 3400 MW. In 2030 wordt in het meest extreme geval 1900 MW industriële vraagrespons ingezet. Dit is gebaseerd op een deterministische modelbenadering. Een stochastische benadering zoals gebruikt door TSO's, test veel meer (extreme) situaties. Met een dergelijke aanpak kan de toekomstige behoefte nauwkeuriger worden bepaald.
- Verdere ontwikkeling van het benodigde vermogen kan vooralsnog via 'de markt', al bestaat het vermoeden dat het bewuste aanbod nu nog van slechts enkele partijen komt. Zo'n 40% van het voor 2020 berekende potentieel, heeft een geschatte kostprijs van boven 3000 EUR/ MWh. Dit is de huidige maximumprijs op de day ahead-markt.
- Om komende jaren meer van dit vermogen via de markt te ontsluiten, is het belangrijk om transparant te maken hoe een verdienmodel eruit kan zien: hoe groot en wanneer is er in de toekomst behoefte en met welk verdienpotentieel gaat dat gepaard? Het antwoord op deze vragen hangt niet alleen af van de marktontwikkelingen, maar ook van de technische en economische mogelijkheden binnen de industrie. Deze studie geeft daarvoor eerste inschattingen.
- Mocht het vanuit leveringszekerheidsoptiek in de toekomst noodzakelijk zijn om ook de duurdere flexibiliteitsopties ter beschikking te hebben, dan kunnen additionele financiële prikkels worden overwogen.



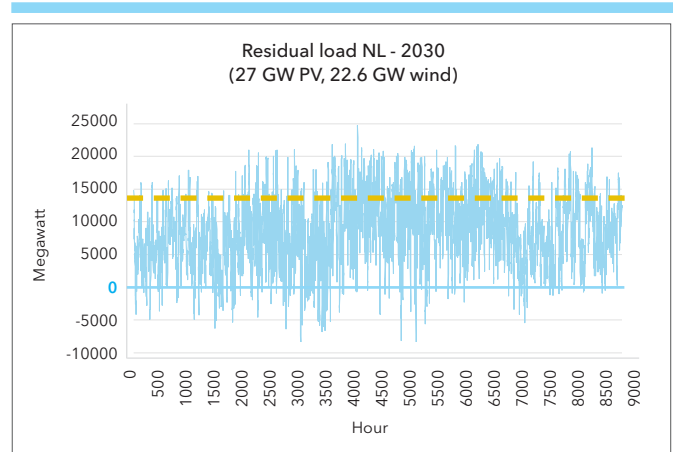
Het elektriciteitssysteem wordt steeds afhankelijker van hernieuwbare bronnen

De uitdaging

- Het Parijs-akkoord en de nationale duurzaamheidsplannen die daaruit voortvloeien, zoals het Nederlandse Klimaatakkoord, zorgen voor grote, structurele veranderingen in onze elektriciteitsvoorziening.
- In Noordwest Europa wordt deze - net als in grote delen van de rest van de wereld - steeds afhankelijker van de weersomstandigheden door toenemende opwekking met zonne-energie en wind.
- Daarbij komt de uitfasering van verschillende regelbare bronnen van opwekking, zoals kolen (in Nederland en Duitsland) en nucleaire centrales (vooral in Duitsland en België).
- Ook aan de vraagzijde van de elektriciteitsvoorziening vinden veranderingen plaats: mensen en bedrijven gaan meer gebruik maken van elektriciteit voor bijvoorbeeld verwarming en transport.
- Doordat weersomstandigheden in Nederland en omliggende landen met elkaar overlappen, kunnen bij een grote afhankelijkheid van wind en zon, gelijktijdige tekorten ontstaan in de beschikbaarheid van voldoende opwekking.
- Deze ontwikkelingen leiden tot uitdagingen bij het zekerstellen van de continue beschikbaarheid van voldoende elektriciteit.



Een koudefront boven noordwest Europa
Bron: Buienradar.nl



Het invullen van 'residual load'

- De figuur hierboven illustreert de zogenaamde 'residual load' per uur (x-as) in Nederland in 2030. Deze wordt bepaald door de hoeveelheid opgewekte wind- en zonnestroom af te trekken van de elektriciteitsvraag. Wat overblijft is de witte ruimte tussen '0' en de blauwe lijn. In de figuur hierboven is het totale volume van deze 'restvraag' ongeveer 50 TWh.
- De gele stippellijn illustreert de hoeveelheid beschikbare regelbaar vermogen (~13,5 GW, zie Appendix 2); dit geeft aan hoeveel flexibiliteit er in de resterende bronnen van regelbare elektriciteitsopwekking beschikbaar is om in de 'residual load' te voorzien.
- Inzet van vraagrespons in deze studie kan (evenals opslag) helpen bij het tegemoetkomen aan de 'pieken' in de blauwe lijn, wanneer resterende opwekking (kolen, gas, nucleair, biomassa, waterkracht, etc) onvoldoende beschikbaar is om in de 'residual load' te voorzien.
- Daarnaast is er de mogelijkheid elektriciteit te importeren via de ongeveer 12 GW* aan interconnectiecapaciteit die in 2030 naar verwachting beschikbaar is. Deze optie is echter afhankelijk van de beschikbaarheid van voldoende (flexibel) vermogen in andere landen.

* TenneT kiest er voor uit te gaan van 10,8 GW in 2030, door onzekerheid over de beschikbaarheid van een nieuwe interconnector met Groot-Britannië vanaf 2030.

Flexibiliteit is nodig voor het invullen van (dreigende) tekorten en industriële vraagrespons kan vooral helpen bij langduriger tekorten

Om deze uitdaging aan te gaan is voldoende flexibiliteit in de elektriciteitsvoorziening nodig. Deze flexibiliteit kan door verschillende bronnen worden geleverd:

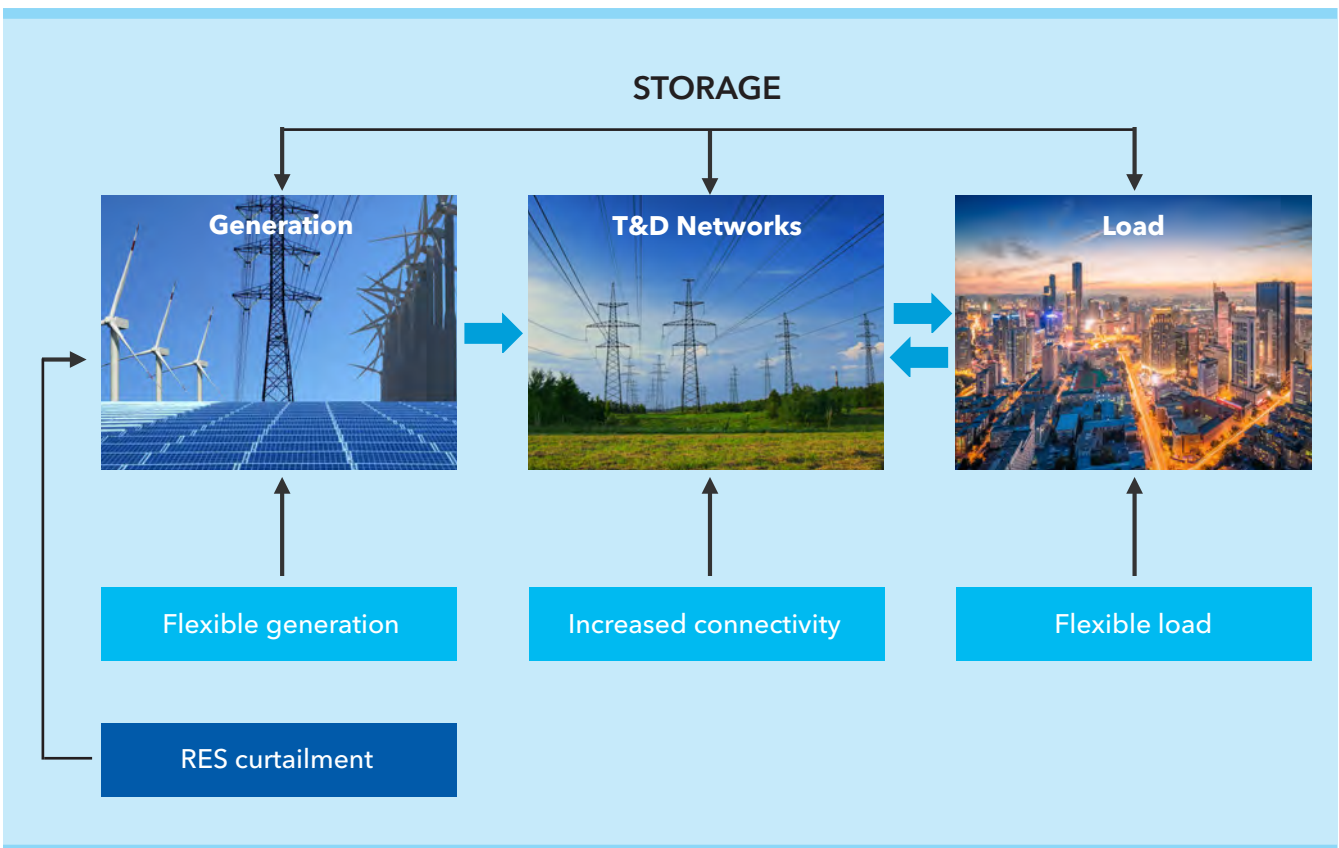
- **Regelbare opwekking:** Dit vermogen komt vooral van centrales die gemakkelijk op- en afgeregeld kunnen worden. Dit zijn in Nederland vooral de conventionele centrales die gas, kolen en/ of biomassa verbranden om elektriciteit op te wekken. In omliggende landen in Noordwest Europa, is daarnaast regelbare waterkracht beschikbaar. In Nederland kan in de gebruikte scenario's in 2030, nog ongeveer 50%* (zo'n 13,5 GW) van de jaarlijkse piekvraag ingevuld worden door regelbare opwekking. In de rest van Noordwest Europa is dat zo'n 80%.
- Door mogelijkheden voor **import via interconnectoren** met buurlanden kan de flexibiliteit die in omliggende landen beschikbaar is, worden ingezet om tekorten op te helpen lossen. In de gebruikte scenario's, groeit de Nederlandse importcapaciteit tot 2035 met ongeveer 2750 MW, naar bijna 12 GW totaal. Nadeel van deze optie is dat hij afhankelijk is van de beschikbaarheid van voldoende (extra) vermogen over de grens. Hier is op kritieke momenten niet altijd sprake van en vormt een groeiend risico bij de ontwikkeling van meer zonnepanelen en windopwekking in geheel noordwest Europa, door dat zowel vraag- als weerpatronen vaak overlappen tussen (buur)landen.
- **Vraagrespons:** Wanneer er een tekort aan opwekking is, kan de vraag worden verlaagd, zodat de beschikbare opwekking wél toereikend is. Dit kan bijvoorbeeld door het tijdelijk stilleggen van productieprocessen in de industrie. Deze studie komt hiervoor uit op een theoretisch potentieel van zo'n 4 GW in 2030. Op kleinere schaal kunnen huishoudens hier ook aan bijdragen door huishoudelijke vraag te verlagen wanneer prijzen hoog zijn. Bijvoorbeeld door de wasmachine of droger tijdelijk uit te zetten.
- **Opslag:** Allerlei vormen van elektriciteitsopslag, zoals grootschalige batterijen en batterijen voor elektrisch vervoer die worden opgeladen, maar ook bijvoorbeeld 'pumped hydro' waterkrachtcentrales (aanwezig in omliggende landen) bieden mogelijkheden voor ontlasting of het verminderen van de vraag, wanneer er tekorten zijn. De opslag- en EV-laadcapaciteit groeit in de gebruikte scenario's voor Nederland en omliggende landen vooral door een enorme toename van elektrisch vervoer: in Nederland van ongeveer 500 MW in 2020, tot zo'n 9200 MW in 2035.
- Opslag kan vanwege beperkt beschikbare volumes in batterijen vooral oplossingen bieden op de korte termijn. Hierdoor wordt grootschalige vraagrespons gezien als een belangrijke bron van flexibiliteit voor de langere termijn (uren, dagen, weken) die kan helpen momenten van krapte in beschikbare opwek- en importcapaciteit te overbruggen.
- De tabel beschrijft welke rol de verschillende bronnen in deze studie spelen.

Bron flexibiliteit	Rol te vervullen 'residual load'	Opmerkingen
Regelbare opwekking	Vervult tussen 80% (~80 TWh in 2020) en 60% (~50 TWh in scenario HE in 2035) van de jaarlijkse residual load	Teruggang vooral door verlaging van capaciteit als gevolg van de uitfasering van bijvoorbeeld kolen
Import	Vervult zo'n 20% tot 40% (scenario HE in 2035) van de jaarlijkse residual load	Er wordt ieder jaar ook geëxporteerd. - In het basisscenario groeit de rol van Nederland als netto-exporteur - In scenario HE wordt Nederland door hogere vraag netto-importeur
Industriële vraagrespons	Vervult in de resultaten tussen 1% (2020/2025) en 3% (scenario HE 2035) van de jaarlijkse residual load	Bijdrage stijgt naarmate minder capaciteit van regelbare opwekking beschikbaar is
Opslag	Bijdrage bij invulling residual load, blijft in deze studie beperkt tot enkele fracties van een procent	Beperkte bijdrage heeft vooral te maken met de technische eigenschappen van in Nederland beschikbare opslag

* Doordat TenneT in haar projecties uitgaat van een iets lagere piekvraag (21 GW) in 2030, komt dit percentage in de vooruitblik van TenneT uit op ongeveer 60%.

- Door groeiende onzekerheid over de beschikbaarheid van voldoende opwekking door uitfasering van bepaalde technologieën en groei van de opwekking met zon en wind, wordt de (mogelijke) bijdrage van opslag en vraagrespons steeds belangrijker.
- Omdat opslag vanwege beperkt beschikbare volumes in batterijen/reservoirs (in het geval van bijvoorbeeld waterkracht) vooral soelaas kan bieden op de korte

termijn (hooguit enkele uren voor batterijen, tot ongeveer maximaal een dag voor pumped hydro waterkracht), wordt grootschalige vraagrespons gezien als een mogelijk belangrijke bron van flexibiliteit voor de langere termijn (uren, dagen, weken) die kan helpen momenten van krapte in beschikbare opwekcapaciteit te overbruggen.



Flexibiliteit in de elektriciteitsvoorziening. 'RES' curtailment is van belang in geval van overschotten in opwekking en speelt geen rol bij het oplossen van eventuele tekorten, de focus in deze studie

Analyse op basis van technische mogelijkheden in de industrie geeft inzicht in de mogelijke bijdrage aan de leveringszekerheid

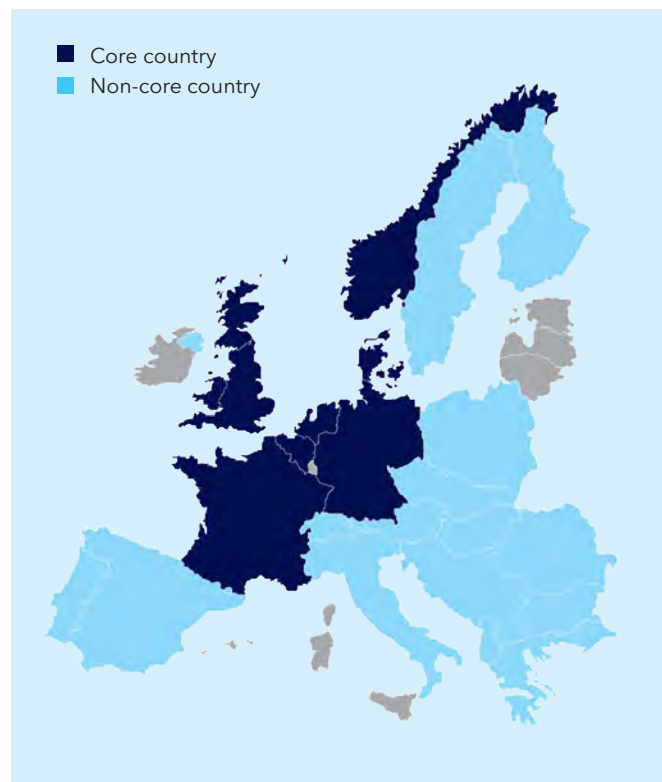
Eerdere studies

- TenneT heeft in haar recente 'Flexibility Monitor'* een totaal potentieel van 700 - 2000 MW aan vraagrespons capaciteit geïdentificeerd; bron van deze inventarisatie is een vragenlijst waarop vooral aggregators hebben gereageerd en analyses van prijzen en volumes van biedingen.
- Naast de inzichten van TenneT, zijn er studies beschikbaar over de (mogelijke) ontwikkelingen van elektrificering van industriële processen en de meerwaarde hiervan voor de Nederlandse elektriciteitsvoorziening, zoals een studie van DNV GL naar de elektrificering van warmte in de industrie voor de Klimaattafel Industrie (2018)** en de 'Power to products' studie van ISPT, Berenschot en CE Delft uit 2015***.

Benadering DNV GL

- DNV GL heeft in deze nieuwe studie het potentieel nader onderzocht door industriële partijen individueel te benaderen, processen en (kost)prijzen te analyseren en zo meer gedetailleerde inschattingen te maken van het potentieel, de beschikbaarheid in tijd, en de kosten van inzet.
- 'Inzet' van geïdentificeerd potentieel beperkt zich in deze studie tot het afregelen van vraag op 'momenten van krapte' in de beschikbaarheid van opwekking: hoeveel capaciteit kan er op die momenten worden ingezet en tegen welke prijs?
- Omdat onzekerheden rondom de beschikbaarheid van voldoende flexibiliteit voor de elektriciteitsvoorziening vooral betrekking hebben op de mogelijkheden om langduriger tekorten te overbruggen (uren, dagen, weken), richt deze studie zich op de bijdrage die grootschalige vraagrespons daaraan zou kunnen leveren.
- Kern in de prijsvorming van industriële vraagrespons is de geschatte impact van een verminderd elektriciteitsverbruik, op de verdiensten van industriële partijen. De inzet van vraagrespons moet voor industriële partijen extra inkomsten genereren en die inkomsten moeten in ieder geval groter zijn dan gemiste inkomsten uit niet-geproduceerde en verkochte (eind)producten.

- De inzichten in de mogelijke industriële flexibiliteit en beprijzing van industriële vraagrespons in Nederland, zijn ingezet in het noordwest Europese marktsimulatie-model van DNV GL. Voor de periode 2020 - 2035 zijn twee scenario's (Basis en Hoge Elektrificering) en de gevoeligheid voor extreme weersomstandigheden geanalyseerd. Voor alle scenariojaren en gevoeligheden zijn ter vergelijking ook simulaties zonder beschikbaarheid van de vraagrespons uitgevoerd.
- Door de gebruikte deterministische simulatieaanpak (één enkele simulatie per jaar binnen de scenario's) kunnen uitkomsten van de scenario's en gevoeligheden goed met elkaar worden vergeleken. Hierdoor wordt de verschillende impact van vraagrespons per scenario en gevoeligheid, goed zichtbaar.



* TenneT, Flexibility Monitor, 2019

** DNV GL, Facilitating the integration of offshore wind with Power-to-Heat in Industry, 2018

*** Berenschot, CE Delft en ISPT, Power to Products, 2015

Vraagresponsopties op de elektriciteitsmarkt: biedprijzen zijn bepaald op basis van productcompensatie en opslag

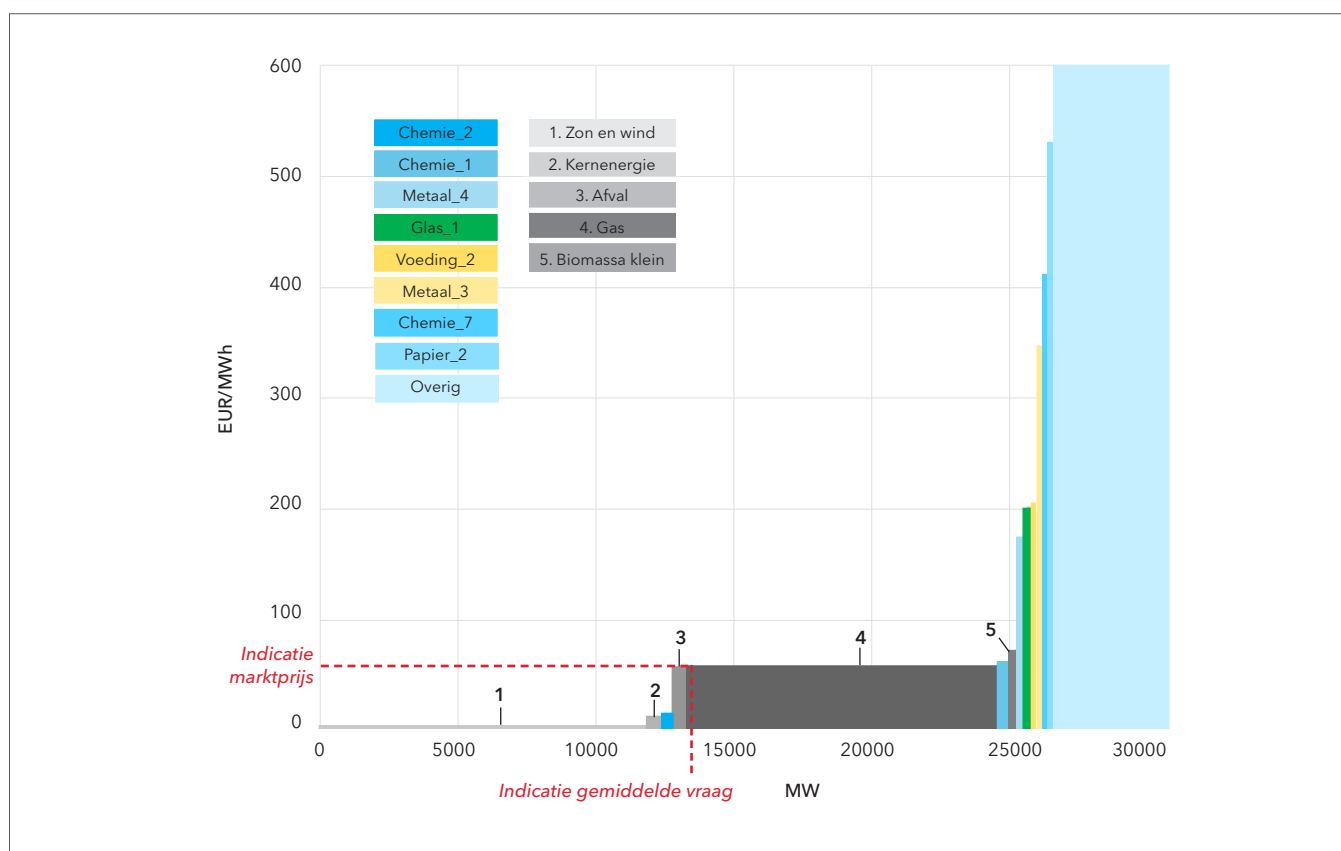
Voorbeelden

Enkele voorbeelden van de processen die in deze studie industriële vraagrespons capaciteit leveren:

- Er is (potentiële) flexibiliteit beschikbaar in bijvoorbeeld verpakkingsprocessen in de voedingsmiddelenindustrie; dit is niet altijd een continu proces en kan dus flexibel worden uitgevoerd om vraagresponscapaciteit aan de elektriciteitsmarkt aan te bieden.
- In de chemiesector is de productie van bepaalde chemicalieën een continu proces, waarin bijvoorbeeld gebruik wordt gemaakt van elektrolyse. Tegen de juiste vergoeding kunnen deze processen tijdelijk worden afgeschakeld.
- In de metaalsector zijn verschillende processen met een relatief hoog elektriciteitsverbruik (zeker bij verdere elektrificering richting toekomst) die relatief eenvoudig één tot enkele uren kunnen worden afgeschakeld.

Bepaling prijzen

- De biedprijzen voor inzet van de opties zijn berekend op basis van afgeschakelde elektriciteitsvraag ten opzichte van het jaarlijks elektriciteitsverbruik van de industriële partijen. Deze ratio is gebruikt om de impact op productomzet van de partijen te bepalen*. Bovenop deze kosten wordt een marge van 25% aangenomen voor het terugverdienen van investeringskosten, het eventueel inhalen van verloren productie, mogelijke extra operationele kosten en het maken van winst.
- Indien er sprake is van het (deels) inhalen van productie en bijbehorende verhoging van de elektriciteitsvraag, zal dit zoveel mogelijk plaatsvinden wanneer prijzen laag zijn en er voldoende aanbod van elektriciteit is.
- De figuur hieronder geeft een versimpelde illustratie van de Nederlandse biedladder in 2030, met daarin de vraag responsopties < 600 EUR. Noot: Kolencentrales zijn in 2030 uitgefaseerd.



