

Interim rapport Deel 1

Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem



TNO Publiek › TNO 2023 P11051
September 2023

TNO 2023 P11051 – September 2023

Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem

Interim rapport Deel 1

Auteurs	Sebastiaan Hers
	Bo de Wildt
	Marijn Rijken
	Floris Uleman
	Bob Ran
	Sander Blom
Rubricering rapport	Ni Wang
	TNO Publiek

Opdrachtgever Ministerie van Economische Zaken & Klimaat

Dit project is gefinancierd als onderdeel van het onderzoeksprogramma Energietransitie Studies onder regie van de directie Klimaat van het DG Energie en Klimaat van het ministerie van EZK met als doel het leveren van kennis voor energiebeleid.

Alle rechten voorbehouden

Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van TNO.

© 2023 TNO

Samenvatting

Achtergrond

Het aandeel variabele bronnen zoals elektriciteit uit wind en zon neemt sterk toe. Omdat productie en verbruik van elektriciteit op elk moment in evenwicht moeten zijn vraagt dat om meer flexibiliteit in het elektriciteitssysteem. Flexibiliteit bestaat ruwweg uit vijf vormen: regelbare opwek (inclusief afschakeling van hernieuwbare productie), vraagsturing, conversie (van elektriciteit naar andere energievormen zoals warmte en waterstof), opslag en interconnectie naar buurlanden.

Er bestaan verschillende beelden over hoeveel flexibiliteit in deze vormen tot stand kan en moet komen voor een goed functionerend energiesysteem. Deze beelden zijn vaak gebaseerd op een verwachting van de flexibiliteitsbehoefte en (markt)technisch potentieel. Bovendien wordt een veelheid aan verschillende definities, dimensies, indicatoren, en methodieken voor evaluatie van de benodigde flexibiliteit en flexibiliteitsvoorziening gehanteerd, wat leidt tot grote verschillen in resultaten en/of verwachtingen ten aanzien van vraag en aanbod van flexibiliteit in de periode tot 2030 en 2050.

Kennisbehoefte

Vanuit de Directie Strategie Energiesysteem en de Directie Energiemarkt van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat is er daarom behoefte aan een beter inzicht in de benodigde flexibiliteit, de mogelijke invulling daarvan, hoe de verwachte ontwikkeling hiervan zich verhoudt tot verscheidene publieke belangen, en hoe de hier uit volgende gewenste flexibiliteit gerealiseerd zou kunnen worden. De aandacht gaat hierbij in de eerste plaats uit naar de elektriciteitsketen, met inbegrip van de conversie van elektriciteit naar warmte en duurzame gassen als flexibiliteitsopties.

Het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft behoefte aan inzicht in de opties voor flexibiliteit als input voor het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE).

Onderzoeksaanpak

Deze rapportage presenteert de resultaten van het eerste deel van het lopende onderzoek naar flexibiliteit in het elektriciteitssysteem. Dit deel van dit onderzoek bestaat uit een overzichtsstudie, grotendeels gebaseerd op interpretatie van bestaand onderzoek en gericht op het samenbrengen daarvan in een integraal flexibiliteitsoverzicht op hoofdlijnen. Deze rapportage biedt daarmee een overzicht van de flexibiliteitsbehoefte, flexibiliteitsopties en flexibiliteitsvooruitzichten met bijbehorende knelpunten en risico's.

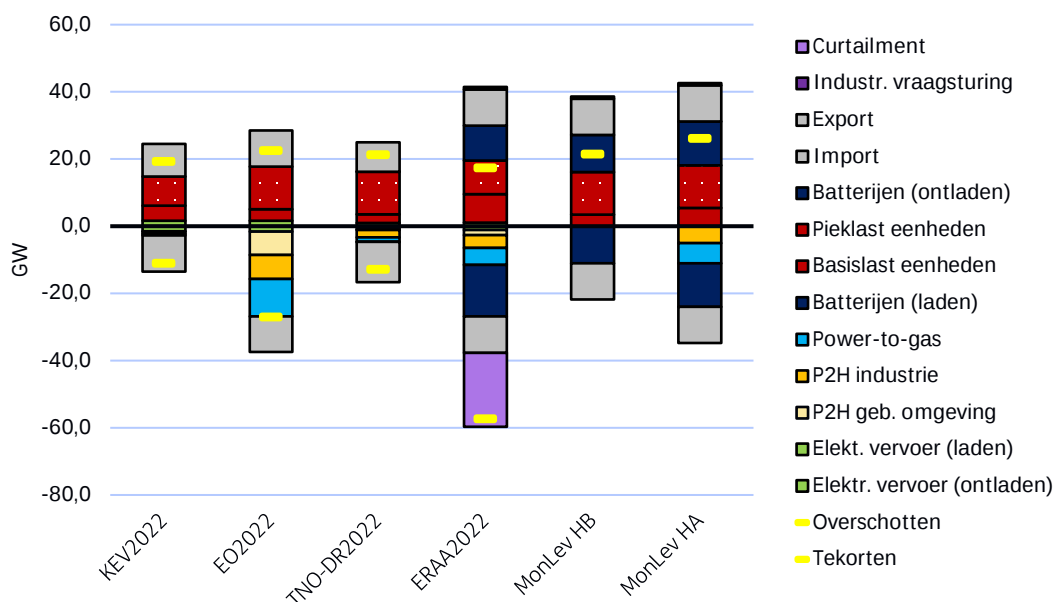
Bij de beantwoording van de onderzoeksvragen maken we onderscheid tussen flexibiliteitsbehoefte en -levering vanuit de groothandelsmarkt (afstemming van energievraag en -aanbod), de systeembalans (afstemming van vermogensvraag en -aanbod), en netcongestie (afstemming van de transportvraag en -aanbod).

Onderzoeksvragen en conclusies

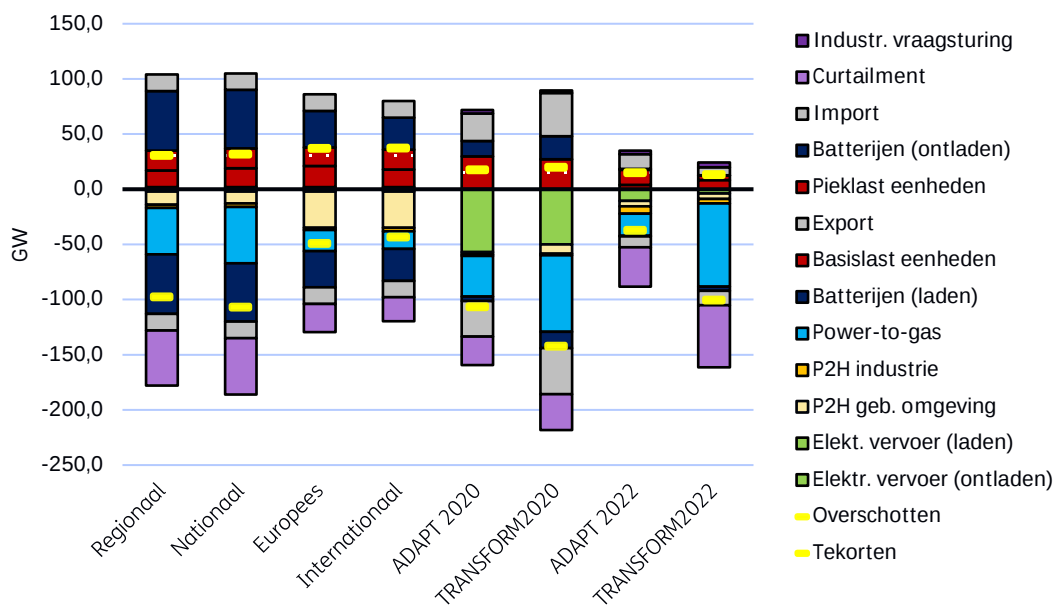
1. *Wat is grofweg de verwachte behoefte aan flexibiliteit en de mogelijke verdeling tussen de verschillende (sub)vormen van flexibiliteitsaanbod, het technisch potentieel en de systeemkosten op middellange en lange termijn (2030, 2040, 2050)?*

Dit deel van de rapportage wordt gebaseerd op integrale systeem- en marktstudies. Het overzicht schetst voor 2030 en 2050 een beeld van mogelijke ontwikkelingen van flexibiliteitsbehoefte en flexibiliteitslevering voor de groothandelsmarkt. Alhoewel technische potentiëlen en systeemkosten, zeker voor 2030, in veel gevallen niet of niet in absolute termen in beeld gebracht worden gebracht, presenteren deze studies intern consistente beelden van de mogelijkheden in de toekomstige flexibiliteitsvoorziening vanuit een integraal kader, als kader voor de verdere uitwerking in navolgende delen van de rapportage.

Voor 2030 lopen de beelden al sterk uiteen. Waar de Klimaat- en Energieverkenning 2022 grotendeels uitgaat van continuïteit van flexibiliteitsvoorziening op basis van regelbare opwek en interconnectie, schetst de rapportage voor de Extra Opgave een sterke inzet op grootschalige conversie van elektriciteit met 7 GW *Power to Heat* (P2H), 7 GW aan warmtepompen in de gebouwde omgeving en 11 GW *Power to Hydrogen* (P2H2) op basis van kosteneffectieve invulling van sectorale broeikasgasemissiereductiedoelstellingen. De netbeheerdersscenario's onderscheiden aanvullend ook grootschalige inzet op opslag met systeembatterijen tot 15 GW. Met uitzondering van Kleinschalige vraagsturing vanuit elektrische voertuigen en warmtepompen speelt met 1 à 2 GW in de beelden voor 2030 een bescheiden rol. Dat geldt ook voor industriële vraagsturing (het gaat hier om louter afschakeling), die volgens de netbeheerdersscenario's tot 0,7 GW kan oplopen. In één van de netbeheerdersscenario's met hoge inzet op zon-PV wordt ook een grote rol voor afschakeling van zon-PV verondersteld.



Figuur S.1: Overzicht van het minimum en maximum van de residuele basisvraag (basisvraag naar elektriciteit min het aanbod van wind en zon) versus maximale inzet van flexibele middelen in de gebruikte 2030 studies. In geval van de Monitoring Leveringszekerheid worden de minimale waarden van de residuele basisvraag niet in de rapportage benoemd.



Figuur S.2: Overzicht van het minimum en maximum van de residuele basisvraag versus maximale inzet van flexibele middelen in de gebruikte 2050 studies.

Voor 2050 lopen de verschillen in flexibiliteitsbehoefte en -voorziening verder op en zijn de bandbreedtes groot, allereerst ingegeven door grote onzekerheden in de (industriële) vraagontwikkeling en toekomstige Nederlandse productie van bunkerbrandstoffen. Daarnaast komen de verschillen in studieresultaten met name voort uit verschillen in aanpak/methodologie, in het bijzonder ‘kostenoptimalisatie’ versus ‘simulatie/technische optimalisatie’. De scenario’s onderscheiden verder relatief elektriciteitsrijke systeembeelden met hoge bijdragen van wind en zon, hoge behoefte aan conversie, opslag en afschakeling van zon en wind tegenover systeembeelden die rijker zijn aan moleculaire energiedragers. Deze laatste systeembeelden gaan uit van ofwel hoge inzet op nationale opwek in combinatie met conversie ofwel hoge inzet op waterstofimport.

Voor deze rapportage bieden de 2050 beelden met name gelegenheid om de robuustheid van de 2030 beelden voor de langere termijn te verifiëren. De 2050 beelden schetsen extremere uithoeken van de flexibiliteitsvoorziening en daarmee ook minimale vermogens voor verschillende flexibiliteitsopties; minimaal 13 GW regelbare opwek, 2 GW industriële P2H, 16 GW P2H2, 2 GW industriële vraagsturing, 5 GW aan batterijen en 20 GW curtailment (afschakeling van hernieuwbare productie). Terugkijkend naar de 2030 beelden, valt op dat met name hoge P2H vermogens (Extra Opgave) en hoge batterijvermogens (netbeheerdersscenario’s) er uit springen en al in 2030 tot drie maal hoger liggen dan de minimale waarden in de 2050 beelden.

2. *Hoe gevoelig zijn de uitkomsten bij vraag 1 voor verschillende wegingen van de volgende publieke belangen: duurzaamheid, leveringszekerheid, betaalbaarheid, veiligheid, leefomgevingskwaliteit en maatschappelijke betrokkenheid?*

Ombouw gascentrales naar H₂: In vergelijking tot de referentie (bestaand gasvermogen), scoort deze flexibiliteitsoptie ten minste even goed of (substantieel) beter op het merendeel van de aangegeven maatschappelijke belangen. Wel moet bij ombouw rekening gehouden worden met beperkte beschikbaarheid gedurende de ombouwperiode, wat kan leiden tot beperking van de leveringszekerheid. Verder zijn de marginale kosten van

elektriciteitsproductie relatief hoog, omdat waterstofkosten naar schatting tweemaal à driemaal hoger liggen dan de vooruitzichten voor aardgas prijzen. Het vergt naar schatting 150 à 300 €/ton CO₂ aan emissiekosten om het verschil te overbruggen, een breedte die volgens de huidige inzichten pas tussen 2030 en 2040 in beeld kan komen. Ook vergt het een CO₂-vrije waterstofvoorziening in aanvulling op de bestaande plannen.

Conversie van elektriciteit is mogelijk via e-boilers en elektrolyse. In vergelijking tot de referentie (bestaande gasboilers en gasgestookte WKK), scoren hybride industriële e-boilers ten minste even goed of (substantieel) beter op alle maatschappelijke belangen. Inzet op P2H voor snelle groei richting het technisch potentieel in de orde van 5 GW biedt een gunstige aanvulling, waar de inzet op P2H2 relatief kostbaar is. Vanuit systeemperspectief zou P2H2 desondanks wel op korte termijn ingezet en opgeschaald moeten worden om tegen 2030 voldoende schaal te kunnen realiseren. Daarmee kan het op langere termijn een grote bijdrage gaan leveren aan flexibiliteit en de nuttige aanwending van hernieuwbare elektriciteit voor: inzet in het (bestaand) direct gebruik van waterstof, indirecte elektrificatie voor eindgebruik dat technisch moeilijk geëlektrificeerd kan worden en flexibiliteit uit reconversie van elektriciteit waterstof.

Industriële vraagsturing (afschakeling van industriële vraag) kan een sleutelrol spelen in de flexibiliteitsvoorziening en leveringszekerheid. Volgens recente analyse kan tot 4 GW aan flexibiliteit worden ontsloten tot 2030. Deze flexibiliteitsoptie brengt hoge kosten voor de eigenaar (gederfde inkomsten), en daarom ook hoge marginale kosten voor de afnemer van het flexibiliteitsproduct. Daar tegenover staat dat het een kosteneffectief alternatief biedt voor sporadisch optreden van de superpiek in de residuele vraag (vraag naar elektriciteit min het aanbod van wind en zon) die ontstaat naarmate er meer wind in zon wordt toegepast in de elektriciteitsvoorziening. Sporadisch kan dan een tekort optreden, waar andere alternatieven zoals regelbare opwek, opslag en interconnectiecapaciteit relatief kostbaar zijn vanwege de beperkte inzet van deze installaties. Voor het overige zijn er geen sterke nadelen te benoemen vanuit de beschouwde maatschappelijke belangen.

Flexibiliteit bij kleinverbruik (elektrische auto's en P2H via warmtepompen en e-boilers) en eventuele thuisbatterijen zal voorlopig vooral ingezet moeten worden om congestie op de wijktransformator te beperken en zo tijdige verzwaring mogelijk te maken door de verzwaringsopgave op laagspanningsnetten te verdelen in de tijd. Bij toekomstige netverzwaring kunnen deze technieken ook flexibiliteit gaan leveren op systeemniveau. Omdat het enkel gaat om alternatieve aansturing van voorzieningen die toch al zullen worden toegepast, gaat het veelal om relatief lage (aanvullende) kosten, en zonder aanvullende hinder zoals bijvoorbeeld ruimtegebruik. Voor wat betreft veiligheid is de digitale kwetsbaarheid van dergelijke toepassingen een aandachtspunt: kleinschalige toepassingen zijn veelal minder goed beveiligd waardoor het risico op moedwillige verstoring via cybercriminaliteit aanwezig is. Wanneer vele kleinschalige toepassingen tegelijkertijd uitvallen kan dit leiden tot een grote elektriciteitsstoring of zelfs stroomuitval.

Opslag via systeembatterijen lijkt een gunstige invulling van de flexibiliteitsbehoefte in de onbalansmarkt te bieden, maar economische haalbaarheid van verdere groei dan 2 GW ten behoeve van flexibiliteit in de groothandelsmarkt moet nog worden gezien. Los daarvan vormt de batterij voornamelijk een relatief kostbaar alternatief in vergelijking tot bijvoorbeeld vraagsturing van bestaande voorzieningen en interconnectiecapaciteit. Verder vergt de productie van batterijen schaarse grondstoffen, en scoren

systeembatterijen minder goed op de leefomgevingskwaliteit vanwege de ruimtelijke impact als rekening gehouden wordt met plaatsing in landelijk gebied.

Tenslotte, kan afschakeling van zon en wind ook flexibiliteit bieden, ook wel curtailment genoemd. Dat gaat (veelal in beperkte mate) ten koste van duurzame elektriciteitsproductie, maar kan daarmee sterk bijdragen aan flexibiliteit voor de netcongestie. Uit veiligheidsoverwegingen wordt ook automatisch afschakeling van residentiële zon-PV toegepast bij spanningsproblemen op de laagspanningsnetten. Dat zorgt sinds enkele jaren voor een groeiend aantal klachten, en wordt vaak als onrechtvaardig ervaren. Dergelijke uitval is gewoonlijk beperkt tot enkele procenten van de jaaropbrengst, die wel helpt om de groeiende netcongestie het hoofd te bieden.

3. *Welke (sub)vormen en hoeveelheden van flexibiliteit verwachten we tot stand te komen en welke belemmeringen (financieel, wet- en regelgeving, uitvoering) zijn er om andere verdelingen te bereiken?*

Voor veel flexibiliteitsopties lijkt een middenpad tussen de extremere scenario-beelden voor 2030 haalbaar als uitgegaan wordt vanuit de huidige marktontwikkelingen, beleidskaders en belemmeringen. Voor de verschillende flexibiliteitscategorieën volgt uit deze rapportage het volgende beeld;

- Het vooruitzicht voor **regelbare opwek** is verdere terugval van het beschikbare vermogen tot 16 GW door de wettelijk vastgelegde uitfasering van kolengestookte elektriciteitsproductie, verslechterde marktomstandigheden en grote onzekerheden vanuit energiebeleid voor regelbare opwek in de komende jaren. Daarbij moet opgemerkt worden dat er in de afgelopen jaren herhaaldelijk fors is ingegrepen in de elektriciteitsmarkt.

De rapportage Monitoring Leveringszekerheid van TenneT wijst er dan ook op dat regelbare opwek dan niet langer zal volstaan om pieklevering in Nederland te borgen. Volgens deze scenario's schiet het daarvoor 5 tot 8 GW tekort in 2030. De recentelijk aangekondigde ambitie voor een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening in 2035 zal dit versterken. Ombouw van bestaand gasgestookt vermogen naar waterstof biedt perspectief op CO₂-vrije flexibiliteit uit regelbare opwek, maar het beoogde tijdspad en de benodigde schaal van ombouw kan rond 2030 en daarna leiden tot een terugval in de beschikbaarheid van regelbare opwek van jaarlijks 0,5 – 1 GW. Dat is in de leveringszekerheidsanalyse van TenneT nog niet is meegenomen. Bovendien is de beschikbaarheid van CO₂-vrije waterstof dan naar verwachting nog te beperkt, tenzij er aanvullende import of blauwe waterstofproductie wordt gerealiseerd.

Uit verschillende analyses blijkt dat ombouw van bestaande kolencentrales naar biomassa-stook technisch-economisch wel haalbaar zal zijn, uitgaande van de vooruitzichten voor CO₂-emissiekosten. Ook is technische haalbaarheid voor 2030 aangetoond. Daarmee zou het regelbare opwekvermogen in 2030 tot ruim 3 GW hoger uit komen, waarmee invulling zou worden gegeven aan een stevig deel van het genoemde dreigende tekort van 5 tot 8 GW in 2030.

- Het haalbare potentieel aan **grootschalige P2H** op basis van de aangekondigde aanpassingen van de SDE++ ligt naar schatting op 2,5 GW. Dit vermogen houdt het midden tussen de beschouwde scenario-beelden. Het is op basis van publieke informatie echter nog niet duidelijk of dat vanuit de beschikbare netcapaciteit kan worden gefaciliteerd, en vraagt om aanvullende inspanningen binnen de kaders van het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie & Klimaat (MIEK). Belemmeringen voor

verdere ontsluiting van P2H liggen in de voorgenomen SDE++ budgetallocatie voor hoge temperatuur warmte en mogelijk de tijdige beschikbaarheid van netcapaciteit.

- Het vooruitzicht voor het haalbare potentieel van **P2H2** ligt in lijn met de kabinetsdoelstelling van ten minste 4 GW elektrolyse capaciteit in 2030. We gaan daarbij wel uit van de invoering van een afnameverplichting van 42% voor de hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong in de industrie en een effectieve nationale beleidsinzet op de benodigde ondersteuningskaders die momenteel in ontwikkeling zijn. Een dergelijk beleidskader zou een sterke prikkel geven aan de ontwikkeling van de groene waterstofvraag en het benodigde aanbod. De benodigde opschaling van de toeleveringsketen voor elektrolyse lijkt overigens nog niet geborgd, en vergt mogelijk aanvullende afstemmingsinspanningen vanuit het Rijk.
- In geval van **industriële vraagsturing** in de vorm van afschakeling is de weerstand hoog, al lijkt ontsluiting van het haalbare potentieel van 0,7 GW dat geschetst wordt in verschillende netbeheerdersscenario's haalbaar. Vanuit de kostenstructuur is deze flexibiliteitsoptie geschikt voor invulling van naar verwachting sporadisch optredende tekorten van 5 a 8 GW bij toenemende bijdragen van zon en wind. Het vormt een belangrijk alternatief voor de klassieke invulling van dergelijke tekorten met regelbare opwek; de kosten van opwekcapaciteit die zelden in wordt gezet zijn relatief hoog. Zoals geïnventariseerd in voorgaand onderzoek is het techno-economische potentieel van deze industriële vraagsturing in 2030 ongeveer 4 GW. Momenteel ontbreken echter de inspanningen om ook te komen tot ontsluiting daarvan. Hernieuwde inventarisatie, aangevuld met sectorale afspraken en bijvoorbeeld een (programmatische) aanpak voor landelijke uitrol van operationele aansturing zouden hier mogelijk kunnen bijdragen aan verdere ontsluiting.
- **Kleinschalige vraagsturing** van elektrische voertuigen en warmtepompen biedt voorlopig een beperkt potentieel voor flexibiliteitslevering voor de groothandelsmarkt en systeembalans vanwege congestie op de laagspanningsnetten. Inzet voor congestiemanagement kan op korte termijn wel worden gestimuleerd en is wenselijk aangezien er al binnen enkele jaren congestie op de lagere netvlakken kan gaan optreden. Dat vereist een prikkelmechanisme dat nu ontbreekt (zoals bijvoorbeeld een bandbreedtetarief). Als dat uitblijft kan dat de adoptie van zowel elektrisch vervoer als warmtepompen onder druk gaan zetten, vanwege toenemende congestie.
- Het vooruitzicht voor het techno-economische potentieel van **batterijen** ligt volgens recente analyse rond de 2 GW op basis van onbalansmarkt-gedreven business cases. Dat potentieel ligt op substantieel lagere niveaus dan de veronderstellingen in verschillende scenario's van de netbeheerders. De realisatie van 10 tot 13 GW aan batterijen die voor 2030 wordt verondersteld in de leveringszekerheidsanalyse van de landelijke netbeheerder lijkt daarmee geen gegeven. Daar wordt ook nadrukkelijk op gewezen in de conclusies van de leveringszekerheidsanalyse. Borging daarvan zou vermoedelijk ondersteuning vergen, maar werpt de vraag op of dit een kosten-effectieve interventie zou zijn om leveringszekerheid te borgen. Het gaat hier namelijk om een relatief kostbare flexibiliteitsoptie, die zou moeten worden afgewogen tegen de alternatieven.
- **Beperking of afschakeling van zon en wind** wordt al toegepast. Zo wordt zon-PV binnen de SDE++-regeling bijvoorbeeld met slechts 50% van het piekvermogen aangesloten in verband met netcongestie. Deze flexibiliteitsoptie schaaft met verdere groei van grootschalige zon-PV; de groei van flexibiliteitsoptie houdt hiermee vaste

ted. Afschakeling van zon-op-dak treedt automatisch in bij spanningsproblemen in de wijk. Ook deze oplossing schaaft dus met de flexibiliteitsbehoefte, al leidt het wel tot klachten.

Uit dit overzicht wordt duidelijk dat de uitdagingen in de flexibiliteitsvoorziening voor 2030 zich al kunnen gaan manifesteren in flexibiliteit voor de groothandelsmarkt en dus in leveringszekerheid. De geschetste vooruitzichten impliceren dat leveringszekerheid voor 2030 binnen de huidige kaders niet geborgd is, zoals ook wordt geconstateerd in de leveringszekerheidsanalyse van de landelijke netbeheerder. Aanvullende inspanningen om dit te adresseren lijken dan ook gerechtvaardigd, na afweging van de alternatieven. Zo lijkt er significant techno-economisch potentieel voor ombouw van bestaande kolencentrales naar biomassa-stook als regelbare opwek, investeringen in batterijen als grootschalige opslag en grootschalige industriële vraagsturing. Elk van deze alternatieven kent haar belemmeringen. Voor ombouw van kolencentrales naar biomassa ontbreekt maatschappelijk en politiek draagvlak, de marktvooruitzichten voor batterijen bieden onvoldoende zekerheid gegeven de relatief hoge kosten, terwijl toepassing van industriële vraagsturing in de operationele praktijk nog onvoldoende is geborgd vanuit het oogpunt van leveringszekerheid.

4. *Hoe interacteert het netcapaciteitsvraagstuk op deze verdelingen? Hoe zou je de variabele 'locatie' wel of niet mee kunnen/willen nemen?*

Verscheidene flexibiliteitsopties met gunstige 2030 vooruitzichten voor bijdragen aan flexibiliteitsvoorziening in de groothandelsmarkt en systeembalans kunnen bij realisatie tot netcongestie leiden. Dreigende netcongestie belemmert daarmee de mogelijke bijdrage van de verschillende flexibiliteitsopties. Voor elk van deze situaties zijn oplossingsrichtingen geschetst die op korte termijn ingezet zouden kunnen worden om de dreigende belemmeringen vanuit netcongestie te beperken, daar waar opschaling van netcapaciteit niet tijdig haalbaar is.

Een aantal vormen van flexibiliteitsbehoefte hebben een plaatsgebonden (en netwerkgebonden) karakter, namelijk: wind op zee, clusters hernieuwbaar op land, bedrijventerreinen en elektrificatie in de wijk.

- Wind op zee leidt verwachting vanaf 2030 tot congestie tussen aanlandingslocatie en het achterland, waarvoor conversie (P2H, P2H2) nabij aanlanding in havens een oplossing biedt die schaalbaar is met de ontwikkeling van de flexibiliteitsbehoefte. De technische potentiëlen voor deze flexibiliteitsopties laten een vergelijkbare orde van grootte zien als deze flexibiliteitsbehoefte, maar het is geen gegeven dat de ontwikkeling van dit potentieel ook oploopt met de geagendeerde groei van wind op zee. Dit zou bijvoorbeeld aanvullende beleidskaders voor ontwikkeling van P2H en P2H2 vergen, met (streef)doelen die ook samenhangen met de geagendeerde wind op zee. Verder is binnen de huidige kaders voor netontwikkeling onduidelijk of er tussen het middenspanningsnet en hoogspanningsnet in de havengebieden voldoende capaciteit beschikbaar is voor ontsluiting van het potentieel voor P2H op middenspanningsnet. Gericht analyse en masterplanning binnen de kaders van de MIEK kan hier een oplossing bieden.
- Clusters hernieuwbaar op land leiden tot congestie tussen perifere clusters en het landelijke hoogspanningsnet. Aansluiten op beperkt vermogen, batterijen of aanwijsgebieden bieden hier oplossingsrichtingen, waarbij de eerste twee schalen met de flexibiliteitsbehoefte. Inzet van batterijen vergt wel een congestie-neutrale inzet, te borgen via nieuwe contractvormen.