Versimpelde illustratie van een integrale biedladder in 2030 voor opwekking (grijs tinten) en vraagrespons (blauw/groen/geel). Indicatie vraag en prijs o.b.v. gemiddeldes

* Bronnen hiervoor bestaan uit jaarverslagen van de verschillende partijen, sectorrapporten en overige (publieke) informatiebronnen

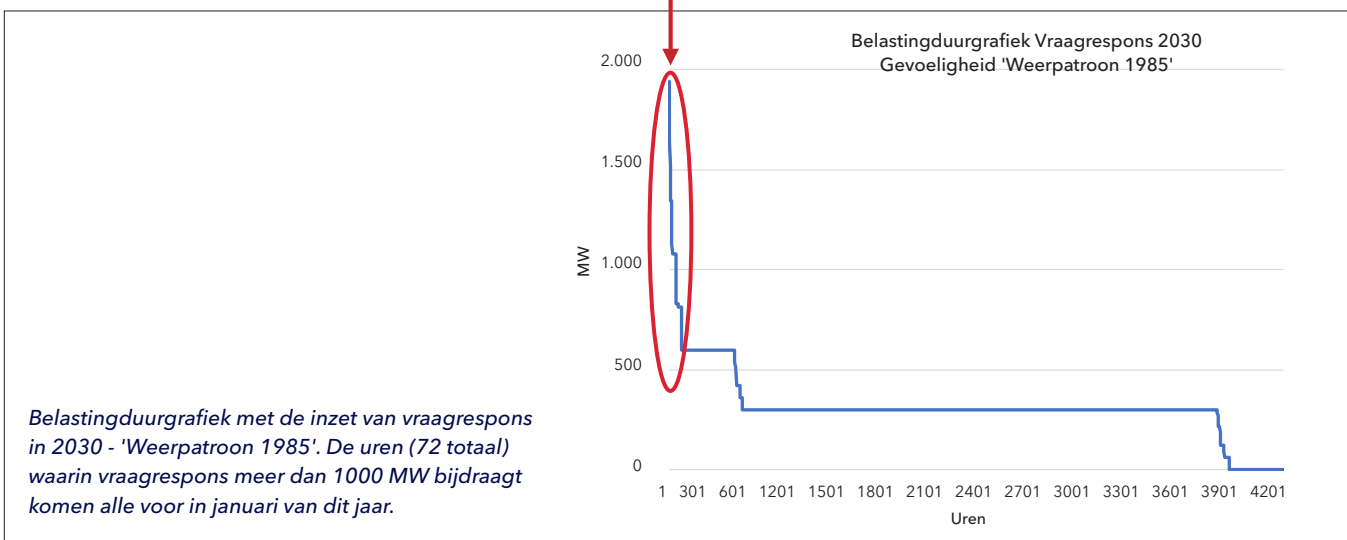
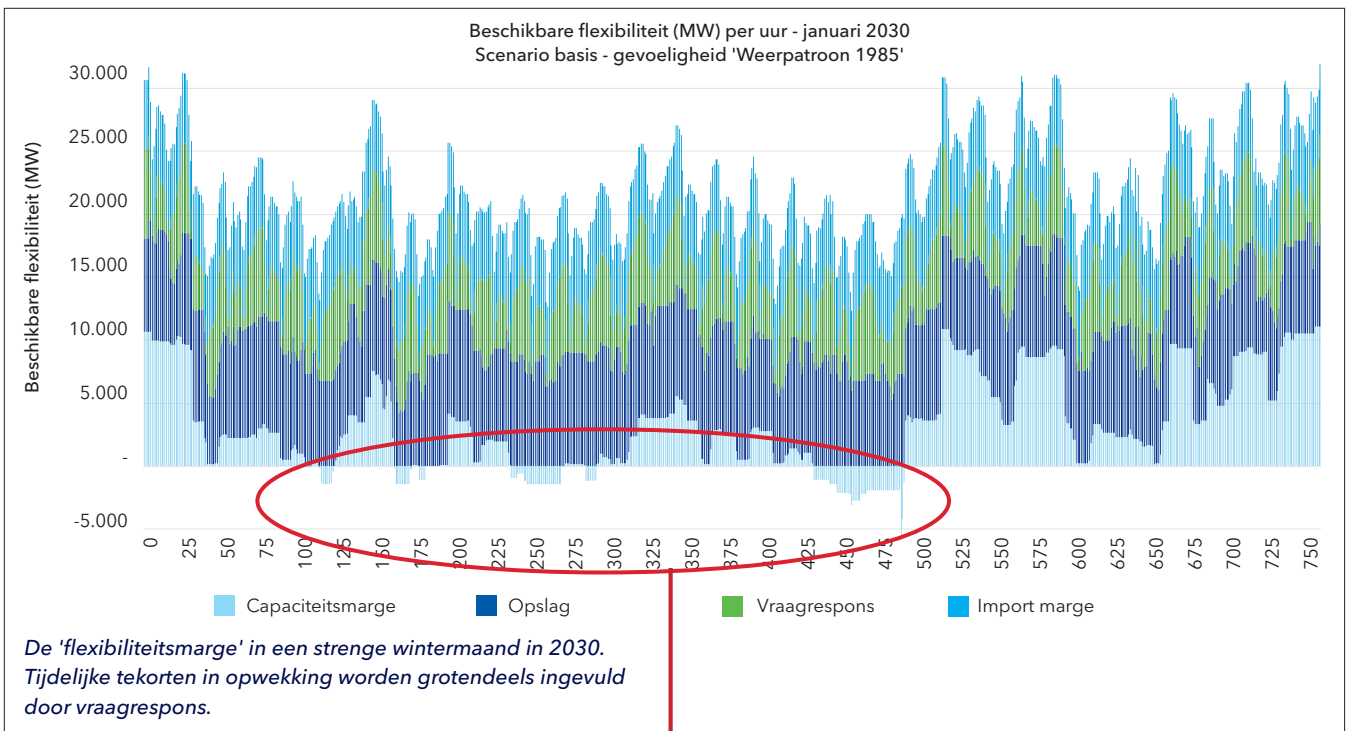
In extreme weersituaties kan tot 1900 MW industriële flexibiliteit ingezet worden,

Door grootschalig vraagrespons uit de industrie in te zetten als vrijwillige flexibiliteit (tegen een marktconforme prijs voor de aanbieder), kan de leveringszekerheid, betaalbaarheid en duurzaamheid van de Nederlandse én Noordwest Europese elektriciteitsvoorziening verbeterd worden.

- Inzet van industriële vraagrespons biedt als aanvulling op flexibele opwekking, opslag en import/export mogelijkheden, een belangrijke extra flexibiliteitsoptie die vooral economische voordelen (lagere totale opwekkosten in noordwest Europa) biedt.
- Doordat bij de inzet van vraagrespons in deze studie, de elektriciteitsvraag tijdelijk verlaagd wordt bij afroep, is er minder opwekking nodig, is er minder uitstoot en zijn

totale opwekkosten lager dan zonder de mogelijkheid gebruik te maken van industriële vraagrespons.

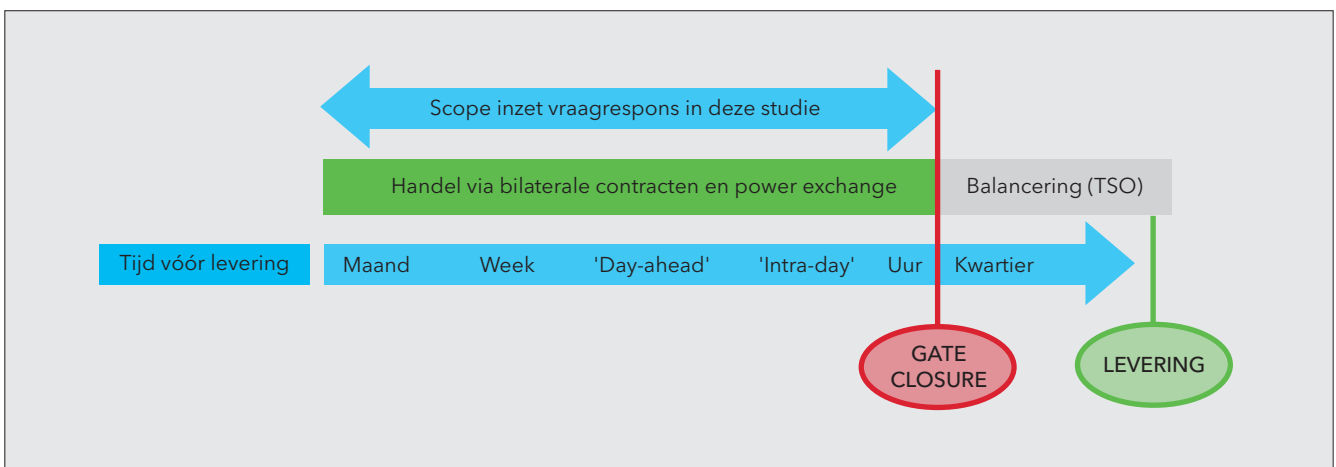
- In extreme (weers)situaties in de toekomst (2030) biedt industriële vraagrespons een extra optie die helpt de Nederlandse importafhankelijkheid te reduceren. Dit door onder andere voor enkele opeenvolgende uren maar liefst zo'n 1900 MW industriële flexibiliteit te mobiliseren. Zie de figuren hieronder. Marges in de figuur hieronder slaan op de resterende beschikbaarheid van de vier flexibiliteitsbronnen die zijn beschreven op pagina 5.
- Bijdrage van vraagrespons aan de totale elektriciteitsvoorziening is gemiddeld over de scenario's en jaren, ongeveer 1% van totale jaarlijkse elektriciteitsvraag.



..... en tot 90 M€ omzet realiseren.

Aanvullende marktwaarde dient nader onderzocht te worden.

- Het aanbod van vraagrespons op de 'day ahead-markt' in 2019 wordt door TenneT geschat op zo'n 700 MW*. Dit wordt omschreven als een conservatieve inschatting van het beschikbare aanbod (niet de daadwerkelijke inzet) die is gebaseerd op reacties van een aantal markt partijen en analyses van marktprijzen en -volumes. Welke industrieën/technologieën/processen dit aanbod mogelijk maken, is echter niet duidelijk. De huidige markt zorgt dus voor aanbod van flexibiliteit van vraagrespons, zij het nog beperkt.
- Op basis van de interviews en schriftelijke interactie die DNV GL voor deze studie heeft gehad met industriële partijen lijken veel partijen niet klaar, danwel bereid te zijn om grootschalig vraagrespons aan te bieden. Er is namelijk slechts beperkt data beschikbaar betreffende kosten en dynamiek van het aanbieden van flexibiliteit. DNV GL raadt aan om de inzichten uit deze studie verder te onderzoeken, om te komen tot meer gedetailleerde gegevens over kosten en beschikbaarheid van flexibele processen.
- Prijsinschattingen door DNV GL van ~40% van de onderzochte flexibiliteitsopties, komen uit boven de maximumprijs van 3000 EUR/ MWh - de zogenaamde price cap op de day-aheadmarkt**. Daarmee zijn deze momenteel geen verhandelbare opties voor aanbod op de markt die hier wordt beschouwd, maar ze zijn mogelijk wel interessant als optie voor bijvoorbeeld noodvermogen (onderdeel van 'balancing' door de netbeheerder en daarmee niet nader onderzocht in deze studie).
- In algemene zin is het voor de industrie aan te bevelen meer inzicht te ontwikkelen in de mogelijke energie- en/of kostenbesparingen die flexibilisering van het verbruik zou kunnen helpen realiseren. Er is het besef dat er momenteel ontzettend veel op de industrie afkomt (CO₂-besparingen en elektrificering, systeem-integratie-vraagstukken, acute gevolgen van de COVID-19 uitbraak, etc.), maar het is aan te raden in deze tijd van transitie, ook oog te houden voor de eventuele extra kansen die flexibilisering hierbij kan opleveren.
- Industrieën kunnen samen met energiebedrijven business cases ontwikkelen voor deelname aan de elektriciteitsmarkt.
 - Ter illustratie: de vraagrespons uit de chemie in het scenario Hoge Elektrificering, zorgt in 2030 voor ~90 miljoen euro omzet en ~55 miljoen euro marge op de elektriciteitsmarkt.
 - Aanvullende kansen liggen bij het aanbieden van congestiemanagementcapaciteit (aanbod op specifieke locaties in het netwerk om te helpen het net lokaal te ontlasten) en voor de meer flexibele opties die ook ingezet zouden kunnen worden voor korte termijnbalancing zijn er mogelijk extra kansen in het aanbieden van balanceringsproducten.
 - Kansen beperken zich niet alleen tot Nederland. Door marktintegratie liggen er aanvullende kansen in de gehele regio.



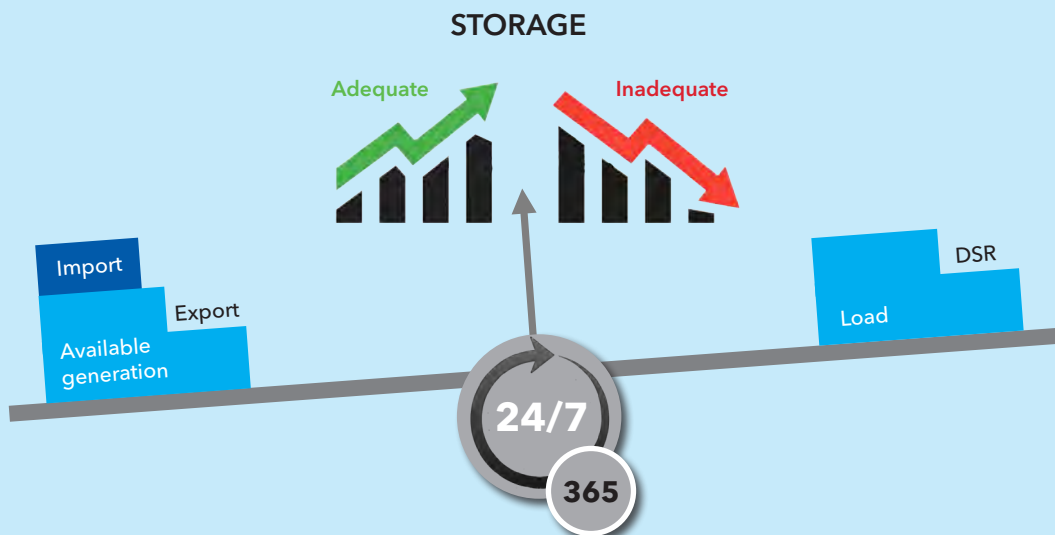
* TenneT, Flexibility Monitor, 2019

** EPEX Spot, EPEX Trading Brochure 2018

Het ontsluiten en meewegen van vraagrespons in leveringszekerheidsstudies vraagt om internationale afstemming tussen netbeheerders

Aanbevelingen ten aanzien van netbeheer

- In extreme situaties kan de behoefte aan een langdurige en grote hoeveelheid afschakelbare vraag optreden. Daarom is een belangrijk aandachtspunt hierbij de gegarandeerde beschikbaarheid.
 - Wanneer vraagrespons wordt aangeboden als noodvermogensoptie voor balancering, kan worden aangenomen dat aan de beschikbaarheidseisen voor dit balanceringsproduct wordt voldaan. Noodvermogen is echter een noodvoorziening en niet bedoeld om te dienen als back-up voor meerdere uren, dagen of zelfs weken achter elkaar. Hierdoor kan het zijn dat een (groot) deel van het door DNV GL onderzochte potentieel, niet wordt/ zal worden aangeboden als noodvermogen.
 - Gezien het door TenneT geschatte aanbod van vraagrespons op de huidige day ahead-markt, wordt het door DNV GL bestudeerde vraagrespons potentieel hier al deels aangeboden. De betrouwbaarheid van de beschikbaarheid van dit aanbod, is echter onduidelijk.
- TenneT schat in dat er in Nederland al behoorlijke marktdeelname is en neemt de conservatieve inschatting van 700 MW ook mee in haar monitoring van leveringszekerheid. Op basis van deze studieresultaten ziet DNV GL geen redenen om hier in de toekomst van af te wijken. Verwachting is bovendien dat het potentieel met voortschrijdende elektrificering zal groeien.
 - PLEF merkt hierbij op: "...the current knowledge base regarding demand response potential in the individual countries turned out to be heterogeneous. This indicates the need for a common attempt to improve the availability and quality of data on DSR not only in the Penta-region, but also in whole Europe."
 - Verder onderzoek ten aanzien van het zekerstellen van de beschikbaarheid van deze capaciteit binnen regulatoire kaders, en het opstellen van een geharmoniseerde, Europese aanpak, is dus nodig.
- Ten aanzien van de bestudering van specifiek de ontwikkeling van leveringszekerheid, geven studies met een stochastische benadering, zoals uitgevoerd door de TSO's een nauwkeuriger en uitgebreider beeld doordat daarin meer extreme situaties worden onderzocht.



Bron figuur: ENTSO-E, MAF 2019

Visie van Europese netbeheerders op de bronnen die zouden moeten bijdragen aan handhaving van de leveringszekerheid

Onbekend maakt onbemind?

Er zijn een aantal knelpunten voor verdere ontwikkeling van het vraagresponspotentieel:

- Beperkte kennis van de mogelijke (extra) verdienmogelijkheden door het aanbieden van vraagrespons aan de elektriciteitsmarkt.
- Beperkt zicht van industriële partijen op benodigde investeringen om potentieel beschikbaar te maken.
- Een beperkte 'sense of urgency' voor ontwikkeling van het potentieel op korte termijn, om de bovengenoemde redenen.
- Er is geen consensus over hoe de verdere beschikbaarheid van vraagrespons aan te boren: vanuit de markt of vanuit centrale sturing.

ACTIES

- Transparant maken wat de behoefte is, hoe en hoeveel geld er mogelijk mee te verdienen is. Hier ligt ook een taak voor (elektriciteits)marktpartijen en de industrie zelf; die moeten elkaar vinden om de kansen gezamenlijk verder te onderzoeken.
- Samenwerking tussen elektriciteitsmarktpartijen en de industrie kan ook helpen om de industrie beter te helpen begrijpen hoe vraagresponspotentieel in eigen processen verder ontwikkeld kan worden.
- In eerste instantie kan de ontwikkeling van flexibiliteit technologie-neutraal door 'de markt' worden bepaald. Die biedt hiervoor de mogelijkheden. De netbeheerder/ overheid zou daarbij oog moeten houden op de match tussen deze ontwikkelingen en de (toekomstige) systeembehoefte.
- Gezien de doorgaans lange aanlooptijden voor bijvoorbeeld procesaanpassingen is het verstandig alvast te beginnen met het bouwen aan een breder bewustzijn onder mogelijke aanbieders en het verder verkennen van technische en economische (on)mogelijkheden, bijvoorbeeld door het opzetten van voorlichtingscampagnes en eventuele pilots.

Betere inzichten en samenwerking zijn nodig om vraagresponspotentieel verder te ontwikkelen

HOOFDRAPPORT



INHOUDSOPGAVE

■ Management samenvatting _____	02
■ Begrippenlijst _____	15
■ De uitdaging _____	19
■ Potentie industriële vraagrespons _____	25
■ Marktsimulaties _____	34
■ Resultaten inzet industriële vraagrespons _____	40
■ Resultaten leveringszekerheid _____	44
■ Impact op duurzaamheid en betaalbaarheid _____	49
■ Blik vooruit richting 2040 _____	52
■ Actuele ontwikkelingen _____	54
■ Bijlagen _____	56



BEGRIPPENLIJST

- Balancering:** inzet van instrumenten als regelvermogen, reservevermogen en noodvermogen door de netbeheerder om continu de frequentie van 50 Hertz in het hoogspanningsnet te kunnen handhaven
- 'Black-out':** stroomuitval
- Biedladder:** overzicht van elektriciteitsprijzen en capaciteiten, geordend van lage naar hoge prijzen
- Biedprijzen:** de prijs waarvoor elektriciteit wordt aangeboden aan de markt
- Capaciteitsmechanisme:** mechanisme waarbij opwekkers of verbruikers van elektriciteit zich kunnen laten betalen voor het reserveren van capaciteit die in kritische situaties kan worden ingezet
- CBS:** Centraal Bureau voor de Statistiek
- 'Co-firing' of meestoken:** het toevoegen van biomassa aan andere brandstoffen (bijvoorbeeld kolen) voor elektriciteitsopwekking
- Congestiemangement:** het door de netbeheerder (via vergoedingen aan marktpartijen) aanpassen van geplande elektriciteitslevering en/of -afname, om op specifieke locaties het elektriciteitsnet te ontlasten
- 'Core country':** Land dat door DNV GL in deze studie in detail gemodelleerd is
- 'Day ahead':** de dag voordat fysieke opwekking en levering van elektriciteit plaatsvindt
- Draai-uren:** het aantal uur per jaar dat een centrale elektriciteit opwekt
- DSR en DR:** afkortingen voor het engelse 'demand(-side) response', een algemene term voor groot- en kleinschalige (huishoudens en kleine ondernemingen) vraagrespons
- Elektrificering:** de overgang van processen en aandrijvingen op basis van (fossiele) brandstoffen, naar het directe gebruik van elektriciteit voor processen en aandrijvingen
- ENTSO-E:** 'European Network of Transmission System Operators for Electricity'
- ETO:** 'Energy Transition Outlook', jaarlijkse vooruitblik op de wereldwijde energietransitie van DNV GL
- EV:** 'electric vehicles' of elektrisch vervoer
- 'Gate closure':** Sluiting van de markt voor handel tussen marktpartijen
- Geïnstalleerde capaciteit:** de maximaal beschikbare opwekcapaciteit
- Hydro:** elektriciteitsopwekking met waterkracht
- Interconnectie:** Kabelverbinding tussen landen
- ISPT:** Institute for Sustainable Process Technology
- 'Kernausstieg' of uitfasering kernenergie:** het besluit van de duitse en belgische overheid om het gebruik van kernenergie te stoppen
- 'Kohlenusstieg':** beslissing van de duitse overheid om het gebruik van kolen voor elektriciteitsopwekking te stoppen
- Piekvraag of 'peak load':** de maximale vraag naar elektriciteit in een jaar, uitgedrukt in het vermogen dat op dat moment gevraagd wordt
- LFO:** 'Light Fuel Oil', een type olie
- 'Load curve':** jaarlijks patroon van elektriciteitsvraag
- 'Loss of load expectation' (LOLE):** verwachtingswaarde voor hoeveelheid elektriciteitsvraag die niet beleverd kan worden
- MAF:** 'Mid-term Adequacy Forecast'
- 'Must-run':** Elektriciteitsopwekking die moet draaien om aan bepaalde verplichtingen te voldoen, zoals warmtelevering vanuit dezelfde eenheid
- 'Non-core country':** Land buiten de regio die centraal staat in deze studie. Minder gedetailleerd gemodelleerd dan de 'core countries'
- 'Other non-RES':** Elektriciteitsopwekking op basis van niet-duurzame bronnen, zoals afvalverbranding
- P2G:** 'Power to Gas', het omzetten van elektriciteit in (waterstof)gas
- P2H:** 'Power to Heat' of elektrische warmteproductie
- PBL:** Planbureau voor de Leefomgeving
- 'Price cap':** maximum prijs
- Productiefactor:** de gemiddelde elektriciteitsopwekking per jaar, ten opzichte van de maximale opwekking in een jaar, waarbij maximale opwekking = maximale capaciteit * 8760
- PV of zon-PV:** photo-voltaïsche (PV) zonnepanelen

Regelbaar vermogen: elektriciteitscentrales waarvan de hoeveelheid opwekking naar behoefte op- of afgeregeld kan worden

RES: 'Renewable Energy Sources', ofwel duurzame bronnen van elektriciteitsopwekking

'Residual load': de hoeveelheid elektriciteit die nodig is om - in aanvulling op de elektriciteitsopwekking door variabele duurzame opwekking - aan de elektriciteitsvraag te voldoen

'Resource adequacy': de som van beschikbare opwekking, import en export, moet voortdurend in balans zijn met de vraag ('Load'), waarbij vraagrespon, opslag en import manieren zijn om (aanstaande) verstoringen in de vraag-aanbodbalans op te lossen

Rebound-effect: een tijdelijke verhoging van de vraag van een industrie die even daarvoor haar vraag tijdelijk verlaagd had

RVO: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland

SDE: Subsidie Duurzame Energie

TSO: 'Transmission System Operator' of hoogspanningsnetbeheerder

'Unerved energy': onvrijwillig niet-beleverde elektriciteitsvraag

Variabele opwekking: opwekking die afhankelijk is van de beschikbaarheid van continu variërende bronnen zoals zoninstraling en windsnelheid

VNCI: Koninklijke Vereniging van de Nederlandse Chemische Industrie

Wind 'offshore': windturbines op zee

LANDEN

BE: België

DE: Duitsland

DK: Denemarken

FR: Frankrijk

GB: Groot-Brittannië

NL: Nederland

NO: Noorwegen

EENHEDEN

EUR: euro

M EUR: miljoen euro

EUR/MWh: euro per Megawatt uur

MW: megawatt

MWh: megawatt uur

GW: gigawatt

GWh: gigawatt uur

TW: terawatt

TWh: terawattuur

Ton: 1000 kilogram

Mton: megaton, ofwel een miljoen ton

Inleiding studie

- De elektriciteitsvoorziening in Noordwest Europa wordt steeds afhankelijker van de weersomstandigheden. Dit komt door de enorme groei van opwekking met zon en wind en tegelijkertijd de uitfasering van conventionele productie, zowel in Nederland als haar buurlanden. Potentieel kan deze situatie leiden tot extra uitdagingen bij het doorlopend zekerstellen van levering aan gebruikers.
- Hiervoor zijn in de toekomst extra bronnen van flexibel vermogen nodig. Dit vraagstuk speelt vooral voorbij het terrein van korte-termijn balancering, aangezien daarvoor (via flexibiliteit in opwekking en bijvoorbeeld batterij-opslag in onder andere elektrisch vervoer) voldoende bronnen voor beschikbaar lijken te zijn/komen.
- De ontwikkeling van de nederlandse leveringszekerheid is bestudeerd aan de hand van marktsimulaties in verschillende scenario's over de periode 2020-2035. Hierbij is specifiek aandacht voor de (mogelijke) bijdrage van industriële flexibiliteit, en de mogelijke impact op de ontwikkeling van leveringszekerheid, betaalbaarheid en duurzaamheid van de nederlandse elektriciteitsvoorziening in noordwest europese context. Deze studie is mogelijk gemaakt door financiële en inhoudelijke bijdrages van de volgende partijen: Eneco, PZEM, RWE, TenneT, Uniper en Vopak.
- Gebaseerd op rondvraag onder industriële partijen, brancheverenigingen en beleidsmakers, aangevuld met berekeningen door DNV GL om te komen tot inschattingen van marktprijzen voor vraagrespon.
- De berekende vermogens en prijzen zijn ingezet in het Europese elektriciteitsmarktmodel van DNV GL, waarmee de uurlijkse inzet van opwekking en vraagresponscapaciteit zijn gesimuleerd voor de jaren 2020, 2025, 2030 en 2035 in twee verschillende ontwikkelscenario's.
- Voor 2030 bekijkt DNV GL - naast de scenario's - ook de impact van een tweetal extreme weerjaren in het basisscenario. Reden hiervoor is dat het jaar 2030 een belangrijk 'kritisch' jaar is doordat in 2030 alle kolen- en (grootschalige) biomassa centrales uit het Nederlandse opwekpark zijn verdwenen.
- De deterministische modelaanpak in deze studie maakt het mogelijk scenario's en de impact van bepaalde veranderingen met elkaar te vergelijken. Echter, voor een kritische test van de ontwikkeling van leveringszekerheid is de stochastische aanpak zoals gebruikt door TSO's beter, doordat er veel meer (extreme) situaties bestudeerd worden. Ten aanzien van conclusies over de ontwikkeling van leveringszekerheid geeft deze studie enkel een indicatie.