- Bedrijventerreinen (elektrificatie, zon-PV, autonome groei) worden geconfronteerd met de congestieproblematiek bij nieuwe aanvragen. Er wordt nu al op veel terreinen gezocht naar oplossingen in vraagsturing van warmtepomp/EV, zon-PV en inzet van batterijen. Vraagsturing schaalst met de hoeveelheid elektrificatie, zon-PV en batterijen kunnen schalen (markt-gedreven) met flexibiliteitsbehoefte. Dat vergt wel congestie-neutrale inzet met nieuwe contractvormen (capaciteitsbeperkende contracten, non-firm ATO).
- Elektrificatie in de wijk: introductie van warmtepompen en elektrische voertuigen leidt tot piekbelastingen, die bij grootschalige (of geconcentreerde) uitrol leiden tot overbelasting van de wijktransformator. Vraagsturing van warmtepomp/ elektrische voertuigen, in combinatie met zon-PV, mogelijk aangevuld met (markt-gedreven) thuisbatterijen biedt hier een oplossingsrichting, waarbij vraagsturing schaalst met de flexibiliteitsbehoefte voor transport, evenals markt-gedreven batterijen. Vraagsturing en congestie-neutrale inzet van thuisbatterijen vergt tariefaanpassing voor de juiste prikkels (zoals bijvoorbeeld een bandbreedtetarief) om piekbelasting op het net te beperken en zo de noodzaak tot verzwaring uit te stellen.

Inhoudsopgave

Samenvatting	4
Inhoudsopgave	12
1 Inleiding	14
1.1 Achtergrond	14
1.2 Onderzoeksvragen	15
1.3 Aanpak en leeswijzer	15
2 Introductie flexibiliteit	16
2.1 Operationele flexibiliteitsbehoefte	16
2.2 Vraag naar flexibiliteit	18
2.3 Aanbod van flexibiliteit	20
2.4 Markten voor flexibiliteit	22
2.4.1 Groothandelsmarkt	23
2.4.2 Onbalansmarkt	25
2.4.3 Congestie management	26
2.5 Conclusie	29
3 Scenariobeelden flexibiliteit	30
3.1 Scenariobeelden 2030	30
3.1.1 Flexibiliteit scenariobeelden 2030	31
3.1.2 Conclusies scenariobeelden 2030	35
3.2 Scenariobeelden 2050	36
3.2.1 I13050 Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050	36
3.2.2 Naar een duurzaam energiesysteem voor Nederland in 2050	37
3.2.3 Flexibiliteit scenariobeelden 2050	38
3.2.4 Conclusies scenariobeelden 2050	42
4 Flexibiliteit en publieke belangen	44
4.1 Overzicht publieke belangen	44
4.2 Uitwerking per technologie	46
4.2.1 Regelbare opwek: ombouw gas naar H ₂	47
4.2.2 Conversie: P2H	52
4.2.3 Conversie: P2H ₂	54
4.2.4 Industriële vraagsturing	56
4.2.5 Kleinschalige vraagsturing: warmtepompen	58
4.2.6 Kleinschalige vraagsturing: residentiële e-boiler	61
4.2.7 Kleinschalige vraagsturing: elektrisch vervoer	62
4.2.8 Opslag: systeembatterij	65
4.2.9 Opslag: thuisbatterij	66
4.2.10 Afschakeling van wind en zon	68
4.3 Indicatieve scoring technologieën op belangen	71
4.4 Conclusie	73
5 Flexibiliteitsvooruitzichten 2030	76
5.1 Regelbare opwek	76
5.2 Grootschalige conversie: P2H	81

5.3	Grootschalige conversie: P2H2	83
5.4	Industriële vraagsturing	86
5.5	Kleinschalige vraagsturing: hybride warmtepomp	88
5.6	Kleinschalige vraagsturing: elektrische voertuigen	89
5.7	Opslag: systeembatterijen	90
5.8	Conclusie	95
6	Flexibiliteit en netcongestie	96
6.1	Plaatsgebonden flexibiliteit	97
6.1.1	Wind op zee & Industrie	97
6.1.2	Clusters hernieuwbaar op land	100
6.1.3	Bedrijventerreinen	103
6.1.4	Elektrificatie in de wijk	105
6.2	Niet-plaatsgebonden flexibiliteit	107
6.3	Overzicht flexibiliteit en netten	108
6.4	Conclusies	109
7	Conclusies	111
	Gebruikte begrippen	114
	Referenties	116

1 Inleiding

1.1 Achtergrond

Het aandeel variabele bronnen in het elektriciteitssysteem neemt sterk toe en dat vraagt om meer flexibiliteit. Flexibiliteit bestaat ruwweg uit vijf vormen: (CO₂-vrij) regelbare opwek (inclusief inperking van hernieuwbare opwek), vraagsturing, conversie (direct gebruik in andere energievorm), opslag en interconnectie. Er bestaan sterk uiteenlopende beelden over hoeveel flexibiliteit in deze vormen tot stand kan en moet komen voor een goed functionerend energiesysteem.

Vanuit de Directie Strategie Energiesysteem en de Directie Energiemarkt van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (hierna ministerie van EZK) is er behoefte aan een beter inzicht in de verwachte behoefte aan flexibiliteit, de mogelijke levering van flexibiliteit, hoe de verwachte ontwikkeling van flexibiliteit zich verhoudt tot verscheidene publieke belangen, en hoe de wenselijke flexibiliteit gerealiseerd zou kunnen worden. De aandacht gaat hierbij in de eerste plaats uit naar de elektriciteitsketen, met aandacht voor conversie van elektriciteit naar warmte en duurzame gasen als flexibiliteitsopties.

Het ministerie heeft behoefte aan inzicht in de opties voor flexibiliteit ten behoeve van de rol van opslag en als input voor het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) en het Programma Energiehoofdstructuur (PEH).

1.2 Onderzoeksvragen

Vanuit de genoemde directie zijn verschillende onderzoeksvragen geformuleerd en gesteld aan TNO. Het betreft een geheel van centrale overzichtsvragen (deel 1) en een aantal additionele verdiepingsvragen (deel 2) gesteld vanuit verschillende beleidsdossiers. In dit interim rapport wordt over het eerste deel van het onderzoek gerapporteerd.

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de vragen en geeft aan in welk hoofdstuk deze beantwoord worden.

Tabel 1.1: Overzicht van onderzoeksvragen

Onderzoeksvraag	Beantwoord in hoofdstuk
Centrale overzichtsvragen:	
Onderzoeksvraag 1: Wat is grofweg de verwachte behoefte aan flexibiliteit en de mogelijke verdeling tussen de verschillende (sub)vormen van flexibiliteitsaanbod, het technisch potentieel en de systeemkosten op middellange en lange termijn (2030, 2040, 2050)?	3
Onderzoeksvraag 2: Hoe gevoelig zijn de uitkomsten bij vraag 1 voor verschillende wegingen van de volgende maatschappelijke belangen: leveringszekerheid (en evt. benodigde overdimensionering), betaalbaarheid, veiligheid, leefomgevingskwaliteit, en rechtvaardigheid (maatschappelijke betrokkenheid)?	4
Onderzoeksvraag 3: Welke (sub)vormen en hoeveelheden van flexibiliteit verwachten we tot stand te komen en welke belemmeringen (financieel, wet- en regelgeving, uitvoering) zijn er om andere verdelingen te bereiken?	5
Onderzoeksvraag 4: Hoe interacteert het netcapaciteitsvraagstuk op deze verdelingen? Hoe zou je de variabele 'locatie' wel of niet mee kunnen/willen nemen?	6

1.3 Aanpak en leeswijzer

Dit onderzoek heeft het karakter van een overzichtsstudie. Dit rapport biedt een integraal overzicht van flexibiliteitsbehoefte, flexibiliteitsopties, flexibiliteitsvooruitzichten met bijbehorende knelpunten en risico's. De analyses zijn goeddeels gebaseerd op bestaande literatuur (studies, sectorale analyses, flexibiliteitsanalyses), en waar nodig aangevuld met aanvullende analyse ten behoeve van deze overzichtsstudie.

Na introductie van het begrip flexibiliteit in hoofdstuk 2, is deze rapportage gestructureerd aan de hand van de onderzoeksvragen. In hoofdstuk 3 wordt ingegaan op scenario-beelden voor flexibiliteit. Daarop volgt een bespreking van de flexibiliteitsopties uit deze scenario-beelden aan de hand van de genoemde maatschappelijke belangen in hoofdstuk 4. Het navolgende hoofdstuk 5 schetst de vooruitzichten voor flexibiliteit. Tot slot bespreken we de interactie tussen flexibiliteit en netcongestie in hoofdstuk 6. De rapportage wordt in hoofdstuk 7 met overkoepelende conclusies afgesloten.

2 Introductie flexibiliteit

Al in de jaren negentig van de vorige eeuw maakte het begrip flexibiliteit in het elektriciteitssysteem haar opgang in de literatuur over elektriciteitssystemen in de context van liberalisering van de elektriciteitsmarkt. Oorspronkelijk (1990-2010) lag de nadruk primair op het adresseren van de variatie van de vraag naar elektriciteit. Sindsdien is de aandacht geleidelijk verschoven naar de flexibiliteitsbehoefte die ontstaat door de groeiende bijdrage van elektriciteitsproductie uit wind en zon. Met windturbines en zon-PV worden technieken in het elektriciteitssysteem geïntroduceerd die beide een onregelmatig productiekarakter vertonen dat gedreven wordt door respectievelijk windomstandigheden of zonneshijn. Waar in het klassieke bestel de productie het vraagprofiel volgde, vergt grootschalige introductie van wind en zon om alternatieven om vraag en aanbod met elkaar in balans te brengen. In de laatste 5 tot 10 jaar is daar de behoefte aan flexibiliteit als gevolg van de toenemende congestie bijgekomen.

Een recente overzichtsstudie van academische literatuur over flexibiliteit in het elektriciteitssysteem schetst de ontwikkeling van de term flexibiliteit sinds haar introductie (Heggarty, Bourmaud, Girard, & Kariniotakis, 2020). In deze context komen de auteurs tot de volgende definitie van het begrip flexibiliteit:

“the power system’s ability to cope with variability and uncertainty. In power systems, these can be found in demand, generation and power flows resulting from their geographical spread. This implies that flexibility is required for both key tasks of a system operator: matching generation with demand and ensuring that power flows do not exceed network thermal and voltage limits.”

In dit rapport sluiten we aan bij deze definitie en verstaan we onder flexibiliteit in het elektriciteitssysteem het vermogen om in het elektriciteitssysteem om te gaan met variabiliteit van - en onzekerheid over opwek, vraag en transport van elektriciteit binnen de grenzen van de belastbaarheid van het elektriciteitsnetwerk. De behoefte aan flexibiliteit ontstaat daarbij in energiehandel, de balanshandhaving en congestiemanagement.

In dit hoofdstuk schetsen we de operationele flexibiliteitsbehoefte vanuit systeembeheer (paragraaf 2.1), gevolgd door de vraag naar flexibiliteit (paragraaf 2.2), het aanbod van flexibiliteit (paragraaf 2.3) en tot slot de markten waarop flexibiliteitsvraag en -aanbod elkaar vinden (paragraaf 2.4).

2.1 Operationele flexibiliteitsbehoefte

Flexibiliteit in vraag en aanbod van elektriciteit is noodzakelijk voor een betrouwbare elektriciteitsvoorziening. De betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening wordt geborgd zolang er wordt voldaan aan twee randvoorwaarden vanuit operationeel systeembeheer:

1. In de eerste plaats moet er te allen tijde vrijwel evenveel elektriciteit op het net worden ingevoerd als dat er wordt onttrokken (of afgenomen) van het net. Bij grote afwijkingen van deze balans kan in een wisselstroomsysteem leiden tot frequentieafwijkingen, waarbij grote afwijkingen leiden tot storingen en schade aan elektrische apparatuur. Om

dat te voorkomen schakelen generatoren af bij grotere frequentie afwijkingen en kan stroomuitval het gevolg zijn.

2. In de tweede plaats moet er voldoende netcapaciteit beschikbaar zijn om alle elektriciteit die wordt ingevoed te kunnen transporteren naar de locaties waar aan het elektriciteitsnet wordt onttrokken. Bij overbelasting van het net kan schade aan netelementen ontstaan en eventueel uitval optreden.

Als aan deze randvoorwaarden niet wordt voldaan, komt het vermogen van het net om elektriciteit te leveren aan afnemers dus in het geding. Dit vermogen wordt binnen de Elektriciteitswet de leveringszekerheid genoemd. De landelijke netbeheerder TenneT is wettelijk verantwoordelijk voor de leveringszekerheid (Elektriciteitswet 1998, 2022) en onderscheid daarbij op hoofdlijnen drie vormen van leveringszekerheid (TenneT, 2023):

1. zekerheid van productie afgestemd op de vraag;
2. zekerheid van netbeschikbaarheid en transport;
3. zekerheid van netbalans.

Zekerheid van productie afgestemd op de vraag en zekerheid van netbalans geven daarbij zekerheid dat er te allen tijde vrijwel evenveel elektriciteit op het net worden ingevoed als onttrokken. Zekerheid van netbeschikbaarheid en transport refereert aan de zekerheid dat er voldoende netcapaciteit beschikbaar is om alle elektriciteit die wordt ingevoed te kunnen transporteren naar de locaties waar aan het elektriciteitsnet wordt onttrokken.

De behoefte aan flexibiliteit in het elektriciteitssysteem vloeit daarmee voort uit deze drie vormen van leveringszekerheid in het operationele beheer van elektriciteitssystemen, zie ook (CE Delft, 2016):

1. Energiehandel (zekerheid van productie afgestemd op de vraag)
Op de groothandelsmarkt en achterliggende kleinverbruikersmarkt worden contracten afgesloten voor toekomstige uitwisseling van elektriciteit. De *energiebalans*, i.e. vraag en aanbod van energie, zullen daarbij in evenwicht moeten zijn. De energiebalans op het Nederlandse systeem wordt bepaald door de planning van invoeding, afname, importen, exporten en *transits* (i.e. doorvoer) van elektriciteit door producenten, leveranciers en gebruikers. Om evenwicht van de energiebalans te borgen is elke marktpartij die elektriciteit invoedt op -, afneemt van -, of transporteert over het landelijke elektriciteitsnet programmaverantwoordelijk¹ of besteedt dit uit aan programmaverantwoordelijke partijen (ook wel PV-partijen)². De PV-partijen dienen daartoe onder andere dagelijks voor elk kwartier in een etmaal intern consistente programma's van de netto verhandelde volumes (ook wel energieprogramma's, kortweg E-programma's) op te stellen, in te dienen bij de landelijke netbeheerder TenneT en er naar te handelen. Eventuele afwijkingen van het E-programma bij de uitvoering worden gecorrigeerd via onbalansmarkten, wat hoge kosten met zich mee kan brengen.
2. Balanshandhaving (zekerheid van netbalans)

¹ Programmaverantwoordelijkheid is een wettelijke verantwoordelijkheid van afnemers (uitgezonderd kleinverbruikers), de netbeheerder van het net op zee en vergunninghouders om dagelijks voor elk kwartier in een etmaal intern consistente programma's van productie, het transport en het verbruik van elektriciteit op te (laten) stellen ten behoeve van de netbeheerders en zich dienovereenkomstig te gedragen. (Zie Elektriciteitswet 1998: Art. 1, lid 1 onder o).

² Zie register van erkende balansverantwoordelijke partijen voor een overzicht (TenneT, 2023).

Het systeem van programmaverantwoordelijkheid is er op gericht het evenwicht van de energiebalans op kwartierbasis (i.e. gemiddeld over elk kwartier) te borgen. Er kunnen echter afwijkingen optreden en binnen het kwartier kan momentaan nog onbalans op het landelijke netwerk optreden. Balanshandhaving heeft betrekking op de activiteiten ten behoeve van de handhaving van de *vermogensbalans*, i.e. het momentane evenwicht tussen invoeding, transport en afname van elektriciteit op het landelijke netwerk. De landelijke netbeheerder TenneT is verantwoordelijk voor de balanshandhaving en organiseert balanshandhaving door middel van balanceringsmarkten en contractering van noodvermogen bij grote producenten en gebruikers.

3. Congestie management (zekerheid van netbeschikbaarheid en transport)
Het elektriciteitsnet bestaat uit verschillende netelementen (kabels, stations, et cetera) en overbelasting van die netelementen kan leiden tot uitval. Bij een voorspelde of daadwerkelijke overbelasting van een netelement is er sprake van fysieke congestie³. Om dreigende fysieke congestie tijdig te signaleren zijn aangesloten met productie-installaties en verbruiksinstallaties met vermogen boven de 1 MW en (gesloten) distributiesysteembeheerders er aan gehouden om naast E-programma's dagelijks ook voor elk kwartier in een etmaal een (transport)prognose op te stellen. Deze prognose van productie en/of verbruik van elektriciteit over elk individueel overdrachtspunt van de aansluitingen op het net of tussen netten wordt ingediend bij de betreffende netbeheerder, waarop de netbeheerders een planning maken voor veilig en doelmatig transport. Bij een structurele fysieke congestie zijn de netbeheerders verplicht om congestie management toe te passen. Congestie management wordt door de netbeheerders georganiseerd door middel van een systeem met marktgebaseerde - en (in geval van structurele congestie) ook niet-marktgebaseerde producten, waarmee aangesloten een bijdrage kunnen leveren aan het oplossen van fysieke congestie.

2.2 Vraag naar flexibiliteit

Tot op heden kan gewoonlijk met behulp van regelbare opwek in de vorm van fossiele elektriciteitscentrales aan de flexibiliteitsbehoefte worden voldaan. Het aanbod of productie van elektriciteit wordt dan zodanig gepland dat het de verspelde vraag volgt, waarbij in principe de *merit order* wordt gevolgd om tegen de laagste kosten elektriciteit te produceren; de centrales worden ingezet op volgorde van laagste naar hoogste marginale kosten van productie totdat er voldoende productie wordt ingezet om aan de vraag te voldoen. Centrales met de laagste marginale kosten (gewoonlijk nucleair en kolen) worden in de meeste uren van het jaar ingezet en aangevuld met centrales met hogere marginale kosten (veelal gascentrales en in het verleden ook oliecentrales) om vraagpieken opvangen.⁴ Congestie is tot op heden veelal tijdelijk van aard en trad in het verleden vooral op in jaren na snelle groei van het aanbod bij achterblijvende groei van de netcapaciteit, omdat doorlooptijden voor netinvesteringen gewoonlijk hoger liggen dan die voor nieuwe

³ Fysieke congestie verschilt van contractuele congestie. Bij contractuele congestie zijn er meer rechten om gebruik te maken van de netcapaciteit toegekend dan het net aankan. Contractuele congestie hoeft niet tot een overschrijding van de limieten van netelementen te leiden, omdat lang niet iedereen tegelijk gebruik maakt van de rechten. Bij fysieke congestie is er wel sprake van een voorspelde of daadwerkelijke overschrijding van de limieten van netelementen. Merk op dat er als sprake is van fysieke congestie als er een voorspelling van een werkelijke overschrijding van de limieten van netelementen is. Deze definitie sluit aan bij het probleem van de netbeheerder. Een netbeheerder moet namelijk bij zo'n voorspelling ingrijpen om een daadwerkelijke overbelasting te voorkomen.

⁴ Daarbij moet echter ook rekening gehouden worden met de maximale snelheid van op- en afregelen, de vereiste tijd dat een centrale aan- en uitgeschakeld moet zijn (om thermische stress op de installatie te beperken), de opstarttijd en de bijbehorende opstartkosten.

productiefaciliteiten. De vraag naar elektriciteit daarentegen ontwikkelde zich tot voor kort meestal geleidelijk.

Vanuit energie- en klimaatbeleid zijn er doelen gesteld om de broeikasgasemissies (hierna BKG-emissies) van elektriciteitsproductie in rap tempo omlaag te brengen. Opschaling van CO₂-vrije elektriciteitsproductie en gebruik beidt daarvoor in veel gevallen een kosteneffectieve route. Hernieuwbare elektriciteitsproductie uit wind en zon biedt veel technisch potentieel in Nederland, en door dalende kosten van wind en zon technologie ook in toenemende mate techno-economisch potentieel. Tegelijkertijd zijn er voor de vraagzijde verschillende technologieën beschikbaar om bestaande energievraag kosteneffectief te elektrificeren (i.e. substitutie van fossiele brandstoffen door elektriciteit), zoals elektrische voertuigen voor mobiliteit en warmtepompen, elektrische boilers en elektrische fornuizen voor de warmtevraag.

Deze ontwikkelingen aan de aanbodzijde en de vraagzijde van de elektriciteitsmarkt leiden echter tot een toenemende flexibiliteitsbehoefte:

1) Toenemende bijdragen wind en zon

De beschikbaarheid van elektriciteit uit wind en zon vertoont een onregelmatig karakter dat afhankelijk is van windkracht en (zon)lichtintensiteit. Verder zijn deze technieken in de praktijk vaak beperkt regelbaar; veelal beschikken enkel nieuwere, grotere installaties over aanstuuringsmogelijkheden voor afgeschakeld (volledig of tot deellastbedrijf) en dat is bovendien pas aantrekkelijk als dat meer oplevert dan de gederfde inkomsten ten opzichte van vollastbedrijf.⁵ De toenemende bijdragen van wind en zon voorzien in toenemende mate de vraag naar elektriciteit, omdat productie uit wind en zon vrijwel geen marginale kosten met zich meebrengt en de technologieën dus en tegen de laagste kosten elektriciteit kunnen aanbieden (i.e. voorin de *merit order* staan). De resterende vraag, ook wel residuele vraag⁶ genoemd, laat een hogere variabiliteit zien dan de klassieke vraag naarmate de bijdrage van wind en zon toeneemt en kan zelfs negatief worden. Daarmee ontstaat ook een toenemende vraag naar flexibiliteit.

2) Toenemende elektrificatie

In veel vraagsectoren biedt elektrificatie (i.e. substitutie van fossiele brandstoffen door elektriciteit) bij gebruik van hernieuwbare elektriciteit een kosteneffectieve route tot BKG-emissiereductie, zoals elektrisch vervoer in mobiliteit, warmtepompen in de lagetemperatuurverwarming in de gebouwde omgeving en de glastuinbouw. Dat geldt ook voor de industrie, waar bovendien ook e-boilers en elektrische fornuizen voor hogetemperatuur warmte kunnen worden toegepast. Deze ontwikkeling leidt tot toenemende elektriciteitsvraag, die in sommige gevallen ook sterk kan variëren in vergelijking tot de patronen van bestaande klassieke vraag (ook wel basisvraag genoemd). Zo leidt het laden van elektrische voertuigen tot kortstondige hoge vraagpieken en laat bijvoorbeeld de warmtevraag in de gebouwde omgeving een relatief sterke dag/nacht - en zomer/winter cycli zien. De toenemende elektrificatie leidt dan ook tot (extra) vraag naar flexibiliteit.

3) Toenemende transportbehoefte

⁵ Alhoewel dat gederfde inkomsten met zich meebrengt, biedt dat bijvoorbeeld gelegenheid om productie flexibel aan te passen aan de eigen onbalans door voorspelfouten en zo onbalanskosten te beperken. In het geval dat hernieuwbare elektriciteitsproductie niet maximaal produceert kan dan ook opgeschakeld worden.

⁶ Residuele vraag wordt gewoonlijk gedefinieerd als de vraag naar elektriciteit min het aanbod van wind en zon, en in deze rapportage volgen we deze definitie.

De toenemende bijdragen van wind en zon en elektrificatie leiden tot toenemende transportbehoefte van elektriciteit, die bovendien sterker varieert dan de klassieke transportbehoefte die een relatief snelle opschaling van de elektriciteitsnetten vergt. Gegeven de doorlooptijden van netverzwaring en de huidige uitvoeringscapaciteit, blijft de benodigde netverzwaring achter bij de vraag naar transportcapaciteit. Als de aanwezige transportcapaciteit tekort schiet, rest slechts de mogelijkheid om de transportbehoefte te beperken door vraag en aanbod zodanig aan te passen dat overbelasting van netelementen wordt voorkomen. Ook dit leidt tot een toenemende vraag naar flexibiliteit.

De toenemende flexibiliteitsbehoefte treedt op verschillende tijdsschalen. De residuele vraag varieert op heel korte termijn (seconden, minuten, uren) maar ook op langere tijdschalen (weken, maanden, seizoenen). In balans houden van vraag en aanbod vereist dus voldoende opties om zowel kortetermijnvariaties als langetermijnvariaties van de residuele vraag op te vangen.

Naast een behoefte aan inzet van flexibel vermogen is er voor onzekere situaties ook een behoefte aan reservevermogen dat paraat staat om, als dat nodig blijkt, ingezet te worden. Om vraag en aanbod van elektriciteit in real time in balans te houden en fysieke congestie te voorkomen ontstaat dus ook een behoefte aan reservecapaciteit.

2.3 Aanbod van flexibiliteit

Aanbod van flexibiliteit kan worden onderverdeeld in verschillende categorieën van flexibiliteitsbronnen:

- **Regelbare opwek**
Onder aanbod van flexibiliteit door regelbare opwek verstaan we productietechnologieën die de mogelijkheid hebben om de productie van elektriciteit aan te passen. Het verdienmodel van regelbare opwek is om elektriciteit op te wekken en te verkopen op de groothandelsmarkt. Centrales produceren daarom elektriciteit als de marktprijs hoger is dan de marginale kosten van productie, conform de *merit order*. Deze is mede bepalend voor de flexibiliteitslevering; zo leverden technologieën met lage marginale kosten (zoals kolencentrales) in het verleden gewoonlijk minder flexibiliteit op de groothandelsmarkt, omdat ze gewoonlijk in vollast draaiden. Daarmee was het ontwerp dan ook minder gericht op flexibiliteitsvoorziening, al waren deze eenheden vooral beperkt in flexibel afschakelen en weer opschakelen. Binnen de grenzen van minimaal en maximaal vermogen kan gewoonlijk veel flexibiliteit worden geleverd.
- **Vraagsturing**
Onder vraagsturing verstaan we de sturing van de eindgebruikersvraag door aanpassing van de inzet van apparaten bij de eindgebruiker. Vraagsturing kan betrekking hebben op vraagverschuiving of vraagbeperking. Technologieën die doorgaans geschikt zijn voor vraagsturing zijn met name finale vraagtechnologieën met hogere vermogens die niet in voltijs worden ingezet, zoals elektrische auto's of warmtepompen. In het geval van warmtepompen biedt de hybride warmtepomp aanvullende flexibiliteit, omdat dan ook omgeschakeld kan worden naar de cv-ketel. Verder biedt bijvoorbeeld afschakeling van industriële processen een relatief groot technisch potentieel, zij het dat daarmee gewoonlijk hoge kosten gemoeid zijn. Bij het tijdelijk stilleggen valt industriële productie (en bijbehorende opbrengst) immers lager uit, terwijl contractuele verplichtingen en/of financieringskosten voor installaties en personele kosten doorlopen.