Analysekader/verhaallijn

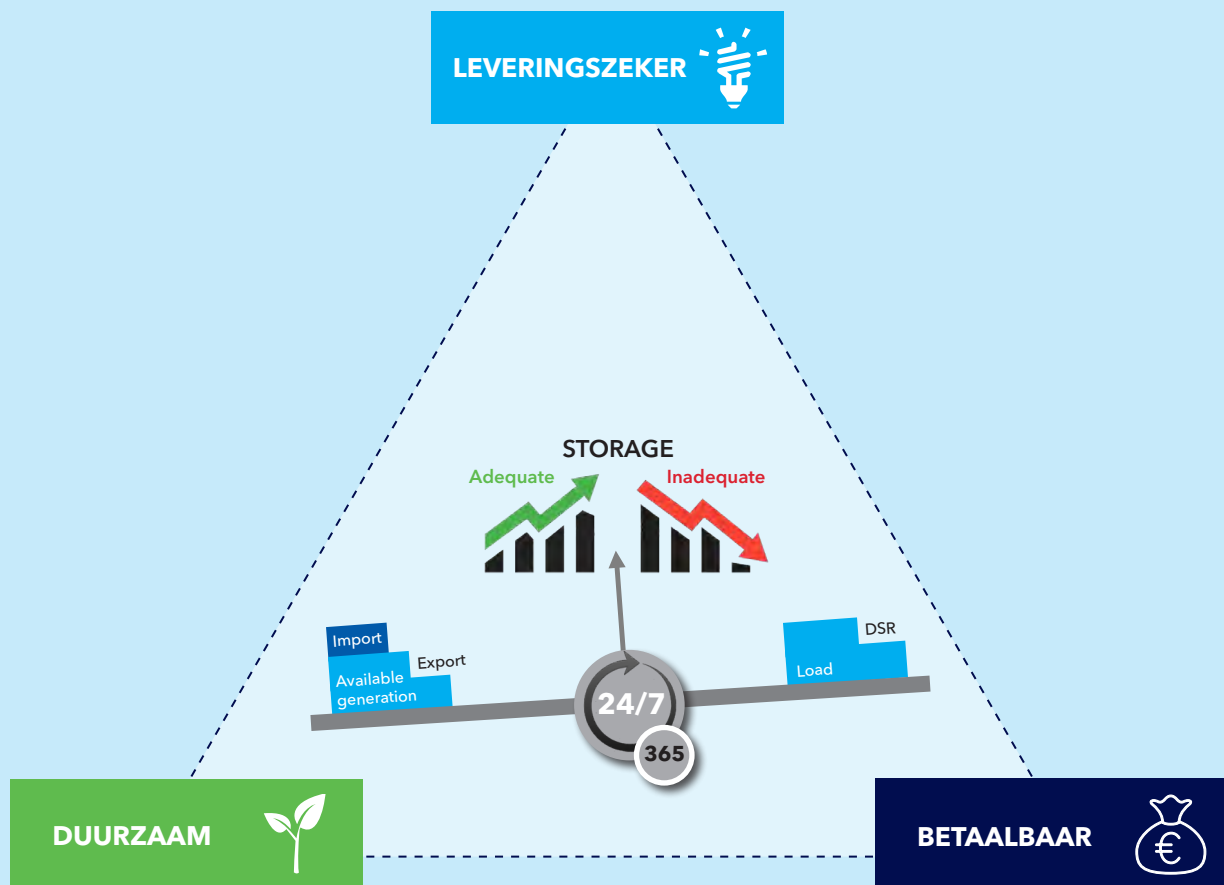
In de analyse van de resultaten en het formuleren van conclusies en aanbevelingen, hebben we ons gericht op de ontwikkeling van drie belangrijke pijlers onder onze elektriciteitsvoorziening:

- Allereerst is gekeken naar de ontwikkeling van leveringszekerheid en de rol die vraagrespon van industriële afnemers daarin kan spelen.
- Daarnaast is het belangrijk om te kijken of er een impact is op de uitstoot van schadelijke broeikasgassen: hoe duurzaam is het?
- Verder is de impact op betaalbaarheid bestudeerd: hoe ontwikkelen de kosten van de elektriciteitsvoorziening zich en wat zijn de eventuele opbrengsten voor bedrijven die vraagrepons aanbieden?

De grote uitdaging in systeemontwikkeling is om deze drie factoren te bewaken. Zo zorgen we voor een verdere (kosten)efficiënte verduurzaming, waarbij de zekerheid van levering aan consumenten wordt veiliggesteld.

LEESWIJZER

De uitdaging die onderzocht wordt, is nader beschreven vanaf pagina 19. Vervolgens wordt vanaf pagina 25 het onderzoek naar het vraagresponspotentieel in de Nederlandse industrie gepresenteerd. Vanaf pagina 34 worden de uitgangspunten voor de markt simulaties beschreven, en vanaf pagina 40 de resultaten van die simulaties. Vanaf pagina 44 gaan deze in op de impact op leveringszekerheid, en vanaf pagina 49 op de impact op emissies en betaalbaarheid. Pagina 52 werpt een blik vooruit richting 2040 en tot slot wordt de impact van een aantal recente ontwikkelingen en onderzoeken kwalitatief behandeld op pagina 55.



Bron: DNV GL op basis ENTSO-E

DE UITDAGING



Ontwikkeling opwekcapaciteit en jaarlijkse piekvraag in Nederland

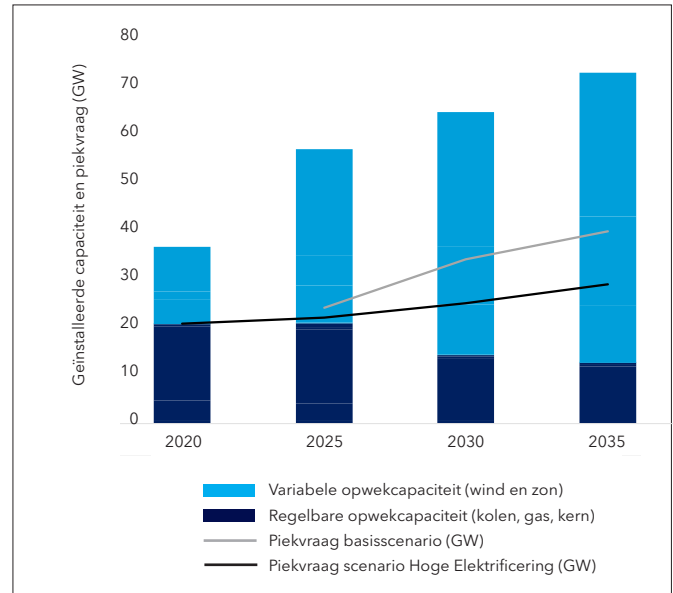
Door de verduurzaming van het energiesysteem nemen variabele bronnen een steeds groter deel van de opwekking op zich.

Elektriciteitsopwekking

- Teruglopende capaciteit van regelbare elektriciteitscentrales.
- Enorme groei van weersafhankelijke opwekcapaciteit van zon en wind:
 - Zon wekt jaarlijks gemiddeld zo'n 10% van beschikbare capaciteit op
 - Wind wekt jaarlijks gemiddeld ongeveer 25% (op land) tot 50% (op zee) van beschikbare capaciteit op

Elektriciteitsvraag

Flinke groei door elektrificering van energievraag (vooral verwarming en transport).



Geïnstalleerde capaciteit en piekvraag Noordwest Europa

In de gehele regio zien we een zelfde soort ontwikkeling, met een piekvraag die de komende jaren de beschikbare regelbare opwekcapaciteit zal gaan overstijgen.

Capaciteitsontwikkeling

- Teruglopende capaciteit van regelbare elektriciteitscentrales.
- Groei van weersafhankelijke opwekcapaciteit van zon en wind.
- Waterkracht uitgelicht; duurzaam en weersafhankelijk; toch (grotendeels) regelbaar.

Elektriciteitsvraag

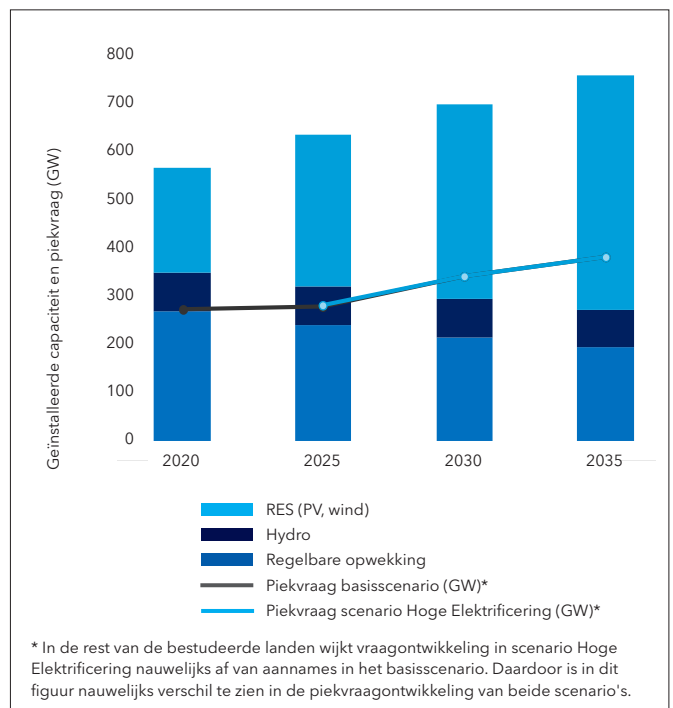
Flinke groei door elektrificering van energievraag samenleving (vooral verwarming en transport).

Uitdaging

Kunnen we op kritieke momenten in NW Europa nog wel voldoende opwekken?

Vergelijking met situatie van Nederland

In deze vooruitblik, groeit de afhankelijkheid van variabele opwek uit zon en wind in Nederland relatief gezien harder dan in de gehele regio; in 2030 wordt in Nederland slechts zo'n 50% van de piekvraag 'gedekt' door beschikbaar regelbaar vermogen.* In NW Europa is dat (inclusief waterkracht) in 2030 nog zo'n 80 %.



* In de rest van de bestudeerde landen wijkt vraagontwikkeling in scenario Hoge Elektrificering nauwelijks af van aannames in het basisscenario. Daardoor is in dit figuur nauwelijks verschil te zien in de piekvraagontwikkeling van beide scenario's.

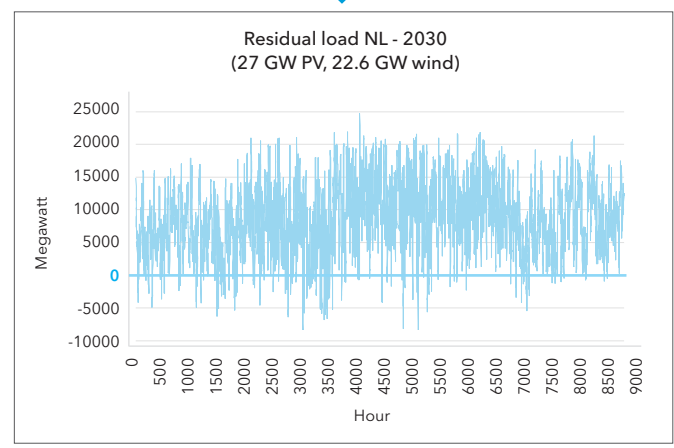
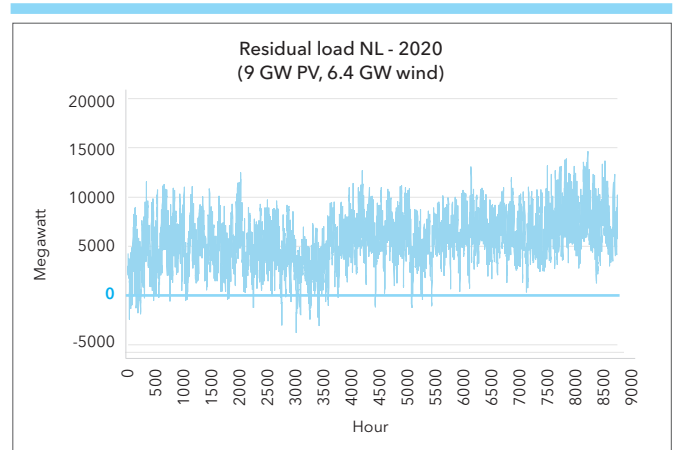
Geaggregeerde geïnstalleerde capaciteit en piekvraag in NL, BE, DE, FR, GB, DK & NO

* Doordat TenneT in haar projecties uitgaat van een iets lagere piekvraag (21 GW) in 2030, komt dit percentage in de vooruitblik van TenneT uit op ongeveer 60%.

Impact van meer wind en zon; grotere variatie in beschikbare opwekking

Door deze ontwikkelingen stijgt de komende jaren de behoefte aan bronnen van flexibiliteit in onze elektriciteitsvoorziening.

- 'Residual load' in de illustraties rechts geeft aan hoeveel vermogen er ieder uur nodig is om de opwek van zonne- en windenergie aan te vullen; het witte oppervlak tussen de blauwe lijn en '0' moet worden ingevuld door regelbare flexibele bronnen.
- De illustraties schetsen een beeld van de 'residual load' die per uur nodig is in 2030, ten opzichte van de situatie in 2020.
- De ontwikkeling van zon- en windgedreven opwekcapaciteit zorgt dus voor grotere variaties in benodigde elektriciteitsopwekking van andere bronnen.
- Risico op tekorten neemt daarmee ook toe. Zeker in periodes waarin bijvoorbeeld de vraag hoog, maar beschikbare zon- en windopwekking beperkt is.
- (Meer) flexibele bronnen zijn daarom nodig om de opwekking van deze duurzame bronnen aan te vullen.
- Ter verduidelijking: wanneer de blauwe lijn onder '0' uitkomt duidt dat op overschotten aan elektriciteitsopwekking. Deze momenten vormen geen bedreiging voor de leveringszekerheid.

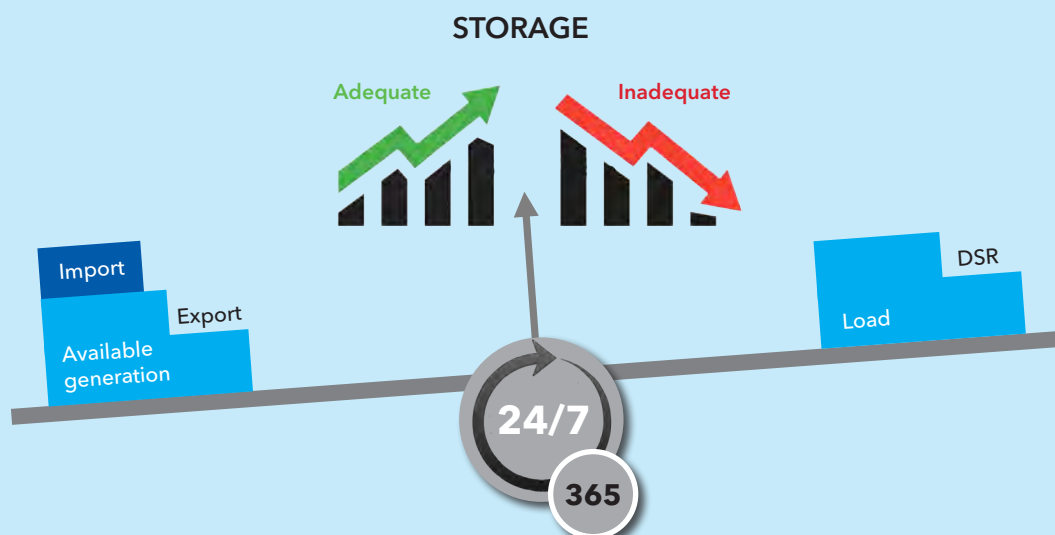


Groeiend belang van flexibele vraag in de elektriciteitsvoorziening



Dat is voor netbeheerders aanleiding om flexibiliteit van meerdere bronnen te betrekken in bepaling van zogenaamde 'resource adequacy'; de vraagkant van de markt kan hierin een rol spelen.

- Leveringszekerheid is een uitkomst van de zogenaamde 'Resource Adequacy' van een elektriciteitsvoorziening in een land/regio.
- De som van beschikbare opwekking, import en export, moet voortdurend in balans zijn met de vraag ('Load'), waarbij vraagrespons (Demand-side response of 'DSR'), opslag ('Storage') en import/export manieren zijn om (aanstaande) verstoringen in de vraag-aanbodbalans op te lossen.
- Deze zogenaamde flexibiliteitsopties worden steeds belangrijker door de toenemende variabiliteit van opwekking die meer en meer door weersomstandigheden wordt bepaald, als gevolg van toenemende duurzame variabele opwekking op basis van zon en wind.



Bron: DNV GL op basis ENTSO-E

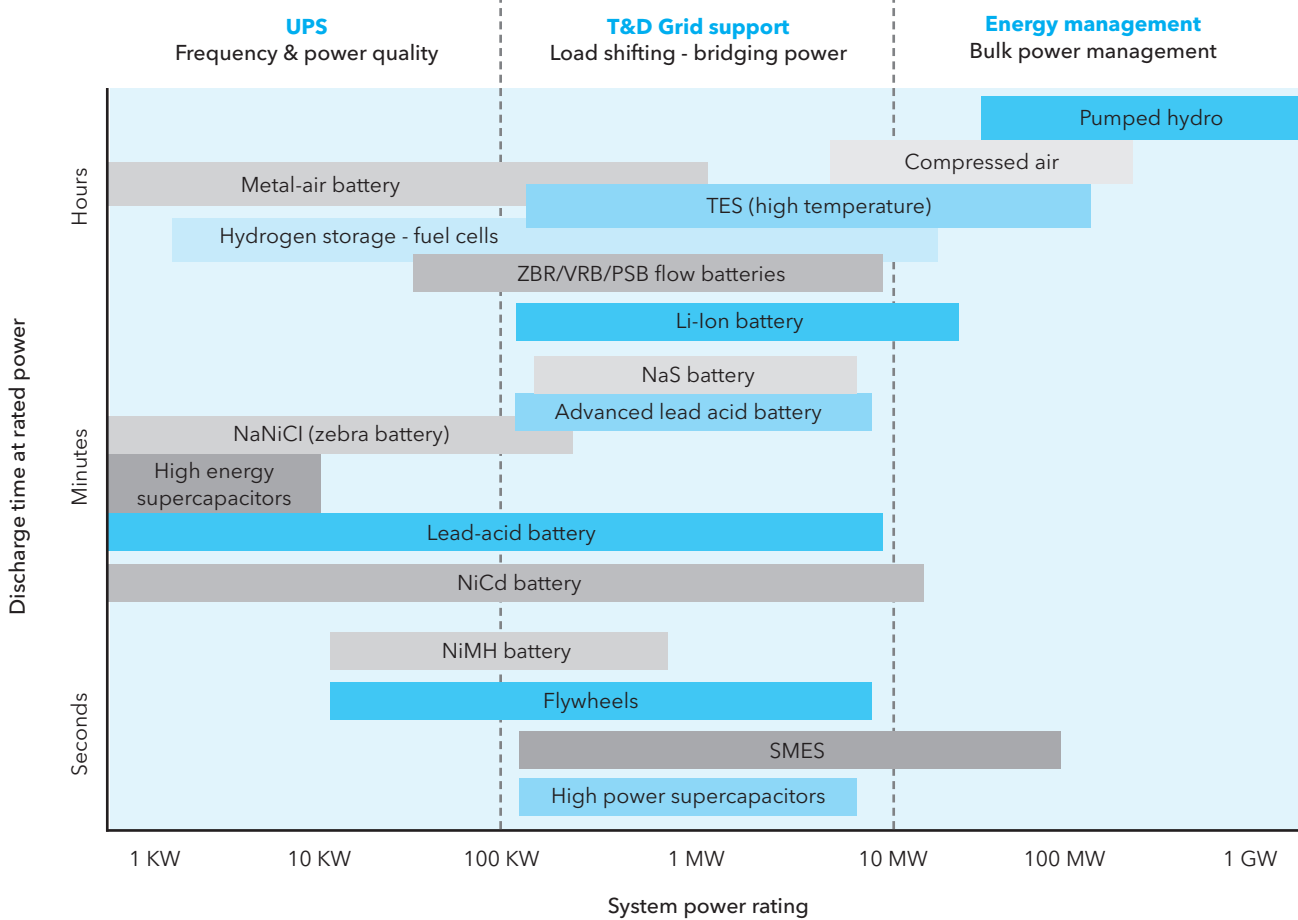
Vergelijking van flexopties vraagzijde

Verschillen in 'mogelijke inzetduur'

Belangrijkste verschil tussen vraagrespons en opslag als flexibiliteitsopties voor het waarborgen van leveringszekerheid, zit in de duur van de mogelijke inzet:

- Opslag kan slechts voor een paar minuten tot maximaal enkele uren achter elkaar extra vermogen leveren.
- De vraagrespons kan met significante (vrijwillig afschakelbare) vermogens voor veel langere termijn oplossingen bieden; van een uur tot weken.

Dit is belangrijk, omdat (weersafhankelijke) tekorten in beschikbare opwekking in Nederland en buurlanden, voor meerdere uren tot enkele weken aan kunnen houden.



Opslag biedt vooral oplossingen op de schaal van secondes tot enkele uren

		Chemie	Voeding	Metaal	Papier	Glas	Keramiek	Olieraffi- naderijen	Totaal (MW)
1 – 6 uur	2020	225	395	363	82	-	-	-	1.065
	2030, basis	299	443	363	89	-	-	-	1.193
	2030, hoog	320	497	363	97	-	-	-	1.277
6 – 24 uur	2020	349	395	363	82	-	-	-	1.189
	2030, basis	434	443	363	89	-	-	-	1.328
	2030, hoog	469	497	363	97	-	-	-	1.425
24 uur – 1 week	2020	1.896	395	213	21	48	-	-	2.572
	2030, basis	2.107	443	213	22	90	-	-	2.875
	2030, hoog	2.286	497	213	24	121	-	-	3.140
1 – 3 weken	2020	1.896	395	591	21	48	63	-	3.012
	2030, basis	2.107	443	591	22	90	68	-	3.320
	2030, hoog	2.286	497	591	24	121	74	-	3.591
> 3 weken	2020	1.896	395	591	21	48	63	143	3.155
	2030, basis	2.107	443	591	22	90	68	263	3.583
	2030, hoog	2.286	497	591	24	121	74	263	3.854

In tegenstelling tot opslag, biedt vraagresponspotentieel meer mogelijkheden voor flexibiliteit op de wat langere termijn: uren tot enkele weken



POTENTIE INDUSTRIËLE VRAAGRESPONS

Bepaling prijzen en vermogens



Dataverzameling

Informatieverzameling

- Om het potentieel aan grootschalig vraagresponsovermogen in de Nederlandse industrie te onderzoeken heeft DNV GL in fase 1 een brede inventarisatie uitgevoerd.
- In de periode november 2019 tot maart 2020 is de informatie over industrieel vraagresponspotentieel verzameld:
 - Er is contact geweest met meer dan 20 verschillende partijen uit de industrie, overheid en adviessector.
 - Met 6 partijen (1 uit voedingsmiddelenindustrie, 1 uit de olie & gassector, 1 uit de metaalsector en 2 uit de chemische industrie en 1 uit de keramische industrie) zijn hierover aparte interviews gehouden.
 - In januari 2020 zijn aanvankelijk opgestelde aannames ten aanzien van prijzen en (flexibele) processen gepresenteerd en besproken met een brede vertegenwoordiging uit de industrie, overheid en adviessector. Resultaten uit die bespreking en daaropvolgende communicatie met individuele partijen zijn meegenomen in de gebruikte data en uitgangspunten.
- DNV GL heeft aannames geformuleerd ten aanzien van huidige beschikbare flexibiliteit in de industrie, prijsniveaus voor het beschikbaar maken van vraagresponsovermogen, en de ontwikkeling van deze factoren richting 2035.

Bronnen aannames DNV GL

- Inzichten uit studies van de volgende bronnen:
 - ISPT
 - RVO
 - PBL
 - VNCI
 - Klimaattafel Industrie
 - TenneT flexmonitor
 - Inzichten uit (vertrouwelijke) studies van DNV GL naar energie efficiëntie in de industrie
- (Publiek beschikbare) informatie over sectoren/bedrijven en hun processen/omzet/winst/energieverbruik:
 - CBS
 - Jaarverslagen
 - Internet artikelen

Aannames industriële vraagresponsovermogen

Meegewogen factoren

Ten aanzien van de flexibiliteitsopties zijn de volgende factoren meegenomen in het opstellen van aannames:

- **Vermogen:** Het beschikbare vermogen van de flex-optie, voor 2020 tot en met 2035
- **Prijs:** De prijs die nodig is om het aantrekkelijk te maken voor industriële partijen om daadwerkelijk de hoeveelheid flex aan te bieden, uitgedrukt in EUR/MWh
- **Min. afschakeltijd:** Minimale tijd (in uren) waarvoor de asset afgeschakeld kan worden ivm technische beperkingen
- **Max. afschakeltijd:** Maximale tijd (in uren) waarvoor de asset afgeschakeld kan worden ivm technische beperkingen
- **Afkoeltijd:** minimale tijd tussen twee afschakelmomenten in
- **Type:** Stapsgewijs, binair of schaalbaar
- **Stappen:** indien stapsgewijs, het aantal stappen waarmee de flexoptie afgeschakeld kan worden

- **Vervangbaarheid:** andere flex-opties, die niet tegelijkertijd met deze flex-optie kunnen worden ingezet. Dit om dubbeltellingen te voorkomen
- **Afroeptermijn:** de tijd die van tevoren nodig is om een proces goed af te kunnen schakelen (zonder schade of grote verstoringen in processen of apparatuur te veroorzaken)

Load curve, van energieverbruik naar geïnstalleerd vermogen

Aangezien data omtrent specifieke load-curves niet voorhanden is, is een constante load curve over het jaar aangenomen, waarbij het elektriciteitsverbruik constant is. Tenzij betere informatie beschikbaar is, is aangenomen dat apparaten 8000 vollast uren per jaar opereren:

$$\text{Gevraagd vermogen (MW)} = \frac{\text{elektriciteitsverbruik (MWh)}}{8000}$$

Kosten voor productie verschuiving/productiestop; inschattingen op basis van kosten en winstmarge

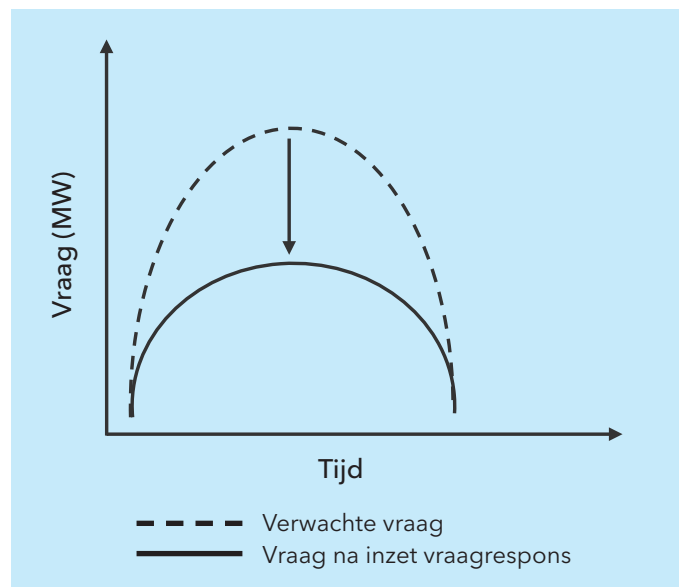
- Onderscheid tussen een volledige productiestop en een productieverschuiving, waarbij de productie op een later moment ingehaald wordt.
- Bij een volledige productiestop (van bijvoorbeeld een raffinaderij) wordt ervan uit gegaan dat de kosten (inkoop van producten) wel doorgaan en dus de totale omzet vergoed moet worden.
- Bij een productieverschuiving (bijvoorbeeld van secundaire batch-processen met mogelijkheid tot buffering) is dit niet het geval, omdat de productie op een later moment ingehaald kan worden. Er is hierbij geen sprake van productderving, waardoor een compensatie van de winstmarge voldoende zou moeten zijn.
- In beide gevallen is rekening gehouden met een compensatie van 125% van de omzet over de afgeschakelde periode. Hiermee worden extra kosten als verlies van verkoop, projectkosten etc. gecompenseerd.
- In verband met de vertrouwelijkheid van bepaalde technische en (kost)prijnsinzichten en de eventuele herleidbaarheid naar specifieke partijen, maken we de koppeling tussen specifieke processen, vermogens en biedprijzen uit de verschillende sectoren niet verder bekend.

Overige aannames:

- Onderscheid tussen flexopties die verschillend kunnen worden ingezet:
 - 'Schaalbaar'; de ingezette flexibiliteit kan naar behoefte tussen het minimum en maximaal beschikbare vermogen worden geschaald.
 - 'Stapsgewijs'; Vraag kan worden afgeschakeld in stappen (bijvoorbeeld van 10 MW) Bij de stapsgewijze flexopties (bijvoorbeeld afschakelen in stappen van 10 MW), is het niet altijd bekend uit hoeveel onderdelen deze bestaat. Als het aantal units onbekend is, verdelen deze hierom in stappen van 10 MW. Zo kan een industriële sector waar 500MW beschikbaar is bijvoorbeeld modelmatig opgesplitst worden in 50 stappen/assets van 10 MW, welke individueel afgeschakeld kunnen worden. Ook de afkoeltijd wordt individueel per stap/asset in het model bijgehouden en toegepast.
 - 'Binair'; aan of uit – het beschikbare vermogen wordt volledig gebruikt of niet.
- In het geval er geen informatie beschikbaar is betreffende de afkoeltijd (d.w.z. minimale tijd dat een asset niet flexibel ingezet kan worden na schakelen), is hiervoor 24 uur aangenomen.

Perspectief op industriële vraagrespons in deze studie

- Omdat het uitgangspunt van deze studie is te onderzoeken welke rol industriële vraagrespons kan spelen in het zekerstellen van voldoende vermogen voor het beleveren van de nederlandse elektriciteitsvraag, heeft DNV GL zich gericht op beschikbaarheid van elektriciteitsvraag die kan worden afgeschakeld.
- Dit betekent dat de voorziene vraag kan worden gereduceerd op de momenten dat industriële vraagrespons wordt ingezet.
- Met eventuele 'rebound-effecten' (een tijdelijke verhoging van de vraag van een industrie die even daarvoor haar vraag tijdelijk verlaagd had) is in deze studie geen rekening gehouden. Dit kan (beperkt) effect hebben op de kwantitatieve uitkomsten van de simulaties.



Sectorspecifieke inzichten

In totaal zijn er 23 industriële processen meegenomen als flexibiliteitsoptie in verband met hun afschakelbare elektriciteitsvraag: 9 in de chemie, 7 in de metaal, 2 in voeding, 1 in glas, 2 in papier, 1 in raffinage en 1 in keramiek. Totale capaciteit van deze optie is bij elkaar zo'n 3,4 GW.

- Meeste potentie in de **chemie**, sterke toename vanaf 24 uur en langer.
- **Voeding** toont ook veel potentie, weinig verschil in tijdsduur. Relatief duur.
- **Metaalindustrie**: veel potentie, lichte toename vanaf een week. Medium tot hoge relatieve prijs, medium potentie, tot 24 uur. Volledig stoppen moet minimaal een week. Biedt veel potentie (MW), wel duur.
- **Papierindustrie**, relatief weinig potentie, vooral korte duur (tot 24 uur). Batch processen: korte termijn, heel duur. Productiestop: lange termijn, goedkoper.
- **Glas**, productiestop heeft relatief weinig potentie tot 24 uur, vanaf 24 uur is er meer potentie, medium prijs.

- **Keramiek**: Relatief weinig potentie (MW), vanaf 1 week, medium prijs.
- **Olieraffinaderijen**: Veel potentie (MW), alleen voor lange termijn, dus vanaf 3 weken, en zeer duur.

Voorbeelden

- Momenteel wordt vooral flexibiliteit uit de chemische sector ingezet voor balancering op de korte termijn.*
- Er is ook (potentiële) flexibiliteit beschikbaar in bijvoorbeeld verpakkingsprocessen in de voedingsmiddelenindustrie; dit is lang niet altijd een continu proces en kan dus flexibel worden uitgevoerd om vraagresponscapaciteit aan de elektriciteitsmarkt aan te bieden.
- In de metaalsector zijn verschillende processen met een relatief hoog elektriciteitsverbruik (zeker bij verdere elektrificering richting toekomst) die relatief eenvoudig één tot enkele uren kunnen worden afgeschakeld.
- In de nabije toekomst is het mogelijk dat elektrische

Uitkomsten inventarisatie

Potentiële vraagresponscapaciteit (in MW) per sector en scenario; nu en in 2035

		Chemie	Voeding	Metaal	Papier	Glas	Keramiek	Olieraffinaderijen	Totaal (MW)
1 – 6 uur	2020	225	395	363	82	-	-	-	1.065
	2035, basis	299	443	363	89	-	-	-	1.193
	2035, hoog	320	497	363	97	-	-	-	1.277
6 – 24 uur	2020	349	395	363	82	-	-	-	1.189
	2035, basis	455	443	363	89	-	-	-	1.349
	2035, hoog	469	497	363	97	-	-	-	1.425
24 uur – 1 week	2020	1.896	395	213	21	48	-	-	2.572
	2035, basis	2.128	443	213	22	90	-	-	2.896
	2035, hoog	2.286	497	213	24	121	-	-	3.140
1 – 3 weken	2020	1.896	395	591	21	48	63	-	3.012
	2035, basis	2.128	443	591	22	90	68	-	3.341
	2035, hoog	2.286	497	591	24	121	74	-	3.591
> 3 weken	2020	1.896	395	591	21	48	63	143	3.155
	2035, basis	2.128	443	591	22	90	68	357	3.698
	2035, hoog	2.286	497	591	24	121	74	757	4.348

* Zie voor een voorbeeld: <https://www.next-kraftwerke.nl/uncategorized/noodvermogen-demand-side-management>

** Energeia: "Elektrische glasoven kanshebber voor de SDE in 2021", 24 februari 2020

Uitkomsten inventarisatie

Overzicht processen en gebruikte eigenschappen

- Onderstaande tabel toont een overzicht van de verschillende industriële vraagresponsopties die in deze studie zijn meegenomen. De tabel toont verder de tijdsduur dat de opties kunnen worden ingezet ('minimale en maximale afschakelduur'), de termijn die minimaal moet verstrijken voordat een optie weer kan worden afgeroepen ('minimale termijn tot nieuwe afroep'), of de beschikbare capaciteit stapsgewijs (in blokken van x MW), binair (aan of uit), of schaalbaar (tussen de maximum en minimum capaciteit kan iedere waarde worden gekozen) kan worden ingezet, en hoeveel stappen ('capaciteitsblokken') er beschikbaar zijn in het geval van stapsgewijze inzet.
- In verband met de vertrouwelijkheid van bepaalde (capaciteits- en prijs)inzichten worden berekende prijzen en capaciteiten voor inzet van deze vraagresponsopties apart van de specifieke processen gepresenteerd - zie

volgende pagina. In de biedladder op de volgende pagina's zijn bepaalde sectoren wel aan bepaalde prijsnivo's gekoppeld, maar de volgorde van die opties komt niet noodzakelijk overeen met onderstaande lijst.

Totale capaciteit

- De vraagresponscapaciteit van de procesopties bij elkaar, bedraagt volgens de berekeningen 3387 MW in 2020 (17% van Nederlandse piekvraag) en 3936 MW in 2035 in het scenario Hoge Elektrificering (10% van de aangenomen piekvraag in dat jaar).
- Overlappen tussen opties die in de tabel hieronder gepresenteerd worden, zoals bij aluminium- en kunstmestproductie waarbij met hetzelfde proces en vermogen op verschillende tijdschalen en tegen verschillende prijzen vraagrespons kan worden geleverd, zijn in deze getallen niet meegenomen.

INDUSTRIE	VRAAGRESPONSOPTIE	MINIMALE AFSCHAKELDUUR (UREN)	MAXIMALE AFSCHAKELDUUR (UREN)	MINIMALE TERMIJN TOT NIEUWE AFROEP (UREN)	INZET-MOGELIJKHEID	AANTAL STAPPEN EN/OFF OPTIES VOOR INZET VAN CAPACITEIT	TOTALE CAPACITEIT (MW)
Olie raffinage	Productiestop raffinaderijen	504	504	504	Stapsgewijs	5 tot 10	3387 (2020) - 3936 (2035 - HE)
Keramiek	Productiestop producenten	168	504	168	Stapsgewijs	10 tot 20	
Metaal	Stop staalproductie	168	504	168	Binair	aan/uit	
Metaal	Afschakelen koudwalsen	1	24	24	Stapsgewijs	5 tot 10	
Metaal	Stop tinproductie	1	24	24	Binair	aan/uit	
Metaal	Stop zinkproductie	168	504	168	Binair	aan/uit	
Aluminium	Batch productiestop <6 u	1	6	24	Binair	aan/uit	
Aluminium	Batch productiestop 6-24 u	6	24	24	Binair	aan/uit	
Aluminium	Batch productiestop 24-48 u	24	48	24	Binair	aan/uit	
Aluminium	Batch productiestop 48 u - 3 wk	48	504	48	Binair	aan/uit	
Papierindustrie	Verschuiving batchproductie	1	24	24	Stapsgewijs	5 tot 10	
Papierindustrie	Productiestop	24	504	24	Stapsgewijs	5 tot 10	
Glasproductie	Productiestop/afschakelen fornuis	24	504	24	Stapsgewijs	20 tot 30	
Chemische industrie - kunstmest	Productiestop 6-24 u	6	24	24	Stapsgewijs	1 tot 10	
Chemische industrie - kunstmest	Productiestop 24 u - 1 wk	24	268	24	Stapsgewijs	1 tot 10	
Chemische industrie - kunstmest	Productiestop 1-3 wk	168	504	168	Stapsgewijs	1 tot 10	
Chemische industrie - kunstmest	Productiestop 3 wk	504	504	504	Stapsgewijs	1 tot 10	
Chemische industrie - zoutproductie	Productiestop zoutfabriek	6	504	24	Stapsgewijs	1 tot 10	
Chemische industrie - chloorproductie	Productiestop chloorfabriek	24	504	24	Stapsgewijs	1 tot 10	
Chemische industrie - chloorproductie	Verlagen vraag chloorproductie	1	24	24	Schaalbaar	n.v.t.	
Chemische industrie - overig	Uitstel batchproductie	24	504	24	Stapsgewijs	100 tot 200	
Voedingsmiddelenindustrie	Volledige productiestop	1	24	168	Stapsgewijs	30 tot 50	
Voedingsmiddelenindustrie	Verlagen vraag continu proces	24	504	24	Stapsgewijs	30 tot 50	

Uitkomsten inventarisatie

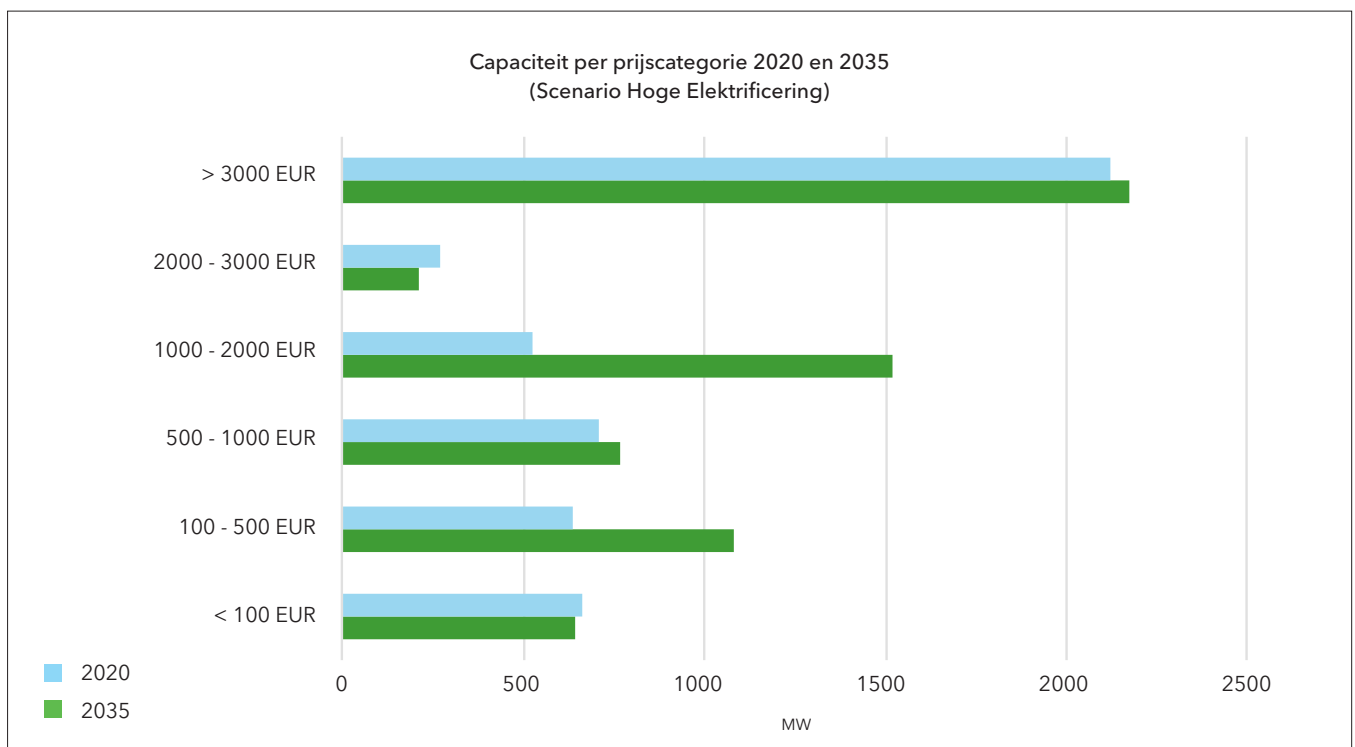
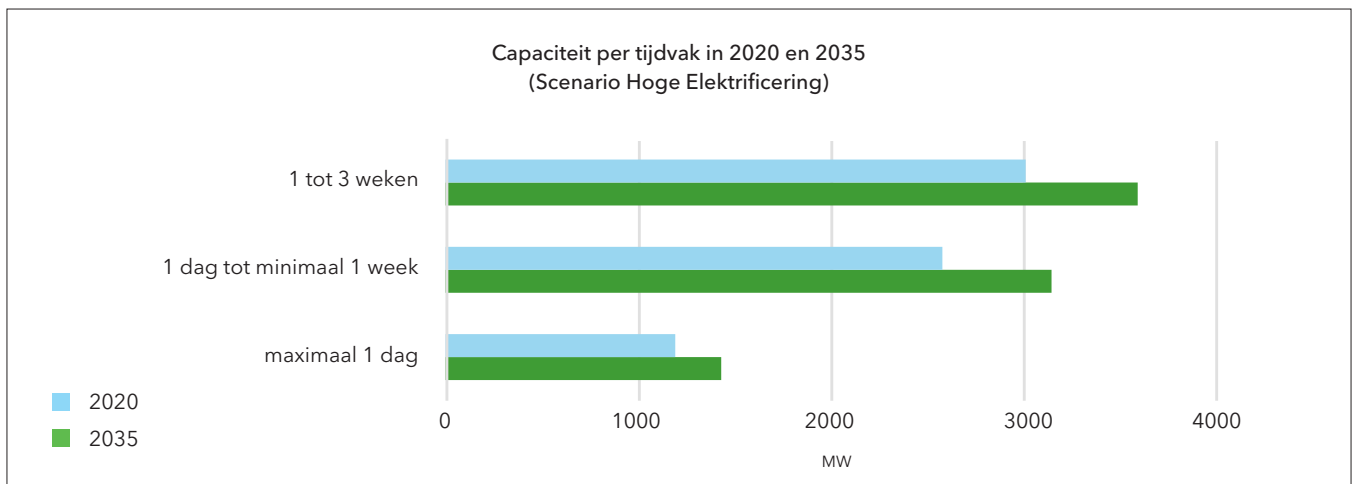
Capaciteiten per tijdsschaal en prijscategorie

Capaciteit en inzetduur

- De grafiek hieronder geeft een overzicht van de totale vraagresponscapaciteit die in de industriële processen beschikbaar is. Hierbij wordt een onderscheid gemaakt tussen het huidige potentieel en het maximale potentieel in 2035. Verder is er een onderscheid gemaakt naar mogelijke duur van de inzet.
- In de gepresenteerde capaciteiten is sprake van dubbel-tellingen: verschillende procesopties en vermogens, kunnen op verschillende tijdschalen worden ingezet (zie bijvoorbeeld aluminiumproductie op pagina 29).

Capaciteit en prijs

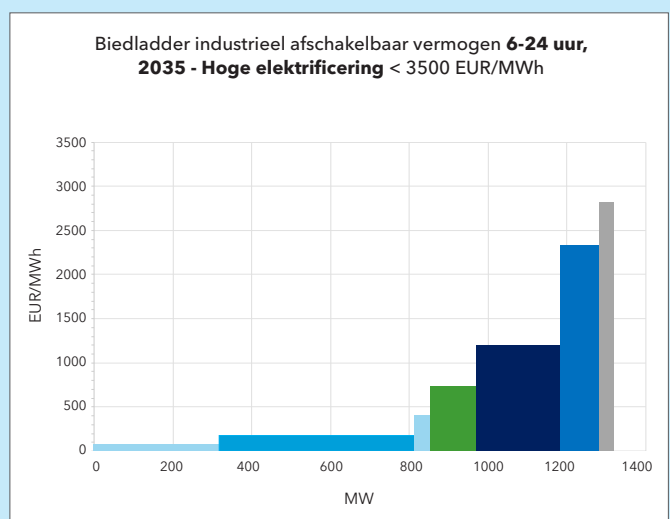
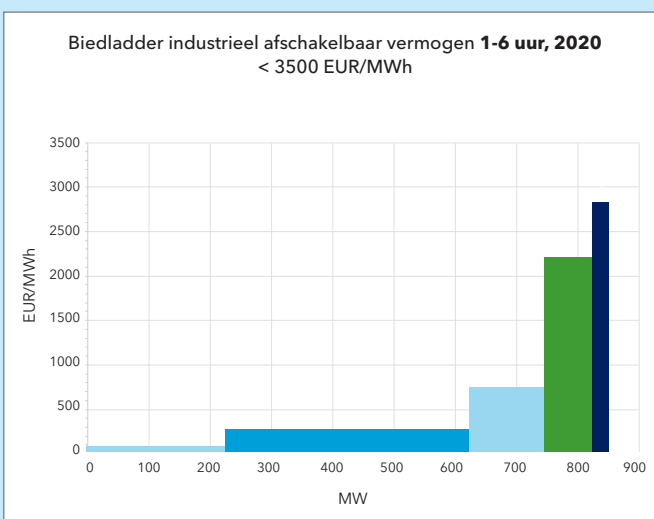
- Hieronder een beeld van de beschikbare capaciteit per prijs categorie in 2020 en 2035 in het Scenario Hoge Elektrificering.
- Ook in dit beeld is sprake van dubbel-tellingen van capaciteiten doordat verschillende processen - afhankelijk van de duur van de inzet - tegen verschillende prijzen kunnen worden ingezet.