- **Grootschalige conversie**
Met grootschalige conversie doelen we in dit rapport op grootschalige conversie van elektriciteit naar andere energiedragers zoals *power-to-heat* (P2H) via e-boilers of *power-to-hydrogen* (P2H₂), i.e. waterstofproductie via elektrolyse.⁷ In geval van P2H wordt warmte of stoom geproduceerd uit elektriciteit, voor de industrie, warmtenetten of in de glastuinbouw. In geval van *hybride* P2H kan daarbij tussentijds overgeschakeld worden naar gasgestookte boilers of warmte-krachtkoppeling (hierna WKK), zodat een relatief flexibele inzet kan worden gerealiseerd. Daarnaast kan de energie uit elektriciteit ook opgeslagen worden in de vorm van warmte om zo later te worden gebruikt als aanbod van elektriciteit minder is. In geval van P2H₂ wordt waterstof geproduceerd uit elektriciteit. De productie kan flexibel opereren in geval er waterstofopslag of productie alternatieven beschikbaar zijn voor afstemming met de vraag naar waterstof. De vraag naar grootschalige conversie wordt bepaald door de achterliggende vraag naar warmte en waterstof. In Nederland wordt jaarlijks ongeveer 30 TWh aan waterstof geproduceerd uit aardgas (TNO, CBS, 2020), met name via *steam methane reforming* (SMR) maar ook *autothermal reforming* (ATR).
- **Elektriciteitsopslag**
Er zijn verschillende technologieën voor elektriciteitsopslag, zoals li-ion batterijen, flowbatterijen, pomp accumulatie, perslucht installaties (*compressed air energy storage*, kortweg CAES) en vliegwielen. Door de verschillende karakteristieken zijn sommige opslagtechnologieën vooral geschikt voor elektriciteitsopslag voor een korte termijn en andere voor opslag over een langere termijn. Vooral technologieën met hoog vermogen in verhouding tot energieopslagcapaciteit zoals li-ion batterijen zijn geschikt voor kort-cyclische opslag. Technologieën met laag vermogen in verhouding tot energieopslagcapaciteit zoals pomp accumulatie in stuwwerken zijn geschikter voor seizoensopslag. Voor sommige opslagtechnologieën wordt het technisch potentieel beperkt door geologische omstandigheden of omgevingsfactoren, zoals het in Nederland lopende CAES initiatief met opslag van perslucht in een zoutcaverne in Groningen of pomp accumulatie dat gebruik maakt van hoogteverschillen.
- **Grensoverschrijdende handel**
Grensoverschrijdende handel biedt ook toegang tot een aanvullend flexibilititeitsaanbod vanuit aangrenzende landen of biedzones.⁸ De mogelijkheden voor grensoverschrijdende handel worden in de eerste plaats beperkt door de tussengelegen beschikbare netcapaciteit. Daarnaast zullen de mogelijkheden afhangen van de mate waarin aangrenzende markten vergelijkbare prijsbewegingen laten zien: als beide markten bijvoorbeeld regelmatig gelijktijdig kampen met grote hoeveelheden aanbod wind en zon die de vraag overstijgen en de flexibele vraag dus is uitgeput, zal dat mogelijkheden tot uitwisseling beperken. Gebeurt dit zelden, dan kan een hoog elektriciteitsaanbod vanuit wind en zon (positieve residuele vraag) juist vaker worden geëxporteerd naar naburige landen of zones met een laag aanbod van wind en zon. Dit zal veelal het geval zijn in omliggende landen met een hoog aanbod vanuit andere productietechnieken (zoals Noorwegen, met een elektriciteitssysteem dat vrijwel volledig wordt bediend met

⁷ Grootschalige conversie kan ook geclassificeerd worden als vraagsturing. In deze rapportage onderscheiden we grootschalige conversie, om recht te doen aan onder meer de onderscheidende flexibilititeitskarakteristiek, kostenstructuur, en aard van bedrijfsvoering.

⁸ In het verleden ging het hier gewoonlijk om landsgrenzen, maar met de introductie van biedzones in de Europese regelgeving kan het ook gaan om grenzen daartussen. Een biedzone is gedefinieerd als het grootste geografische gebied waarin marktdeelnemers in staat zijn energie uit te wisselen zonder toewijzing van transportcapaciteit binnen de zone.

waterkracht), maar kan in mindere mate ook optreden tussen markten met vergelijkbare productiesystemen door ongelijktijdige productie uit wind en zon.⁹

- Inperking van hernieuwbare opwek
Ook inperking van hernieuwbare elektriciteitsproductie biedt mogelijkheden tot flexibiliteitslevering, al gaat veelal om flexibiliteit in één richting door verlaging van de productie.¹⁰ Daarbij kan productie actief neerwaarts worden bijgesteld, een praktijk die ook wel bekend staat als *curtailment*. Daarnaast kan de piekproductie ook beperkt worden door *overplanting*, i.e. overdimensionering van de installatie ten opzichte van de netaansluiting. Zo wordt binnen de SDE++-regeling al enkele jaren de voorwaarde gesteld dat grote zonneparken op 70% van het piekvermogen worden aangesloten, in verband met de sporadische hoge piekbelastingen van zon-PV op het net en de congestie die daar in de praktijk het gevolg van is gebleken. Sinds afgelopen jaar is dit verder aangescherpt tot 50% van het piekvermogen. Gegeven de inspanningen om tot een CO₂-vrij energiesysteem te komen, wordt afschakeling van hernieuwbare elektriciteit over het algemeen niet wenselijk geacht, maar door deze maatregel kan er meer zon-PV worden ingepast in het net. Alhoewel inperking van hernieuwbare opwek gedeelde opbrengsten met zich meebrengt, zijn de gemiste marktopbrengsten voor ingeperkte piekproductie relatief laag doordat bijbehorende elektriciteitsprijzen gewoonlijk ook laag zijn.

2.4 Markten voor flexibiliteit

Op de elektriciteitsmarkten wordt elektriciteit verhandeld in plaats van flexibiliteit: er is derhalve ook geen expliciete prijs(vorming) voor flexibiliteit. Er zijn verschillende markten waarop elektriciteit wordt gevraagd en aangeboden (zie ook [Figuur 2.1](#)):

- In de groothandelsmarkt wordt flexibiliteit verhandeld. Deze markten waarderen vooral flexibiliteit om balans tussen vraag en aanbod van energie te handhaven (energiebalans), al wordt via deze markten ook de beschikbare grensoverschrijdende capaciteit toegewezen en daarmee fysieke congestie in het transmissienet voorkomen.



Figuur 2.1: Indicatieve tijdschaal voor het plannen of afroepen van energie/vermogen op verschillende markten. Bron: (DNV GL, TNO, 2021).

⁹ Zo zijn hoge windsnelheden en lage spotprijzen voor elektriciteit in Nederland gecorreleerd (en neemt de correlatie toe met het geïnstalleerde vermogen aan windturbines). Dat geldt echter ook voor de vijf uur vertraagde Nederlandse windsnelheden, omdat windprofielen in Duitsland vijf uur later vergelijkbare patronen vertonen als de Nederlandse windpatronen. Vijf uur na hoge windproductie in Nederland treden dan hogere importen uit Duitsland op die de Nederlandse elektriciteitsprijzen drukken (CE Delft, 2014).

¹⁰ Zie voetnoot 5.

- In de onbalansmarkt wordt voor elke afwijking van energieprogramma's op- of neerwaarts vermogen geactiveerd om de balans te herstellen (balanshandhaving). TenneT contracteert daarvoor reservevermogen bij *balancing service providers* (BSP's). Daarbij worden verschillende balanceringsproducten onderscheiden.
- Netbeheerders kunnen door toepassing van markt gebaseerde congestiemanagement fysieke congestie voorkomen. Sinds kort zijn de regels voor congestiemanagement aangepast, onder meer om het flexibilitetsaanbod voor congestiemanagement beter te ontsluiten.

Op deze markten vinden vraag en aanbod van flexibiliteit elkaar. De markten bepalen dus ook hoe flexibiliteit wordt gewaardeerd. We bespreken daarom in dit hoofdstuk elk van deze markten en sluiten af met een conclusie.

2.4.1 Groothandelsmarkt

In de groothandelsmarkt handelen producenten, leveranciers, afnemers en handelaren voorafgaand aan fysieke levering van elektriciteit. Handel vindt plaats via beurzen, via brokers en bilateraal. Via elektriciteitsbeurzen worden verschillende gestandaardiseerde producten anoniem verhandeld. Bilateraal kunnen partijen zelf bepalen wat ze afspreken en zijn partijen niet gebonden aan de gestandaardiseerde producten die verhandeld worden op de beurs.

2.4.1.1 Programmaverantwoordelijkheid

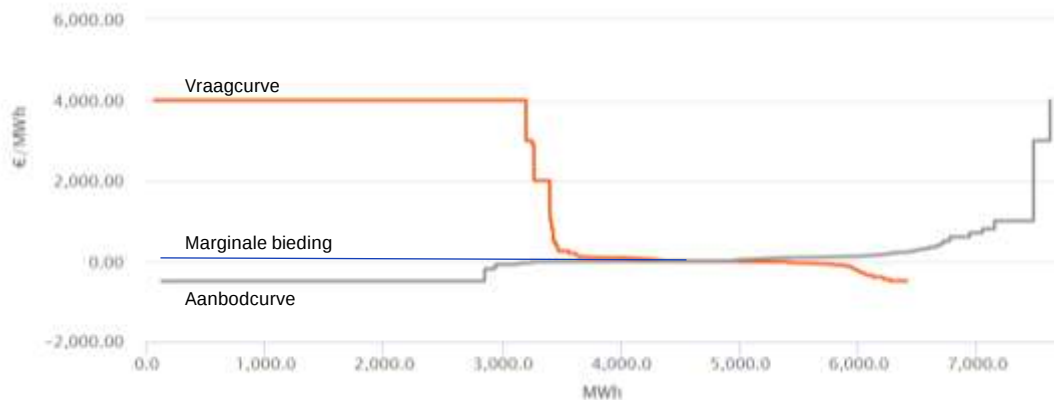
Uiteindelijk is het doel van de handel dat producenten en leveranciers de elektriciteit verkopen of inkopen die ze verwachten op te wekken of die ze verwachten dat hun afnemers verbruiken. Voor elke aansluiting¹¹ in het elektriciteitssysteem is er daarom één partij die verantwoordelijk is voor de balans: de balansverantwoordelijke partij (ook wel *balancing responsible party*, hierna BRP). De BRP moet voor zijn portfolio van allocatiepunten voor elke onbalansverrekeningsperiode (ook wel *imbalance settlement period*, hierna ISP) inschatten hoeveel zijn portfolio zal produceren en afnemen. Een ISP is op dit moment in Nederland een tijdsinterval van 15 minuten.

Een BRP moet dagelijks een energieprogramma indienen dat voor elk ISP – dus elke 15 minuten – in balans is. Een energieprogramma beschrijft per ISP alle productie, afname en handel in het portfolio van de BRP. Een BRP die voor een ISP meer invoeding dan afname in zijn portfolio van allocatiepunten verwacht, kan zijn energieprogramma dus in balans brengen door elektriciteit te verkopen. Een BRP die voor een ISP meer afname dan productie verwacht kan zijn portfolio in balans brengen door elektriciteit te kopen.

2.4.1.2 Termijnstructuur van markten

De groothandelsmarkt is zo vormgegeven dat tot jaren voorafgaand aan levering gehandeld kan worden in elektriciteitsproducten voor levering in de toekomst. Daarvoor zijn verschillende deelmarkten opgezet waar op verschillende termijnen wordt gehandeld in gestandaardiseerd producten. Naarmate de doorlooptijd tot levering korter wordt, wordt ook de doorlooptijd van de *leveringsperiode* van de verhandelbare gestandaardiseerde producten korter (i.e. de duur van de periode waarover zal worden geleverd).

¹¹ Formeel wordt dit allocatiepunt genoemd: een allocatiepunt is in principe een aansluiting, maar het is ook mogelijk dat één aansluiting meerdere allocatiepunten heeft als er meerdere meters zijn geplaatst.



Figuur 2.2: Voorbeeld van een Nederlandse vraagcurve (oranje) en aanbodcurve (grijs) op de spotmarkt voor elektriciteit tussen 5u en 6u op 2 juli 2023. Bron: EPEX SPOT.

In Nederland gaat het om de volgende handelsmarkten:

- Op de *termijnmarkten* wordt gehandeld in producten met een langere leveringsperiode, zoals jaar-, kwartaal- en maand- en weekproducten. Daarbij worden basislast- en pieklastproducten onderscheiden. Basislastproducten zijn producten van één of meer MW voor elk uur van de leveringsperiode. Pieklastproducten zijn producten van één of meer MW voor elk piek uur (van 8:00u tot 20:00u) van de leveringsperiode. Handel in deze producten heeft vooral tot doel om het prijsrisico te beperken. Door al ver vooruit een deel van de geproduceerde elektriciteit te verkopen of een deel van de gevraagde elektriciteit te kopen, wordt het risico van prijsstijgingen of -dalingen beperkt. Ook grensoverschrijdende handel in langetermijnproducten is mogelijk. Partijen moeten daarvoor wel grensoverschrijdende transmissierechten kopen.
- De *day-ahead* markt of spot markt is de elektriciteitsmarkt waarop de dag voor levering voor elk uur van de volgende dag elektriciteit verhandeld door BRP's. De day-ahead markt sluit dagelijks om 12:00 uur op de dag voorafgaand aan levering, waarna veiling plaatsheeft voor levering van elektriciteit op elk uur van de volgende dag. Daarbij wordt vastgesteld welke transacties tot stand komen op basis van alle biedingen voor vraag en aanbod. De prijs op deze veiling wordt bepaald door de *marginale* biedingen, i.e. het snijpunt van de vraagcurve en de aanbodcurve zoals weergegeven in [Figuur 2.2](#). De prijzen voor uurlijkse levering op de volgende dag variëren daarom van uur tot uur. De day-ahead markt is verder opgezet als één geïntegreerde Europese markt, zodat vraag en aanbod van elektriciteit op Europees niveau aan elkaar worden gekoppeld voor zover de beschikbare grensoverschrijdende transportcapaciteit dat toelaat.
- De *intraday* markt biedt aanvullende gelegenheid voor elektriciteitshandel na sluiting van de day-ahead markt. Op de intraday markt kunnen BRP's elektriciteit verhandelen voor elke ISP van de dag van levering.¹² De handel sluit 5 minuten voor het moment van feitelijke levering. De intraday markt verschilt verder van de day-ahead markt doordat er sprake is van continue handel in plaats van een dagelijkse veiling: partijen doen biedingen voor gevraagde of aangeboden energie en elke bieding blijft staan tot aan sluiting van de markt tot er een passend tegenbod wordt gedaan of tot de bieding wordt ingetrokken. Zodra een bod geaccepteerd wordt volgt er een transactie. Er kunnen tussen opening en sluiting van de intraday markt dus voortdurend transacties plaatshebben. Ook in de intraday markt kan zonegrensoverschrijdend worden gehandeld.

¹² Partijen kunnen ook transacties voor langere periodes dan één ISP overeenkomen.

Gezamenlijk stellen de termijnmarkten, de day-ahead markt en de intraday markt marktpartijen in staat om prijsrisico's te beheersen en een energieprogramma in balans te brengen. Terwijl de handel op lange termijn opent met jaarproducten neemt de leveringsperiode van de verhandelde producten steeds verder af tot uiteindelijk handel op de intraday markt in producten met een leveringsperiode die gelijk is aan de programma tijdseenheid van 15 minuten. De beschikbare informatie over vraag en aanbod van elektriciteit neemt ook toe naarmate het moment van feitelijke levering dichterbij komt. Informatie over gepland en ongepland onderhoud van elektriciteitscentrales of over het weer kan naarmate het moment van feitelijke levering dichterbij komt steeds beter worden meegenomen.

2.4.1.3 Flexibiliteit op de groothandelsmarkt

Doordat de prijs fluctueert van maand tot maand, uur tot uur en uiteindelijk kwartier tot kwartier kent de markt waarde toe aan flexibiliteit om vraag en aanbod in balans te houden. Op momenten met weinig aanbod en veel vraag is de prijs hoog. Op andere momenten met veel aanbod en weinig vraag is de prijs laag. Wie in staat is om elektriciteit aan te bieden op momenten met weinig aanbod en veel vraag profiteert dus van een hoge prijs. En wie in staat is om elektriciteit te vragen op momenten met veel aanbod en weinig vraag profiteert van een lage prijs. De groothandelsmarkten geven zo dus prijssignalen aan producenten en afnemers om aanbod of verbruik aan te passen om daarmee vraag en aanbod in balans te brengen.

2.4.2 Onbalansmarkt

Nadat partijen in de groothandelsmarkt hebben gehandeld volgt het moment van feitelijke levering. Hoewel alle BRP's een energieprogramma hebben ingediend dat voor elk ISP in balans is, zal de feitelijke productie en vraag afwijken van de energieprogramma's. Een energiecentrale valt bijvoorbeeld plotseling uit, de vraag is iets anders dan verwacht of wind en zon produceren iets meer of minder dan voorzien. Door zulke ontwikkelingen ontstaat onbalans in het elektriciteitssysteem en dat moet worden voorkomen. Daarnaast is het energieprogramma enkel gemiddeld over de individuele ISP's in balans; momentane invoeding en afname kunnen variëren binnen een ISP.

Samen met andere landelijke netbeheerders in Europa draagt TenneT er zorg voor dat vraag en aanbod van elektriciteit op elk moment in evenwicht zijn. Op het moment dat onbalans ontstaat activeert TenneT balanceringscapaciteit in de vorm van opregelvermogen (meer produceren c.q. minder afnemen) of in afregelvermogen (minder produceren c.q. meer afnemen). Om er zeker van te zijn dat er voldoende vermogen beschikbaar is om op- of af te regelen contracteert TenneT verschillende vormen van reservecapaciteit, ook wel balanceringscapaciteit, via balancingsproducten (TenneT, 2022). TenneT contracteert deze capaciteit bij *balancing service providers* (hierna: BSP's).

De kosten die TenneT maakt voor op- en afregelen om de vermogensbalans op kwartierbasis te handhaven, rekent TenneT door aan BRP's die de onbalans veroorzaken, terwijl de kosten voor aanvullende activatie binnen het kwartier worden gesocialiseerd. De prijs die TenneT bij BRP's in rekening brengt is de onbalansprijs. In principe wordt de onbalansprijs bepaald door de prijs die TenneT heeft betaald voor op- of afregelen.

Een BRP die sterk afwijkt van zijn energieprogramma loopt dus een risico op een hoge rekening van TenneT voor de veroorzaakte onbalans. De onbalansprijs bepaalt de *real time*

prijs van elektriciteit en werkt dus door in alle voorgaande markten; partijen handelen dus ook in de groothandelsmarkt om hoge onbalanskosten te voorkomen.

2.4.3 Congestiemanagement

In de geliberaliseerde Europese elektriciteitssector zijn marktpartijen vrij om onderling stroom te verhandelen. In het oorspronkelijke marktontwerp werd toegang tot het net dan ook gegarandeerd door de wettelijke kaders (principe van derdentoegang) en hoefden netgebruikers in principe dan ook geen rekening te houden met netbeperkingen binnen een land (het koperen plaat principe). Deze principes zijn een belangrijk uitgangspunt van het Europese elektriciteitsmarktmodel. Netbeheerders zijn daarom wettelijk verplicht om eenieder die daarom verzoekt in principe aansluiten op het net en tegen redelijke tarieven en voorwaarden voorzien van de gevraagde transportcapaciteit.

Schaarse transportcapaciteit is ook voor de elektriciteitshandel binnen landen echter een realiteit, en dat geldt sinds enige jaren zeker ook voor de Nederlandse situatie. In verschillende andere Europese landen komt dit al langer voor (onder meer in Noorwegen, Zweden, Duitsland, het Verenigd Koninkrijk en Frankrijk). De fysieke congestie die zich aandient kan daarbij twee verschillende oorzaken hebben:

- Er is sprake van een nieuw verzoek om transportcapaciteit van een nieuwe aangeslotene of uitbreiding van de capaciteit van de aansluiting een al eerder aangeslotene; of
- Er is sprake van toenemend gelijktijdig netgebruik van al eerder toegekende transportcapaciteit.¹³

De Europese regels over het elektriciteitsmarktmodel bevatten daarom bepalingen over de verschillende middelen die netbeheerders kunnen inzetten om fysieke congestie te voorkomen.¹⁴ Deze Europese kaders staan zeven verschillende methoden toe om fysieke congestie te voorkomen:

- Netuitbreiding;
- Splitsen van biedzones¹⁵;
- Inkoop van marktgebaseerde flexibiliteit;
- Marktgebaseerde *redispatch* (in feite aanpassing van geplande vraag of aanbod)¹⁶;
- Niet-vaste aansluit- en transportovereenkomsten (ook wel: non-firm ATO);
- Netgebruik sturen via nettarieven;
- Weigeren van toegang tot het net.

¹³ Fysieke congestie kan ook ontstaan als er geen natuurlijke groei is, maar tijdelijk de netcapaciteit is beperkt door bijvoorbeeld onderhoud. We scharen zo'n situatie ook onder "natuurlijke groei", omdat er ook dan geen sprake is van een "nieuw verzoek".

¹⁴ Het gaat om regels in de Elektriciteitsrichtlijn (Richtlijn 944/2019) en Elektriciteitsverordening (Verordening 943/2019) en de daarop gebaseerde EU netwerkcodes en richtsnoeren.

¹⁵ Een biedzone is in de Europese regelgeving gedefinieerd als het grootste geografische gebied waarin marktdeelnemers in staat zijn energie uit te wisselen zonder capaciteitstoewijzing. Dat ging in het verleden gewoonlijk om landen, maar er loopt al langere tijd een Europees traject om geografische markten in kleinere biedzones in te delen in geval van structurele congestie binnen een land. In dat geval worden de verschillende day-ahead markten geklaard, waarbij rekening gehouden wordt met de beperkingen van tussenliggende netcapaciteit. Resultaat is dan een dispatch die binnen de (lands- of) zonegrensoverschrijdende netcapaciteit kan worden uitgevoerd zonder fysieke netcongestie. Nadeel is dat er elektriciteitsprijsverschillen optreden als netwerken beperkend zijn. Dat zal dus leiden tot prijsverschillen tussen zones binnen landen, waar de klassieke prijsverschillen tussen landen minder bezwaarlijk worden geacht.

¹⁶ Redispatch wordt in de Elektriciteitsverordening (Verordening 943/2019) omschreven als een maatregel die door één of meerdere transmissiesysteembeheerders of distributiesysteembeheerders wordt geactiveerd door een wijziging van het productie- en/of belastingspatroon (met inbegrip van beperking) teneinde de fysieke stromen in het elektriciteitsstelsel te veranderen en fysieke congestie te verlichten of de systeemveiligheid op een andere manier te waarborgen.

Nadien is in Nederland gewerkt aan de Codebesluit congestiemanagement, met als doel de toenemende netcongestie het hoofd te kunnen bieden en efficiënter netgebruik te bevorderen. Sinds november 2022 is de nieuwe Codebesluit van kracht. Daarmee is verdere aanscherping gegeven aan de rollen, bevoegdheden en verantwoordelijkheden binnen congestiemanagement. Waar voorheen de landelijke netbeheerder verplicht werd tot toepassing van redispatch in geval van grensoverschrijdende congestie¹⁷, wordt in het Codebesluit een bredere verplichting voor de netbeheerders ingevoerd. Zo zijn er (voorwaardelijke) verplichtingen voor netbeheerders ingevoerd om congestiemanagement toe te passen in geval van gebieden met formeel vastgestelde structurele congestie aangeduid als *congestiegebied*, zij het met een financiële begrenzing tot gemiddelde congestiemanagement kosten van 1,02 €/MWh gedurende de periode waarvoor het congestiegebied is aangewezen.¹⁸ Verder kunnen verbruikers en producenten met een beschikbaar gesteld transportvermogen van meer dan 1 MW door de netbeheerders verplicht worden om een aanbod te doen, waar dat al verplicht was en is voor een vermogen vanaf 60 MW en hoger.

Waar in voorgaande jaren al mogelijkheden voor toepassing van congestiemanagement ontwikkeld waren door de landelijke en regionale netbeheerders in de vorm van marktgebaseerde redispatch, is het met het nieuwe Codebesluit ook mogelijk voor netbeheerders om flexibiliteit in te kopen via capaciteitsbeperkingscontracten (CBC's). Verder werd afgelopen jaar ook een onderzoek naar non-firm ATO's ingezet, die mogelijk passender zouden kunnen zijn voor nieuwe aanvragen. In geval van aanvragen voor batterijtoepassingen werden die al gedoogd. Afgelopen zomer maakte de ACM bekend de procedure voor het wijzigen van de codes te starten, en een codebesluit hierover wordt nog dit jaar verwacht. We bespreken de drie alternatieven voor congestiemanagement hieronder.

2.4.3.1 Redispatch

Het redispatch product houdt in dat op het moment dat blijkt dat een overbelasting van een netelement dreigt, de netbeheerder via energiebiedingen de overbelasting corrigeert. Daarvoor vraagt de netbeheerder *upstream* van de congestie om af te regelen (productie verlagen of afname verhogen) en *downstream* van de congestie om evenveel op te regelen (productie verhogen of afname verlagen). Daardoor neemt de belasting van het betreffende netelement af. Omdat tegelijkertijd in dezelfde mate op- en af wordt geregeld heeft zo'n maatregelen geen effect op de balans tussen vraag en aanbod. De netto posities die marktpartijen hebben ingenomen in de groothandelsmarkt blijven daardoor in stand, maar de inzet van middelen, ook wel de dispatch – waar, hoeveel elektriciteit wordt geproduceerd en afgenomen – verandert wel. Daarom wordt voor aanpassing van de dispatch gerefereerd aan redispatch product.

De kosten voor de netbeheerder van redispatch worden bepaald door het prijsverschil tussen op- en afregelen. Een partij die *upstream* van de congestie wordt gevraagd om af te regelen zal in de regel bereid zijn om daarvoor aan de netbeheerder te betalen. Een producent levert contractueel gezien namelijk nog elektriciteit en ontvangt daarvoor een prijs, maar hoeft door af te regelen minder te produceren en spaart daardoor productiekosten uit. Voor een afnemer betekent afregelen dat hij meer elektriciteit afneemt en is in de regel bereid om

¹⁷ Het gaat om richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer (Verordening 2015/1222).

¹⁸ In het ontwerp Codebesluit congestiemanagement dat de ACM ter consultatie had gepubliceerd werd nog een financiële grens van 2,50 €/MWh voorgesteld. Volgens de gezamenlijke netbeheerders zou dat voor hen echter tot hoge kosten leiden, waar onvoldoende vergoeding tegenover zou staan in de tariefregulering. Na analyse van aanvullende onderbouwing van de netbeheerders is de ACM in het Codebesluit overgegaan tot aanpassing.

daarvoor te betalen. Een partij die *downstream* van de congestie wordt gevraagd om op te regelen zal daarvoor een vergoeding vragen van de netbeheerder. Een producent die opregelt gaat meer produceren en maakt daarvoor extra kosten. Een afnemer die opregelt gaat minder afnemen en de afnemer verliest daardoor waarde.

In Nederland is redispatch sinds 2019 mogelijk via GOPACS, een handelsplatform dat door de netbeheerders is opgezet en waarop netbeheerders, marktpartijen en grootverbruikers elektriciteit verhandelen via locatie specifieke biedingen. Netbeheerders kunnen de biedingen contracteren en daarmee redispatch uitvoeren. Daarbij wordt ook meteen gecontroleerd of de gecontracteerde biedingen niet tot nieuwe congestie leiden. Met name TenneT was afgelopen jaren actief op deze markt, maar ook regionale netbeheerders kochten redispatch producten in. De prijsniveaus van de verhandelde producten op deze lagen afgelopen jaren gemiddeld (volume gewogen) op een niveau van ongeveer 50 à 100 €/MWh voor kooporders en 360 à 430 €/MWh voor verkooporders. Redispatch kosten kwamen daarmee uit op ongeveer 320 €/MWh, met echter sterke maandelijkse variaties en ook maandelijkse handelsvolumes op deze jonge markt lieten grote verschillen zien.

2.4.3.2 Capaciteitsbeperkingscontract

In congestiegebieden kunnen netbeheerders en aangeslotenen met een volledig vast transportrecht of partijen die in de wachtrij staan voor een aansluiting met transportcapaciteit sinds afgelopen jaar ook capaciteitsbeperkingscontracten (hierna CBC) afsluiten. De CBC kan ook in groepsverband worden aangegaan, zodat groepen van aangeslotenen door afstemming van onderling verschillende karakteristieken van netgebruik in kunnen spelen op congestie.

De CBC is een contract waarbij een aangeslotene tegen betaling afziet van het volledige gebruik van zijn overeengekomen aansluit- en transportcapaciteit om fysieke congestie te voorkomen. In deze contracten wordt de voor de aangeslotene beschikbare capaciteit beperkt volgens vooraf tussen netbeheerder en aangeslotene overeengekomen afspraken en betaling. De afnemer zal zijn vaste transportrecht weer volledig kunnen gebruiken als de congestie is opgelost. Afgelopen maanden werd bekendgemaakt dat de animo onder bedrijven tot op heden beperkt is.

2.4.3.3 Non-firm ATO

In het najaar van 2022 heeft de ACM een consultatie over alternatieve transportrechten opgestart, omdat deze zouden kunnen bijdragen aan efficiëntere benutting van de (schaarse) transportcapaciteit op het elektriciteitsnet en kunnen helpen om congestieproblemen te verzachten. Kort daarop heeft Netbeheer Nederland een voorstel voor de Codewijziging ‘variabel recht op transport’ ingediend voor invoering van alternatieve transportrechten.

Dergelijke niet-vaste aansluit- en transportovereenkomsten ook wel non-firm ATO's, of NFA's, bieden gelegenheid tot nieuwe aansluitingen door toekenning van beperkte transportrechten toe te staan, in afwijking op de huidige wetgeving die voorschrijft dat alle netgebruikers recht hebben op gegarandeerde (firm) capaciteit. Non-firm ATO's hebben daarmee een ander vertrekpunt dan de CBC's, zo wordt geschetst in de toelichting van de ACM, en betrekking op nieuwe behoefte aan aansluiting in plaats van bestaande transportrechten. Met de voorgenomen aanpassing van de codes zoals de ACM heeft aangekondigd zouden dergelijke contracten volgend jaar mogelijk moeten worden.