Uitkomsten inventarisatie

Biedladders

- Er valt een grote variatie in berekende biedprijzen te zien, uiteenlopend van 59 EUR/MWh tot 8335 EUR/MWh.
- 41% van de berekende prijzen ligt boven de huidige 'price cap' van 3000 EUR/MWh.
- Dit is te verklaren door het sterke verschil in waarden van de producten die gemaakt worden, het type vergoeding (volledig omzetverlies bij productiestop versus margeverlies bij productieverschuiving) en de verhouding omzet/vermogen.
- Processen die weinig elektriciteit verbruiken, maar essentieel zijn voor de productieprocessen van hoogwaardige producten zijn relatief duur. Anderzijds zijn processen die veel elektriciteit verbruiken maar niet tot omzetverlies lijden relatief goedkoop.
- Hieronder twee illustraties van berekende biedladders op verschillende tijdschalen:
 - Links: vermogens en prijzen voor 1 tot 6 uur afschakelen - situatie 2020
 - Rechts: vermogens en prijzen voor 6 tot 24 uur afschakelen - situatie 2035 - Hoge Elektrificering
 - In het kader van de leesbaarheid van de grafieken, zijn alleen de vermogens met een biedprijs tot 3500 EUR/ MWh meegenomen
- Tabellen met de berekende vermogens en biedprijzen per tijdscategorie voor 2020 en 2035 zijn te vinden in bijlage 1.



Vraagrespons potentieel versus opwekking in biedladder

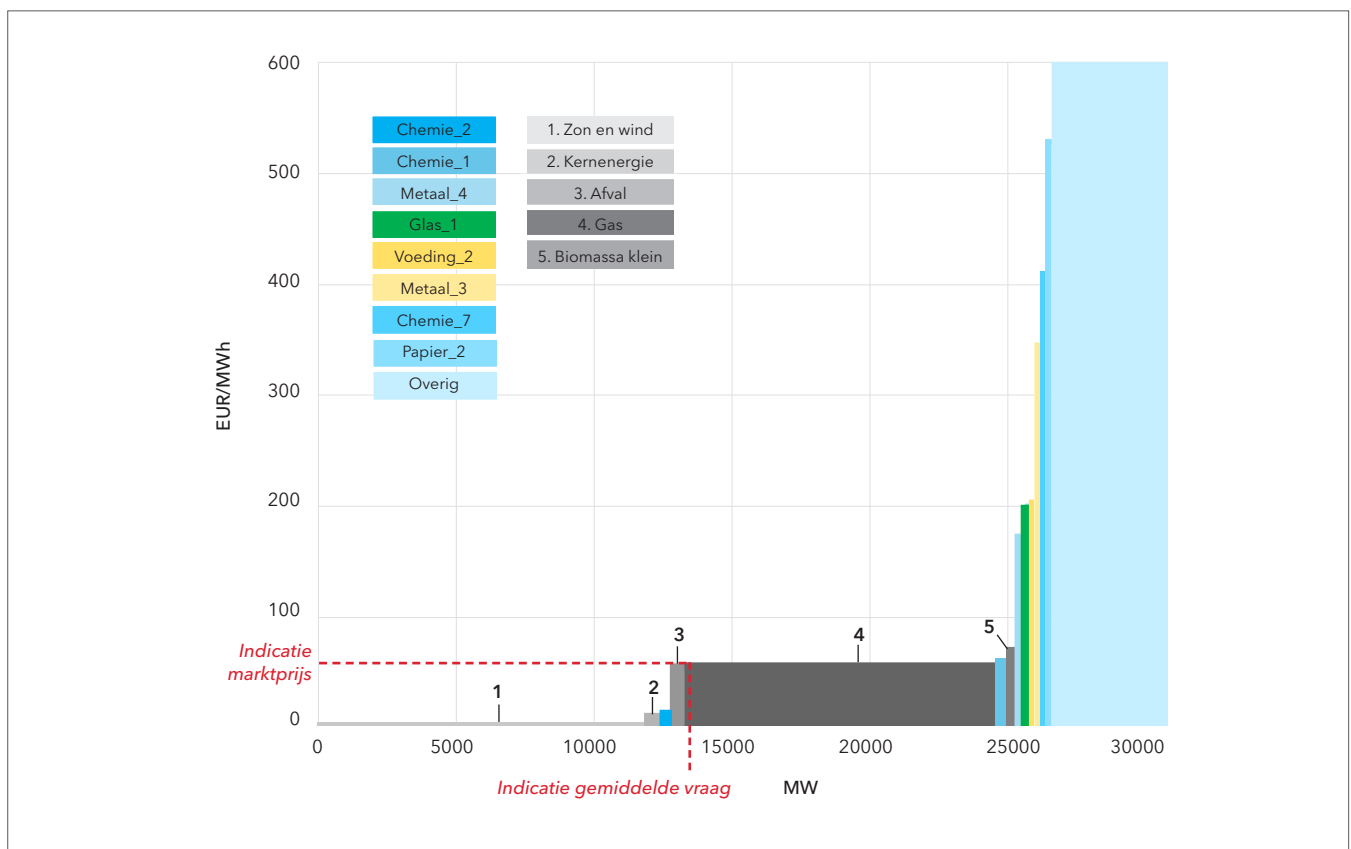
Scenario Hoge Elektrificering 2030

Voor een beeld van de prijs en capaciteit van vraagrespons ten opzichte van beschikbare opwekking, is hieronder een biedladder-illustratie toegevoegd voor het scenario Hoge Elektrificering in 2030.

- Links in deze grafiek, in blauw-, groen- en geeltinten, zijn vraagrespons opties uit deze studie weergegeven, ongeacht minimale en maximale inzettermijn.
 - opties beneden 600 EUR/ MWh staan in aparte balken
 - opties boven 600 EUR/ MWh zijn geaggregeerd in de oranje balk
- De vlakken in grijs tinten geven een versimpelde weer-gave van aanwezige opwekking. In volgorde van licht naar donker zijn dit:
 1. Duurzaam (wind en zon-PV); gepresenteerde capaciteit geschaald naar jaarlijkse productiefactor
 2. Kernenergie
 3. Afvalverbranding ('Waste to energy'); veelal 'must run'

4. Gas; op basis van gemiddelde prijs voor aanwezige WKK/GT, op aard- en procesgas. 'Gas' is vaak de prijsbepalende technologie.
5. Kleinschalige biomassa; hoofdzakelijk voor warmte (veelal 'must-run' in tijden van warmtevraag), dus zal elektriciteit veelal onder kostprijs aanbieden.

- Hieruit is af te leiden dat slechts 1 à 2 vraagrespons-opties qua prijs kunnen concurreren met gemiddeld beschikbare opwekking. Zeker gezien het feit dat tot 2030 kolen ook nog onderdeel is van de biedladder.
- Dit betekent dat de hoger geprijsde vraagrespons opties (> 100 EUR/MWh) alleen worden afgeroepen als er geen opwekking meer beschikbaar is.
- In dit plaatje moet eigenlijk ook met de mogelijke rol van opslag (in bijvoorbeeld batterijen en elektrische voertuigen) en imports rekening worden gehouden; beschikbaarheid en beprijzing van deze opties variëren echter sterk, waardoor ze niet eenduidig in deze biedladder kunnen worden geplaatst.



De 'markt' voor industriële vraagrespons

- Gezien de afroeptermijn waar de eventuele inzet van onderzochte opties mee te maken hebben, zullen verschillende vraagrespons-opties op verschillende tijdschalen aangeboden worden; van één of enkele weken van tevoren tot ongeveer een uur voordat fysieke levering plaatsvindt ('Gate closure' van de markt).
- Vlak voor (en net na) fysieke levering van elektriciteit, of in dit geval het daadwerkelijk afregelen van vraag, is de netbeheerder bezig met zogenaamde balancering, om op korte termijn vraag en aanbod exact met elkaar in balans, en daarmee het net stabiel te houden.
- Hoewel vraagrespons (de snel te activeren opties) ook in balancering een belangrijke rol kan spelen, is de bijdrage aan korte termijnbalancering door de netbeheerder in deze studie niet nader onderzocht.
- Verder zijn er mogelijk extra kansen in het aanbieden van congestiemanagementcapaciteit; aanbod op specifieke locaties in het netwerk om te helpen het net lokaal te ontlasten. Ook deze mogelijkheid is hier niet verder onderzocht.



MARKTSIMULATIES

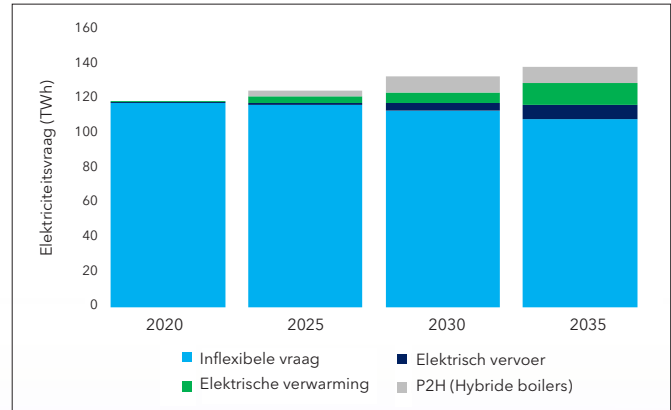
Uitgangspunten



Scenario's ontwikkeling (flexibele) vraag

Basis

- Het Basis scenario gaat uit van de ontwikkeling van de Nederlandse elektriciteitsvraag, rekening houdend met een beperkte elektrificering van transport en de warmtevoorziening.
- Doel hierbij is het bereiken van een emissiereductie van 49% in 2030.
- Aannames voor beschikbare opwekking (zie bijlage 2) komen overeen met bronnen als TenneT en PBL.
- Ten opzichte van TenneT doet DNV GL iets hogere aannames voor vraagontwikkeling, op basis van de verwachte impact van toenemende elektrificering. In het basisscenario voor deze studie is de vraag in 2030 daardoor zo'n 10 TWh hoger dan in de TenneT-ramingen op basis van het Klimaat Akkoord.
- In DNV GL's marktmodel is industriële vraag onderdeel van de inflexibele vraag (zie tabel). In deze studie wordt ze echter ingezet als flexibel, doordat ze reageert op de marktprijs; Als de opbrengst hoog genoeg is kan er worden afgeschakeld.

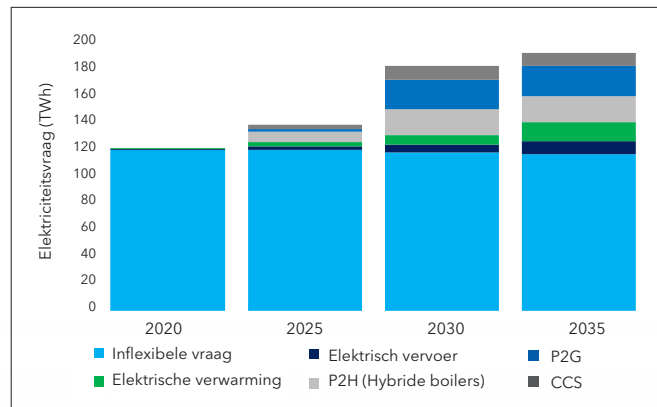


Vraagcategorie	Jaarlijkse vraag (TWh)				Gemodelleerd als
	2020	2025	2030	2035	
Elektrisch vervoer	0	2	4	8	Flexibele, prijsgevoelige vraag - er moet een jaarlijkse, of dagelijkse minimum hoeveelheid elektriciteit worden afgenomen. De uren van verbruik kunnen variëren afhankelijk van het prijsniveau; de uren van afname worden gevarieerd om hoge prijzen zoveel mogelijk te vermijden (dit geldt met name voor P2G and P2H), waarbij randvoorwaarden t.a.v. het vereiste afnameprofiel gerespecteerd worden (vooral van belang bij EV en warmtepompen).
Elektrisch verwarmen	1	3	6	12	
P2H - Hybride boilers	0	4	10	10	
Inflexibele vraag	117	116	113	108	

Scenario's ontwikkeling (flexibele) vraag

Hoge Elektrificering

- Het Hoge Elektrificering scenario gaat uit van vergaande elektrificering van de Nederlandse elektriciteitsvraag.
- Doel hierbij is het bereiken van een emissiereductie van 49% in 2030.
- Aannames voor beschikbare opwekking (zie bijlage 2) komen overeen met bronnen als TenneT en PBL.
- In DNV GL's marktmodel is industriële vraag onderdeel van de inflexibele vraag (zie tabel). In deze studie wordt ze echter ingezet als flexibel, doordat ze reageert op de marktprijs; Als de opbrengst hoog genoeg is kan er worden afgeschakeld.



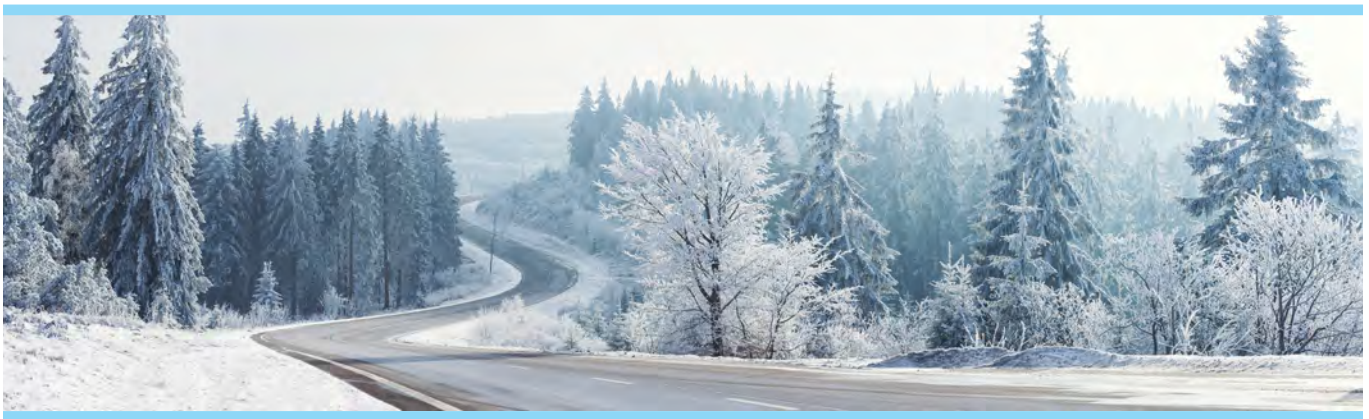
Vraagcategorie	Jaarlijkse vraag (TWh)				Gemodelleerd als
	2020	2025	2030	2035	
Elektrisch vervoer	0	2	6	9	Flexibele, prijsgevoelige vraag - er moet een jaarlijkse, of dagelijkse minimum hoeveelheid elektriciteit worden afgenomen. De uren van verbruik kunnen variëren afhankelijk van het prijsniveau; de uren van afname worden gevarieerd om hoge prijzen zoveel mogelijk te vermijden (dit geldt met name voor P2G and P2H), waarbij randvoorwaarden t.a.v. het vereiste afnameprofiel gerespecteerd worden (vooral van belang bij EV en warmtepompen).
Elektrisch verwarmen	1	4	6	14	
P2H - Hybride boilers	0	7	19	19	
P2G	0	2	22	22	
CCS	0	3	10	10	Inflexibel; heeft weliswaar enige flexibiliteit, maar deze wordt niet gebruikt omdat dit als onwenselijk wordt gezien. Afschakelen vraag betekent namelijk extra CO ₂ -uitstoot.
Inflexibele vraag	117	117	115	114	Inflexibele vraag; volume daalt licht over de jaren als gevolg van efficiëntie-verbeteringen.

Gevoeligheden - weervariaties

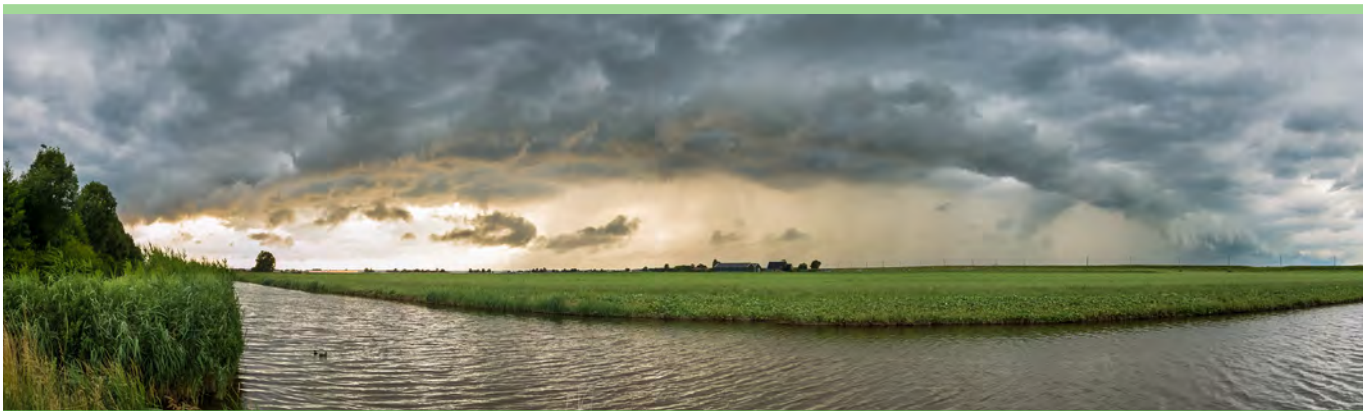
- De twee bestudeerde scenario's variëren in de ontwikkeling van de (flexibiliteit van de) vraag naar elektriciteit in Nederland.
- Daarnaast wordt de zekerheid van levering in een systeem met een groeiende rol voor wind- en zonne-energie, in groeiende mate bepaald door de weersomstandigheden.
- Om ook rekening te houden met meer extreme weersituaties die invloed hebben op zowel de elektriciteits-

vraag (als het koud is stijgt de vraag voor verwarming), als de beschikbaarheid van het groeiende aandeel duurzame opwekking (als de wind niet waait is er geen elektriciteit van windparken), heeft DNV GL ook gekeken naar de impact op resultaten van verschillende 'weerjaren' op simulatieresultaten in het jaar 2030.

- Bijlage 4 geeft nader toelichting op de wijze waarop de gekozen weerjaren zijn vertaald naar de situatie in 2030.



Gevoeligheid	Toegepast op	Referentiejaar en onderbouwing
 <p>EXTREEM WEERJAAR IN NOORDWEST EUROPA</p>	<p>SCENARIO 1</p> <p>Simulatiejaar: 2030</p>	<p>1985: Extreem koude winter</p> <p>Als dit in een systeem gebeurt waarin op grote schaal elektrisch wordt verwarmd, groeit de vraag in periodes dat vooral zonne-energie relatief beperkt beschikbaar is.</p>
 <p>EXTREME WEERPATRONEN IN NEDERLAND</p>	<p>SCENARIO 1</p> <p>Simulatiejaar: 2030</p>	<p>2004: Periodes van schaarste en een overschot</p> <p>In 2004 kende Nederland verschillende periodes met zeer beperkte beschikbaarheid van zon en wind voor opwekking. In de maand september waren er juist weer overschotten.</p>



Flexibiliteit in Nederland

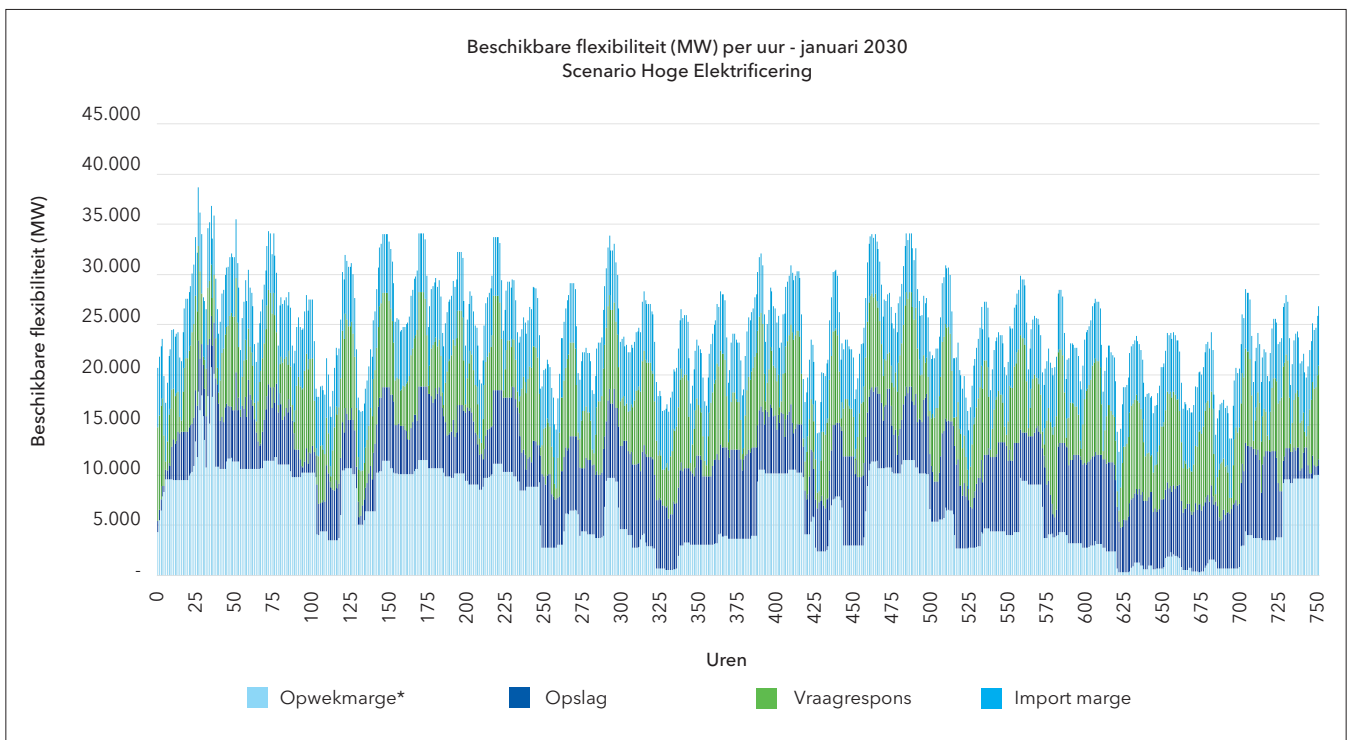
Beeld van de beschikbare bronnen

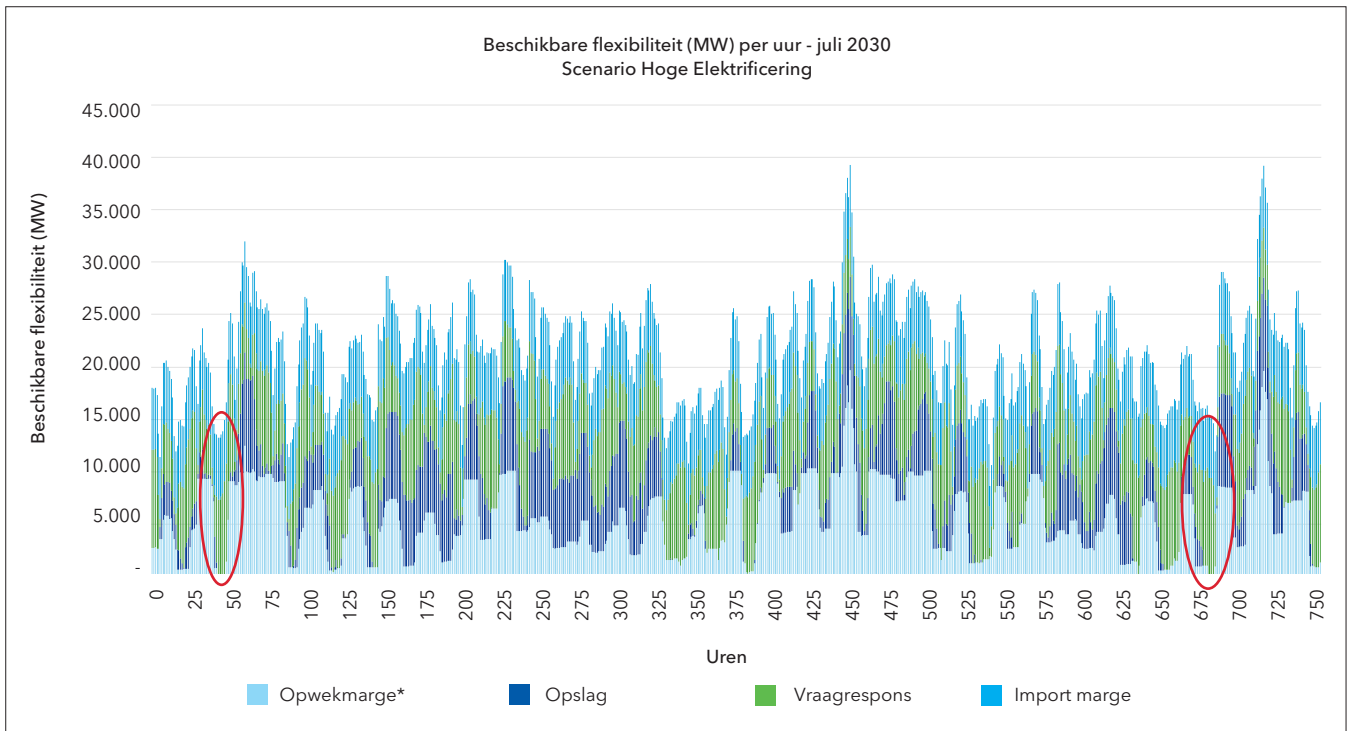
Voor een beeld van beschikbare flexibiliteit in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening, zijn hier en op de volgende pagina twee grafieken opgenomen van de beschikbare flexibiliteit per uur in de maanden januari en juli 2030, in het scenario Hoge Elektrificering. Dit illustreert hoogover een verschil in de beschikbaarheid van flexibiliteit

- **Opwekmarge:** de hoeveelheid opwekcapaciteit die op dat moment nog in centrales beschikbaar is (*hierbij is rekening gehouden met een reservering voor noodvermogen dat gecontracteerd wordt door de netbeheerder voor noodsituaties. Dit 'balanceringsvermogen' - zie pagina 33 - kan ook door vraagrespons, en opslag geleverd worden).
- **Import marge:** resterende capaciteit op interconnector voor import. Deze is wel afhankelijk van de beschikbaarheid van opwekking in buurlanden (die moeten op dat moment wel iets kunnen exporteren).
- **Opslag:** Elektrisch vervoer en overig beschikbare batterij-opslagcapaciteit. Beschikbaarheid varieert over de dag (auto's moeten aan laadpaal staan om beschikbaar te zijn).