2.5 Conclusie

Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem is een veel gebruikt begrip, maar de term wordt niet altijd duidelijk gedefinieerd en kan – afhankelijk van de context – verschillende betekenissen hebben. In dit rapport verstaan we onder flexibiliteit in het elektriciteitssysteem:

Het vermogen om in het elektriciteitssysteem om te gaan met variabiliteit van - en onzekerheid over opwek, vraag en transport van elektriciteit binnen de grenzen van de belastbaarheid van het elektriciteitsnetwerk

Flexibiliteit is nodig voor de energiehandel waarmee vraag en aanbod op elkaar worden afgestemd, voor de balanshandhaving en congestiemanagement.

De vraag naar flexibiliteit definiëren we als de behoefte om vraag en aanbod van elektriciteit aan te passen, zodat (i) vraag en aanbod continu in balans (energie en vermogen) zijn en (ii) fysieke congestie wordt voorkomen. Aanbod van flexibiliteit kan worden geleverd vanuit regelbare opwek, vraagsturing, grootschalige conversie, elektriciteitsopslag, grensoverschrijdende handel en afschakeling van hernieuwbare opwek.

Verschillende partijen hebben hierbij verschillende rollen en verantwoordelijkheden:

- Balansverantwoordelijke partijen zijn verantwoordelijk voor de handhaving van de energiebalans voor elke onbalansverrekeningsperiode van 15 minuten. De balans tussen vraag en aanbod in een onbalansverrekeningsperiode betreft een energiebalans, waarbij vraag en aanbod van energie in deze periode aan elkaar gelijk moeten zijn.
- TenneT is verantwoordelijk voor de handhaving van de momentane balans tussen vraag en aanbod. Dit betreft een vermogensbalans, waarbij het vermogen van de vraag en aanbod ten allen tijde vrijwel aan elkaar gelijk moeten zijn. TenneT doet dit door balanceringscapaciteit te contracteren bij aanbieders en die capaciteit te activeren tot levering van balanceringsenergie om onbalans te corrigeren.
- Netbeheerders zijn gezamenlijk verantwoordelijk voor het voorkomen van congestie via congestiemanagement. Netbeheerders kunnen verschillende middelen inzetten om congestie te voorkomen, waaronder markt gebaseerde flexibiliteit die ze contracteren bij marktpartijen of via een capaciteitsbeperkingscontract (CBC) met aangeslotenen.

3 Scenariobeelden flexibiliteit

Onderzoeksvraag 1: Wat is grofweg de verwachte behoefte aan flexibiliteit en de mogelijke verdeling tussen de verschillende (sub)vormen van flexibeliteitsaanbod, het technisch potentieel en de systeemkosten op middellange en lange termijn (2030, 2040, 2050)?

Daarbij richten we ons primair op afgeronde integrale systeemstudies, die ofwel het integrale energiesysteem of ten minste het elektriciteitssysteem omvatten en zo tot een consistent beeld van flexibeliteitsvoorziening komen. Sectorale studies laten we daarbij buiten beschouwing. De geselecteerde studies bieden vooral zicht op 2030 en 2050, zodat dit overzicht ook op deze steekjaren gericht is.

Bestaande studies zijn veelal gebaseerd op scenario-analyses voor uurlijkse systeemallocatie, en geven daarmee een beeld van de energiebalans. Dergelijke modellen zijn al decennialang gemeengoed in de energiesector. De (momentane) vermogensbalans of (binnenlandse) netcongestie wordt daarbij meestal niet in beeld gebracht. Instrumentarium, aanpak, databeschikbaarheid en aanleiding zijn daarop veelal niet ingericht, terwijl de complexiteit van dergelijk onderzoek juist bijzonder hoog is. De flexibeliteitsperspectieven geven daarmee dan ook vooral invulling aan de flexibeliteitsvoorziening voor energiehandel waarmee vraag en aanbod op elkaar worden afgestemd. We bespreken de navolgende scenariostudies dan ook aan de hand van de energiebalans. Daarmee worden verschillende beelden geschetst van de toekomstige ontwikkeling van het energiesysteem en bijbehorende flexibiliteit voor de groothandelsmarkt.

We bespreken achtereenvolgens de scenariobeelden voor 2030 in paragraaf 3.1 en de scenariobeelden voor 2050 in paragraaf 3.2. Beide paragrafen schetsen eerst de gebruikte rapportages, gevolgd door de flexibeliteitsoverzichten, om af te sluiten met conclusies en een samenvattend overzicht en conclusies.

3.1 Scenariobeelden 2030

Voor het beeld voor 2030 hebben we allereerst gebruik gemaakt van de Klimaat- en Energieverkenning 2022 (hierna KEV 2022) die wordt gepubliceerd door het Planbureau voor de Leefomgeving (hierna PBL). De Klimaatwet geeft de KEV een wettelijke status als verantwoordingsinstrument van het klimaat- en energiebeleid. De KEV brengt onder meer de vooruitzichten voor het nationale energiesysteem voor 2030 in kaart op basis van een doorrekening van de ontwikkeling van het Nederlandse Energiesysteem op basis van vastgesteld, voorgenomen en geagendeerd beleid.

In aanvulling op de KEV 2022 gebruiken we het scenario (hierna EO 2022) uit de rapportage van de Werkgroep Extra Opgave (Werkgroep Extra Opgave, 2022) ten behoeve van het Uitvoeringsoverleg Elektriciteit en de bijbehorende achtergrondnotitie Extra opgave elektriciteitsvoorziening van TNO (TNO, 2022). In de rapportages wordt een overzicht van de elektriciteitsvraag voor 2030 opgesteld aan de hand van een inventarisatie van de extra elektriciteitsvraag die verwacht wordt door het Uitvoeringsoverleg van de industrie,

gebouwde omgeving, mobiliteit en glastuinbouw op basis van de sectoropgaven. De sectorbeelden in die analyse worden ingegeven door drie scenario's voor extra elektrificatie, op basis van: 1) 49% BKG-emissiereductie, 2) 55% BKG-emissiereductie, en 3) 55% BKG-emissiereductie + het Fit-for-55 voorstel voor de herziene derde versie van de *Renewable Energy Directive* (hierna: RED III) met daarin een gebruiksverplichting van hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong (*renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin*, hierna RFNBO) van 50% van het waterstofgebruik in de industrie voor finaal energie en niet-energetische doeleinden. In de rapportage wordt de vraagontwikkeling afgezet tegen het aanbod van elektriciteit zoals dat werd voorzien in de laatste versie van de KEV (destijds de KEV 2021).

Daarnaast maken we gebruik van de Monitoring Leveringszekerheid rapportage van de landelijke netbeheerder. Om inzicht te geven in de leveringszekerheid van het elektriciteitssysteem van Nederland voert TenneT een jaarlijkse monitoring uit van de middellange- en lange-termijn-leveringszekerheid, conform haar wettelijke taak zoals beschreven in de Elektriciteitswet 1998 en de Europese Elektriciteitsverordening. Aanvullend is gebruik gemaakt van de *European Resource Adequacy Assessment* van het Europese netwerk van landelijke netbeheerders voor elektriciteit (*European Network of Transmission System Operators for electricity*, ENTSO-E) van afgelopen jaar (hierna ERAA 2022). De ERAA 2022 is de pan-Europese monitoring rapportage over leveringszekerheid voor elektriciteit tot 2030 op basis van de Nationale Energie en Klimaat Plannen van de Europese lidstaten. In het geval van de Nederland is het scenario gebaseerd op het Nationale Drijfveren Scenario zoals dat is gepubliceerd in het Investeringsplan 2022 van TenneT (TenneT, 2022). Dit is een wat vooruitstrevender scenario dan het Integraal Energie en Klimaatplan (INEK) 2021-2030 (ministerie van EZK, 2021), dat op haar beurt weer is gebaseerd op de KEV 2019. De keuze voor het Nationale Drijfveren Scenario is destijds mede ingegeven doordat het Europese Fit-for-55 pakket een jaar eerder werd gepubliceerd, waarmee de doelstelling van 55% BKG emissiereductie voor 2030 werd geagendeerd.

Tot slot is ook gebruik gemaakt van het 2030 scenario uit het onderzoek naar de rol van vraagsturing in het elektriciteitssysteem 2030-2050 (hierna TNO-DR 2022), dat TNO afgelopen jaar publiceerde (TNO, 2022). De rapportage beoogt een actualisatie van de flexibiliteitsanalyse te presenteren van de modelresultaten uit het FLEXNET onderzoeksproject uit 2017 (ECN, Alliander, 2017), waarin een breed consortium van stakeholders uit de energiesector de toekomstige ontwikkeling van flexibiliteit analyseerde. Voor de analyse werd destijds gebruik gemaakt van het COMPETES model, dat tegenwoordig door PBL wordt ingezet voor de KEV. Het basis scenario voor 2030 in de studie is gebaseerd op de KEV 2019.

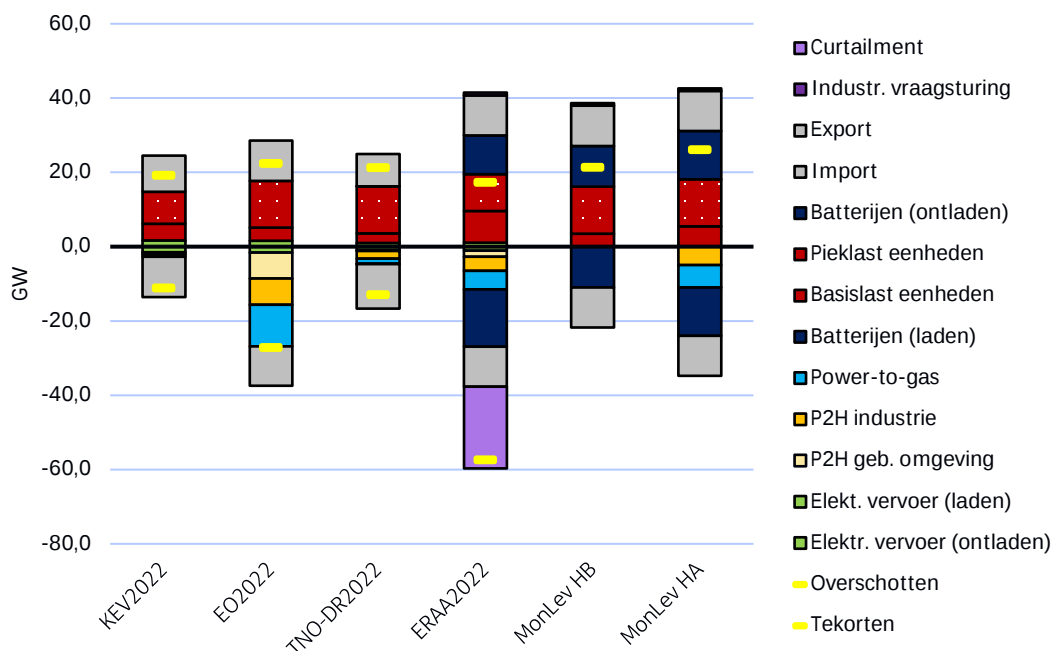
3.1.1 Flexibiliteit scenariobeelden 2030

Om de flexibiliteitsbehoefte en de flexibiliteitsmiddelen in de hiervoor besproken rapportages op hoofdlijnen in kaart te brengen, vergelijken we als startpunt de scenario's voor residuele basisvraag^{19,20} met de inzet van beschikbare flexibiliteitsopties, zie Figuur 3.1. De inzet van flexibele middelen een optellen van maximale inzet wordt weergegeven, terwijl in de scenario's de maximale beschikbaarheid en inzet van uur tot uur kan verschillen. Dit overzicht kan daarom ten onrechte de indruk wekken dat er de flexibiliteitsvoorziening in alle

¹⁹ De residuele vraag wordt gewoonlijk gedefinieerd als de vraag minus wind en zon, waarmee een beeld wordt geschetst van de aanvullende behoefte aan (flexibele) elektriciteitsvoorziening in aanvulling op wind en zon om in de vraag te kunnen voorzien.

²⁰ De basisvraag betreft de vraag zonder flexibele vraag categorieën (zoals elektrisch vervoer, P2H en P2H2). De basisvraag die goeddeels bestaat uit de bestaande klassieke vraag.

uren van het jaar volstaat (en veelal in ruime mate). Het schetst echter wel een beeld van de verhoudingen van beschikbare flexibele middelen die in de scenario's worden verondersteld.



Figuur 3.1: Overzicht van het minimum en maximum van de residuele basisvraag versus maximale inzet van flexibele middelen in de gebruikte 2030 studies. In geval van de Monitoring Leveringszekerheid worden de minimale waarden van de residuele basisvraag niet in de rapportage benoemd.

Uit de Figuur blijkt dat de residuele basisvraag voor de scenario's een vrij stabiele maximum van 20 à 25 GW laat zien. De minimale residuele basisvraag, waarbij productie van hernieuwbare elektriciteit overstijgt varieert echter sterk per scenario, door verschillen in veronderstellingen over hernieuwbare elektriciteitsproductie. Voor KEV 2022 en TNO-DR 2022 gaat het om -11 à -13 GW (uitgaande van ongeveer 6 à 7 GW wind op land, 14 à 15 GW wind op zee en 15 GW à 16 GW zon-PV), -27 GW voor EO 2022 (uitgaande van ongeveer 6 GW wind op land, 21 GW wind op zee²¹ en 21 GW zon-PV) en zelfs - 57 GW voor ERAA 2022 (uitgaande van ongeveer 12 GW wind op land, 21 GW wind op zee en 46 GW zon-PV). In Monitoring Leveringszekerheid worden deze waarden niet gerapporteerd.

Uit Figuur 3.1 kan opgemaakt worden dat de klassieke flexibiliteitsvoorziening, i.e. flexibiliteit uit regelbare opwek (in Nederland vooral gascentrales) en interconnectie, in alle scenario's nog een significante bijdrage zal leveren aan de beschikbaarheid van flexibiliteit in 2030. De scenario's verschillen significant in de beschikbaarheid van drie aanvullende bronnen van flexibiliteitsvoorziening, namelijk *Power-to-Heat* (P2H), *Power-to-Hydrogen* (P2H2) en opslag. De flexibiliteitsvoorziening in de scenario's kunnen aan de hand van deze flexibiliteitsopties gekenschetst worden:

- De twee beelden voor KEV 2022 en TNO-DR 2022 zijn relatief sterk afhankelijk van regelbaar opwekvermogen en interconnectie. Er worden geen significante bijdrages worden geschetst van aanvullende bronnen van flexibiliteit. De scenario's schetsen in feite een flexibiliteitsvoorziening zoals we die nu al kennen.

²¹ Na de aanscherping van de doelstelling werd naderhand bekend dat 4 GW hiervan pas in 2031 gerealiseerd zou kunnen worden in verband met de doorlooptijd van de realisatie van de aansluiting door TenneT.

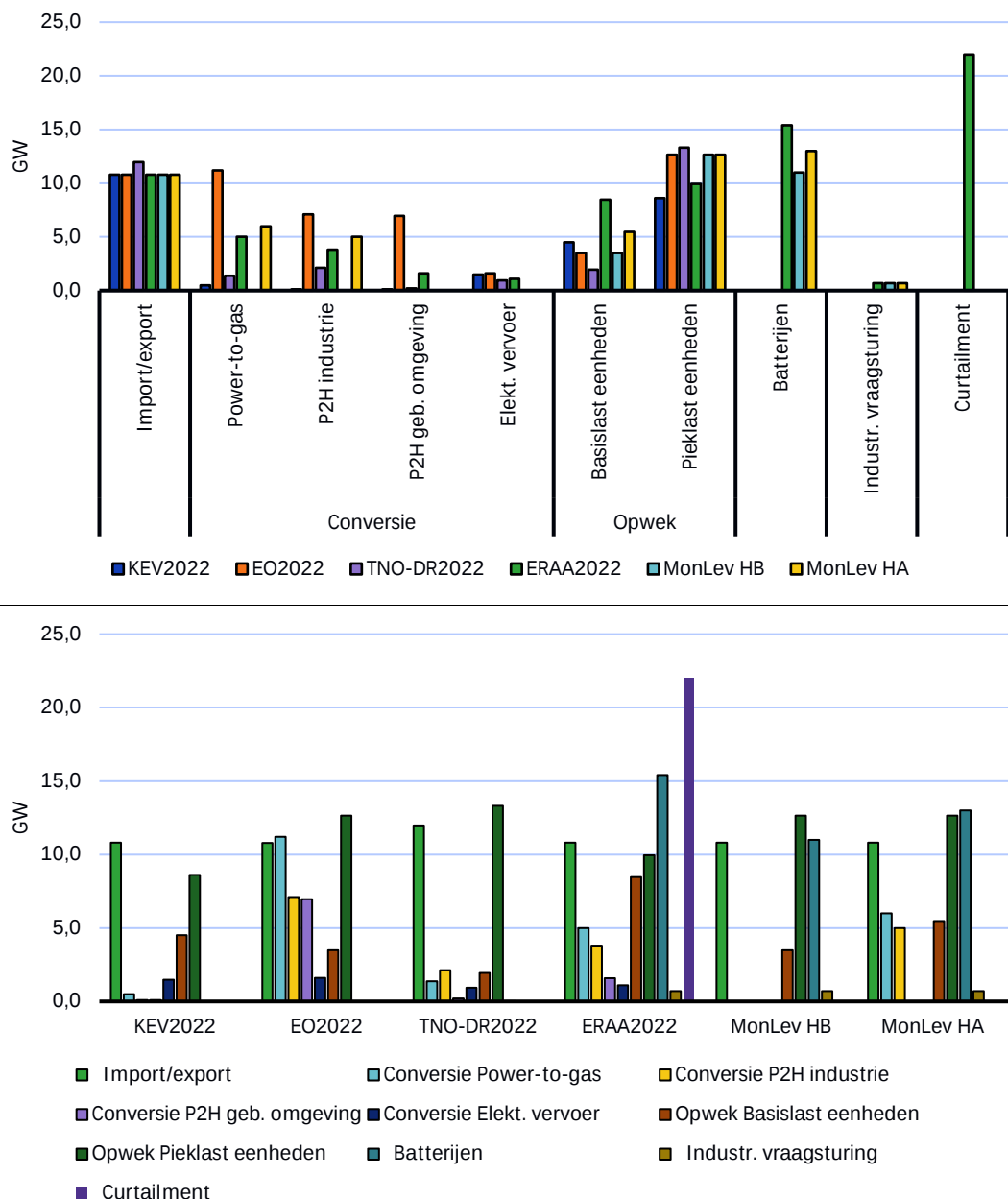
- In EO 2022 wordt de sterkste groei van conversie voorzien, met een toename tot 14 GW flexibele elektriciteitsvraag uit P2H (voor ongeveer 50% bestaande uit hybride e-boilers in industrie en 50% warmtepompen in gebouwde omgeving) en 11 GW P2H2. Dat beeld is gebaseerd op de doelstelling van 55% BKG emissiereductie voor 2030 in combinatie met de afnameverplichting voor de hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong (*renewable fuels of non-biological origin*, hierna RFNBO) die de Europese Commissie als in de herziening van de Renewable Energy Directive (hierna REDIII) heeft voorgesteld, als onderdeel van het “Fit for 55” pakket uit 2021. P2H2 stemt daarmee overeen met optelling van de CES'en (PBL, 2022).
- In ERAA 2022 en Monitoring Leveringszekerheid, Scenario Hoge Ambitie (MonLev HB) wordt eveneens (flexibele) P2H en P2H2 voorzien, maar substantieel lager dan in EO 2022. In het geval van ERAA 2022 gaat het om 3,8 GW P2H in de industrie en 1,6 GW P2H in de gebouwde omgeving. In MonLev HB gaat het om 4,6 GW P2H. Daarnaast gaan beide scenario's uit van respectievelijk 5 en 6 GW P2H2, ligt hoger dan de ambitie van 3 tot 4 GW voor 2030, zoals neergelegd in het Klimaatakkoord.²²
- De netbeheerdersscenario's ERAA 2022 en Monitoring Leveringszekerheid voorzien hoge inzet van (systeem)batterijen, met 15 GW in ERAA en 11 à 13 in MonHB en Mon HA respectievelijk. In ERAA was dit nog een veronderstelling die aansloot bij het scenario ontwerp. In de Monitoring Leveringszekerheid is het ook ingegeven door de bijna 20 GW aanmeldingen per eind 2022 volgens een inventarisatie van de netbeheerders en adviesbureau Strategy (Solar Magazine, 2022). Dit voorjaar werd bekend gemaakt dat het aantal aanmeldingen verder was opgelopen tot 40 GW. In de analyse van Monitoring Leveringszekerheid wordt overigens vermeldt dat er geen validatie is uitgevoerd op de haalbaarheid van de business case.

In alle scenario's wordt verder uitgegaan van relatief beperkt potentieel voor vraagsturing in elektrisch vervoer van 1 à 2 GW. De drie scenario's van de netbeheerders veronderstellen aanvullend nog tot 0,7 GW industriële vraagsturing (beperkt tot enkel afschakeling). Daarmee volgen ze de huidige inschatting van marktparticipatie van dergelijke industriële vraagsturing op basis van een inventarisatie en analyse uit 2020 (DNV GL, 2020) en analyse van TenneT in het kader van de Monitoring Leveringszekerheid in de periode 2018 - 2020.

In Figuur 3.2 worden flexibiliteitsopties in de verschillende scenario's opnieuw weergegeven, maar in dit geval worden de flexibiliteitsopties weergegeven als staafdiagram ingedeeld naar technologie (boven) en naar scenario's (onder). Uit de eerste van deze twee staafdiagrammen (boven) wordt duidelijk dat de scenario's een hoge mate van overeenkomst vertonen in de veronderstellingen over interconnectiecapaciteit (import/export) en regelbaar opwekvermogen. De beelden van deze capaciteitsontwikkeling zijn nu al duidelijk door de lange doorlooptijden die met de ontwikkeling van nieuwe interconnectiecapaciteit gemoeid zijn. In geval van regelbare opwek lopen de scenario's wat uiteen in de verhouding basislast en pieklast eenheden (mede afhankelijk van inzet van de alternatieve flexibiliteitsopties), maar ligt het vermogen voor de meeste scenario's op ongeveer 16 GW. Alleen ERAA 2022 en Monitoring Leveringszekerheid Hoge Ambitie gaan uit van een licht hoger regelbaar opwekvermogen tot ongeveer 18 GW. Deze studies gaan naast ombouw van 1 GW gasgestookt vermogen naar waterstofgestookt vermogen ook 2 GW biomassa-gestookt vermogen. Uit in dit figuur blijkt weer dat de scenario's sterker uiteen lopen als het gaat om de overige flexibiliteitsopties, met name de conversie opties P2H en P2H2 en de systeembatterijen; EO 2022 hoge groei P2H en P2H2 (i.v.m. REDIII), waar ERAA

²² Het kabinet kondigde het afgelopen najaar aan om deze ambitie als ondergrens te zullen hanteren; de minister is van plan de aangegeven 4 GW_e voor 2030 te realiseren, maar committeerde zich nog niet aan de aanscherping tot 6-8 GW_e elektrolyse in 2030 zoals voorgesteld in de Routekaart Waterstof (ministerie van EZK, 2022). Wel werd nadien besloten om in te zetten op een streefdoel van 8 GW_e in 2032 (ministerie van EZK, 2023).

2022 en Monitoring Leveringszekerheid Hoge Ambitie nauwer aansluiten bij ambitie voor elektrolyse uit het Klimaatakkoord. Flexibiliteit uit elektrisch vervoer blijft in vrijwel alle gevallen beperkt (de technologie wordt niet onderscheiden in de rapportage Monitoring Leveringszekerheid), terwijl de netbeheerdersscenario's ERAA & Monitoring Leveringszekerheid 10-15 GW batterijen en 0,7 GW industriële vraagsturing veronderstellen.



Figuur 3.2: Overzicht van maximale inzet van flexibele middelen in de gebruikte 2030 studies, ingedeeld naar technologie (boven) en naar scenario (onder).

Uit Figuur 3.2 (onder) blijkt duidelijk welke flexibiliteitsopties per scenario dominant zijn. Waar KEV 2022 flexibiliteitsvoorziening leunt op export voor overschotten en import en bestaand regelbaar opwekvermogen voor tekorten, wordt in EO 2022 veel gebruik gemaakt

van P2H en P2H2 voor overschotten en import & regelbaar opwekvermogen voor tekorten. TNO-DR 2022 leunt net als KEV 2022 zwaar op export voor overschotten en import & bestaand regelbaar opwekvermogen voor tekorten. De flexibiliteitsvoorziening in de netbeheerdersscenario's ERAA 2022 en Monitoring Leveringszekerheid leunt zwaar op batterijen voor overschotten en tekorten, met variaties voor P2H en P2H2 voor overschotten en bestaand en aanvullend regelbaar opwekvermogen voor tekorten.

3.1.2 Conclusies scenariobeelden 2030

Er bestaan veel definities en 'dimensies' van flexibiliteit, elk met zijn eigen (veel meerdere) indicatoren. In deze rapportage volgens we voorgaande werk door flexibiliteitsbehoefte en flexibiliteitsvoorziening te onderscheiden naar groothandelsmarkt, onbalansmarkt en congestie. De beschouwde rapportages schetsen hoofdzakelijk de flexibiliteitsbehoefte en voorziening in de groothandelsmarkt.

Samenvattend schetsen de rapportages uiteenlopende beelden voor de flexibiliteitsbehoefte in 2030:

- **Residuele basisvraag** – De residuele basisvraag varieert met een vrij stabiele piek van 20 à 25 GW tot sterk variërende minimale waarden van -11 à -13 GW voor KEV 2022 & TNO-DR 2022 (op basis van KEV 2019), -27 GW voor EO 2022 en zelfs – 57 GW voor ERAA 2022 (vanwege relatief hoge wind op zee veronderstelling van 21 GW en een zon-PV veronderstelling van 46 GW die ruwweg tweemaal hoger ligt dan de andere scenario's).

In deze flexibiliteitsbehoefte wordt voorzien met:

- **Regelbare opwek** - Waar de beschikbare regelbare opwek op het niveau van 21,7 GW lag in 2020 (TenneT, 2022), komt inzet van regelbare opwek in de scenario's uit op een bandbreedte van 13 tot 18 GW, met een relatief lage inzet in KEV 2022, een relatief hoge inzet in Monitoring Leveringszekerheid Hoge Ambitie, en voor het overige rond de 16 GW.
- **Grootschalige conversie** - EO 2022 schetst een sterke groei van 7 GW (industriële) P2H en 11 GW P2H2 op basis van sectorale 55% BKG-emissiereductie doelstellingen en REDIII. In de netbeheerdersscenario's variëren deze van laag (MonLev Huidige Beleid op basis van KEV 2022) tot P2H en P2H2 in de orde van 5 GW (ruwweg in lijn met bijv. de ambities P2H2 in het Klimaatakkoord). De KEV 2022 en TNO-DR 2022 (op basis van KEV 2019) schetsen beperkte ontwikkeling van P2H en P2H2.
- **Industriële vraagsturing** – Enkel de netbeheerders scenario's laten industriële vraagsturing (in de vorm van afschakeling) zien, die in alle gevallen op 0,7 GW wordt verondersteld.
- **Kleinschalige vraagsturing** – EO 2022 komt tot 7 GW aan warmtepompen in de gebouwde omgeving. Voor het overige wordt in alle scenario's 1 à 2 GW kleinschalige vraagsturing voor warmtepompen en elektrische voertuigen geschetst.
- **Opslag** - Netbeheerders scenario's voorzien sterke groei tot 11 à 15 GW batterijen, in geval van Monitoring Leveringszekerheid ingegeven door de sterke groei van het aantal aanmeldingen.
- **Interconnectie** – De piek in import/export komt in vrijwel alle scenario's op ongeveer 11 GW uit.

Daarmee schetsen de scenario's onderscheidende beelden. De scenario's onderscheiden zich in relatief behoudende, conventionele scenario's vs. scenario's met hogere bijdragen van conversie en opslag;

- **Conventioneel** - KEV 2022 & TNO-DR 2022 gaan grotendeels uit van continuering van de bestaande verhoudingen, met flexibiliteitsvoorziening grotendeels op basis van import/export voor scenario's die uitgaan van huidige beleidskaders.

- **Conversie gedreven** - EO 2022 is sterk conversie gedreven, met sterke groei van P2H tot 14 GW en P2H2 tot 7 GW, gedreven door 55% sectorale BKG emissiereductie doel en REDIII voorstel FF55.
- **Opslag gedreven** - De netbeheerdersscenario's vertonen sterke inzet op opslag met groei tot 10 à 15 GW (systeem)batterijen. De beelden worden mede gebaseerd op het hoge aantal aanmeldingen voor aansluiting van systeembatterijen in recente periode.

De sterke divergentie in de scenario's schetst een relatief grote onzekerheid voor de periode tot 2030. Daarbij verschillen de scenario's deels in veronderstelde beleidskaders, maar ook de projectie vanuit de huidige trend van groeiende interesse in opslag:

- Gedeeld beeld voor regelbare opwek (13–18 GW) en interconnectiecapaciteit (11 GW);
- Sterk uiteenlopende beelden voor P2H (1–7 GW), P2H2 (0–11 GW), batterijen (0–15 GW).

Kleinschalige vraagsturing van 1 à 2 GW elektrische voertuigen speelt in alle scenario's een bescheiden rol. Dat geldt ook voor grootschalige industriële vraagsturing in de vorm van afschakeling (tot 0,7 GW), die bovendien enkel in netbeheerdersscenario's voorkomt.

3.2 Scenariobeelden 2050

Voor de 2050 beelden van flexibiliteitsvoorziening gaan we uit van integrale systeemstudies die in de afgelopen jaren zijn gepubliceerd. Integrale systeemstudies bieden een (in ieder geval voor wat betreft de energiebalans) intern consistent beeld van de ontwikkeling van het volledige energiesysteem. Dergelijke integrale analyses nemen toe in belang vanwege de toenemende vervlechting van het elektriciteitssysteem met andere segmenten van het energiesysteem, door toenemende directe elektrificatie (i.e. substitutie van fossiele energiedragers door elektriciteit) en indirecte elektrificatie (i.e. conversie van elektriciteit naar andere energiedragers, zoals warmte en waterstof). In de afgelopen jaren zijn vanuit een tweetal trajecten dergelijke systeemstudies gepubliceerd, te weten de studies die vanuit de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (kortweg II3050) en de TNO studiereeks 'Naar een duurzaam energiesysteem voor Nederland in 2050'.

We bespreken hieronder kort de achtergrond en aard van beide studies, mede op basis van een uitgebreide vergelijking tussen beide studies die het afgelopen najaar is gepubliceerd door het Expertteam Energiesysteem 2050 (Expertteam Energiesysteem 2050, 2022). De omschrijving bespreking wordt gevolgd door een overzicht van de scenariobeelden voor flexibiliteit, en sluit af met conclusies.

3.2.1 II3050 Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050

II3050 is in 2019 geïnitieerd door de Nederlandse netbeheerders om de toekomstige energie-infrastructuurbehoeften te analyseren. Deze infrastructuurverkenning is overeengekomen in het Klimaatakkoord, in onderkenning van het belang van energie-infrastructuur in de energietransitie. Het is de bedoeling dat de analyse elke twee jaar wordt geactualiseerd.

In de periode 2020-2021 is als fase I van de eerste II3050-cyclus een scenario(ontwerp)studie uitgevoerd, met een scenariostudie voor een CO₂-neutraal energiesysteem in 2050 ontwikkeld door Berenschot en Kalavasta als resultaat (Berenschot, Kalavasta, 2020). In fase II van deze eerste II3050-cyclus is de scenariostudie gevolgd door de infrastructuuranalyse in het rapport 'Het Energiesysteem van de toekomst' van de netbeheerders (Netbeheer Nederland, 2021). Dit tweede rapport staat centraal in dit flexibiliteitsoverzicht: de infrastructuuranalyse is namelijk in samenhang met een intern consistent beeld van de

flexibiliteitsvoorziening uitgewerkt waarbij nog verschillende scenarioaanpassingen op het oorspronkelijke scenario-ontwerp zijn doorgevoerd.²³

De analyse gaat uit van vier sturingsscenario's voor de ontwikkeling van vraag en aanbod voor vier energiedragers elektriciteit, methaan, waterstof en warmte. Het narratief van de sturingsscenario's komt tot uitdrukking in een toenemende schaal van projecten (kleinschaliger regionale projecten versus grootschaliger, centralere, nationale of zelfs internationale projecten) en een toenemende schaal van geografische verbondenheid van het energiesysteem: Regionale sturing, Nationale sturing, Europese CO₂-sturing en Internationale sturing. De scenario's variëren globaal van dominante energiedrager (elektronen vs. moleculen), economische groei (in industrie en mobiliteit) en importafhankelijkheid. Het scenario-ontwerp is er daarbij op gericht om de uithoeken van de toekomstige netbelastingen op te zoeken, als eerste verkenning van de uithoeken van de toekomstige energietransportbehoefte.

De scenario's gaan dus niet uit van een kostenperspectief of economisch perspectief, maar verkennen de extremen van in toekomstige netbelastingen voor elektriciteit die door de auteurs en andere betrokken nog realistisch geacht worden. Ook de flexibiliteitsanalyse is niet gebaseerd op kostenminimalisatie. In plaats daarvan is een heuristiek ontwikkeld om de flexibiliteitsanalyse uit te voeren, door achtereenvolgende toepassing van flexibiliteitsopties op de residuele basisvraag; 1) vraagsturing en aanbodsturing (30% overplanting en 5% curtailment van de productie uit zon-PV, hybride warmtepompen op basis van een omslagpunt in efficiëntie, 100% van EV wordt slim geladen, hybride industrie – power-to-heat), 2) optimalisatie van internationale uitwisseling door middel van elektriciteitshandel, 3) berekening van de inzet van lange termijn energieopslag (>24u) via P2H2 en waterstofopslag op basis van maandelijks onbalans, 4) berekening inzet korte termijn / kort-cyclische opslag (<24h) op basis van de resterende onbalans op uurbasis.

3.2.2 Naar een duurzaam energiesysteem voor Nederland in 2050

Deze studiecycclus is gericht op de verkenning van een behoudende vs. een vooruitstrevende BKG emissiereductiestrategie voor de energietransitie naar een klimaatneutrale samenleving in 2050, met als doel om de beleidsdiscussie te voeden met inzichten over lange termijn systeemontwikkeling. De eerste lange termijn verkenning van het Nederlandse energiesysteem voor 2050 is uitgevoerd in 2020, terwijl het onderzoek in 2022 is uitgebreid en geactualiseerd (TNO, 2020; TNO, 2022).

In deze studiecycclus zijn twee scenario's opgesteld voor de ontwikkeling van de energie- en grondstofbehoefte richting 2050. De verhaallijn van de scenario's onderscheidt een behoudend pad met behoud van de huidige levensstijl van de Nederlandse bevolking (ADAPT), en een vooruitstrevend pad met een sterkere transformatie van levensstijl naar een duurzame samenleving (TRANSFORM). In het ADAPT Scenario is de (intrinsieke) motivatie tot verandering van de huidige levenswijze beperkt. De reductiedoelstellingen worden gerealiseerd door beperkte incrementele aanpassingen in het energiesysteem, met een vergelijkbare energie-intensiteit als in het huidige. Tegen die achtergrond veronderstelt dit scenario dat er voldoende draagvlak is voor de meer omstreden technologieën zoals CCS en biomassa. In het TRANSFORM Scenario wordt sterker ingezet op systeem- en gedragsverandering en

²³ Dit voorjaar werd de actualisatie van de scenariostudie gepubliceerd en momenteel wordt gewerkt aan de actualisatie van de infrastructuurstudie, die naar verwachting eind dit jaar zal worden opgeleverd. Gegeven de wisselwerking tussen infrastructuur en flexibiliteit hebben we de geactualiseerde scenariostudie hier buiten beschouwing gelaten.

fundamentele aanpassing van productieprocessen met een dalende energie-intensiteit tot gevolg. Dit scenario veronderstelt dat er beperkt draagvlak is voor de meer omstreden opties zoals CCS en biomassa. De scenario's laten enkel import van fossiele energiedragers en (beperkt) biomassa toe; import van waterstof wordt niet mee genomen.

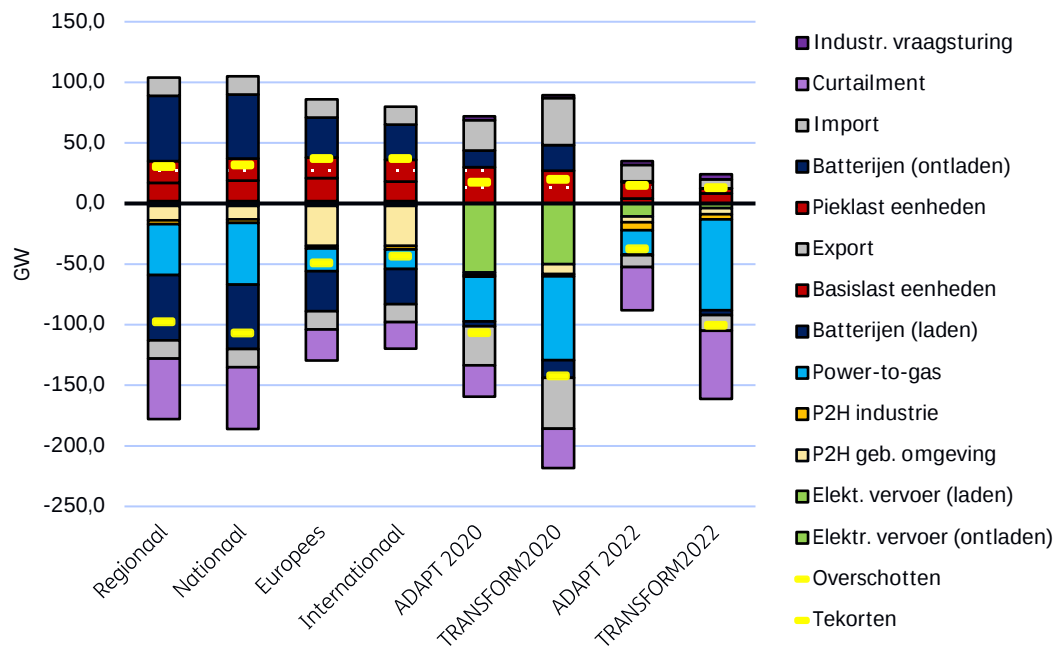
De analyse is uitgevoerd met het integraal energiesysteemmodel OPERA, een model gericht op geoptimaliseerde energiesysteemontwikkeling waarbij de nationale energievraag wordt voorzien tegen de laagste nationale of totale kosten (PBL, 2019). Met het model kan berekend worden met welke investeringen in energietechnologieën Nederland tegen de laagst mogelijke kosten (combinaties van) BKG emissiereductiedoelen en energiebeleidsdoelen in een bepaald jaar kunnen worden behaald. Het model omvat dus het gehele Nederlandse energiesysteem, inclusief energieaanvoer, energiewinning en conversie, een vereenvoudigde representatie van energie-transportinfrastructuur, opslag en alle vraagsectoren. Hoewel doorrekeningen op uurbasis mogelijk zijn, wordt veelal gebruik gemaakt van een techniek om rekentijd te besparen door uren met vergelijkbare vraag- en aanbodkarakteristieken samen te voegen in tijdschijven. De tijdschijven variëren in duur; basislast tijdschijven omvatten veel uren, terwijl grilliger piekuren tijdschijven slechts enkele uren omvatten. Voor de flexibiliteitsanalyse is gebruik gemaakt van gedetailleerdere doorrekeningen voor zover die beschikbaar waren; een uurlijkse doorrekening van de analyse uit 2020 en een drie-uurlijkse doorrekening van de analyse uit 2022. Daarmee wordt in de resultaten van de flexibiliteitsanalyse van de 2022 studie een middeling over drie uur toegepast. Voor de energiebalans heeft dat beperkte gevolgen, maar voor de vermogensbalans worden extremen afgeplat.

3.2.3 Flexibiliteit scenario-beelden 2050

Ook voor de scenario-beelden voor 2050 vergelijken we de flexibiliteitsbehoefte en de flexibiliteitsopties uit de integrale systeemstudies door de residuele basisvraag met de inzet van flexibele opties in elektriciteitsvraag, regelbaar opwekvermogen, opslag en interconnectie in kaart te brengen, zoals weergegeven in Figuur 3.3.²⁴

De scenario's lopen in dit geval sterk uiteen in de veronderstelde vraag naar energie op basis van verschillende groeiveronderstellingen. Zo wordt voor industrie een generieke krimp van -1% per jaar verondersteld in II3050 Regionaal terwijl voor II3050 Internationaal een generieke groei van +1% per jaar wordt verondersteld. Verder verschilt de afbakening van de BKG emissiereductie binnen Nederland. Zo worden bunkerbrandstoffen voor internationale scheep- en luchtvaart in II3050 deels geproduceerd uit wind op zee en verder aangevuld met import. In de ADAPT & TRANSFORM scenario's die in 2020 werden opgesteld (hierna ADAPT & TRANSFORM 2020) vormen ze geen onderdeel van de emissiereductiedoelstelling. In de ADAPT & TRANSFORM scenario's die in 2022 werden opgesteld (hierna ADAPT & TRANSFORM 2022), worden ze volledig binnen Nederland geproduceerd met een BKG emissiereductiedoel van respectievelijk 50% en 95% ten opzichte van 1990. Verder verschillen scenario's sterk in het aandeel van elektriciteit in de nationale energiemix, zodat de elektriciteitsvraag sterk verschilt evenals het bijbehorende aanbod uit wind en zon. Dergelijke verschillen leiden tot sterker uiteenlopende maximale en minimale residuele basisvraag naar elektriciteit.

²⁴ Merk op dat voor de inzet van flexibele middelen een optellen van maximale inzet wordt weergegeven, terwijl in de scenario's de maximale beschikbaarheid en inzet van uur tot uur kan verschillen. Dit overzicht kan daarom ten onrechte de indruk wekken dat er de flexibiliteitsvoorziening in alle gevallen volstaat (en veelal in ruime mate). Het schetst echter wel een beeld van de verhoudingen van beschikbare flexibele middelen die in de scenario's worden verondersteld.



Figuur 3.3: Overzicht van het minimum en maximum van de residuele basisvraag versus maximale inzet van flexibele middelen in de gebruikte 2050 studies.

Uit Figuur 3.3 blijkt dan ook dat de residuele basisvraag voor de 2050 scenario-beelden sterker varieert dan voor de 2030 scenario-beelden. Op de schaal van de figuur lijken de maximale residuele basisvraag niveaus beperkt te verschillen, maar de maxima voor de II3050 scenario's liggen met 30 tot 37 GW ongeveer twee maal hoger dan de ADAPT & TRANSFORM scenario's met 13 tot 20 GW. Verder schetsen de elektriciteitsrijke II3050 scenario's Regionaal en Nationaal met ongeveer -100 GW zeer lage minimale waarden voor de residuele basisvraag in verhouding tot molecuulrijkere (en importrijkere) II3050 scenario's Europees en Internationaal met ongeveer -50 GW. Voor ADAPT & TRANSFORM 2020 ligt dit minimum op respectievelijk ongeveer -100 GW en -150 GW, terwijl ADAPT & TRANSFORM 2022 op ongeveer -40 GW en -100 GW uitkomen. De grote verschillen in minimale residuele basisvraag zijn een direct gevolg van grote verschillen in wind en zon bijdragen; de gemiddelde basisvraag varieert binnen een bandbreedte van slechts 10 tot 25 GW.

Verder kan uit de figuur opgemaakt worden dat de klassieke flexibiliteitsvoorziening, i.e. flexibiliteit uit regelbare opwek in alle scenario's een relatief beperkte bijdrage zal leveren aan de beschikbaarheid van flexibiliteit in 2030. De inzet van regelbare opwek loopt desondanks wel uiteen, met 33 tot 36 GW in de II3050 scenario's, 27 à 29 GW in ADAPT & TRANSFORM 2020 en slechts 13 à 18 GW in ADAPT & TRANSFORM 2022. De scenario's verschillen verder significant in de beschikbaarheid van vrijwel alle overige aanvullende bronnen van flexibiliteitsvoorziening, en wel i.e. vraagsturing (hybride warmtepompen en elektrisch vervoer), conversie (P2H, P2H2), opslag, interconnectiecapaciteit en afschakeling van hernieuwbaar.

- In de elektriciteitsrijke II3050 scenario's (Regionaal en Nationaal) vormen conversie (P2H met 11 à 12 GW hybride warmtepompen in de gebouwde omgeving en 3 GW e-boilers in de industrie, maar vooral P2H2 met 42 tot 52 GW elektrolyse), opslag in de vorm van 53 à 54 GW aan systeembatterijen en tot slot 33 tot 35 GW aan afschakeling van vooral zon-PV de grootste bijdrage. Interconnectiecapaciteit blijft liggen op een niveau van 15 GW

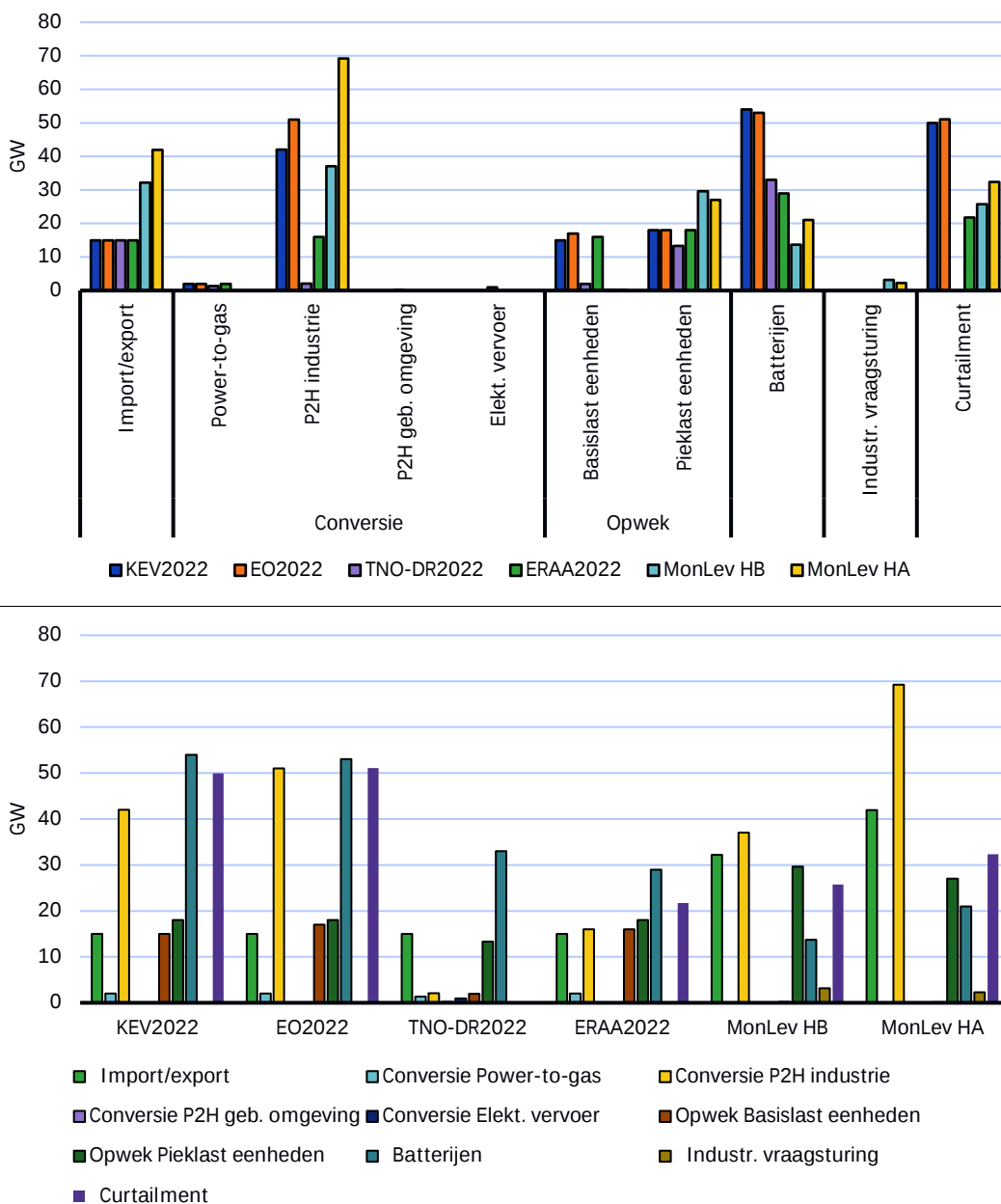
(vergelijkbaar met de 2030 beelden), maar die is in de achterliggende scenario-ontwerp studie gebaseerd op TYNDP 2040.²⁵

- In de molecuulrijke II3050 scenario's (Europees en Internationaal) is dit ook het geval, maar liggen de verhoudingen duidelijk anders. Zo wordt met 33 GW veel sterker ingezet op vraagsturing via hybride warmtepompen in de gebouwde omgeving (mogelijk gemaakt door ruimere beschikbaarheid van hernieuwbaar gas), veel beperkter ingezet op P2H2 met 16 tot 19 GW elektrolyse, en veel beperkter ingezet op opslag met 29 tot 33 GW aan systeembatterijen. Afschakeling van vooral zon-PV ligt op vergelijkbaar niveau met 21 tot 25 GW. Ook hier blijft interconnectiecapaciteit liggen op een niveau van 15 GW, zoals in de 2030 beelden en gebaseerd op TYNDP 2040.²⁶
- In ADAPT & TRANSFORM 2020 bestaat de flexibiliteitsvoorziening vooral uit vraagsturing vanuit elektrisch vervoer met 50 à 57 GW, een ruime bandbreedte van 37 tot 69 GW aan elektrolyse voor P2H2, een forse groei van de interconnectiecapaciteit tot 32 à 42 GW en afschakeling van zon-PV in de orde van 26 à 32 GW. Overige flexibiliteitsopties P2H in industrie, P2H in de gebouwde omgeving en industriële vraagsturing liggen elk in de orde van enkele GW. Batterijen spelen met 14 tot 21 GW een relatief vrij beperkte rol in de uitkomsten van deze kostenoptimalisatiestudie, vermoedelijk vanwege relatief hoge kosten. Wel wordt er zwaarder op batterijen ingezet in het elektriciteitsrijke TRANSFORM 2020.
- De ADAPT & TRANSFORM 2022 scenario's laten een wat lagere residuele basisvraag zien dan de andere scenario's, vooral in geval van ADAPT. In dit geval wordt de flexibiliteitsbehoefte vooral ingevuld met 20 GW elektrolyse in ADAPT en 75 GW elektrolyse in TRANSFORM, vooral gedreven door aanzienlijke vraag naar waterstof voor de 50% à 95% BKG emissiereductie in bunkerbrandstoffen voor internationale lucht- en scheepvaart. In het scenario wordt verondersteld dat er geen waterstof wordt geïmporteerd, dus het legt vrijwel volledig beslag op het technisch potentieel voor wind en zon met aanvullend 2 tot 5 GW nucleaire centrales en veel P2H2. Verder loopt de afschakeling van hernieuwbare elektriciteit in deze scenario's op tot 36 à 56 GW. Overige flexibiliteitsopties vraagsturing voor elektrisch vervoer, P2H in industrie, P2H in de gebouwde omgeving en industriële vraagsturing liggen elk in de orde van 5 GW. Interconnectiecapaciteit blijft daarbij liggen op een niveau van 10 à 13 GW en batterijen blijven onder de 1 GW in deze scenario's.

In Figuur 3.4 worden flexibiliteitsopties in de verschillende scenario's weergegeven, verdeeld naar technologie (boven) en naar scenario's (onder). Uit de eerste figuur wordt duidelijk dat de scenario's een hoge mate verschillen in veronderstelde beschikbaarheid van flexibiliteit. Zo schetsten ADAPT & TRANSFORM 2020 een relatief hoge beschikbaarheid van interconnectiecapaciteit tot 32 à 42 GW, waar de II3050 scenario's uitgaan van een gegeven capaciteit van 15 GW en ADAPT & TRANSFORM 2022 op het niveau van 2030 blijven liggen. De ADAPT & TRANSFORM scenario's veronderstellen, met een groei tot maximaal 250% in 2050, een hoog technisch potentieel voor verzwaring. De 2020 analyse komt tot naar verhouding beperkte waterstofproductie en bijbehorende flexibiliteitsvoorziening, zodat de interconnectiecapaciteit een kosteneffectieve uitweg biedt voor overschotten van hernieuwbare elektriciteit bij piekproductie. In geval van de 2022 analyse is er juist veel aanvullend waterstof nodig voor de productie van hernieuwbare brandstoffen voor internationale lucht- en scheepvaart, en wordt sterk ingezet op elektrolyse die hoge hernieuwbare elektriciteitsproductie kan absorberen.

²⁵ De recente actualisatie van de scenariostudie gaat bijvoorbeeld uit van een bescheiden groei tot ongeveer 19 GW voor 2050. Voor 2040 wordt de hier genoemde 15 GW aangehouden (Netbeheer Nederland, 2023).

²⁶ De recente actualisatie van de scenariostudie gaat in dit geval uit van een sterkere groei tot ongeveer 29 GW voor 2050. Voor 2040 wordt de hier genoemde 15 GW aangehouden (Netbeheer Nederland, 2023).



Figuur 3.4: Overzicht van maximale inzet van flexibele middelen in de gebruikte 2050 studies, ingedeeld naar technologie (boven) en naar scenario (onder).

In geval van conversie valt op dat P2H2 een sterke groei doormaakt in alle elektriciteitsrijke scenario's, zowel in II3050 (Regionaal en Nationaal) als in de beide TRANSFORM scenario's die door het vooruitstrevende beeld ook een sterke groei van wind en zon laten zien. Verder loopt P2H sterk op in de molecuulrijke II3050 scenario's (Europees en Internationaal) vanwege de veronderstelde hoge inzet op hybride warmtepompen in de gebouwde omgeving in samenhang met ruime beschikbaarheid van hernieuwbare gassen.

Opslag wordt met name sterk gedreven door de scenarioveronderstellingen voor II3050 en in het bijzonder de elektriciteitsrijke II3050 scenario's (Regionaal en Nationaal). In ADAPT & TRANSFORM speelt opslag een bescheiden rol; hier biedt P2H2 een kosten effectief

alternatief voor de flexibiliteitsvoorziening en in de 2020 analyse geldt dat ook voor bieden interconnectiecapaciteit. Afschakeling van hernieuwbare elektriciteit vormt een belangrijke flexibiliteitsoptie in vrijwel alle scenario's, maar vooral in de elektriciteitsrijke scenario's met relatief veel zon-PV, i.e. II3050 Regionaal en Nationaal en TRANSFORM 2022. In de beide II3050 scenario's wordt zelfs tot 50 GW afgeschakeld.

3.2.4 Conclusies scenariobeelden 2050

Voor de scenariobeelden van 2050 zijn we uitgegaan van laten de studies die vanuit de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (kortweg II3050) en de TNO studiereeks 'Naar een duurzaam energiesysteem voor Nederland in 2050' zijn opgesteld. Verschillen tussen de twee betreffende studies vloeien vooral voort uit de verschillende aanpak/methodologie van de betreffende studies ('kostenoptimalisatie' versus 'simulatie/technische optimalisatie').

De rapportages schetsen de volgende beelden voor de flexibiliteitsbehoefte in 2050:

- **Residuele vraag** - De residuele basisvraag varieert met uiteenlopende piekbelasting van 13 à 37 GW tot een sterker uiteenlopende -38 à -142 GW voor II3050 Europees & Internationaal en de ADAPT & TRANSFORM scenario's. De regionale en nationale II3050 scenario's laten uitschieters zien tot -95 à -107 GW in verband met de hoge wind op zee en zon-PV veronderstellingen, in een inspanning om een sterk elektrisch scenario neer te zetten als uithoek voor de toekomstige netbelastingen.