Hieruit is op te merken dat de beschikbaarheid van regelbare opwekking in de zomer licht terugloopt ten opzichte van de winter:

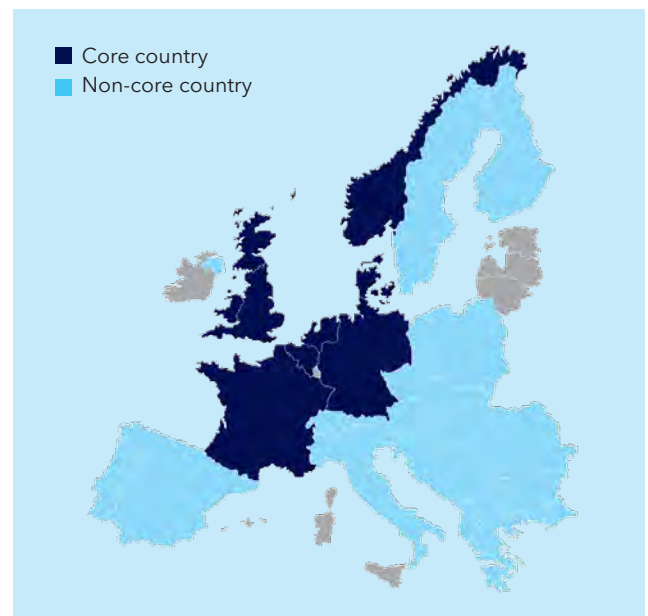
- Dit heeft onder andere te maken met het feit dat wind minder opwekt in de zomer, waardoor centrales minder capaciteit over hebben voor het leveren van flexibiliteit. In de modellering heeft verder het (gepland) onderhoud van centrales een effect.
- In sommige gevallen is de opwekmarge zelfs 0 of negatief, en is er ook geen importmarge (rode elipsen). In die gevallen is Nederland afhankelijk van vraagrespons en/of opslag voor het voorkomen van black-outs.
- In de wintermaanden is echter de vraag weer hoger door een groeiend aandeel elektrische verwarming; Koud weer kan daardoor ook voor kritische situaties zorgen (zie ook pagina 46).





Geografisch beeld marktmodel en interconnecties tussen NL en 'buren'

- Van de donkerblauw gekleurde landen hebben we in het gebruikte model de elektriciteitsopwekking in detail gemodelleerd voor centrales >50 MW.
- Capaciteiten <50 MW zijn geaggregeerd onder de noemer van - en met de technische en economische kenmerken van - de specifieke technologie waar ze onder vallen.
- 'Non-core countries' zijn gemodelleerd op basis van geaggregeerde capaciteit (+ kenmerken) per technologie.
- Onderstaand een overzicht van de interconnecties (en hun ontwikkeling) tussen Nederland en haar 'buurlanden' (de landen waarmee Nederland een elektrische verbinding heeft).
- Verbindingen tussen de overige landen zijn gebaseerd op de actuele 'network development plans' van de TSOs en ENTSO-E; een overzicht hiervan is beschikbaar.



Jaar	NL - BE		NL - DE		NL - DK1		NL - GB		NL - NO2	
	Import capaciteit (MW)	Export capaciteit (MW)	Import capaciteit (MW)	Export capaciteit (MW)	Import capaciteit (MW)	Export capaciteit (MW)	Import capaciteit (MW)	Export capaciteit (MW)	Import capaciteit (MW)	Export capaciteit (MW)
2020	2400	1400	4250	4250	700	700	1000	1000	723	723
2025	2400	2400	5000	5000	700	700	1000	1000	723	723
2030	3400	3400	5000	5000	700	700	2000	2000	723	723
2035	3400	3400	5000	5000	700	700	2000	2000	723	723

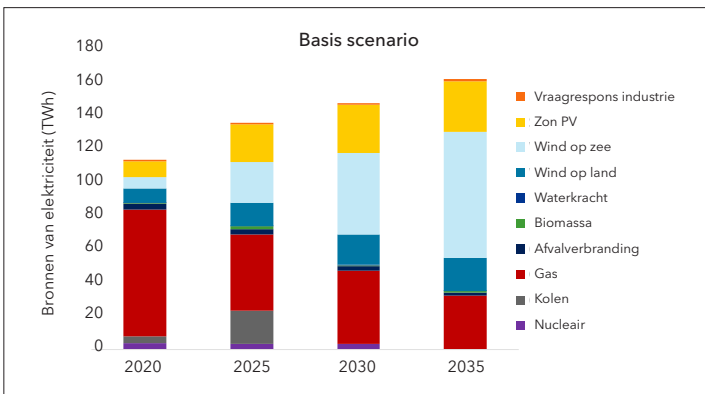
RESULTATEN INZET INDUSTRIËLE VRAAGRESPONS



Bijdrage industriële vraagrespons in Nederland

Basisscenario

- Zowel het figuur alsmede tabel illustreren de mix van opties die worden ingezet om de jaarlijkse vraag te bedienen.
- Vraagrespons van de industrie levert in dit geval geen opwekking, maar reduceert de oorspronkelijk verwachte vraag op het moment dat het wordt ingezet.
- Opslag verbruikt (laadt op) en kan eventueel elektriciteit leveren (teruglevering vanuit batterijen aan het net) gedurende het jaar. De tabel laat zien dat er in 2035 een (kleine) hoeveelheid elektriciteit vanuit opslag aan het net wordt geleverd (0,1% van de totale jaarlijkse opwekking). Dit hele kleine aandeel is in de grafiek niet terug te zien.

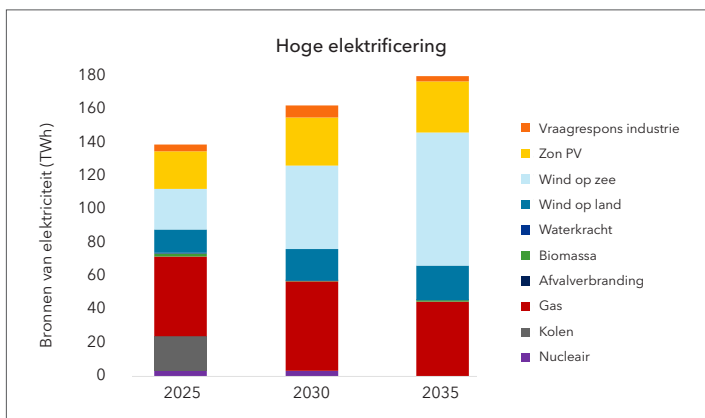


Aandeel in totale voorziening	2020	2025	2030	2035
Duurzaam	22,4%	46,0%	65,5%	78,1%
Regelbaar	76,8%	53,1%	33,8%	21,1%
Vraagrespons	0,8%	0,9%	0,8%	0,7%
Opslag	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%

Bijdrage industriële vraagrespons in Nederland

Scenario Hoge Elektrificering - 2030 en 2035

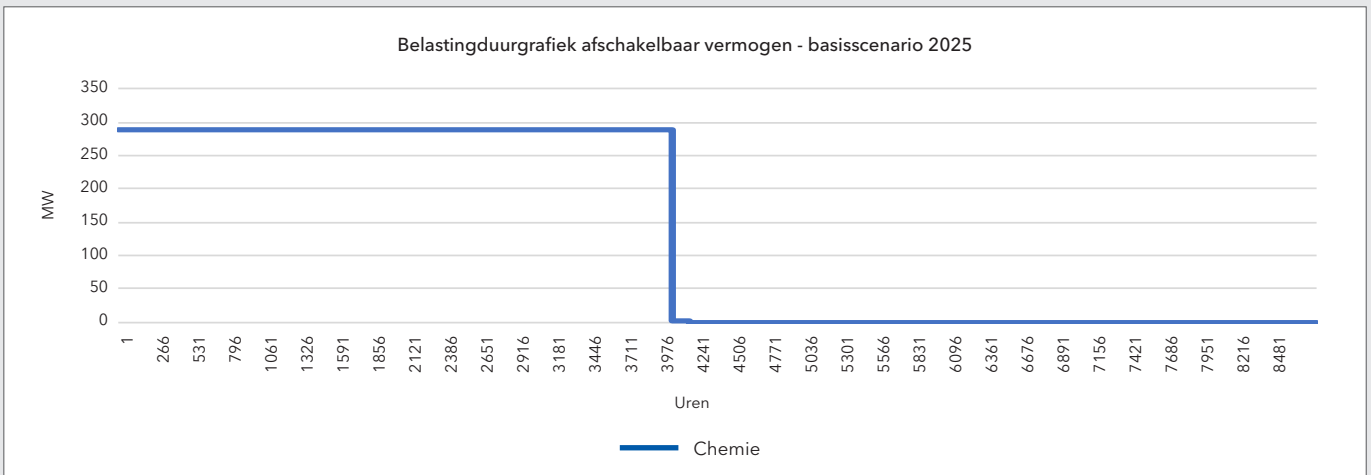
- In de grafiek hieronder zijn de bronnen voor de Nederlandse elektriciteitsvoorziening in het scenario Hoge Elektrificering getoond, voor de jaren 2025, 2030 en 2035.
- In Hoge Elektrificering blijft de relatieve bijdrage van vraagrespons rond de 1% van de totale voorziening. Dit komt neer op ongeveer 1,5 TWh in 2030, tot ongeveer 1,8 TWh in 2035 op basis van de gehanteerde aannames.



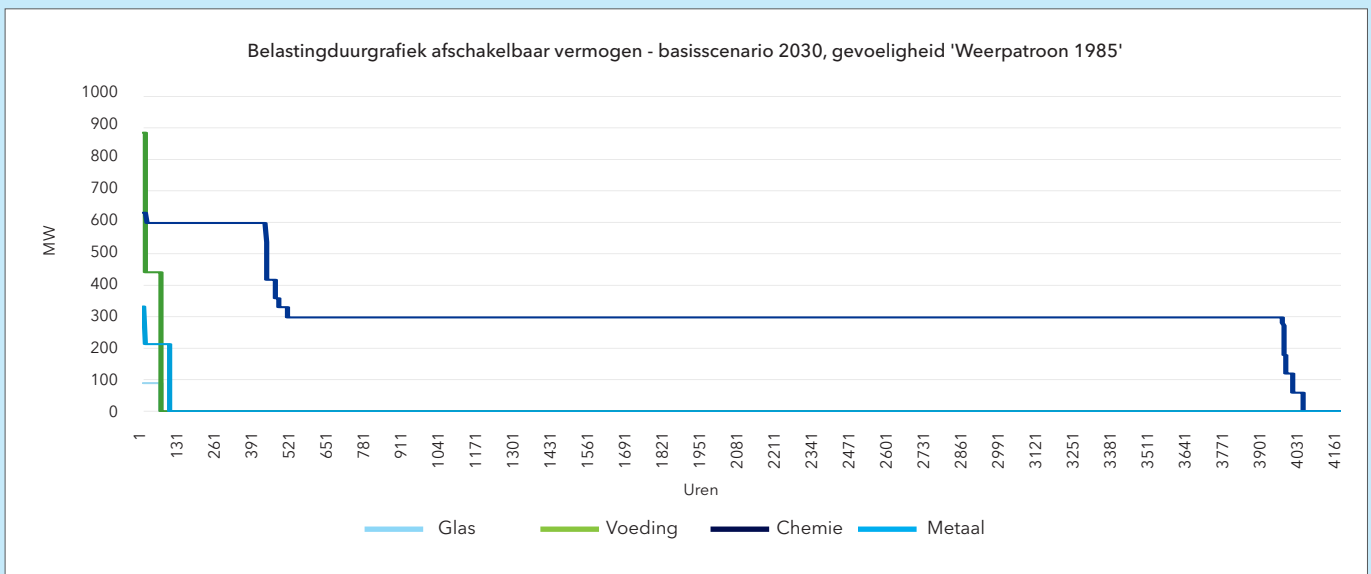
Aandeel in totale voorziening	2025	2030	2035
Duurzaam	44,9%	60,9%	72,8%
Regelbaar	54,2%	38,1%	26,1%
Vraagrespons	0,9%	0,9%	1,1%
Opslag	0,0%	0,0%	0,1%

Inzet van industriële vraagrespons in de scenario's

- Illustratief voor scenario 'Basis' t/m 2035 en voor scenario 'Hoge Elektrificering' t/m 2025.
- Er is vooral sprake van inzet van de laagst geprijsde vraagrespons optie uit de chemie. Daarnaast speelt een tweede optie uit de chemische sector (de op een na goedkoopste - zie ook de biedladdergrafieken) ook een (beperkte) rol in andere jaren.
- In beide scenario's wordt gebruik gemaakt van relatief voordelig beschikbare vraagresponscapaciteit in de chemie om systeemkosten laag te houden.

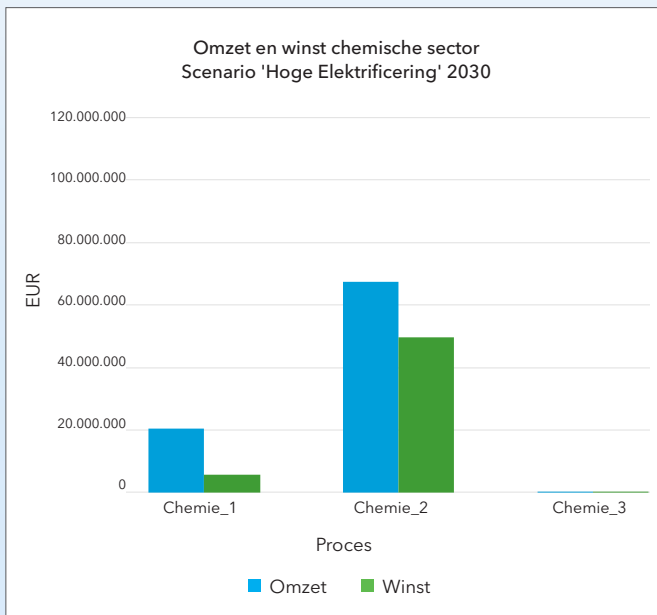


- Resultaten inzet vraagrespons bij een extreem koude winter in Basisscenario 2030; het gesimuleerde jaar met de meeste inzet van vraagrespons.
- Merk op dat de grafiek maar de helft van het aantal uren in een jaar laat zien, in tegenstelling tot de grafiek boven. In de overige uren wordt er geen vraagrespons ingezet en het weglaten van deze uren vergroot de leesbaarheid van de weinig ingezette opties als glas, voeding en metaal; opties die slechts enkele uren worden ingezet.
- Deze inzet helpt de importafhankelijkheid van Nederland, op kritieke momenten te verminderen (zie bijlage 3).



Opbrengsten chemische sector in scenario 'Hoge Elektrificering' 2030

- In het jaar 2030 in het scenario 'Hoge Elektrificering', worden vanuit de chemische sector drie verschillende vormen van vraagrespons afgeroepen.
- Chemie_1 en Chemie_2 zijn onder 'normale marktomstandigheden' concurrerend met centrales in Nederland (zie ook de integrale biedladder gepresenteerd op pagina 32).
- Chemie_3 wordt in dit scenario en simulatiejaar voor 18 uur afgeroepen tegen een gemiddelde prijs van ongeveer 460 EUR/MWh.
- Omzet en winst van Chemie_3 vallen door hun beperkte relatieve omvang, weg in deze grafiek; de tabel geeft aanvullend in getallen weer hoeveel omzet en winst er per proces wordt behaald.



	Omzet (EUR)	Winst (EUR)
Chemie_1	20.484.545	5.653.668
Chemie_2	67.547.845	49.795.774
Chemie_3	289.060	32.562

RESULTATEN LEVERINGSZEKERHEID



'Unserved Energy' in Nederland en Noordwest Europa

'Unserved Energy'

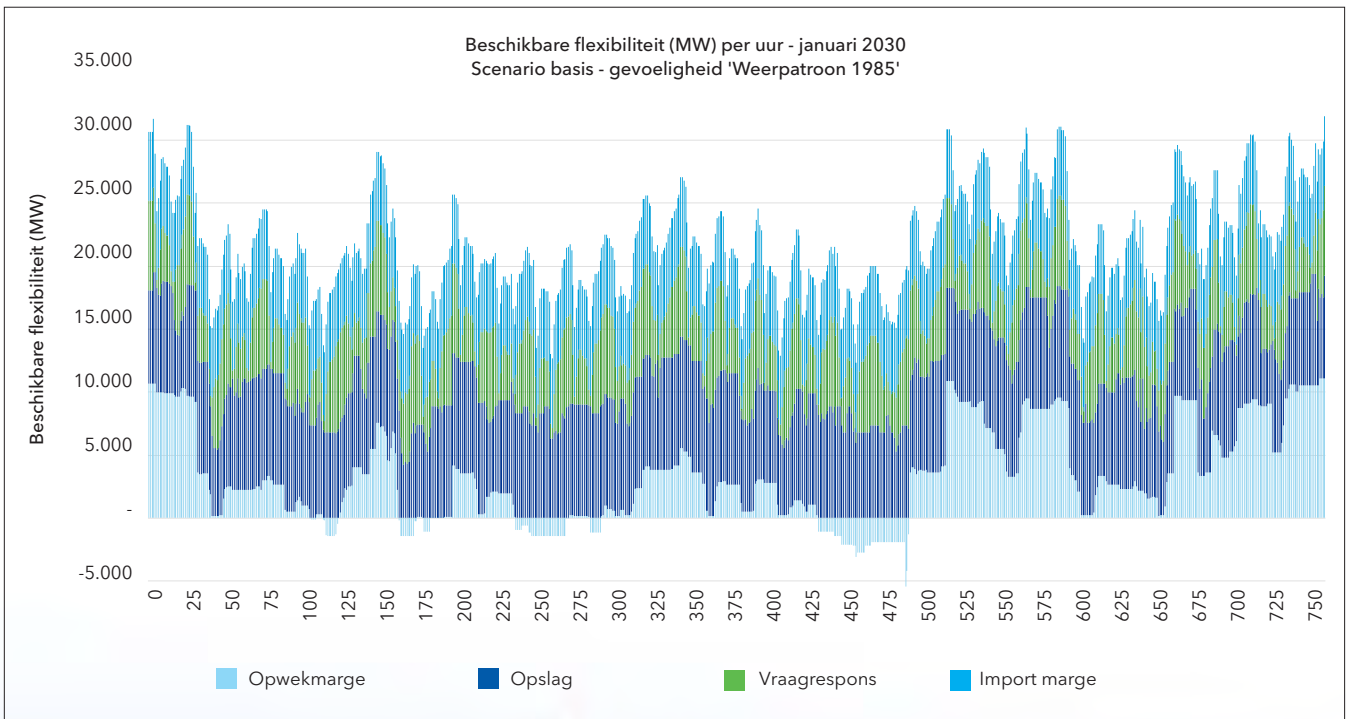
- (Onvrijwillig) niet-beleverde elektriciteitsvraag; Een deel van de elektriciteitsvraag wordt niet bediend omdat er onvoldoende opwekking en/of flexibiliteit beschikbaar is.
- Per scenario is dit één uitkomst die met DNV GLs deterministische benadering (één vraag- en weerpatroon per scenario) wordt berekend.
- In alle scenario's, jaren en gevoeligheden is de unserved energy in Nederland en omliggende landen 0. Wat betekent dat in alle situaties, alle vraag beleverd kan worden. Ook zonder dat er industriële vraagrespons beschikbaar is; aan de hand van deze resultaten lijkt industriële vraagrespons dus niet cruciaal om leveringszekerheid tot 2035 te waarborgen.
- Pagina 46 - met analyse van flexibiliteitsmarges in een wat meer 'kritieke' maand - laat echter zien dat industriële vraagrespons een belangrijke buffer kan zijn om de Nederlandse leveringszekerheid te helpen waarborgen.
- De deterministische modelaanpak in deze studie maakt het mogelijk scenario's en de impact van bepaalde veranderingen met elkaar te vergelijken. Echter, voor een kritische test van de ontwikkeling van leveringszekerheid is de stochastische aanpak zoals gebruikt door TSO's beter, doordat er veel meer (extreme) situaties bestudeerd worden. Ten aanzien van conclusies over de ontwikkeling van leveringszekerheid geeft deze studie enkel een indicatie.



Flexibiliteitsmarges in scenario Basis - gevoeligheid 'Weerpatroon 1985'

Een 'kritieke' maand in de simulaties

- Grafiek laat het beeld zien van de meest kritieke maand - voor wat betreft leveringszekerheid - die DNV GL in haar deterministische simulaties tegenkomt.
- Er zijn meerdere periodes van opeenvolgende uren waarin de opwekmarge van centrales negatief is, en waarin Nederland voor haar leveringszekerheid, leunt op opslag, vraagrespons en mogelijke import.
- Een nadere beschrijving van wat er gebeurt in de meest kritieke uren van deze maand, wordt gegeven in bijlage 3.



Levensvatbaarheid van opwekking

Mogelijke impact op leveringszekerheid en inzet vraagrespons

DNV GL heeft aan de hand van de uitkomsten van de scenario's een analyse gemaakt van de verdiensten van centrales in Nederland en buurlanden België en Duitsland. Dit is gedaan op basis van de deterministische aanpak in deze studie en geeft slechts een indicatie van (mogelijke) ontwikkelingen.

NEDERLAND



- Door geplande uitfasering van kolencentrales tot 2030, en geen voorziene grootschalige investeringen in nieuwe gascentrales, is Nederland op lange termijn vooral afhankelijk van de nu al bestaande gascentrales.
- Berekende verdiensten van de beschikbare kolen- en gascentrales in Nederland, zijn voldoende om te concluderen dat vroegtijdige uitbedrijfname op economische gronden niet zal plaats vinden. Dit betekent dat de operationele kosten van deze centrales ruimschoots op de elektriciteitsmarkt worden terugverdiend.
- Omdat het hierbij om bestaande centrales gaat is met het eventueel terugverdienen van investeringskosten, geen rekening gehouden.
- In scenario 'Hoge Elektrificering' is het zo dat een aantal grotere warmte-krachtcentrales verlies maken op de elektriciteitsmarkt. Deze centrales draaien echter primair vanwege warmteleveringsverplichtingen aan industrie en/of woonwijken. Deze verdiensten zijn niet meegenomen. Aangenomen is dat vanwege deze verplichting, deze centrales niet vervroegd buiten bedrijf zullen worden gesteld.*

DUITSLAND



- Onze oosterburen faseren de komende jaren een enorme hoeveelheid capaciteit uit, om veiligheids- ('Kernausstieg') en milieuredenen ('Kohlenausstieg'). Dit, terwijl de uitbreiding van variabele duurzame opwekking enorm is (~180 GW in 2035; zie bijlage 2). Die uitbreiding van duurzaam veroorzaakt enorme schommelingen in de 'residual load' behoefte.
- In capaciteitsontwikkeling is rekening gehouden met een relatief kleine hoeveelheid nieuwbouw van gascentrales; zo'n 4500 MW**. Een groot deel hiervan verdient met moeite haar operationele kosten voor de beperkte inzet terug.
- Dit betekent dat deze eenheden voldoende aanvullende inkomsten moeten genereren uit de balanceringsmarkt en bijvoorbeeld het Duitse capaciteitsmechanisme, om ervoor te zorgen dat ze investeringskosten terug kunnen verdienen en überhaupt gebouwd worden. Een analyse van deze (mogelijke) extra inkomsten is geen onderdeel van deze studie, maar de toekomstige beschikbaarheid van dit vermogen is daarmee absoluut geen zekerheid.