In deze flexibiliteitsbehoefte wordt voorzien door:

- **Regelbare opwek** - Inzet komt in de meeste scenario's uit op een bandbreedte van ongeveer 25 à 35 GW, maar een relatief lage inzet van slechts 13 à 18 GW in ADAPT & TRANSFORM 2022.
- **Conversie** - P2H in de industrie blijft beperkt tot ongeveer 2 GW à 7 GW waarmee de technologie aan het technisch potentieel voor de industriële warmtevraag komt. Vooral P2H2 groeit sterk in vrijwel alle scenario's, maar varieert ook sterk van 16 GW in II3050 Internationaal (vanwege hoge H2 import) tot zelfs 75 GW TRANSFORM 2022 (vanwege de hoge vraag en juist geen import van waterstof).
- **Industriële vraagsturing** - Alleen de ADAPT & TRANSFORM beelden veronderstellen industriële vraagsturing tot 2 GW à 4 GW.
- **Kleinschalige vraagsturing** - In verschillende scenario's neemt kleinschalige vraagsturing zeer grote vormen aan. Waar kleinschalige vraagsturing een bescheiden rol speelt in de elektriciteitsrijke II3050 scenario's (Regionaal en Nationaal) en ADAPT & TRANSFORM 2022, speelt de hybride warmtepomp met 33 GW een grote rol in de molecuulrijke II3050 scenario's (Europees en Internationaal), terwijl in ADAPT & TRANSFORM 2020 de flexibiliteitsvoorziening voor een belangrijk deel uit vraagsturing vanuit elektrisch vervoer bestaat met 50 à 57 GW.
- **Opslag** - Netbeheerdersscenario's voorzien ook hier in sterke groei tot 30 GW in de waterstofrijke II3050 scenario's (Europees en Internationaal), en tot ongeveer 50 GW in de elektriciteitsrijke II3050 scenario's (Regionaal en Nationaal). In de ADAPT & TRANSFORM scenario's ligt dit met 5 à 20 GW beduidend lager, in samenhang met sterke inzet op conversie en/of andere moleculaire energiedragers.
- **Interconnectie** - ligt in vrijwel alle scenario's laag met 15 GW (tegenover 11 GW in 2030). In ADAPT & TRANSFORM 2020 valt dit met 32 tot 42 GW ruim tweemaal hoger uit, en biedt het een gunstige flexibiliteitsoptie. In geval van de ADAPT & TRANSFORM 2022 studie valt dit substantieel lager uit door hoge inzet op P2H2, mede om ook in de vraag naar bunkerbrandstoffen te kunnen voorzien.

- **Curtailement** - in deze scenario's neemt curtailement extremere vormen aan, variërend van 20 GW in scenario's met veel alternatieve flexibiliteitsopties tot zelfs 50 GW in de elektriciteitsrijke II3050 scenario's.

Daarmee schetsen de scenario's onderscheidende beelden. De scenario's onderscheiden zich in relatief elektriciteitsrijke scenario's versus scenario's die rijker zijn aan moleculaire energiedragers, alsmede in grote verschillen in import/exportveronderstellingen:

- **Elektriciteitsrijk met beperkte import/export** - De elektriciteitsrijke II3050 Regionaal en Nationaal laten hoge bijdragen van wind en zon zien, bij een hoge mate van zelfvoorziening. Daarmee ontstaat een hoge behoefte aan conversiecapaciteit, maar ook opslag en afschakeling van hernieuwbare elektriciteit.
- **Waterstofrijk zonder/met (waterstof) import** - TRANSFORM 2020 en 2022 vergen grote hoeveelheden waterstof door verregaande emissiereductie, bij beperkte waterstof import. II3050 Europees en Internationaal vergen eveneens grote hoeveelheden waterstof vanwege hoge energievraag, bij eveneens hoge import van waterstof. De beide scenario's laten dan ook verschillende groeiscenario's voor conversie zien. Deze en ook de beide ADAPT scenario's laten bovendien nog relatief grotere bijdragen van fossiele dragers (als grondstof) zien.

De scenario's schetsen extremere uithoeken van de flexibiliteitsvoorziening. Daarmee schetsen de scenario's ook minimale vermogens voor verschillende flexibiliteitsopties; minimaal 13 GW regelbare opwek, 2 GW industriële P2H, 16 GW P2H2, 2 GW industriële vraagsturing, 5 GW aan batterijen en 20 GW curtailement. Terugkijkend naar de 2030 beelden, valt op dat met name hoge P2H vermogens (in Extra Opgave) en hoge batterijvermogens (in de netbeheerdersscenario's) er uit springen en al in 2030 tot drie maal hoger liggen dan de minimale waarden in 2050.

4 Flexibiliteit en publieke belangen

Onderzoeksvraag 2: Hoe gevoelig zijn de uitkomsten bij vraag 1 voor verschillende wegingen van de volgende maatschappelijke belangen: leveringszekerheid (en evt. benodigde overdimensionering), betaalbaarheid, veiligheid, leefomgevingskwaliteit, en rechtvaardigheid (maatschappelijke betrokkenheid)?

Het Expertteam Energiesysteem 2050 benadrukt in de Outlook dat publieke belangen het uitgangspunt zouden moeten vormen bij het vormgeven van het toekomstig energiesysteem (Expertteam Energiesysteem 2050, 2022). De minister voor Klimaat en Energie neemt dat advies mee en schrijft in zijn kamerbrief Contouren Nationaal plan energiesysteem van 10 juni 2022 (ministerie van EZK, 2022) dat hij de volgende ontwerpprincipes zal hanteren bij het regisseren van de energietransitie en het opstellen van het Nationaal plan energiesysteem:

- duurzaamheid
- leveringszekerheid
- betaalbaarheid
- veiligheid
- leefomgevingskwaliteit
- maatschappelijke betrokkenheid

In dit hoofdstuk stellen we de een overzicht van flexibiliteitsopties zoals benoemd in de scenariostudies in hoofdstuk 3 getoetst op de publieke belangen, zoals beschreven in de kamerbrief. Het betreft een kwalitatieve weging beschreven in een narratief, onderbouwd met referenties uit de literatuur.

We geven in dit hoofdstuk allereerst een korte beschrijving van elk publiek belang op basis van de kamerbrief, inclusief de *key performance indicators* (KPI's) die we hebben opgesteld voor de weging en scoring. Vervolgens wegen we elke optie op de belangen in een narratief per flexibiliteitsoptie. We sluiten het hoofdstuk af met overzicht waarin we de flexibiliteits-opties uit zetten tegen de publieke belangen en indicatief weergeven hoe ze hier op scoren.

4.1 Overzicht publieke belangen

Duurzaamheid

Kamerbrief Contouren Nationaal plan energiesysteem - Bij duurzaamheid gaat het in de eerste plaats om een scherp afbouwpad van BKG-emissies, maar ook voorwaarden ten aanzien van circulair en duurzaam grondstoffengebruik.

We hebben de volgende KPI's opgesteld:

- Aandeel hernieuwbare energie
- BKG- of CO₂-emissiereductie t.o.v. fossiele referentie
- Energie-efficiëntie t.o.v. fossiele referentie of klimaatneutrale alternatieven

- Circulair (life cycle analysis). Deze KPI achten we weliswaar relevant als het gaat om duurzaamheid, maar is buiten beschouwing gebleven in de analyse vanwege beperkingen in beschikbare tijd.

Leveringszekerheid

Kamerbrief Contouren Nationaal plan energiesysteem - Leveringszekerheid door inzet op een sterke verbondenheid, flexibiliteit en uitwisselbaarheid in het systeem (diversificatie en systeemintegratie). Dit geldt zowel voor de relatie met ons omringende landen, als tussen verschillende energiedragers. Zelfvoorziening is geen streven voor nationale energievoorziening, maar met de transitie zal de Nederlandse energie-afhankelijkheid van landen buiten de EU afnemen.

We hanteren hiervoor de volgende KPI's:

- Flexibiliteit, i.e. de mate van flexibiliteit van levering of vraag, maar ook i.r.t. eventuele veroorzaking van congestie
- Uitwisselbaarheid, i.e. de mate waarin de optie bijdraagt aan hybridisering van het systeem
- Importafhankelijkheid, ook met het oog op schaarsere aardgasvoorziening

Betaalbaarheid

Kamerbrief Contouren Nationaal plan energiesysteem - Vanuit betaalbaarheid zorgen we voor een slimme inrichting van het systeem, waarbij efficiënt wordt omgegaan met energiebronnen, ruimte en infrastructuur. Energie is een belangrijke randvoorwaarde voor economische en maatschappelijke activiteiten en om die reden is betaalbare toegang hiertoe voor consumenten en bedrijven blijvend belangrijk. We benutten onze comparatieve voordelen. Tegelijk zorgen we ervoor dat de maatschappelijke kosten van energiegebruik en energie-infrastructuur worden doorberekend aan de gebruikers, zodat die meewegen in onze keuzes in wat we doen en gebruiken. Daarbij hebben we oog voor de laagste inkomens en bedrijven die te maken hebben met een ongelijk internationaal economisch speelveld."

We hanteren hiervoor de volgende KPI's:

- Kosten voor eigenaar
- Kosten voor systeem (op maatschappij niveau)
 - Integrale kosten
 - Marginale kosten

Efficiënt omgaan met energiebronnen wordt in dit kader van 'betaalbaarheid' ook benoemd, maar wordt als KPI ook meegenomen onder het publieke belang 'duurzaamheid'. Daarnaast wordt efficiënt omgaan met ruimte en infrastructuur benoemd, maar dat komt ook aan de orde onder 'leefomgevingskwaliteit'.

Veiligheid

Kamerbrief Contouren Nationaal plan energiesysteem - Bij veiligheid gaat het er om de (fysieke, gezondheid, milieu, digitale en strategische) risico's in kaart te brengen en af te wegen, bijvoorbeeld ten aanzien van opslag, transport, distributie en gebruik van energiedragers, CO₂ en energie-installaties.

We hanteren hiervoor de volgende KPI's:

- Fysieke veiligheid en milieu (rampen);
- Digitale veiligheid (bescherming vitale energie-infrastructuur) / kwetsbaarheid van infrastructuur;
- Strategische (geopolitiek) risico's.

Gezondheid en milieu nemen we mee onder het publiek belang Leefomgevingskwaliteit.

Leefomgevingskwaliteit

Kamerbrief Contouren Nationaal plan energiesysteem - De kwaliteit van de leefomgeving wordt beschermd en waar mogelijk verbeterd. De transitie biedt kansen voor schonere lucht, minder geluid, hinder en goede landschapskwaliteit en natuurontwikkeling. Ook gaat het om het efficiënt omgaan met de beschikbare ruimte en het zorgvuldig omgaan met de verschillende belangen, zoals die van omwonenden.

We hanteren hiervoor de volgende KPI's:

- Gezondheid, bijvoorbeeld geluidsoverlast, PM (fijnstof) en NO_x
- ruimte impact kwalitatief, waaronder natuur- en landschapskwaliteit
- ruimte impact kwantitatief

Maatschappelijke betrokkenheid

Kamerbrief Contouren Nationaal plan energiesysteem – Maatschappelijke betrokkenheid door een proces waarin alle verschillende belangen inbreng hebben en deze inbreng gedurende de transitie tot bijsturing kan blijven leiden. De maatschappelijke betrokkenheid is tevens van belang voor optimaal gebruik van decentrale systemen: lokale bronnen, koppelkansen, (burger)initiatieven en besparingsmogelijkheden; daarmee wordt de druk op het algehele energiesysteem verminderd.

We hanteren hiervoor de volgende KPI's:

- Optimaal gebruik van decentrale systemen: lokale bronnen, koppelkansen, (burger)initiatieven en besparingsmogelijkheden.
- Rechtvaardigheid: Iedereen heeft inbreng en kan mee doen, versterkt geen ongelijkheid.

4.2 Uitwerking per technologie

We beschrijven in dit deel de verschillende technologieën, zoals die worden benoemd in de scenariobeelden voor 2030 en 2050 aan de hand van de hiervoor gepresenteerde maatschappelijke aspecten en/of KPI's. De volgende technologieën komen achtereenvolgens aan bod:

- **Regelbare opwek**
 - ombouw bestaande gascentrales naar H₂ (vergelijkbaar met nieuwbouw))
- **Grootschalige conversie**
 - hybride e-boilers (P2H)
 - elektrolyse (P2H₂)
- **Industriële vraagsturing**
- **Kleinschalige vraagsturing**
 - elektrische auto's
 - warmtepompen
 - residentiële e-boilers
- **Opslag**
 - grootschalig: systeembatterij
 - kleinschalig: thuisbatterij
- **Afschakeling van wind en zon**

4.2.1 Regelbare opwek: ombouw gas naar H₂

Ombouw van bestaand centraal gasvermogen (>500 MW op HS-netvlak, met vastgelegde vestigingsplaatsen voor grootschalige energieopwekking²⁷) en industriële WKK en stadsverwarming (HS/MS-netvlak, industriële clusters en grotere gemeenten) biedt veel potentieel voor CO₂-vrij flexibel vermogen in Nederland.

In het Coalitieakkoord werd al aangekondigd dat er tot € 1 mld. gereserveerd werd voor een subsidieregeling voor CO₂-vrije gascentrales (VVD, D66, CDA, ChristenUnie, 2021). Daarnaast heeft het kabinet recentelijk de ambitie voor de elektriciteitssector gescherpt met het streven om al in 2035 in Nederland een CO₂-vrije elektriciteitsproductie te hebben (Ministerie van Financiën, 2023).

In Nederland gaat om ongeveer 45 gasgestookte eenheden met een gezamenlijk vermogen van ongeveer 15 GW relatief flexibel opwaarts vermogen (opstarttijd <5 uur, inzet > enkele uren). Volgens recent literatuuroverzicht kan naar schatting nu al tot 25 vol.-% aan waterstof²⁸ worden bijgemengd in de brandstofvoorziening van gasgestookte elektriciteitsproductie (Oberg, 2022). Voor hogere inzetvolumes is aanpassing van de installatie vereist.

De complexiteit, bijbehorende doorlooptijd en kosten van ombouw varieert. Als we er van uitgaan dat volledige vervanging van de turbines vereist is, tenzij er vanuit leveranciers ombouwplannen beschikbaar zijn/worden aangeboden en ombouw van het specifieke installatietype aangetoond is de praktijk, kan op hoofdlijnen een eerste beeld worden geschetst op basis de conceptrapportage “Verkenning bestaand regelvermogen voor II3050 (updated)” van Berenschoten TNO (Berenschot, TNO, verwacht in 2023) en achterliggende literatuur;

- 1) Technische ombouwmogelijkheden onzeker (H₂ niet aangetoond)
Alhoewel we er hier vanuit gaan dat ombouw niet mogelijk is tenzij het tegendeel bewezen, is er voor verschillende voorbeelden meer informatie beschikbaar. Zo zijn er verscheidene turbines waarvoor ombouwmogelijkheden voor waterstofinzet boven de 30 vol.-% tot op heden niet is aangetoond, en die voornamelijk volledige vervanging vergen voor inzet van hogere waterstofvolumes. Uitgaande van nieuwbouwprojecten in de afgelopen 20 jaar moet dan rekening gehouden worden met een doorlooptijd van tenminste vier jaar. Bij volledige vervanging van bestaande eenheden zouden bovendien nog ingrijpende voorbereidingswerkzaamheden nodig zijn.
- 2) Technische ombouwmogelijkheden aangetoond (H₂ technisch haalbaar)
Als er vanuit leveranciers ombouwplannen worden aangeboden en/of ombouw van het specifiek type installatie aangetoond is in de praktijk (elders in de wereld) op basis van literatuurreferenties, nemen we hier aan dat ombouw technisch mogelijk is. Doorlooptijden en kostenschattingen ontbreken hier veelal en zullen bovendien ook site-specifiek zijn, maar in principe zullen doorlooptijden en kosten lager liggen dan voor de voorgaande categorie.
- 3) Technische ombouwmogelijkheden gunstig (H₂ technisch geschikt)
Van verscheidene eenheden is bekend dat de ombouwmogelijkheden gunstig zijn. Het gaat om enkele nieuwere eenheden en eenheden, die naast gebruik van aardgas, ontworpen zijn voor gebruik van alternatieve stookgassen. Daarbij kan gedacht worden

²⁷ Zie ook Besluit algemene regels ruimtelijke ordening (Regeling algemene regels ruimtelijke ordening, 2021)

²⁸ In literatuur over inzet van waterstof in gasturbines wordt de mate van geschiktheid tot waterstofinzet veelal uitgedrukt in het technisch haalbare percentage van het volume, i.e. volumeprocenten – kortweg vol.-%, van brandstofinzet (gewoonlijk aardgas).

aan bijvoorbeeld raffinagegas of syngas. Bekende voorbeelden zijn de Magnum centrale en de Pergen energiecentrale. Dergelijke eenheden zijn technisch geschikt voor waterstof inzet tot boven de 90 vol.-% van de brandstoftoevoer. Het vergt wel aanpassing van de branders en brandstoftoevoer om waterstof in te kunnen zetten. Alhoewel dergelijke branders al op de markt zijn, vormen de relatief hoge NOx-emissies bij hoge waterstofinzet nog wel een technische uitdaging volgens een overzichtsstudie van de associatie van de gasturbine industrie (ETN Global, 2020) en het gasturbine handboek (NETL, 2023). Er zijn dan ook nog geen branders (of nieuwe gasturbines) beschikbaar die 100% waterstofinzet mogelijk maken binnen de eisen voor NOx-emissies, en de benodigde ontwikkeling van de brander technologie kan naar ruwe inschattingen nog tot 2030 op zich laten wachten (CE Delft, 2022; DNV GL, 2018). Technisch is de aanpassing met ten minste een jaar voorbereiding en een productieonderbreking van ten minste twee maanden te realiseren. Investeringskosten voor de huidige beste beschikbare brander technologie kunnen oplopen tot 20% à 30% van de nieuwbouwkosten (H-Vision, 2019).²⁹

Verder leveren enkele eenheden ook warmte/stoom (TNO & CBS, Warmtemonitor 2019, 2020); zonder aanvullende warmte- of stoomproductie zijn laatstgenoemde eenheden beperkt flexibel (i.e. warmte-gedreven), zodat flexibel bedrijf aanvullende maatregelen vergt. Tot slot liggen niet alle centrales nabij de beoogde uitrol van het Waterstofnetwerk Nederland zoals voorzien voor 2030 in recentelijk aangepaste planning (Hynetwork Services, 2023; Gasunie, 2022). Zo zullen bijvoorbeeld stadsverwarmingseenheden buiten de vier grote gemeenten of industriële eenheden in het zesde cluster waarschijnlijk pas na 2030 aansluiting op het netwerk kunnen verwachten.

Ombouw tot 3 GW aan technisch geschikte eenheden zou dan uitvoerbaar zijn voor 2030 mits;

- 1) de NOx-problemen met brander technologie tijdig worden opgelost (of emissie-eisen tijdelijk worden verruimd met het oog op het belang van versnelling);
- 2) er tijdig met zekerheid een aansluiting op een waterstofnet kan worden gerealiseerd;
- 3) de beschikbaarheid van waterstof ook zeker gesteld kan worden; en
- 4) aan de financiële randvoorwaarden is voldaan (vanuit marktontwikkelingen of aanvullende ondersteuningskaders).

Ongeveer 5 GW aan eenheden waarvoor technische haalbaarheid is aangetoond gaat gepaard met beduidend hogere risico's en zal vermoedelijk langer op zich laten wachten. Voor deze categorie zal de voorbereiding meer tijd kosten, en zijn gunstiger vooruitzichten op marktomstandigheden en/of ondersteuningsmechanismen nodig om de investering vanuit bedrijfseconomische grondslag te rechtvaardigen. Dat geldt ook voor de laatste categorie van bestaand gasgestookt vermogen, waarvan ombouw vooralsnog technisch niet is aangetoond.

Duurzaamheid

Deze flexibiliteitsoptie vormt een duurzaam alternatief voor de huidige gasgestookte elektriciteitsproductie. Op langere termijn zou de brandstofcel ook een alternatief kunnen gaan vormen. Alhoewel brandstofcellen op waterstof in de besproken scenario-beelden in Hoofdstuk 3 niet voorkomt, wordt in andere rapportages wel gewezen op de kansen voor Proton Exchange Membrane (PEM) brandstofcellen op langere termijn, aangezien verwacht

²⁹ Er is rond die tijd ook een lagere generieke inschatting opgesteld voor de investeringskosten voor ombouw van bestaande gascentrales, die uitkomt op 10% op basis van oudere referenties voor vervanging van de verbrandingskamers (CE Delft, 2020). We houden hier de recentere inschatting uit de haalbaarheidsstudie van H-vision aan als kostenindicatie.

mag worden dat de huidige relatief hoge kosten daarvan bij verdere opschaling van elektrolyse ook zullen gaan dalen. Verder zou ook de opschaling van de huidige - nog kleinschalige - toepassing, gelijke tred moeten houden met de benodigde opschaling van elektrolyse. De haalbaarheid van grootschalige toepassing voor 2030 wordt daarmee onwaarschijnlijk geacht (CE Delft, 2020; CE Delft, 2022).

Uitgaande van toepassing van groene waterstof, vormt de optie een duurzaam alternatief voor de huidige gasgestookte elektriciteitsproductie en volgen geen verdere BKG-emissies uit elektriciteitsproductie. Voor productie van blauwe waterstof wordt nog altijd gebruik gemaakt van eindige fossiele brandstoffen, maar kan (vrijwel) CO₂-vrije waterstofproductie gerealiseerd worden via *autothermal reforming* (ATR) of partiele oxidatie (POx) in combinatie met CCS (Berenschot, TNO, 2017). In dat geval levert ook blauwe waterstofinzet geen noemenswaardige BKG-emissies op in de keten met (re)conversie van - en naar elektriciteit.

De energie-efficiëntie (ketenefficiëntie van de route via elektrolyse) is met ongeveer 35% LHV echter zeer laag in vergelijking tot direct elektriciteitsgebruik. Het is wel van vergelijkbare orde als de energie-efficiëntie van de PEM brandstofcel, die voor de conversie-reconversie cyclus uitkomt op ongeveer 37%. Verdere ontwikkeling van de PEM technologie biedt op termijn mogelijkheden voor verbetering, wat zeker ook geldt voor PEM brandstofcellen op waterstof.

Tot slot kan gesteld worden dat ombouw bijdraagt aan circulariteit, vanwege gedeeltelijk hergebruik van bestaande installaties en infrastructuur.

Leveringszekerheid

Deze optie levert een hoge bijdrage aan flexibiliteit en met name opwaarts vermogen voor de groothandelsmarkt en de vermogensbalans, vergelijkbaar met het huidige gasgestookt vermogen. Bij elektriciteitsproductie nabij de vraag naar elektriciteit (industriële WKK) wordt bijgedragen aan de beperking van netcongestie.

Aandachtspunt bij de ombouw is de recente aankondiging van het streefdoel om de Nederlandse elektriciteitsproductie al in 2035 CO₂-vrije te maken. De schaal en de termijn van de benodigde ombouw van het gasgestookte vermogen impliceert dat de beschikbaarheid van het bestaande regelbare opwekvermogen dan sterk onder druk zou komen te staan. De tijdelijke productiestop van enkele maanden voor vervanging van branders is beperkt tot tijdelijke uitval in de orde van enkele honderden MW per eenheid, mits volgtijdelijkheid wordt gerealiseerd. Grootschalige ombouw van 5 GW aan vermogen waarvan ombouw technisch haalbaar lijkt, komt bij een veronderstelde volgtijdelijke serie productiestops van een half tot een heel jaar in de periode 2030-2035 al snel neer op een half tot een heel GW aan verminderde beschikbaarheid van regelbaar vermogen.

Deze flexibiliteits optie draagt bij aan uitwisselbaarheid van energiedragers, door (duurzame) waterstof naar (duurzame) elektriciteit te converteren. Mits groene waterstof wordt ingezet, biedt deze optie potentie voor verbetering van de leveringszekerheid van aardgas door besparing op aardgasgebruik voor elektriciteitsproductie te realiseren; in 2021 werd 14 bcm aardgas³⁰ gebruikt voor elektriciteitsproductie, tegenover 9 bcm aan Russische importen die afgelopen jaar zijn weggevallen (TNO, 2022). De leveringszekerheid voor aardgas verbetert echter ook al sterk door toenemende bijdragen van wind en zon, waardoor in 2030 nog

³⁰ In deze rapportage verwijst 'bcm' naar 'billion cubic meters' ofwel een miljard kubieke meter aardgas bij 101,325 kilopascal en een temperatuur van 0°C en een bruto calorische waarde van 35,17 MJ/m³ (ook wel Groningen-equivalent genoemd).

mogelijk nog slechts 6 à 8 bcm aardgas zal worden ingezet voor elektriciteitsproductie (PBL, 2022).

De beschikbaarheid van groene waterstof in 2030 is met de huidige vooruitzichten echter beperkt, gegeven de huidige Nederlandse doelstelling van ten minste 4 GW_e elektrolyse in 2030 (ministerie van EZK, 2022) en een streefdoel van 8 GW_e in 2032 (ministerie van EZK, 2023)). Tegen de achtergrond van het voorliggende Europese voorstel voor een afnameverplichting van 42% groene waterstof in de industrie voor 2030 en 60% in 2035 (Europese Raad, 2023) zal in Nederland dan aanvullende import nodig zijn. Alternatief kan voor elektriciteitsproductie wel gebruik gemaakt worden van blauwe waterstofproductie (zie ook bespreking in de voorgaande paragraaf); waterstofgebruik voor elektriciteitsproductie valt niet onder het Europese voorstel.

Betaalbaarheid

Uitgaande de geschetste kansen voor ombouw, liggen ombouwkosten voor technisch geschikte eenheden op ten minste 20% à 30% van de nieuwbouwkosten van een moderne STEG van naar schatting 1.000 tot 1.200 €/kW (IEA, NEA, 2020). Voor de eenheden waarvoor haalbaarheid van ombouw van het type installatie is aangetoond zal dit in de regel hoger liggen en kan het mogelijk oplopen tot nieuwbouwkosten. Vanwege de relatief lage investeringskosten vormt ombouw naar verwachting een significant potentieel voor regelbaar CO₂-vrij vermogen met lagere integrale kosten dan veel alternatieven voor CO₂-vrije regelbare opwek (TNO, 2023). Verder is deze flexibiliteitsoptie bij uitstek kosteneffectief voor flexibele inzet met een beperkt aantal draaiuren vanwege naar verhouding lage CAPEX en hogere OPEX.

De kosten van ombouw naar (en nieuwbouw van) CO₂-vrij regelbaar opwek vermogen zijn echter relatief hoog in vergelijking tot BKG-emissiereductie elders in het energiesysteem (landbouw, industrie, mobiliteit, gebouwde omgeving). Het gaat om veel regelbare opwekcapaciteit die richting 2040 zeer lage hoeveelheden draaiuren laat zien. In de kosten optimale transitiepaden in de systeemstudies van TNO wordt gasgestookt vermogen dan ook gecontinueerd, en worden BKG-emissies elders in het systeem gecompenseerd met negatieve emissies (TNO, 2020; TNO, 2022). In deze analyses wordt echter uitgegaan van nieuwbouw als alternatief voor bestaand vermogen, in plaats van de ombouw van bestaand vermogen die tegen substantieel lagere kosten kan worden gerealiseerd.

Marginale kosten van deze flexibiliteitsoptie zijn afhankelijk van de waterstofkosten. Bestaande literatuur en modelanalyses schetsen een te verwachten bandbreedte van ongeveer 60 tot 90 €/MWh, en liggen daarmee 2 à 3 maal hoger dan de verwachtingen voor aardgasprijzen van 30 €/MWh richting 2030 (IEA, 2022). Verder moet voor de marginale kostenschatting rekening gehouden worden met ETS-kosten. Uitgaande van een aardgasprijs van 30 €/MWh, zou voor gasgestookt vermogen eenzelfde bandbreedte van marginale kosten volgen bij ETS-prijzen van 150 à 300 €/ton CO₂ (TNO, 2023; CE Delft, 2022). Met het voorstel van de Europese Commissie voor aanscherping van de lineaire verminderingsfactor voor het ETS plafond tot 4,2 % per jaar (Richtlijn tot wijziging Richtlijn tot vaststelling van een systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Unie, 2021) zullen de BKG-emissies onder het ETS tegen 2040 tot nul zijn gedaald. Dan komen de bovengenoemde ETS-prijzen na 2030 mogelijk in beeld: het Net-Zero Emissions by 2050 Scenario van het IEA komt uit op 131 €₂₀₂₂/tCO₂-eq. (IEA, 2021), terwijl de KEV 2022 uitgaat van een ruime bandbreedte tot maximaal ongeveer 160 €₂₀₂₂ per ton CO₂-eq. in 2030 (PBL, 2022).

Marginale kosten van elektriciteitsproductie met deze flexibiliteitsoptie zullen dus hoger liggen dan voor gasgestookt vermogen, totdat het verschil tussen waterstof- en aardgasprijzen overbrugd wordt door de ETS-kosten die met gasgestookte elektriciteitsproductie gemoeid zijn. Op basis van de hier genoemde vooruitzichten voor aardgas, waterstof en benodigde ETS-prijzen komen marginale kosten van (aardgas of) waterstofgestookte elektriciteitsproductie dan uit op 100 à 150 €/MWh. Deze bandbreedte wordt dan elektriciteitsprijsbepalend als de techniek (of gasgestookt vermogen) nodig is om in de elektriciteitsvraag te voorzien. De onderkant van deze bandbreedte voor elektriciteitsprijzen is al in beeld voor 2030; het berekende basispad in de KEV 2022 voorziet dat gasgestookt vermogen in 2030 ongeveer de helft van de tijd (ruim 4000 uur per jaar) prijs zettend zal zijn met marginale kosten van productie van 90 à 100 €/MWh (zij het op basis van hogere aardgasprijsveronderstellingen en lagere ETS-prijzen, zie ook Bijlage xxx). Voor het overige liggen elektriciteitsprijzen in ditzelfde basispad ongeveer 3500 uur per jaar (veelal ruim) onder de 50 €/MWh. Gegeven de beleidsambities voor groei van wind en zon mag verwacht worden dat dat in navolgende jaren zal toenemen.