BELGIË



- Resultaten laten relatief veel kleinschalige gascentrales zien (< 50 MW; totale capaciteit van deze centrales is ongeveer 600 MW), die voor slechts één of enkele uren per jaar worden ingezet.
- Er is echter extra verdienpotentieel voor deze eenheden op balanceringsmarkten (zie pagina 33), maar vooral via deelname aan het Belgische capaciteitsmechanisme. Deze (mogelijke) extra inkomsten zijn niet nader geanalyseerd in deze studie.

* Aanname gebaseerd op inzichten uit interviews

** Deze aanname op basis van DNV GLs ETO 2019 wijkt af van de opgave van ENTSO-E



CONCLUSIE ANALYSE LEVENSVATBAARHEID OPWEKKING NL/BE/DE

- In de uitkomsten lijkt de rendabiliteit van kolen- en gascapaciteit in Nederland zelf niet al te zeer onder druk te staan. De situatie in België en vooral Duitsland lijkt nijpender door minder draaiuren en lage opbrengsten. Het ligt voor de hand dat de bewuste centrales voor hun economische levensvatbaarheid afhankelijk zijn van (aanvullende) inkomsten uit een capaciteitsmechanisme of andere markten, zoals balancering of congestiemanagement.
- Dit biedt extra kansen voor flexibiliteit die beschikbaar is in Nederland, waaronder vraag-respons, om te helpen bij het continu zeker stellen van de beschikbaarheid van voldoende elektriciteit in de regio (zie ook bijlage 3).

Vergelijking met uitkomsten 'Generation Adequacy Assessment' van het Pentalateral Energy Forum (PLEF)

PLEF

- In het PLEF wordt door Nederland, Duitsland, België, Luxemburg, Frankrijk, Oostenrijk en Zwitserland, samengewerkt aan de toekomst van de energievoorziening in deze landen.
- Onlangs hebben de TSO's uit de betrokken landen een gezamenlijke studie naar (de ontwikkeling van de) Generation Adequacy uitgevoerd, op basis van de vraag naar, en het aanbod van elektriciteit, in verschillende scenario's voor het jaar 2025.
- PLEF vindt met haar aanpak al wel Unserved Energy in 2025 (uitgedrukt als 'Energy not served' (ENS) en als 'Loss of load expectation' (LOLE)). Weliswaar ook niet in Nederland, maar wel in de omliggende landen.

Verschillen in aanpak

- Qua capaciteitsontwikkeling in het basisscenario zijn er niet of nauwelijks verschillen tussen deze en de PLEF-studie;
 - PLEF is gebaseerd op de (nationale) studies van de TSOs en die gebruikt DNV GL ook als voornaamste bron.
- Naast het basisscenario onderzoekt PLEF een scenario met (1) minder gascentrales, en met (2) minder nucleaire centrales; in beide gevallen loopt de hoeveelheid unserved energy op, ten opzichte van het basisscenario

PLEF gebruikt een stochastische aanpak; deze geeft een grote hoeveelheid verschillende uitkomsten per scenario, op basis van variaties in diverse factoren (bijvoorbeeld ongeplande uitval van centrales).

- Hieruit wordt een verwachtingswaarde berekend voor unserved energy in 2025.
- De aanpak van DNV GL is deterministisch en gaat uit van één weer- en vraagpatroon per scenario op uur basis voor een heel jaar. Per scenario krijgt DNV GL met deze deterministische aanpak dus slechts één uitkomst.

- PLEF-aanpak geeft daarmee een uitgebreider, nauwkeuriger beeld van de ontwikkeling van leveringszekerheid in de regio.
- De (mogelijke) bijdrage van vraagrespons wordt door PLEF meer hoogover meegenomen.
- De deterministische aanpak van DNV GL stelt haar in staat de verschillen in uitkomsten tussen scenario's duidelijk te koppelen aan verschillen in aangenomen ontwikkelingen.
- De toegevoegde waarde van deze studie zit daarmee vooral in de inzichten over de potentiële marktdeelname van vraagrespons, de kansen die het oplevert voor industrie en utiliteitsbedrijven, de samenleving en het terugdringen van emissies.

IMPACT OP DUURZAAMHEID EN BETAALBAARHEID



Milieu-effect van industriële vraagrespons in Nederland

Impact op CO₂-emissies elektriciteit in de regio (NL/BE/DE/FR/GB/DK/ NO)

Jaar	CO ₂ -emissies elektriciteitssector NL, BE, DE, FR, GB, DK, NO (Mton)					
	Basis			Hoge elektrificering		
	Zonder vraagrespons NL	Met vraagrespons NL	Besparing vraagrespons	Zonder vraagrespons NL	Met vraagrespons NL	Besparing vraagrespons
2025	236,9	236,5	0,5	242,2	241,1	1,1
2030	174,0	173,5	0,4	192,7	192,0	0,7
2035	126,4	125,8	0,6	141,1	140,2	0,9

- Bovenstaande tabel laat per scenario en simulatiejaar de impact zien die de inzet van vraagrespons in Nederland, heeft op de totale CO₂-uitstoot van de bestudeerde regio.
- In beide scenario's is sprake van reductie van de hoeveelheid CO₂-emissies per jaar door gebruik van industriële vraagrespons in Nederland.
- Een groot deel van de besparingen, wordt behaald in Duitsland waar inflexibele (bruin)kolencentrales iets minder hoeven te produceren door de beschikbaarheid en inzet van vraagrespons in Nederland.
- Verder laten alle landen een positief effect zien (minder CO₂-uitstoot) van de inzet van vraagrespons in Nederland: 0,2% minder emissies in de regio in het basisscenario in 2025, tot 0,64% in scenario Hoge Elektrificering in 2035.
- In alleen Nederland zelf variëren de besparingen van 0,1 tot 0,3 Mton per jaar, afhankelijk van scenario en simulatiejaar. Ter vergelijking: de opgave voor uitstootbesparing in de elektriciteitssector is 20,2 Mton tot 2030.
- Hogere emissies in 'Hoge Elektrificering' komen door een hoger nationaal elektriciteitsverbruik. Deze extra emissies van elektriciteitsopwekking vervangen emissies van andere vormen van energieproductie voor de industrie.



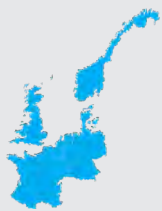
De meerwaarde van industriële vraagrespons in Nederland

Economische impact in Nederland en Noordwest Europa



NEDERLAND

- Voor een zuivere vergelijking van de situatie zonder vraagrespons uit de industrie, met de situatie waarin industriële vraagrespons wordt ontsloten, zijn 'nulmetingen' gedaan van beide scenario's, zonder vraagrespons.
- Zonder (extra) flexibiliteit zijn prijzen op korte termijn vergelijkbaar voor de twee scenario's.
- Op langere termijn laat de situatie met extra flexibiliteit - zeker in het 'Hoge Elektrificering scenario' - aanzienlijk lagere gemiddelde jaarprijzen zien; tot zo'n 2 EUR/MWh (~5%) goedkoper in 2035.



NOORDWEST EUROPA

- (Extra) flexibiliteit in Nederland zorgt voor lagere systeemkosten in geheel Noordwest Europa - zie hieronder.
- In beide scenario's zijn de totale opwekkosten voor Europa mét industriële vraagrespons in Nederland, zo'n 0,2% lager dan wanneer er in Nederland geen industriële vraagrespons beschikbaar is.

Drie **kanttekeningen** hierbij:

- Er is niet naar integrale kosten gekeken. Investeringskosten voor de industrie zijn bijvoorbeeld niet (expliciet) berekend. Aanname is dat deze kosten worden gedekt door vraagresponsprijzen, maar partijen die niet worden afgeroepen zullen deze kosten niet terugverdienen.
- Er is geen rekening gehouden met mogelijke subsidies om elektrificatie in industrie, en eventuele flexibilisering daarvan, te stimuleren (indien nodig).
- Met eventuele 'reboundeffecten' na inzet van industriële flexibiliteit is in de modellering geen rekening gehouden. Hoewel het directe effect hiervan (via biedprijs die is bepaald aan hand van verloren omzet) is meegenomen, zijn er wellicht secundaire invloeden (zoals een lagere export van producten) die niet zijn gekwantificeerd en meegenomen in resultaten en conclusies.

De meerwaarde van industriële vraagrespons in Nederland

Economische impact in Noordwest Europa

In de tabel hieronder het beeld van de jaarlijkse kosten voor de elektriciteitsvoorziening in de gemodelleerde regio, mét en zónder de inzet van vraagrespons in Nederland:

- De jaarlijkse kosten zijn in dit geval de kosten voor operationele activiteiten: opwekking (inclusief brandstof- en emissiekosten), variabele kosten voor personeel en onderhoud van centrales, kosten voor inzet van vraagrespons en opslag.
- Vaste lasten als investeringskosten, kapitaalslasten en overige bedrijfslasten voor bijvoorbeeld kantoren en kantoorpersoneel van energiebedrijven, zijn hier geen onderdeel van.
- Hieruit is af te lezen dat de inzet van vraagrespons in Nederland, in de gehele regio een jaarlijkse kostenbesparing van rond 40 M EUR per jaar oplevert (dit is een kostenbesparing van slechts 0,14% in de regio. In het scenario Hoge Elektrificering loopt dit op naar 50 M EUR in 2035 (0,18% voor de regio).

Jaar	Jaarlijkse kosten elektriciteitssector NL, BE, DE, FR, GB, DK, NO (M EUR)					
	Basis			Hoge elektrificering		
	Zonder vraagrespons NL	Met vraagrespons NL	Besparing vraagrespons	Zonder vraagrespons NL	Met vraagrespons NL	Besparing vraagrespons
2025	19.629	19.590	38	20.108	20.069	39
2030	21.866	21.827	39	23.839	23.793	46
2035	26.326	26.289	38	28.450	28.400	50

BLIK VOORUIT RICHTING 2040



Ontwikkelingen richting 2040

- DNV GL voorziet dat – door nog verder toenemende weersafhankelijkheid van opwekking – er meer momenten met (langduriger) kritische situaties zullen ontstaan, zoals ook bleek uit de gevoeligheidsanalyses van de extreme weerjaren in 2030. Hierdoor zal het marktpotentieel voor flexibiliteitsopties, inclusief vraagrespons in de periode na 2035 zeer waarschijnlijk groeien.
- Het is echter de vraag of dat extra potentieel voldoende is om afdoende hoeveelheden flexibel vermogen beschikbaar te houden. Het is namelijk goed mogelijk dat de zich ontwikkelende marktomstandigheden (bijvoorbeeld door lage gemiddelde prijzen, minder verwachte draaiuren en onvoldoende verwachte piekprijzen) onvoldoende prikkels geven aan marktpartijen om voldoende van deze capaciteit te ontwikkelen en beschikbaar te houden.
- Vooral de ontwikkeling van voldoende (CO₂-vrij) regelbaar vermogen is afhankelijk van de marktomstandigheden en zal mogelijk extra aandacht moeten krijgen. Dit komt door de relatief hoge afhankelijkheid van regelbare opwekking in het vervullen van de 'residual load' (tussen 80% nu en 60% in 2035), de onzekerheden met betrekking tot importmogelijkheden (vervult tussen 20 en 40% van residual load tot 2035) en de naar verhouding nog zeer beperkte rol van vraagrespons en opslag tot 2035 (dekt 1 tot 3% van residual load tot 2035).



ACTUELE ONTWIKKELINGEN



Impact actuele ontwikkelingen op studie

1 COVID-19 en de getroffen maatregelen voor bestrijding ervan in Nederland, zorgt voor een rem op de economische ontwikkelingen. DNV GL heeft deze invloeden nog niet meegenomen, omdat deze invloeden tijdens de uitvoering van de marktsimulaties (april-juni 2020), nog onvoldoende duidelijk waren. Mogelijke impacts, zoals nu langzaam duidelijk wordt, is dat:

- De vraagontwikkeling mogelijk voor langere tijd achterblijft ten opzichte van de hier gebruikte projecties. Hierdoor kunnen marges (MW) aan beschikbare capaciteit ruimer worden. Dit kan een negatieve invloed op het potentieel en de ontwikkeling van vraagresponscapaciteit hebben.
 - Investeringen blijven dan ook achter. Hierdoor kunnen dezelfde marges in (regelbare) opwekcapaciteit juist weer kleiner worden. Dit kan weer een positief effect op het (markt)potentieel van vraagrespons hebben.
- Gegeven deze (mogelijke) invloeden van de huidige crisis, blijven de conclusies over de mogelijke bijdrages ván, en kansen vóór industriële vraagrespons, overeind.

2 RECENT AANGEKONDIGDE AANVULLENDE 'URGENDA-MAATREGELEN' (mei 2020; brief Minister EZK) beperken de uitstoot van de Nederlandse kolencentrales vanaf 2021 met ongeveer 1/3 ten opzichte van de te verwachten opwekking. DNV GL heeft hier in haar marktsimulaties rekening mee gehouden door in het jaar 2025 één van de Nederlandse kolencentrales uit te zetten. In het jaar 2030 en daarna is er geen kolengestookt vermogen meer aanwezig in Nederland.

3 AANKONDIGING ADVIES AFBOW BIOMASSA (juni 2020; SER) Voor nu is de impact van dit advies op de beschikbaarheid van opwekcapaciteit onduidelijk. Indien kolencentrales die gepland meer biomassa gaan verstoken, hierop terug moeten komen, is het waarschijnlijk dat zij tot 2030 'gewoon' kolen gaan verstoken. Mogelijk met extra maatregelen om uitstoot (verder) te beperken, maar dit is op het moment van publicatie van dit rapport nog onduidelijk. Afbouw van biomassa voor warmteproductie zorgt mogelijk voor een snellere groei van de elektrische verwarmingsvraag. In beide gevallen (afbouw grootschalige opwekking met biomassa en afbouw gebruik biomassa voor verwarming), zal het potentieel voor flexibiliteitsopties, inclusief industriële vraagrespons, groeien.

Verschillen en overeenkomsten met overige studies

- TenneT leveringszekerheids- (januari 2020) en flex-monitor (november 2019):
 - Verzamelde inzichten flex in industrie iets generieker en vooral gekeken naar capaciteiten, niet naar prijs nivo's.
 - Modelling elektriciteitsvoorziening door TenneT stochastisch vs deterministische benadering DNV GL.
 - DNV GL gebruikt voor het jaar 2030 en daarna iets andere aannames voor de beschikbaarheid van interconnectiecapaciteit (DNV GL: 12 GW ten opzichte van TenneT: 10,8 GW) en de jaarlijkse vraag in Nederland (DNV GL gaat in haar basisscenario uit van ongeveer 10 TWh meer vraag, dan TenneT)
 - Vergelijkbare bevindingen over krapte in systeem in extreme situaties in 2030
- PLEF; PLEF-adequacy assessment 2025 door betrokken TSOs (mei 2020):
 - Simulatie van elektriciteitsvoorziening in 2025
 - Beide studies zien geen leveringszekerheidsprobleem in Nederland in 2025 (0 uur LOLE).
 - PLEF ziet in omliggende landen wel LOL. Als die momenten in buurlanden samenvallen met momenten van kleine/geen capaciteitsmarges in Nederland, is het cruciaal dat Nederland extra bronnen ontsluit.
- Pagina 48 in het hoofdrapport gaat verder in op de verschillen tussen de aanpak van TenneT/PLEF en de hier gebruikte methode van DNV GL.



BIJLAGEN

BIJLAGE 1

Biedladdertabellen voor verschillende tijdsschalen

Jaar 2020 en jaar 2035 - Basis en Hoge Elektrificering

BIJLAGE 2

Geïnstalleerde capaciteit

Nederland, België, Duitsland, Groot-Brittannië, Frankrijk, Denemarken en Noorwegen

BIJLAGE 3

Analyse 'kritieke' uren in gevoeligheidsanalyses 2030

BIJLAGE 4

Bepaling inputs gevoeligheidsanalyses: elektrische warmtevraag in 2030 op basis weersomstandigheden in 1985 en 2004

BIJLAGE 1

BIEDLADDERTABELLEN VOOR VERSCHILLENDE TIJDSSCHALEN

Jaar 2020 en jaar 2035 - Basis en Hoge Elektrificering

Berekende biedladder vraagrespons (1 – 6 uur inzet)

	HUIDIG			2035, BASIS SCENARIO			2035, HOGE ELEKTRIFICERING		
	MW	MW-cumul.	EUR/MWh	MW	MW-cumul.	EUR/MWh	MW	MW-cumul.	EUR/MWh
1 – 6 uur	225	225	€ 67,11	299	299	€ 63,09	320	320	€ 58,95
	395	602	€ 256,00	742	742	€ 228,52	497	817	€ 203,46
	120	740	€ 833,33	862	862	€ 833,33	120	937	€ 833,33
	82	822	€ 2.589,00	950	950	€ 3.002,66	97	1.034	€ 2.754,18
	30	852	€ 3.333,33	980	980	€ 3.333,33	30	1.064	€ 3.333,33
	213	1.065	€ 8.334,94	1.193	1.193	€ 8.334,94	213	1.277	€ 8.334,94

Berekende biedladder vraagrespons (6 – 24 uur inzet)

	HUIDIG			2035, BASIS SCENARIO			2035, HOGE ELEKTRIFICERING		
	MW	MW-cumul.	EUR/MWh	MW	MW-cumul.	EUR/MWh	MW	MW-cumul.	EUR/MWh
6 – 24 uur	225	225	€ 67,11	299	299	€ 63,09	320	320	€ 58,95
	395	620	€ 256,00	443	742	€ 228,52	497	817	€ 203,46
	30	650	€ 475,00	33	775	€ 431,82	35	852	€ 407,14
	120	770	€ 833,33	120	895	€ 833,33	120	972	€ 833,33
	213	983	€ 1.389,16	213	1.108	€ 1.389,16	213	1.185	€ 1.389,16
	82	1.065	€ 2.589,00	89	1.196	€ 3.002,66	97	1.282	€ 2.754,18
	30	1.095	€ 3.333,33	30	1.226	€ 3.333,33	30	1.312	€ 3.333,33
	94	1.189	€ 5.357,14	123	1.349	€ 4.091,50	114	1.425	€ 4.418,41

Berekende biedladder vraagrespons (24 uur tot 1 week inzet)

	HUIDIG			2035, BASIS SCENARIO			2035, HOGE ELEKTRIFICERING		
	MW	MW-cumul.	EUR/MWh	MW	MW-cumul.	EUR/MWh	MW	MW-cumul.	EUR/MWh
24 uur – 1 week	225	225	€ 67,11	299	299	€ 63,00	320	320	€ 58,95
	213	438	€ 347,29	213	512	€ 347,00	213	533	€ 347,29
	30	468	€ 475,00	33	545	€ 432,00	35	568	€ 407,14
	48	516	€ 505,26	90	635	€ 266,00	121	689	€ 199,17
	21	536	€ 619,90	22	657	€ 575,00	24	713	€ 527,56
	395	931	€ 853,00	443	1.100	€ 761,00	497	1.210	€ 677,94
	94	1.025	€ 3.383,65	123	1.223	€ 2.584,00	114	1.323	€ 2.790,73
	1.547	2.572	€ 5.555,11	1.673	2.896	€ 5.137,00	1.817	3.140	€ 4.729,64

Berekende biedladder vraagrespons (1 tot 3 weken inzet)

	HUIDIG			2035, BASIS SCENARIO			2035, HOGE ELEKTRIFICERING		
	MW	MW-cumul.	EUR/MWh	MW	MW-cumul.	EUR/MWh	MW	MW-cumul.	EUR/MWh
1 – 3 weken	225	225	€ 67,11	299	299	€ 63,09	320	320	€ 58,95
	213	438	€ 173,64	213	512	€ 173,64	213	533	€ 173,64
	48	486	€ 505,26	90	602	€ 265,78	121	654	€ 199,17
	30	516	€ 475,00	33	635	€ 431,82	35	689	€ 407,14
	21	536	€ 619,90	22	657	€ 575,16	24	713	€ 527,56
	395	931	€ 853,00	443	1.100	€ 761,44	497	1.210	€ 677,94
	128	1.059	€ 942,21	128	1.227	€ 942,21	128	1.337	€ 942,21
	63	1.121	€ 1.250,00	68	1.295	€ 1.157,41	74	1.411	€ 1.062,93
	250	1.371	€ 1.250,00	250	1.545	€ 1.250,00	250	1.771	€ 1.250,00
	94	1.465	€ 2.416,92	123	1.668	€ 1.845,92	114	1.774	€ 1.993,40
	1.547	3.012	€ 5.555,11	1.673	3.341	€ 5.136,73	1.817	3.591	€ 4.729,64

Berekende biedladder vraagrespons (meer dan 3 weken inzet)

	HUIDIG			2035, BASIS SCENARIO			2035, HOGE ELEKTRIFICERING		
	MW	MW-cumul.	EUR/MWh	MW	MW-cumul.	EUR/MWh	MW	MW-cumul.	EUR/MWh
> 3 weken	225	225	€ 67,11	299	299	€ 63,09	320	320	€ 58,95
	213	438	€ 173,64	213	512	€ 173,64	213	533	€ 173,64
	30	468	€ 475,00	33	545	€ 431,82	35	568	€ 407,14
	48	516	€ 505,26	90	635	€ 265,78	121	689	€ 199,17
	21	536	€ 619,90	22	657	€ 575,16	24	713	€ 527,56
	395	931	€ 853,00	443	1.100	€ 761,44	497	1.210	€ 677,94
	128	1.059	€ 942,21	128	1.227	€ 942,21	128	1.337	€ 942,21
	63	1.121	€ 1.250,00	68	1.295	€ 1.157,41	74	1.411	€ 1.062,93
	250	1.371	€ 1.250,00	250	1.545	€ 1.250,00	250	1.661	€ 1.250,00
	94	1.465	€ 2.309,50	123	1.668	€ 1.763,87	114	1.774	€ 1.904,81
	1.547	3.012	€ 5.555,11	1.673	3.341	€ 5.136,73	1.817	3.591	€ 4.729,64
	143	3.155	€ 5.833,33	357	3.698	€ 2.334,27	757	4.348	€ 1.100,84

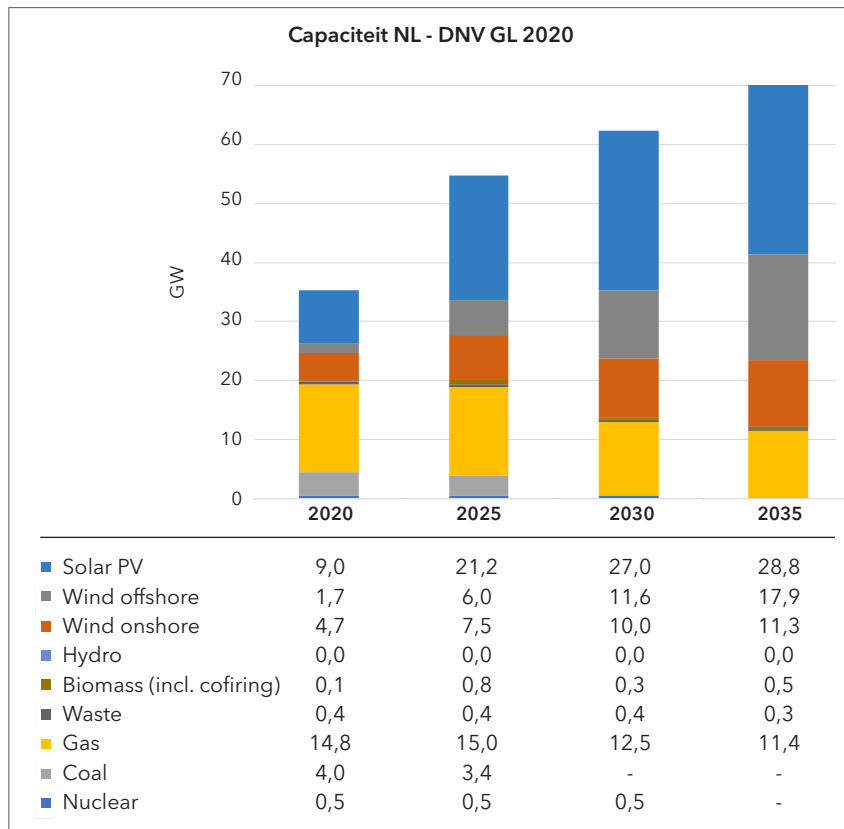
BIJLAGE 2

GEÏNSTALLEERDE CAPACITEIT

Nederland, België, Duitsland, Groot-Brittannië, Frankrijk, Denemarken en Noorwegen