Veiligheid

Operationele veiligheidsrisico's van toepassing op waterstof voor elektriciteitsproductie zijn hoger dan aardgas (ontvlambaarheid, explosiegevaar), maar hanteerbaar. In de industrie worden waterstofrijke restgassen al lang gebruikt als brandstof. Transport van waterstof via buisleidingen, bijvoorbeeld naar centrales land inwaarts, vormen naar verwachting geen significant hoger veiligheidsrisico dan het bestaande aardgasnet (Arcadis, Berenschot, TNO, 2023).

Leefomgevingskwaliteit

Overige emissies zijn in verhouding tot gasgestookt vermogen beperkt als het gaat om PM. Waterstof gestookt vermogen levert bij > 90 volume % met ruim 80 ppm ruwweg tweemaal hogere NO_x emissies dan aardgasgestookt vermogen, als gevolg van vlaminstabiliteit door de hoge verbrandings-snelheid en hoge verbrandingstemperaturen van waterstof. Flexibel bedrijf van de turbine versterkt dit probleem. In het verleden is verkend of dit kon worden verholpen onder meer door natte verbranding door stoomtoepassing, oxyfuel verbranding of droge verbranding met kleinere vlam (NETL, 2023). Laatstgenoemde technologie staat bekend als Dry Low Emission (DLE) verbrandingstechnologie en is zo'n tien jaar geleden ontwikkeld (Kawasaki, 2015). Recentelijk is de technologie met succes toegepast onder operationele condities voor nieuwe kleinschalige 5 MW turbines, waarbij NO_x-emissies tot 52,5 ppm werden teruggebracht (Kawasaki, 2022). Het vergt opschaling en aanvullende ontwikkeling om toegepast te kunnen worden bij ombouw van bestaande grootschalige gasturbines. Tegen die achtergrond mag verwacht worden dat nog tot 2030 gewerkt moet worden aan de technologie (DNV GL, 2018), bijvoorbeeld in de vorm van pilots.

Geluidsbelasting is naar verwachting vergelijkbaar met gasgestookt vermogen. De ruimtelijke footprint van ombouw van gasgestookt vermogen naar waterstof gestookt vermogen is uiteraard vergelijkbaar met bestaand gasgestookt vermogen, met als voordeel dat bestaand vermogen al ruimtelijk ingepast is.

Maatschappelijke betrokkenheid

Vanuit het perspectief van decentralisatie (optimaal gebruik van decentrale systemen) is de ombouw van bestaande gascentrales vergelijkbaar met bestaand gasgestookt vermogen en biedt geen aanvullende toegevoegde waarde. Dat geldt ook voor het voorgestelde beginsel voor rechtvaardigheid. Het alternatief van meer decentraal systeemontwikkeling met brandstofcellen dat in enkele studies (CE Delft, 2020; CE Delft, 2022) wordt geschetst voor de langere termijn na 2030, zou in dit opzicht een aantrekkelijker alternatief kunnen bieden.

4.2.2 Conversie: P2H

Er is veel technisch potentieel voor de industriële e-boiler in combinatie met bestaande gasgestookte industriële boilers of industriële WKK-installaties (op het HS/MS-net in industriële clusters, met name Rotterdam), bij WKK-installaties voor stadsverwarming of in glastuinbouw. Op termijn zouden de gasgestookte installaties omgebouwd kunnen worden naar waterstof (TNO, 2022). Het gaat om relatief flexibel neerwaarts vermogen (opstarttijd <2 sec. , inzet > minuten), waarbij de installaties (tot 50 MW_e à 80 MW_e)³¹ stoom leveren tot ~ 500°C (RH DHV, 2020), in afwisseling met huidige gasgestookte bronnen. In de industrie is er naar schatting 5 à 6 GW_e technisch potentieel op basis van bestaande gasgestookte boilercapaciteit en industriële WKK (TKI Energie & Industrie, TNO, DNV GL, MSG, 2021; CE Delft, 2015). In de glastuinbouw kan het om nog enkele GW aan potentieel gaan, met name in geval van bestaande WKK met warmtebuffers.³²

Duurzaamheid

Stoomproductie uit hernieuwbare elektriciteit vormt een duurzaam alternatief voor gasgestookte boilers, zonder dat daarbij BKG emissies vrijkomen. In hybride set-up kan daar juist op moment van overvloedig beschikbare hernieuwbare elektriciteit gebruik van gemaakt worden. Wel is de energie-efficiëntie beperkt tot ongeveer 99%, terwijl in het lagere temperatuurbereik tot 120 °C de warmtepomp met een COP van 3 tot 4 toegepast kan worden. Tegen 2030 zal het temperatuurbereik mogelijk verder op kunnen lopen tot 200 °C. Voor deze lagere temperatuur toepassingen verdient de industriële warmtepomp daarom de voorkeur vanuit het perspectief van energie-efficiëntie.

Leveringszekerheid

Deze flexibiliteitsoptie levert een bijdrage aan flexibiliteit en met name neerwaarts vermogen voor de energie- en de vermogensbalans, en bij industriële locaties nabij de hernieuwbare elektriciteitsproductie (clusters aan de kust) ook voor netcongestie. Zeker in combinatie met WKK is dit een zeer flexibele set-up. Juist in de clusters aan de kust (Zeeland, Rotterdam-Moerdijk, NZKG, Noord NL) kan deze technologie al in de vroege fase van opschaling van wind op zee bijdragen aan reductie van piekbelasting van transportnetten door wind op zee die aanlandt in deze clusters, zoals ook uitgewerkt aan de hand van marktsimulaties ten behoeve van de Cluster Energie Strategie 2.0 voor Rotterdam-Moerdijk (Havenbedrijf Rotterdam, 2022; TNO, 2022). Zo kan de hybride e-boiler in de aan de kust gelegen clusters ook bijdragen aan beperking van benodigde netverzwaring naar het achterland.

Het hybride karakter draagt verder bij aan leveringszekerheid voor industriële stoomcircuits door uitwisselbaarheid die daarmee minder afhankelijk worden van aardgas en, bij toekomstige ombouw van deze gasgestookte installaties naar waterstof, dus ook minder afhankelijk van waterstof. De optie kan voor 2030 bijdragen aan leveringszekerheid door een besparing op aardgasgebruik opleveren van naar schatting 1 bcm, ten opzichte van 9 bcm weggevallen Russische importen (TNO, 2022).

Betaalbaarheid

Integrale kosten van deze flexibiliteitsoptie zijn uiteraard hoger dan de integrale kosten van

³¹ Bij lagere temperaturen kan het vermogen oplopen tot 200 MW_e (Vattenfall, 2020).

³² In de glastuinbouw wordt WKK vaak gecombineerd met warmtebuffers om productie van warmte en elektriciteit gedeeltelijk te kunnen ontkoppelen, en zo in te kunnen spelen op gunstige elektriciteitsprijzen op momenten dat er geen of beperkte warmtebehoefte is vanuit de bedrijfsvoering van de kassen. Zo kon in het verleden elektriciteit geproduceerd worden tijdens de piekuren van elektriciteitsvraag (het Nederlandse piekproduct op de termijnmarkt is gedefinieerd als levering tussen 8u en 20u op werkdagen), terwijl op andere momenten (bijvoorbeeld 's nachts en in het weekend) warmte kon worden onttrokken aan de warmtebuffer (ECN, 2009).

de huidige referentietechnologie van gasgestookte warmteproductie. Voor toepassing van deze flexibiliteitsoptie zouden investeringskosten gemaakt moeten worden voor de e-boiler zelf van naar schatting 214 €₂₀₂₃/kW_{th}) volgens het recentste eindadvies voor de basisbedragen SDE++ 2023 (PBL, 2023), naast vaste en variabele netwerkkosten voor elektriciteit, en kosten voor beheer en onderhoud. Daar staat tegenover dat er bespaard kan worden op de kosten van inzet van aardgas op momenten dat elektriciteitsprijzen lager liggen dan aardgasprijzen, veelal bij hoge invoeding van elektriciteit uit wind en/of zon. De integrale kosten zijn verder relatief beperkt in vergelijking tot conversie via P2H2, omdat investeringskosten voor e-boilers relatief beperkt zijn. zodat de technologie al snel rendabel zou zijn bij projecties voor variabele elektriciteitsprijzen door opschaling van wind en zon. Verder is deze flexibiliteitsoptie bij uitstek kosteneffectief voor flexibele inzet met een beperkt aantal draaiuren vanwege naar verhouding lage CAPEX en hogere OPEX.

De nettarieven (geen onderdeel van integrale systeemkosten, maar een prikkel component ontworpen om piekbelastingen te beperken), en met name kW_{contract} (die voor de duur van een jaar wordt opgehoogd bij overschrijding), impliceren dat de business case echter nog niet haalbaar is (ECN>TNO, 2019; CE Delft, 2015). In 2016 heeft Westland Infra de overige netbeheerders daarom voorgesteld om een codewijzigingsvoorstel in te dienen voor een aanvullend kW_{flex} tarief bij de toezichthouder Autoriteit Consument en Markt als oplossing voor deze belemmering. Andere netbeheerders wilden echter eerst praktijkervaring opdoen (TNO, 2020). De recentelijk door de ACM aangekondigde non-firm ATO kan deze belemmering wegnemen, afhankelijk van de uiteindelijke inrichting van dit contract.

Marginale kosten van warmteproductie voor de hybride e-boiler in combinatie met gasgestookte boilers liggen in 2030 op ongeveer 60 €₂₀₂₂/MWh voor e-boilers in hybride set-up met gasboilers, uitgaande van een rendement van 99% (PBL, 2021), een aardgasprijs van rond de 27 €₂₀₂₂/MWh in 2030 op basis van het recentste *Stated Policies Scenario* in de World Energy Outlook (IEA, 2022) en BKG-emissiekosten van 131 €₂₀₂₂/tCO₂-eq. op basis van het *Net-Zero Emissions by 2050 Scenario* (IEA, 2021). Daarmee zouden activatieprijzen voor de e-boiler (de elektriciteitsprijzen waarbij de boiler wordt ingeschakeld en de gasboiler wordt afgeschakeld) voor de e-boiler, i.e. de elektriciteitsprijzen waarbij de e-boiler wordt ingeschakeld, omdat de marginale kosten van warmteproductie met de e-boiler lager liggen die van de gasgestookte boiler) dus onder de genoemde .

Veiligheid

Externe veiligheidsrisico's voor toepassing van de industriële e-boiler zijn beperkt tot vorming van een geringe hoeveelheid zuurstof en waterstof, dat binnen bestaande reguleringskader kan worden afgeblazen (Vattenfall, 2020).

Leefomgevingskwaliteit

Overige emissies (PM, NO_x) dalen bij toepassing van hybride e-boilers. Geluidsbelasting ligt lager in geval van gasgestookte of waterstof gestookte boilers. De ruimtelijke footprint van bestaande projecten is relatief laag en kan in theorie oplopen tot boven de 1 GW_e/ha, met echter een sterk visuele impact bij een hoogte tot 50m of meer. In de meeste gevallen zullen deze installaties geplaatst worden nabij bestaande (industriële) installaties van vergelijkbare hoogte (zoals (Vattenfall, 2020).

Maatschappelijke betrokkenheid

Vanuit de gehanteerde definitie van optimaal gebruik van decentrale systemen, is deze optie minder van belang; het zal veelal gaan om een optie met een meer centraal karakter in de industriële clusters, bij voorkeur aan de kust. Voor het voorgestelde beginsel van

rechtvaardigheid zal deze optie geen waarde toevoegen en vergelijkbaar zijn met inzet van gas- of waterstof gestookte boilers.

4.2.3 Conversie: P2H2

Er zijn verschillende technologieën beschikbaar voor elektrolyse van water, met uiteenlopende *technology readiness levels* (TRLs) en flexibiliteit in termen van opstarttijd/reactietijd. Er zijn drie technologieën die veelal als kansrijk worden gezien voor toekomstige toepassing op grote schaal (TNO, 2022; NOW, 2018; ETN Global, 2020):

- de *alkaline electrolyser* (AEL) – TRL 9, met een reeds in de praktijk gerealiseerde schaal tot 165 MW_e (IEA, 2019). AEL kent een koude opstarttijd van ongeveer een uur, een warme opstarttijd van ongeveer 5 minuten bij een minimale deellast van ongeveer 15% van het geïnstalleerde vermogen en een reactietijd van seconden;
- de *polymer electrolyte membrane* (PEM) elektrolyse – TRL 8 tot 9, met een commercieel verkrijgbare schaal tot zo'n 5 MW_e, een opstarttijd van 5 tot 10 minuten en een reactietijd van seconden;
- de *solid-oxide electrolyser* (SOE) – TRL 6, is nog in ontwikkeling en niet commercieel verkrijgbaar. Het gaat hier om elektrolyse van stoom op hoge temperatuur en mede hierdoor een opstarttijd van enkele uren.

In lijn met de staat van de technologie wordt in vrijwel alle Nederlandse energiesysteem scenario's uitgegaan van AEL en/of PEM-elektrolyse, maar er zijn ook concrete plannen voor toepassing van hoge temperatuur elektrolyse (Chemelottafel, 2022).

Het PBL onderscheidt de technologieën binnen de SDE++-ondersteuning naar de inpassing; voor grote netgekoppelde elektrolyse zal meestal voor AEL worden gekozen, terwijl bij de wat kleinere directe lijn projecten de voorkeur uit zou gaan naar PEM-elektrolyzers (PBL, 2021). De laatste jaren wordt echter gewerkt aan opschaling van de PEM elektrolyzers. Afgelopen jaren werden verscheidene productiefaciliteiten met een capaciteit in de orde van 20 MW_e geopend, zoals de Puertollano Green Hydrogen Plant in Spanje en de HySynergy faciliteit in Denemarken, met de ambitie voor opschaling tot 100 MW_e in 2025 en 1 GW_e in 2030. Ook in Nederland lopen verschillende projecten met een schaal van 200 tot 250 MW_e PEM-elektrolyse. Afgelopen jaar presenteerde ISPT resultaten van het onderzoeksproject '*Hydrohub GigaWatt Scale Electrolyser*' op basis waarvan betrokken projectpartners de realisatie van een 1 GW_e schaal electrolyser voor 2030 mogelijk achten (ISPT, 2022).

Dergelijke installaties kunnen nu al bijdragen aan invulling van bestaande industriële vraag naar waterstof. Naar verwachting kan waterstof ook een rol gaan spelen als vervanger voor aardgas om BKG emissiereductiedoelen te halen.

Duurzaamheid

Uitgaande van vervanging van aardgas vormt waterstof uit hernieuwbare elektriciteit een moleculaire drager van hernieuwbare energie. In verhouding tot direct gebruik van hernieuwbare elektriciteit, is de energie-efficiëntie van de route via elektrolyse echter relatief laag met conversieverliezen in waterstofproductie uit PEM van naar schatting 58% LHV (PBL, 2021).

Leveringszekerheid

Deze optie levert flexibiliteit met een bijdrage aan neerwaarts vermogen voor de energie- en de vermogensbalans, en bij (industriële) locaties nabij wind en zon ook voor de netcongestie. In de industriële clusters aan de kust (Zeeland, Rotterdam-Moerdijk, NZKG, Noord NL) kan

elektrolyse al in een vroege fase bijdragen aan de reductie van piekbelasting van transportnetten door wind op zee die aanlandt in deze clusters en zo bijdragen aan beperking van benodigde netverzwaring naar het achterland. Waterstofketenontwikkeling draagt bovendien bij aan uitwisselbaarheid van energiedragers in het energiesysteem. Toepassing van groene waterstof als alternatief voor grijze waterstof, kan ook bijdragen aan leveringszekerheid door besparing op de 2,5 bcm aardgas die als grondstof voor grijze waterstofproductie wordt gebruikt (TNO, 2022).

Betaalbaarheid

Integrale kosten van de optie zijn hoog in verhouding tot de gebruikelijke referentietechnologie voor conventionele waterstofproductie (*steam methane reforming* - SMR, maar ook *autothermal reforming*), met name vanwege de (nu nog) hoge CAPEX van PEM elektrolyse van naar schatting 1800 €/kW_e (PBL, 2021) tegenover reeds bestaande SMR's (uitgaande van vergroening van bestaande waterstofvraag). Daarnaast liggen kosten voor elektriciteit nu nog veelal hoger dan die voor aardgas, zolang gasgestookte elektriciteitsproductie de dominante marginale productietechnologie vormt.

Bij toenemende bijdragen van wind en zon zullen elektriciteitsprijzen echter gaan dalen. Daarnaast zullen CO₂-emissiekosten voor waterstofproductie uit aardgas richting 2030 naar verwachting gaan stijgen. Volgens recentelijk uitgevoerde marktsimulaties voor 2030 op basis van BKG-emissiereductiekosten van 136 €/tCO₂ en aardgasprijzen rond de 35 €/MWh zou PEM elektrolyse bij markconforme inzet tegen marginale kosten van productie ongeveer 4000 draaiuren kunnen maken (HyXchange, TNO, Berenschot, 2023)³³ in concurrentie met import, terwijl ATR met CCS lagere operationele kosten biedt.

Marginale kosten en dus activatieprijzen (electriciteit) voor PEM elektrolyzers met SMR als referentie liggen in 2030 op ongeveer 40 €/2022/MWh in 2030, uitgaande van een rendement van 58% LHV (PBL, 2021), een aardgasprijs van rond de 27 €/2022/MWh in 2030 op basis van het recentste Stated Policies Scenario in de World Energy Outlook (IEA, 2022) en BKG-emissiekosten van 131 €/2022/tCO₂-eq. op basis van het *Net-Zero Emissions by 2050* Scenario (IEA, 2021). Deze activatieprijzen liggen daarmee op ongeveer 2/3^{de} van de activatieprijzen van industriële e-boilers, zodat elektrolyzers bij marktconforme inzet volgens de *merit order* pas na e-boilers worden ingezet. Daarmee kunnen investeringen in industriële e-boilers die plaatshebben na investeringen in PEM elektrolyse dus de elektriciteitsprijzen bij hoge invoeding van elektriciteitsproductie uit wind en zon opdrijven en de business case van PEM elektrolyse sterk negatief beïnvloeden.

Tot slot vormen nettarieven een belemmering voor de business case, evenals in het geval van de industriële e-boiler (zie ook paragraaf 4.2.2).

Veiligheid

Veiligheidsrisico's zijn van toepassing bij productie van waterstof, zoals die ook aan de orde zijn in de huidige praktijk van conventionele productie voor industrieel gebruik. Transport van H₂ (per pijpleiding) levert geen significante risicotoename ten opzichte van aardgas (Arcadis, Berenschot, TNO, 2023).

Leefomgevingskwaliteit

Er valt bij de naar verwachting overwegend industriële context beperkte impact op leefomgevingskwaliteit te verwachten. De ruimtelijke footprint is echter significant; uitgaande van een enkele bouwlaag van bestaande installaties ligt dit in de orde van 0,3

³³ Zie [HyXchange H2SMS project - results system simulation 2030](#).

GW/ha (Arcadis, 2018) en één - à twee vijfde daarvan als de elektriciteitsinfrastructuur voor een grootschalige elektrolysefaciliteit van 1 GW wordt meegerekend (ISPT, 2020). Uitgaande van 12,5 hectare voor een 1 GW-elektrolyser zou de 24 hectare op de Maasvlakte die bestemd is voor het conversiepark dat elektriciteit van wind op zee via elektrolyse omzet in groene waterstof (Havenbedrijf Rotterdam, 2023) tot 2 GW aan elektrolysecapaciteit kunnen huisvesten. De 400 ha braakliggend terrein op industriegebied Oosterhorn Zuid in Delfzijl waarvan Groningen Seaports heeft aangekondigd het te willen herontwikkelen en uitgeven (Nieuwsblad Transport, 2022) zou daarmee in theorie zelfs tot 32 GW aan elektrolysecapaciteit kunnen huisvesten (Netbeheer Nederland, 2023).

Maatschappelijke betrokkenheid

Het perspectief vanuit optimaal gebruik van decentrale systemen is bij deze optie minder van belang, aangezien het veelal zal gaan om een optie met een meer centraal karakter in de industriële clusters aan de kust. Er is echter ook (beperkt) aandacht voor de mogelijkheid van decentrale productie, nabij hernieuwbare elektriciteitsproductie op land (veelal in verband met de congestieproblematiek). Voor het voorgestelde beginsel van rechtvaardigheid zal deze optie geen waarde toevoegen en vergelijkbaar zijn met overige centrale opties.

4.2.4 Industriële vraagsturing

Met industriële vraagsturing wordt gewoonlijk bedoeld op:

- verschuiving van vraag (door productie op momenten met hoge elektriciteitsprijzen te verschuiven naar momenten met lage elektriciteitsprijzen);
- volledige of gedeeltelijke afschakeling om hoge prijzen te vermijden en/of tegen een hoge vergoeding als de elektriciteit al is ingekocht (om de gederfde inkomsten uit industriële productie te en overige kosten die doorlopen bij afschakeling te dekken).

Het techno-economisch potentieel voor industriële vraagsturing is naar echter significant, vanwege de grote bijdrage van de industrie aan de landelijke vraag naar elektriciteit. Bovendien vormt het bedrijfseconomische afwegingskader in principe een solide basis voor marktconforme beslissingen, en actieve inzet vanuit de bedrijfsvoering op kansen en risico's die de elektriciteitsmarkt. Het technisch en techno-economisch potentieel voor industriële vraagsturing laat zich lastig in kaart te brengen, vanwege de heterogeniteit van het industriële productiesysteem en samenhang van productieprocessen binnen bedrijventerreinen en op clusterniveau. Daarbij gaat het bovendien veelal om vertrouwelijke informatie, die in het publieke domein niet eenvoudig is terug te vinden.

Er is afgelopen jaren wel onderzoek naar het potentieel voor industriële vraagsturing uitgevoerd;

- TenneT brengt sinds 2018 het marktpotentieel voor industriële vraagsturing in kaart binnen de context van de rapportagecyclus Monitoring Leveringszekerheid. Het navolgende jaar presenteert TenneT een methode voor inschatting van industriële vraagsturing die gebaseerd is op analyse van biedcurven in de day-ahead markt boven de 150 €/MWh als inschatting van het bestaande marktpotentieel van 700MW afschakelbare industriële vraag.³⁴ De inschatting wordt vervolgens gebruikt in de

³⁴ De methode veronderstelt dat de stapsgewijs dalende vraagcurve in de spotmarkt, afschakeling bij oplopende vraagsturing vertegenwoordigt. In geval van de stapsgewijs oplopende aanbodcurve wordt verondersteld dat er geen productie van producenten boven de 150 €/MWh worden aangeboden (marginale kosten van productie liggen gewoonlijk lager). Aanbod tegen hogere prijzen zou dan ingekochte elektriciteit representeren, waarbij de inkopende partij bereid is om van gebruik van de ingekochte elektriciteit af te zien bij oplopende prijzen. De

doorrekening van leveringszekerheid voor de komende tien jaar (TenneT, 2019). De methode brengt in feite een conservatieve inschatting op basis van het historische marktpotentieel in kaart, en vormt daarmee de basis voor een voorzichtige inschatting van toekomstige flexibiliteitsvoorziening ten einde tijdig dreigende tekorten te signaleren.

- In datzelfde jaar wordt in samenwerking met enkele energiebedrijven echter ook een studie uitgezet om het Nederlandse techno-economisch potentieel van industriële vraagsturing in kaart te brengen. In 2020 volgt de rapportage over deze studie van DNV GL, waarin achtereenvolgens het techno-economisch potentieel voor vraagsturing in de vorm van vraagafschakeling met bijbehorende prijsinschatting voor zeven sectoren wordt ingeschat op basis van literatuur, kosten en winstmarges, en interviews met een zestal industriebedrijven en veertien vertegenwoordigers uit de overheidssector en de adviessector. De geaggregeerde resultaten zijn vervolgens plenair doorgesproken ter validatie en nadien vastgesteld en de impact op het elektriciteitssysteem is doorgerekend met een Europees elektriciteitsmarktmodel.

In deze analyses wordt industriële vraagsturing beschouwd als gehele of gedeeltelijke afschakeling van het productieproces. De inschatting omvat vermogen, minimale/maximale afschakelduur, minimale termijn tot afroep, stapsgewijze of integrale inzet en bijbehorende vereiste opbrengst/prijs voor 2020, en een basisscenario en een hoog elektrificatiescenario voor 2030 en 2035. Het techno-economische potentieel op deze grondslag komt uit op 3,4 GW in 2020 oplopend tot 4 GW in 2030. Voor ongeveer 2 GW van het 2020 potentieel lagen marktprijzen onder het huidige, Europees overeengekomen, prijsplafond van de day-ahead markt van 3000 €/MWh.

De onderzoekers zagen hierin geen aanleiding tot aanpassing van de door TenneT gebruikte 700 MW als conservatieve inschatting van beschikbare flexibiliteit, maar wel een perspectief voor toekomstige mogelijkheden tot verdere ontsluiting van latente flexibiliteit in industriële vraagsturing (DNV GL, 2020). Het navolgende jaren heeft TenneT dan ook eenzelfde inschatting gehanteerd in de Monitoring Leveringszekerheid rapportages.

Duurzaamheid

Deze flexibiliteitsoptie vormt een duurzaam alternatief voor vrijwel iedere vorm van elektriciteitsproductie of opslag (met achterliggende productie), als er van elektriciteitsgebruik wordt afgezien. Vraagverschuiving biedt met name voordelen in de bijdrage die wordt geleverd in gebruik van overvloedig aanbod van hernieuwbare elektriciteit, waarmee het inpasbare potentieel voor hernieuwbare elektriciteit in principe toeneemt. Voor energie-efficiëntie liggen daarin ook enige voordelen in industriële vraagsturing. Circulariteit speelt in deze overwegingen geen rol.

Leveringszekerheid

Deze optie levert in potentie een hoge bijdrage aan flexibiliteit voor de groothandelsmarkt en de vermogensbalans, met op- en neerwaarts vermogen bij vraagverschuiving en opwaarts vermogen bij afschakeling. Bij industriële vraagsturing in de vorm van vraagverschuiving kan ook ingespeeld worden op dreigende congestie landinwaarts (door hoge invoeding van wind op zee). Vraagsturing door afschakeling kan bijdragen aan congestie richting die industriële clusters, op momenten van hoge vraag. De optie draagt niet direct bij aan uitwisselbaarheid van energiedragers.

methode is geïnspireerd op een analyse die de Belgische landelijke netbeheerder Elia na 2017 toepaste (TenneT, 2019). Zie voor een kort overzicht van een nadien aangepaste versie (Elia, 2019).

Betaalbaarheid

Alhoewel de optie beperkte investeringen in aansturing vergt, zal bij productieverschuiving in de tijd overcapaciteit nodig zijn. Bij veelvuldige inzet in reactie op beschikbaarheid van wind en zon zal op systeemniveau tegenover de aanvullende industriële CAPEX kosten ook lagere CAPEX van overige flexibiliteitsopties staan. Gegeven de vaak complexere productieketen in industrie zal het integrale kostenvoordeel vaak liggen bij aanvullende flexibiliteitsopties, maar er zijn uitzonderingen. Het productieproces van siliciumcarbide van ESD-SIC is hiervan een voorbeeld, dat zo rendabel opereert door in te spelen op de onbalansmarkt. Marginale kosten zijn dan dus wel hoog in verhouding tot de veelal lagere elektriciteitsprijzen op de day-ahead markt en dus van de flexibiliteitsopties in deze markt.

In geval van vraag afschakeling brengt industriële vraagsturing gedeelde inkomsten met zich mee, terwijl overige kosten nog altijd gemaakt worden. Kostencurven lopen dan ook al snel op tot het prijsplafond van de day-ahead markt. Vanwege naar verhouding lage CAPEX en hogere OPEX is deze flexibiliteits optie bij uitstek kosteneffectief voor flexibele inzet zeer beperkt aantal draaiuren, in de orde van enkele honderden uren per jaar. In dat geval is de optie relatief kosteneffectief in vergelijking tot alternatieven zoals regelbare opwek, opslag of interconnectiecapaciteit. Deze alternatieven zouden dan hoge capaciteit eisen die nauwelijks wordt ingezet. Het potentieel voor dit type vraagsturing ligt volgens voorgenoemde studie van DNV GL in de orde van enkele GW. Marginale kosten voor dergelijke industriële vraagsturing liggen volgens voorgenoemde studie hoog, en al snel één of twee orden van grootte hoger dan de gemiddelde elektriciteitsprijzen op de day-ahead markt. Sporadische inzet bij krapte in de markt leidt het echter wel tot lagere elektriciteitsprijzen.