Capaciteitsontwikkeling Nederland

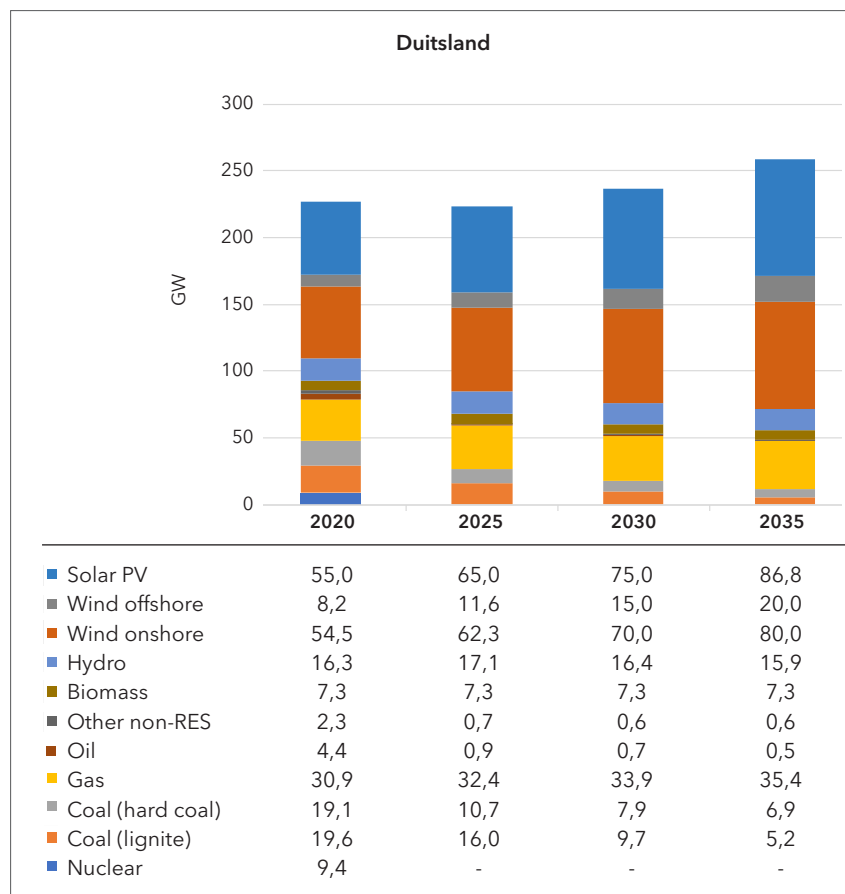
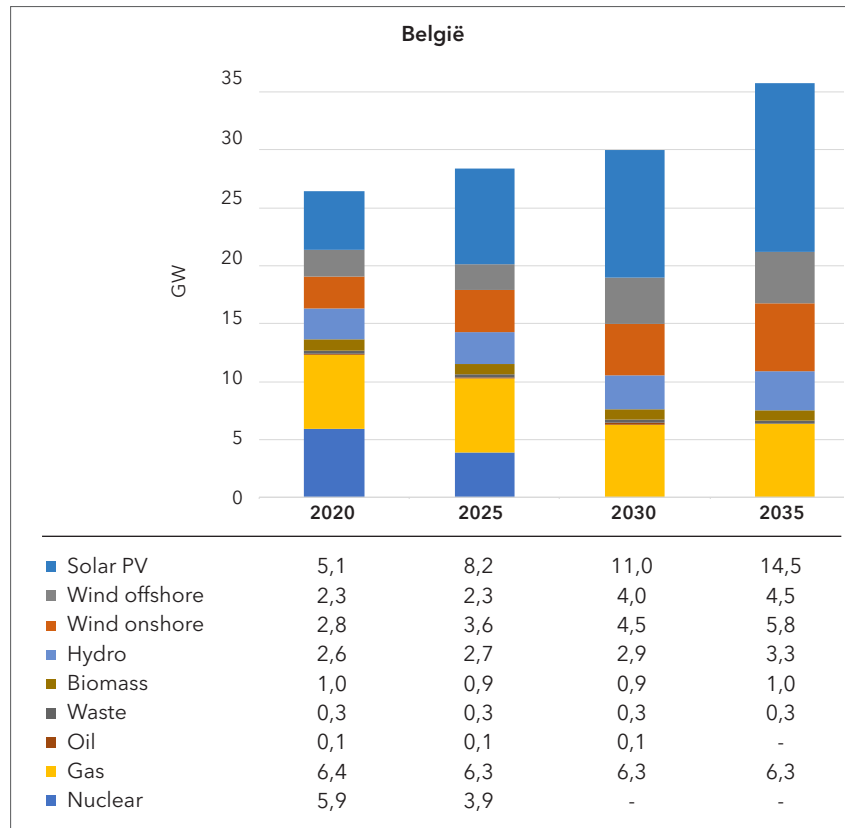
Impact op CO₂-emissies elektriciteit in de regio (NL/BE/DE/FR/GB/DK/ NO)



- Beeld van de door DNV GL aangenomen capaciteitsontwikkeling in Nederland per technologie.
- Gebaseerd op capaciteitsontwikkelingen als geschetst door het Klimaatakkoord, RVO en TenneT (Monitor Leveringszekerheid 2019).

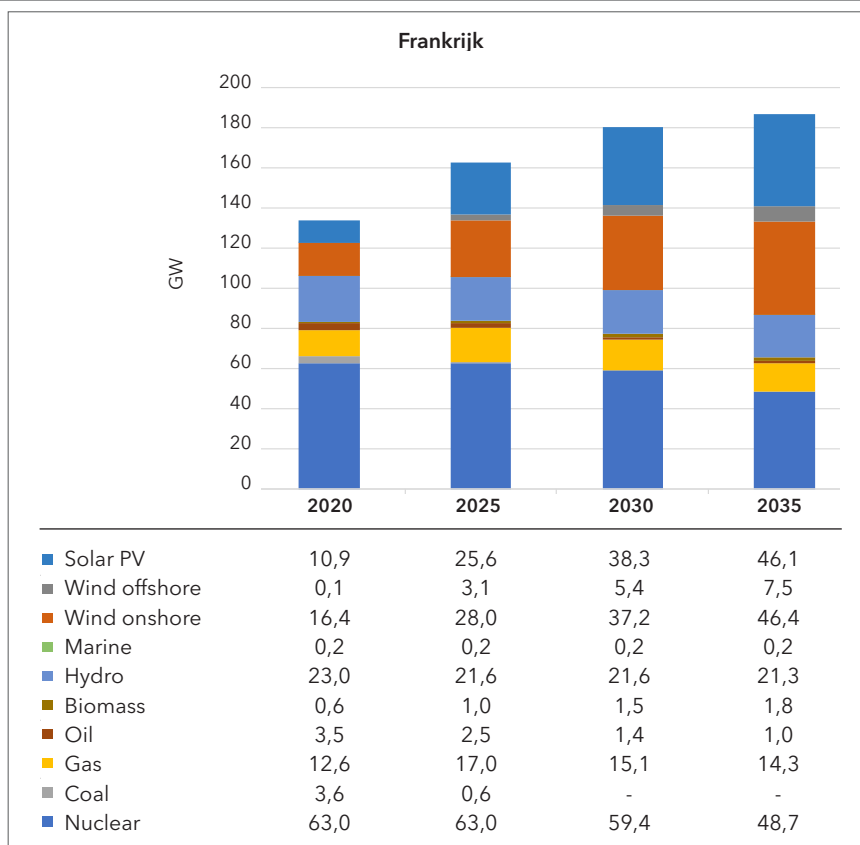
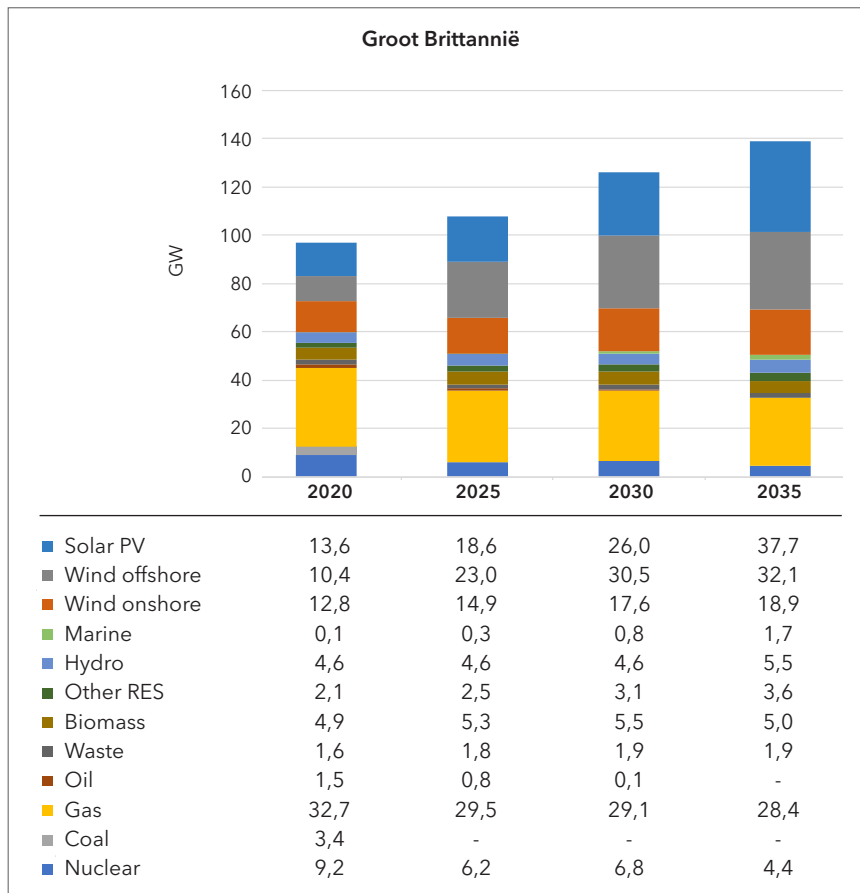
Capaciteitsontwikkeling België en Duitsland

Op basis van ENTSO-E MAF, nationale bronnen (TSO's/overheid) en DNV GL's ETO 2019



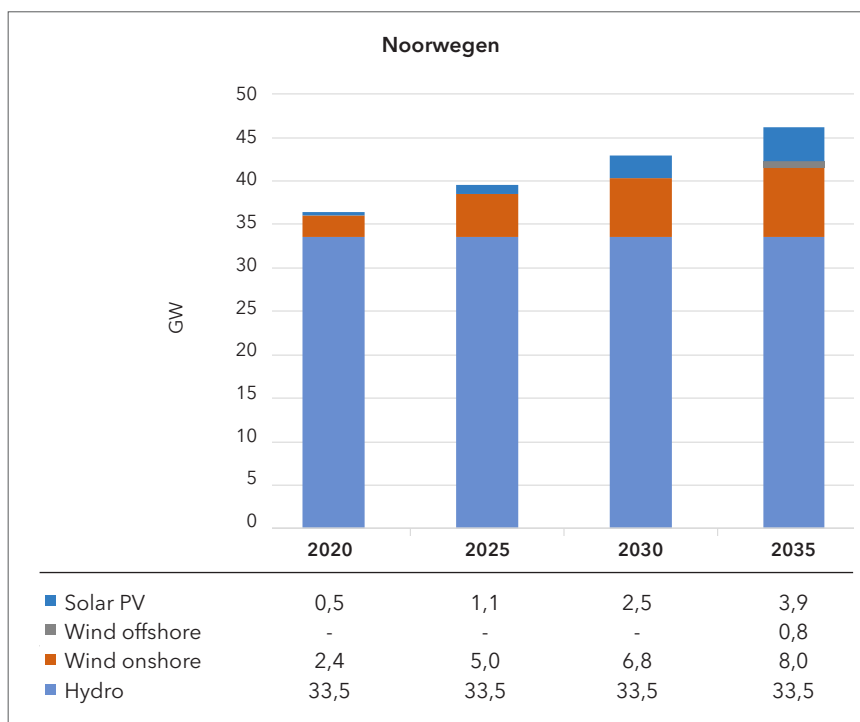
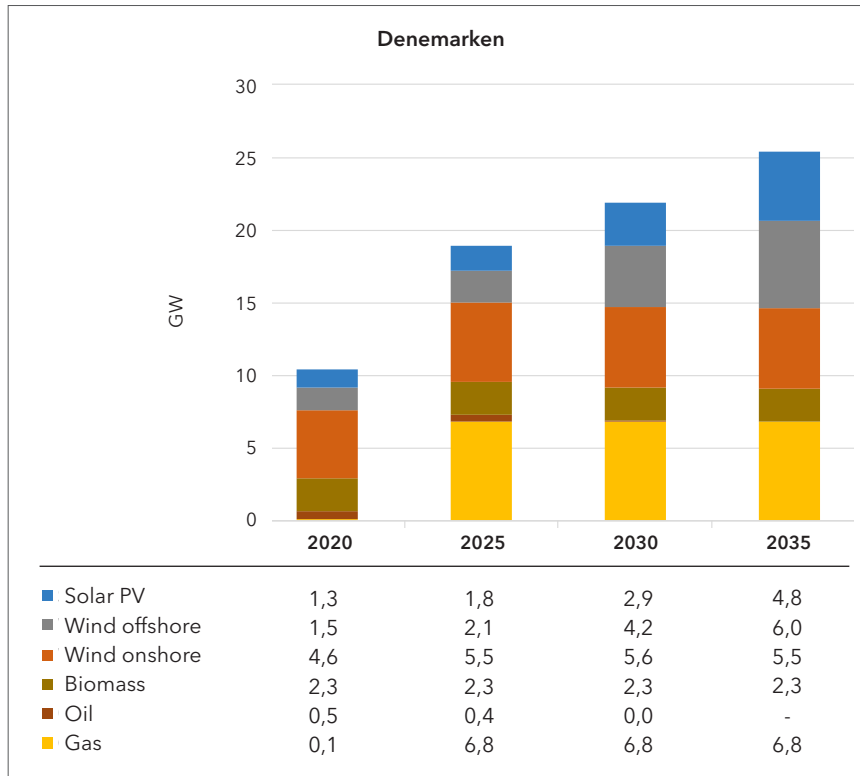
Geïnstalleerde capaciteit Groot-Brittannië en Frankrijk

Op basis van ENTSO-E MAF, nationale bronnen (TSO's/overheid) en DNV GL's ETO 2019



Geïnstalleerde capaciteit Denemarken en Noorwegen

Op basis van ENTSO-E MAF, nationale bronnen (TSO's/overheid) en DNV GL's ETO 2019



BIJLAGE 3

ANALYSE 'KRITIEKE' UREN IN GEVOELIGHEIDSANALYSES 2030

Kritieke situaties in gevoeligheidsanalyses 2030

Inzet industriële vraagrespons en capaciteitsmarge

In beide gevoeligheidsanalyses voor het Basis scenario in het jaar 2030 is sprake van kritieke situaties in de Noordwest Europese elektriciteitsvoorziening. Deze zijn bepaald doordat er op die momenten een maximale hoeveelheid vraagrespons wordt ingezet, terwijl er - in Nederland - op dat moment geen (regelbare) opwekcapaciteit meer beschikbaar is.

- In de gevoeligheid voor Klimaatjaar 1985 is sprake van een periode van 5 uur in januari met een continue inzet van ongeveer 1940 MW vraagrespons vanuit de chemische, metaal-, voedingsmiddelen- en glasindustrie.
- In de gevoeligheid voor Klimaatjaar 2004 is sprake van een periode van 7 uur in januari (andere datum en tijd) met een continue inzet van ongeveer 1960 MW vraagrespons vanuit de chemische, metaal-, voedingsmiddelen-, glas- én papierindustrie (zie tabel).

Metaal_1	Chemie_1	Chemie_2	Chemie_3	Voeding_1	Voeding_2	Glas_1	Metaal_2	Papier_1	Beschikbaar regelbaar vermogen NL
213	299	299	33	442	442	90	120	22	0
213	299	299	33	442	442	90	120	22	0
213	299	299	33	442	442	90	120	22	0
213	299	299	33	442	442	90	120	22	0
213	299	299	33	442	442	90	120	22	0
213	299	299	33	442	442	90	120	22	0
213	299	299	33	442	442	90	120	22	0

Inzet van vraagrespons en capaciteitsmarge (Beschikbaar regelbaar vermogen) in 7 opeenvolgende uren in januari 2030, in scenario 'Hoge Elektrificering' - gevoeligheid 'Klimaatjaar 2004'

Kritieke situaties in gevoeligheidsanalyses 2030

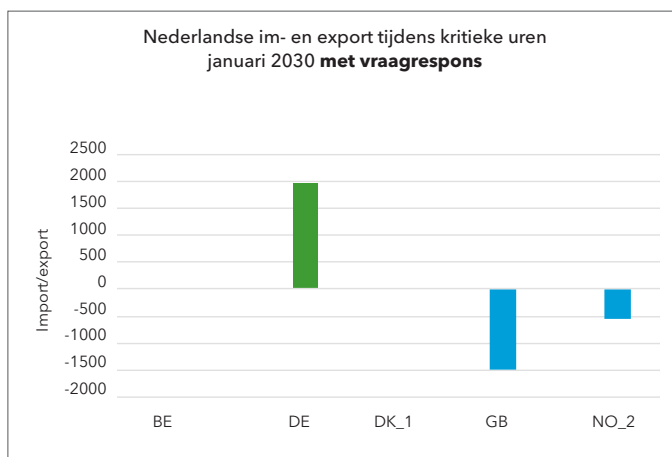
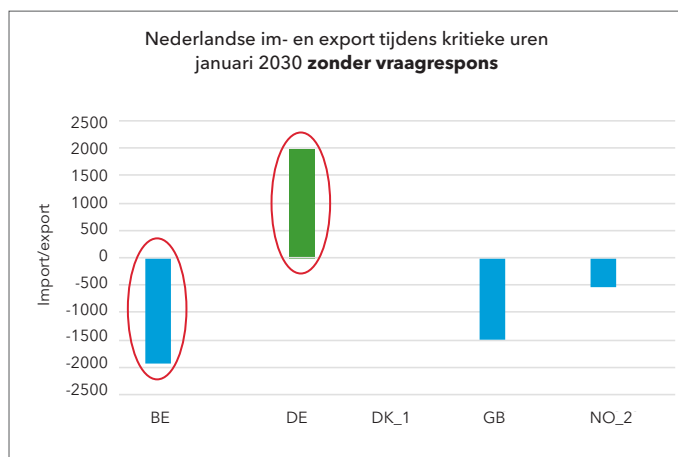
Gebruik interconnectoren

Om te bepalen of de leveringszekerheid in deze gevallen afhangt van de beschikbaarheid van de benutte vraagrespons, vergelijken we het beeld van deze kritieke situaties met resultaten van dezelfde marktsimulaties, alleen zonder dat daarin industriële vraagrespons-capaciteit beschikbaar is. Die vergelijking (van beide gevoeligheidsanalyses mét en zónder industriële vraagrespons), leert ons het volgende:

- In zowel de situatie mét als in de situatie zónder vraagrespons, blijft de leveringszekerheid in Nederland overeind: er is geen 'loss of load' (gedwongen afschakeling van vraag).
- In de situatie zonder inzet van vraagrespons (grafiek rechtsboven), is sprake van maximale import vanuit België (eerste rode elips). Dit vermogen produceren de Belgen echter niet zelf. Het betreft hier imports vanuit Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk die direct

worden getransporteerd naar Nederland, die het vervolgens exporteert naar Duitsland (tweede rode elips in de grafiek), waar op dat moment de leveringszekerheid het meest onder druk staat.

- Wanneer we naar dezelfde situaties kijken (zelfde effecten treden op in beide gevoeligheidsanalyses), alleen nu mét de beschikbaarheid van vraagrespons, is er geen sprake van imports vanuit België, maar er wordt wel evenveel geëxporteerd naar Duitsland.
- Dat laat zien dat de beschikbaarheid van vraagrespons helpt om de importafhankelijkheid van Nederland op kritieke momenten in de noordwest Europese elektriciteitsvoorziening, te reduceren.
- Bijkomend voordeel van de deelname van vraagrespons in deze kritieke uren is het feit dat de berekende elektriciteitsprijs in Nederland in deze kritieke uren, daalt van gemiddeld zo'n 1150 EUR/ MWh, naar zo'n 900 EUR/ MWh.



BIJLAGE 4

BEPALING INPUTS GEVOELIGHEIDSANALYSES: ELEKTRISCHE WARMTEVRAAG IN 2030 OP BASIS WEERSOMSTANDIGHEDEN IN 1985 EN 2004

Bepaling warmtevraag voor referentiejaren 1985 en 2004

Input voor elektrische warmtevraag in gevoeligheidsanalyses 2030

GOAL

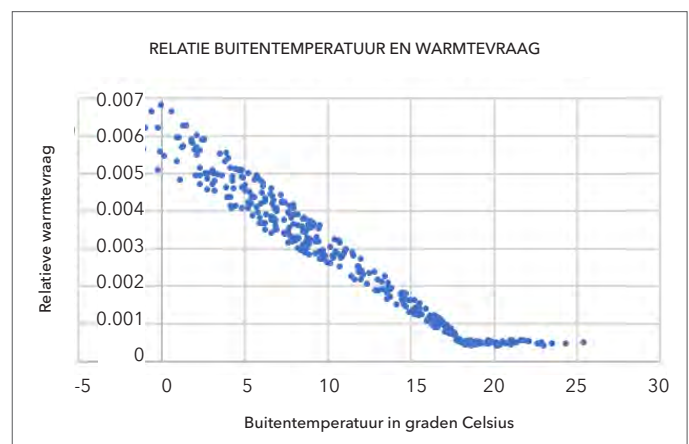
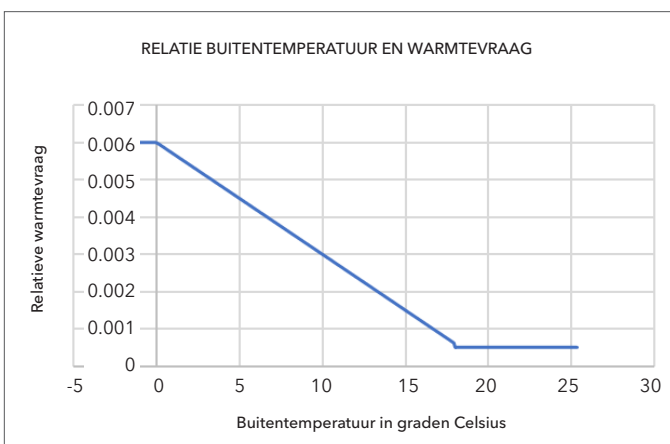
Determine electric load for low-temperature (built environment) electricity demand for two extreme climate years (1985 concerning temperature and 2004 concerning wind)

INPUTS

- Low temperature heat demand per day and per country for 2016
- Hourly outdoor temperatures per country for 2016, 1985 en 2004

APPROACH

- Determine the correlation between daily average outdoor temperature and heat demand in 2016
- Use this correlation to determine heat demand in 1985 and 2004 based on daily average outdoor temperatures for these years
- Add variation to simulate spread (and uncertainty) of outcomes
- Determine total heat demand for 1985 and 2004



DNV GL Netherlands B.V.

Utrechtseweg 310-B50
6812 AR Arnhem
The Netherlands
Tel: +31 26 356 9111
Email: contact.energy@dnvgl.com
www.dnvgl.com

DNV GL

We are the independent expert in risk management and quality assurance. Driven by our purpose, to safeguard life, property and the environment, we empower our customers and their stakeholders with facts and reliable insights so that critical decisions can be made with confidence. As a trusted voice for many of the world's most successful organizations, we use our knowledge to advance safety and performance, set industry benchmarks, and inspire and invent solutions to tackle global transformations.

In the power and renewables industry

DNV GL delivers world-renowned testing, certification and advisory services to the energy value chain including renewables and energy management. Our expertise spans onshore and offshore wind power, solar, conventional generation, transmission and distribution, smart grids, and sustainable energy use, as well as energy markets and regulations. Our experts support customers around the globe in delivering a safe, reliable, efficient, and sustainable energy supply.