Volgens analyse van DNV GL belooft het economisch potentieel aan industriële vraagsturing richting 2030 op tot 4 GW_e. Dit techno-economische potentieel is opgedeeld in categorieën met verschillende biedprijzen (op basis van gedeelde inkomsten als alternatieve kosten of opportuniteitskosten), oplopend van enkele honderden € per MWh tot ruim boven de markt cap van 3000 € per MWh. De biedcurven zijn ook afhankelijk van de tijdsduur van de afschakeling, oplopend van enkele uren tot meer dan 3 weken, met dalende kosten (DNV GL, 2020). Operationele kosten van dit type flexibiliteit zijn hoog, maar investeringskosten beperkt. Daarmee kan het aantrekkelijk blijken om deze vorm van flexibiliteit te leveren bij sporadische tekorten aan elektriciteitsproductie.

Veiligheid

Operationele veiligheidsrisico's kunnen een rol spelen, afhankelijk van het type installatie en industrie waarin vraagsturing wordt toegepast. Er is echter zeker technisch potentieel voor vraagsturing waarbij dergelijke risico's vermeden worden.

Leefomgevingskwaliteit

Industriële vraagsturing zal beperkte impact hebben op de leefomgevingskwaliteit. Bij vraagverschuiving kan regelmatig op- en afschakelen eventueel tot hinder leiden, maar sporadische afschakeling zal in principe vooral bijdragen aan tijdelijk verminderde emissies en/of geluidsbelasting.

4.2.5 Kleinschalige vraagsturing: warmtepompen

Warmtepompen (WP's) onttrekken warmte uit de omgeving, zoals de buitenlucht of bodem m.b.v. elektriciteit. Een hybride warmtepomp is een combinatie van een warmtepomp en een cv-ketel, een *all-electric* warmtepomp bestaat enkel uit een warmtepomp met buffervat. Doordat de cv-ketel op koude dagen bijspringt is de hybride warmtepomp voor

veel woningen geschikt, en kan zowel op korte als lange termijn (in combinatie met een duurzaam gas) bijdragen aan de verduurzaming van de gebouwde omgeving.

Het kabinet bereidt normering voor om vanaf 2026 hogere energie-efficiëntie eisen te stellen aan verwarmingsinstallaties bij vervanging, mits de woning of het gebouw daarvoor geschikt is. Een hybride warmtepomp is dan voor veel woningen een logische oplossing. Goed geïsoleerde woningen kunnen overstappen naar een volledig elektrische warmtepomp (ministerie van BZK, 2022).

Duurzaamheid

Vraagsturing van WP's vermindert de behoefte aan (bijvoorbeeld gasgestookt) opwekvermogen en afschakeling (i.e. curtailment) van wind en zon en kan in die zin de inzet van hernieuwbare energie verhogen en BKG emissies reduceren (Patteuw, et al., 2015; TNO, 2022).

Toepassing van de WP zelf levert klimaatwinst door vermindering van gebruik van fossiele energie en de bijbehorende CO₂-emissiereductie ten opzichte van de gangbare cv-ketel.

Ook energie-efficiëntie is hoog, met een SCOP (Seasonal Coefficient of Performance) van 4,3 (BDH, 2022). De betere WP's hebben zelfs een SCOP van 5,2 (Klimaatexpert.com, 2023). Ter vergelijking; een gasgestookte CV ketel heeft een gemiddelde COP van 0,9.

Leveringszekerheid

De huidige inzet van hybride WP's op basis van buitentemperatuur kan leiden tot netcongestie bij hoge adoptiegraden op wijkniveau. Deze praktijk leidt dus in de eerste plaats tot een groeiende flexibiliteitsbehoefte m.b.t. netcongestie. Dergelijke netcongestie kan zich al voor 2030 gaan manifesteren als gevolg van voorgenoemde normering.

Dat blijkt duidelijk uit een recente analyse van WP monitoring data op kwartierbasis in de periode medio 2019 tot medio 2021 met 800 Nederlandse deelnemers (BDH, 2022). Daarvan beschikte 70% over een hybride WP, 30% over een all-electric WP en 90% over zon-PV. De huishoudens met hybride WP's gaven gemiddeld een piekbelasting van ongeveer 3,7 kW, variërend van 2,5 kW voor een verliesoppervlak³⁵ < 100m² tot 5 kW voor een verliesoppervlak > 600 m² (oplopend tot 9 kW voor de top 5% piekbelastingen van de deelnemende huishoudens). De piekbelasting van woningen met een all-electric warmtepomp lag ook op 5 kW, variërend van 2,5 kW voor een verliesoppervlak < 100m² tot 7,5 kW voor een verliesoppervlak > 600m² (eveneens oplopend tot 9 kW voor de top 5% piekbelastingen van de deelnemende huishoudens). Daarmee ligt de piekbelasting ruim boven het gemiddelde doorlaatvermogen van 1,0 tot 1,5 kW per huishouden op de wijktransformator. Als er veel WP's in de wijk geïnstalleerd zijn en ze gelijktijdig opereren kan overbelasting op de wijktransformator op gaan treden. Volgens de studie veroorzaken juist hybride WP's scherpe pieken in netbelasting, omdat de meeste hybride WP's op dit moment op buitentemperatuur gestuurd worden en daardoor een hoge gelijktijdigheid vertonen.^{36,37}

³⁵ Het verliesoppervlak in dit onderzoek wordt bepaald door vloeroppervlak × geometriefactor, waarbij de geometriefactor afhankelijk is van het woningtype: 2,5 voor vrijstaand, 2,0 voor rijwoning (hoek), 1,5 voor rijwoning (tussen), 2,0 voor twee-onder-een kap, 0,8 voor appartement, 1,2 voor maisonnette.

³⁶ Alhoewel een hybride warmtepomp in principe zou kunnen omschakelen van elektrische verwarming naar gasgestookte verwarming om piekbelasting te vermijden, wordt de cv-ketel gewoonlijk bijgeschakeld als het zo koud is dat de WP op maximaal vermogen te kort zou schieten. Deze aansturing wordt gewoonlijk gebaseerd op buitentemperatuur.

³⁷ De all-electric WP's werden volgens de studie veelal modulerend aangestuurd, i.e. op basis van binnentemperatuur, met een lagere gelijktijdigheid tot gevolg.

Deze piekbelastingen lagen in de winterochtend en -avond, en werden daarom nauwelijks afgevlakt door eventueel aanwezige PV-panelen.

In principe kan de (hybride) WP flexibel worden ingezet waarbij het gebouw wordt gebruikt als warmteopslag, en WP's flexibiliteit leveren door vraagverschuiving (TNO, 2022). Vooral in goed geïsoleerde gebouwen is het mogelijk om de vraag te verschuiven naar uren met hoge invoeding van hernieuwbare elektriciteit, zonder het comfortniveau van het gebouw significant te verminderen (Patteeuw, et al., 2015). Zolang het gangbare beschikbare doorlaatvermogen op de wijktransformator niet op grote schaal wordt verhoogd via netverzwaring, is het potentieel voor flexibiliteitslevering aan de energie- of vermogensbalans echter beperkt. Aansturing van commercieel verkrijgbare WP's is in de praktijk beperkt tot een standaard temperatuurregeling. Via de gangbare "smart grid ready" interface zou alternatieve aansturing (aan/uit) mogelijk zijn. In het huidige tarievenstelsel voor kleinverbruik is de financiële prikkel om piekbelasting onder het beschikbare doorlaatvermogen te houden echter beperkt, zodat ook aanpassing van het bestaande tarievenstelsel nodig zal zijn. Aansturing van een hybride WP op basis van bijvoorbeeld een bandbreedtetarief³⁸ vanaf 5 kW zou dan netcongestie (op LS) verminderen. Alternatief zou ook centrale aansturing van WPs netcongestie kunnen verminderen, maar dat grijpt in op de autonomie van de gebruiker. Het kan interessant zijn om elektrische of thermische opslag te gebruiken om de PV-teruglevering en warmtepomppiek beter met elkaar in balans te brengen (TNO, 2023).

De hybride warmtepomp biedt aanvullende leveringszekerheid doordat zowel op aardgas (of een klimaatneutraal alternatief) als elektriciteit verwarmd kan worden, zodat de optie bijdraagt aan uitwisselbaarheid. Voor de all-electric WP is dat uiteraard niet het geval, en wordt leveringszekerheid bepaald door die van elektriciteit in plaats van aardgas.

Versnelde uitrol van (hybride warmtepompen) biedt een bijdrage aan leveringszekerheid voor aardgas door mogelijk tot 1,25 bcm besparing aan aardgasgebruik voor verwarming in 2030 (TNO, 2022), maar vraagsturing op zichzelf voegt hier niets aan toe. Dat geldt ook voor de leveringszekerheid van elektriciteit; de benodigde vraagsturing is gericht op beperking van netcongestie en niet op betere afstemming van vraag en aanbod.

Betaalbaarheid

De aanschafprijs van een lucht/water hybride WP ligt rond de € 6.000 voor een model van 4 kW inclusief buitenunit. Subsidie (ISDE) ligt rond de € 2.500. Indien er ook een nieuwe cv-ketel nodig is kost dit ongeveer € 2.000 extra. Een all-electric WP kost zo'n € 13.000 voor een model van 8 kW inclusief buffervat en buitenunit. Subsidie (ISDE) ligt rond de € 3.000. Prijzen zijn inclusief BTW en plaatsing.

De marginale kosten van gebruik van de WP liggen lager dan die van de gasketel door de hoge efficiëntie van de warmtepomp. Huishoudens besparen dus op aardgas en op de kosten voor de gasaansluiting als die kan komen te vervallen. Met een hybride WP bespaar je zo'n € 360 – 810 per jaar (MilieuCentraal, 2023), met een all-electric model zo'n € 750 – € 1270 per jaar (MilieuCentraal, 2023), afhankelijk van de energieprijzen. De besparingen gaan uit van een redelijke geïsoleerde tussenwoning met 2 personen.

³⁸ Nu betalen kleinverbruikers een vast bedrag voor het gebruik van het elektriciteitsnet, dat ook wel het uniforme capaciteitstarief wordt genoemd. In het bandbreedtemodel wordt een bandbreedte aan vermogen gecontracteerd door kleinverbruikers. Hoe hoger de gecontracteerde bandbreedte, hoe hoger het tarief. Piekbelasting buiten de gecontracteerde bandbreedte leiden tot hogere, aanvullende kosten. Daarmee geeft dit tariefmodel een financiële prikkel om piekbelastingen te beperken. Zie ook (DNV GL, 2019)

Veiligheid

WP's zijn een in de praktijk bewezen veilig product. Echter een “slimme” digitale aansturing van onderdelen van het elektriciteitssysteem maakt het systeem kwetsbaarder voor onvoorzien autonoom gedrag en softwarefouten (RLI, 2018). Wanneer de aansturing vervolgens is aangesloten op het internet vergroot het risico op moedwillige verstoring via cybercriminaliteit de kwetsbaarheid (RDI, 2021). Installaties bij consumenten thuis zijn over het algemeen minder beveiligd dan industriële installaties en vormen daarmee een groter risico (Topsector Energie, 2023).

Leefomgevingskwaliteit

Al of niet flexibele inzet van WP's levert geen aanvullende emissies. Verder kunnen WP's in dichtbebouwde omgeving zorgen voor geluidsoverlast bij omwonenden, maar dat staat ook los van flexibele inzet. Dat geldt ook voor eventuele overige nadelige aspecten, zoals negatieve gevolgen voor het gevelaanzicht en ruimtebeslag binnen en rondom de woning.

Maatschappelijke betrokkenheid

De WP als technologie, en flexibele inzet daarvan, draagt in potentie bij aan optimaal gebruik van decentrale energiesystemen. De technologie is in principe voor iedereen beschikbaar, mits bewoner eigen zeggenschap heeft over de woning, voldoende investeringsruimte heeft, en (met name in geval van all-electric WP's) de woning voldoende geïsoleerd kan worden. In die zin draagt het bij aan rechtvaardigheid, al geldt dit ook voor het conventionele alternatief van CV-ketels.

4.2.6 Kleinschalige vraagsturing: residentiële e-boiler

Ongeveer een half miljoen (6%) Nederlandse huishoudens hebben een e-boiler voor warm tapwater. Uitgaande van een vermogen ongeveer 2 kW per boiler van 195l (CE Delft, Overview, Berenschot, EXE, Greenspread, 2016) telt dat op tot 1 GW. “Slimme” e-boilers zijn verkrijgbaar en inzetbaar voor de energiehandel in een huishouden.

Duurzaamheid

Vraagsturing van residentiële e-boilers vermindert de behoefte aan (bijvoorbeeld gasgestookt) opwekvermogen en afschakeling (i.e. curtailment) van wind en zon en kan in die zin de inzet van hernieuwbare energie verhogen en BKG emissies reduceren via maximisering van eigen gebruik van zon-PV of goedkoper laden bij dynamische tarieven. Een e-boiler kan in combinatie met een CV-ketel ook als voorverwarmer worden ingezet voor ruimteverwarming (CE Delft, Overview, Berenschot, EXE, Greenspread, 2016). Centrale sturing voor de vermogensbalans is in de praktijk getest (Peeeks, Eneco, 2017), maar traditionele e-boilers kunnen ook met een los schakelkastje “slim” gemaakt worden (Eneco, 2019). Zo kan bijgedragen worden aan de energie- en vermogensbalans.

De energie-efficiëntie van een e-boiler zelf ligt op ongeveer 95% (Ecofys; Greenvis, 2016). De warmtepompboiler vormt hiervoor een energie-efficiënt alternatief, met een haalbare energiebesparing tot 70%. Daar staan significante meerkosten van een nieuwe warmtepompboiler tegenover, al worden die deels gedekt door de ISDE.

Leveringszekerheid

E-boilers zijn geschikt als bron van flexibiliteit, met name voor afregelvermogen en in de praktijk beperkter inzetbaar voor opregelvermogen (Peeeks, Eneco, 2017). Naast inzet voor de energiehandel is een boilerpool daarbij in principe een geschikte reserve voor primaire reserve markt en de secundaire reservemarkt. Dergelijke prijssturing van assets voorziet in flexibiliteit op de onbalansmarkt van de landelijke netbeheerder, maar verhoogt de kans op

congestie bij regionale netbeheerders. Wel zou het een oplossing kunnen bieden voor lokale congestieproblematiek ten gevolge van invoedingspieken van zon-PV. Daarnaast biedt het een warmtebatterij voor eigen opwek uit zon-PV. Slimme aansturing op zichzelf levert geen voordelen in termen van uitwisselbaarheid. Dat geldt ook voor importafhankelijkheid in relatie tot beperktere beschikbaarheid van aardgas.

Betaalbaarheid

De prijs van een slimme boiler verschilt weinig van de prijs van een traditionele elektrische boiler. Afhankelijk van het volume en vermogen ligt de gemiddelde prijs tussen 1.000 à 2.000 euro. Een slimme boiler verdient zichzelf terug door te besparen op de energiekosten. Integrale kosten liggen dus lager dan voor het conventionele alternatief, en juist op de marginale kosten wordt bespaard.

Veiligheid

Gangbaar product, geen bijzondere risico's. Echter een "slimme" digitale aansturing van onderdelen van het elektriciteitssysteem maakt het systeem kwetsbaarder voor onvoorzien autonoom gedrag en softwarefouten (RLI, 2018). Wanneer de aansturing vervolgens is aangesloten op het internet vergroot het risico op moedwillige verstoring via cybercriminaliteit de kwetsbaarheid (RDI, 2021). Installaties bij consumenten thuis zijn over het algemeen minder beveiligd dan industriële installaties en vormen daarmee een groter risico (Topsector Energie, 2023).

Leefomgevingskwaliteit

Vraagsturing heeft geen negatieve invloed op overige emissies of geluidsbelasting. Een boiler in huis neemt wel enige ruimte in, maar in geval van vraagsturing op een bestaande boiler is dat nu ook al het geval.

Maatschappelijke betrokkenheid

De WP als technologie, en flexibele inzet daarvan, draagt in potentie bij aan optimaal gebruik van decentrale energiesystemen. Technologie is in principe voor iedereen beschikbaar. Traditionele boilers kunnen met een extra kastje gemakkelijk slim worden gemaakt. In die zin draagt het bij aan rechtvaardigheid, al geldt dit ook voor het conventionele alternatief van cv-ketels. Voor huishouden met een cv-ketel zou een boiler als voorverwarmer kunnen dienen, om energie uit eigen PV panelen op te slaan of gebruik te maken van lage e-tarieven.

4.2.7 Kleinschalige vraagsturing: elektrisch vervoer

Elektrisch vervoer heeft de afgelopen jaren een vlucht genomen, zeker als het gaat om openbaar busvervoer maar ook personenauto's. Begin dit jaar was al 26% (ongeveer 1.400 van de 5.200) van de bussen in het openbaar vervoer batterij-elektrisch. Daaruit blijkt een voortvarende aanpak van de afspraken vanuit het Bestuursakkoord Zero Emissie OV-bussen van de OV-autoriteiten en het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat uit april 2016, die later werden bekrachtigd in het klimaatakkoord; vanaf 2025 zijn alle nieuwe OV-bussen aan de uitlaat emissieloos, terwijl vanaf 2030 alle OV-bussen emissieloos zullen zijn (Rijksoverheid, 2023). In geval van personenauto's was is een bescheidener 4% van de geregistreerde auto's batterij-elektrisch, ongeveer 330.000 van de 8,9 miljoen (RVO, 2023). Wel ging het al om ongeveer 25% van de nieuwverkopen. Elektrificatie van kleinere bedrijfswagens en vrachtwagens volgt met respectievelijk 1,3% en 0,2% per einde 2022 (RVO, 2023), maar er wordt een snelle toename van elektrificatie verwacht in dit segment (ElaadNL, 2022). In 2030 zou volgens het middenpad van ElaadNL gaan om ongeveer 4 mln. personenauto's, 4.700 OV bussen en 75.000 bestel- en vrachtwagens.

Laadvermogen voor personenauto's ligt op 3,7 kW tot 11 kW (3-fasen) thuis, veelal in de orde van 11 kW à 22 kW voor publiek laden tot 50 à 150 kW voor snelladen en zelfs 200 à 350 kW voor *High Power Chargers* langs snelwegen. Voor vrachtvervoer en bussen ligt het laadvermogen in het hogere deel van de bandbreedte, startende vanaf 22 kW (TNO, PBL, 2022).

Duurzaamheid

Vraagsturing bij laden van EV kan de behoefte aan (bijvoorbeeld gasgestookt) opwekvermogen en afschakeling van wind en zon (i.e. curtailment) verminderen, en in die zin de inzet van hernieuwbare energie verhogen en BKG emissies reduceren. Door het flexibiliteitspotentieel (opslag) van EVs te benutten is meer variabele duurzame elektriciteitsopwekking in te passen in het energiesysteem en in te zetten voor mobiliteit. De EVs zelf leveren geen CO₂ uitstoot als hernieuwbare elektriciteit wordt gebruikt. Ook bij toepassing van grijze stroom is de uitstoot in de regel lager dan bij fossiele brandstoffen. Energie-efficiëntie ligt bijna op 100%, waar het bij conventionele motoren om 25% à 35% gaat. N.B. dit gaat over de auto zelf, niet over flexibiliteit. Productie van batterijen en andere e-componenten is wel een aandachtspunt, met mijnbouw een bijbehorende vervuiling van lucht, water en bodem

Leveringszekerheid

Voor wat betreft leveringszekerheid kan netcongestie al op korte termijn beperkend worden. Net als in geval van warmtepompen leidt de huidige praktijk van laden in de eerste plaats tot een flexibiliteitsbehoefte met betrekking tot netcongestie. Op het lokale net kan de elektriciteitsvraag sterk groeien want een elektrische auto kan het elektriciteitsgebruik van een huishouden verdubbelen. De piekvraag loopt echter nog veel sneller op. Met de gebruikelijke laadvoorzieningen van 3,7 kW tot 11 kW kan de huishoudelijke piekvraag 3 à 7 maal hoger worden. Dat ligt ruim boven het beschikbare doorlaatvermogen van 1,0 tot 1,5 kW per huishouden op de wijktransformator.

Bij de bestaande praktijk van regulier laden voorziet ElaadNL dan ook al in 2025 congestie in meer dan 3.000 van de in totaal bijna 14.000 CBS buurten (ElaadNL, 2021). In door ElaadNL opgestelde reguliere laadprofielen voor personenauto's is een duidelijke ochtendpiek zichtbaar bij laadpunten op de parkeerplaatsen bij kantoor of werklocaties, terwijl er bij publieke laadpunten zowel een ochtend- als avondpiek te zien is. Bij thuisladen is de elektriciteitsvraag vooral in de avonden dominant. De piek voor snelladers (bijvoorbeeld langs snelwegen) ligt juist midden op de dag (ElaadNL, 2023). Bij verdere opschaling mag dan verwacht worden dat de grenzen van laagspanningsnetten al snel in zicht komen, maar ook de piekbelasting voor de landelijke energiehandel zou dan sterk op gaan lopen.

Slim laden kan een oplossing bieden, al wordt voor logistiek, busvervoer en snelladen verwacht dat ruimte voor slim laden in deze segmenten beperkt is (TNO, PBL, 2022). Door auto's "slim" te laden wordt de netbelasting verspreid in de tijd. Volgens ElaadNL zorgt slim laden voor een potentiële piekreductie van ten minste 44% bij thuisladen en 28% bij publiek laden. Hieropgewekt.nl geeft zelfs aan dat slim laden het mogelijk maakt om een factor 10 meer publieke laadpalen op hetzelfde net aan te sluiten, met dezelfde capaciteit. Veel technisch aantrekkelijke oplossingen voor laadsturing passen moeizaam in de huidige kaders en/of ontberen nog maatschappelijk draagvlak (TNO, PBL, 2022).

Vanuit het samenwerkingsprogramma Nationale Agenda Laadinfrastructuur (NAL, 2023) wordt er aan gewerkt om van slim laden tot norm te maken. Daarbij moet rekening gehouden worden met verschillende laadgelegenheden (thuisladen, laden op het werk,

publieke laadpalen en snellaadstations) en bijbehorende financiële prikkels. Verandering daarvan kan leiden tot snelle verschuivingen. Vanuit bestaande kaders biedt nettarifering aanknopingspunten, maar geeft die op dit moment onvoldoende prikkels tot slim laden. De voorgenomen afbouw van saldering kan wel gaan stimuleren om achter de meter EV te laden uit eigen zonnepanelen, maar borging van sturing op netcongestie op grote schaal vergt alternatieven zoals bijvoorbeeld een bandbreedtetarief.

Zolang het gangbare beschikbare doorlaatvermogen op de wijktransformator niet op grote schaal wordt verhoogd door netverzwaring, is het potentieel voor levering van flexibiliteit aan de energiehandel of balanshandhaving beperkt. Bij netverzwaring kan vraagverschuiving daar wel aan bij gaan dragen. Met een gemiddelde batterijcapaciteit van 50 kWh vormen elektrische personenauto's (die gewoonlijk het grootste deel van de tijd stil staan), een zeer groot potentieel voor flexibiliteit. Wanneer bi-directioneel laden, zoals V2G (*Vehicle to Grid*) of V2H (*Vehicle to Home*) dan ook beschikbaar komt, worden mogelijkheden voor het bieden van flexibiliteit veel groter en vormen elektrische personenauto's een zeer groot flexibiliteitspotentieel bij de huishoudens. Voor 2030 wordt echter niet verwacht dat V2G een rol kan of zal gaan spelen (TNO, PBL, 2022); bidirectioneel wordt door nog maar een beperkt aantal elektrische voertuigen en laadpalen ondersteund. Op lange termijn kunnen ze wel een belangrijke rol spelen in het energiesysteem als geheel.

Slimme aansturing op zichzelf levert uiteraard geen voordelen in termen van uitwisselbaarheid. Dat geldt ook voor importafhankelijkheid in relatie tot beperktere beschikbaarheid van aardgas.

Betaalbaarheid

Er van uitgaande dat je een EV primair aanschaft voor mobiliteitsdoeleinden, zijn de integrale kosten voor flexibiliteit vanuit EV gelijk aan de meerkosten van een slimme laadpaal/slimme laadsturing. Ook speelt de impact op de levensduur van de accu's een rol. Alhoewel die volgens huidige inzichten beperkt zijn (zie bijvoorbeeld (Huber, et al., 2021)), zijn leveranciers van EV terughoudend met deze toepassing in verband met mogelijk nadelige effecten op de levensduur (TNO, PBL, 2022).

De marginale kosten voor EV liggen lager dan voor fossiele brandstoffen, en dat wordt versterkt door slim laden ten behoeve van de energiehandel of balanshandhaving. In veel gevallen zal flexibiliteit ten behoeve van de netcongestie ook leiden tot lagere marginale kosten dan regulier laden; regulier laden tijdens avondpieken valt 's winters samen met de landelijke piekvraagperiode.

Veiligheid

Veiligheid van EV's is een issue bij brand vanwege het feit dat batterijen zeer goed verpakt zijn en daardoor moeilijk te blussen. Ter plaatste kan enkel gekoeld worden, terwijl het een dompelpak vergt om daadwerkelijk te blussen. Verder is een elektrisch wagenpark afhankelijk van elektriciteitsvoorziening, en daarmee wordt mobiliteit en transport kwetsbaarder (ook voor vitale diensten zoals hulpdiensten). Beide staan echter los van de veiligheid van vraagsturing. Een "slimme" digitale aansturing van onderdelen van het elektriciteitssysteem maakt het systeem kwetsbaarder voor onvoorzien autonoom gedrag en softwarefouten (RLI, 2018). Wanneer de aansturing vervolgens is aangesloten op het internet vergroot het risico op moedwillige verstoring via cybercriminaliteit de kwetsbaarheid (RDI, 2021). Installaties bij consumenten thuis zijn over het algemeen minder beveiligd dan industriële installaties en vormen daarmee een groter risico (Topsector Energie, 2023). Slimme aansturing van laadpalen maakt daarmee huishoudens en vervoer, maar ook het elektriciteitsnet kwetsbaarder voor digitale dreigingen of storingen (ElaadNL, ENCS, 2019).

Leefomgevingskwaliteit

De flexibiliteit die EVs kunnen bieden heeft in principe geen impact op de leefomgeving. De EVs zelf uiteraard wel. EVs scoren hoog op gezondheid, als het gaat om geluidsimpact en overige emissies (minder geluidsoverlast, geen NO_x en PM). De ruimtelijke impact (kwalitatief en kwantitatief) verschilt niet van conventioneel voertuig, afgezien van de ruimte die laadpalen en de bijbehorende parkeerplekken in de publieke ruimte innemen.

Maatschappelijke betrokkenheid

De EV als technologie, en flexibele inzet daarvan, draagt in potentie bij aan optimaal gebruik van decentrale energiesystemen. EV is in principe beschikbaar voor iedereen, zeker wanneer de prijs van EV daalt met verdere opschaling van productie. De flexibiliteit die ze bieden is wel interessanter voor huizenbezitters met eigen laadpaal en zon-PV, om achter de meter te kunnen optimaliseren. EV biedt grote potentie voor gebruik van lokale flexibiliteit wanneer het EV aandeel in wagenpark groeit. In die zin draagt het bij aan rechtvaardigheid. V2G en slimme aansturing is dan wel noodzakelijk om lokale congestie te voorkomen.

4.2.8 Opslag: systeembatterij

Dit type batterijen valt onder grootverbruik en is gewoonlijk gekoppeld aan het MS net. Systeembatterijen zijn bedoeld om in te zetten voor het leveren van systeemdiensten, en in het bijzonder levering van balansvermogen. Deze batterijen kunnen in principe ook ingezet worden voor congestiemanagement, gegeven het nieuw ingevoerde congestiemanagement mechanisme (CE Delft, 2021; CE Delft, 2023) zijn veelal ontwikkeld door toegewijde projectontwikkelaars en beheerders zoals Giga Storage en Semperpower, met daarachter een afnemer (Eneco, Essent), en veelal gekoppeld op het MS/HS net (Vlissingen nabij Sloecentrale, Lelystad). Typische schaal is 10 tot 100 MW met een opslagcapaciteit voor 2 à 4 uur, maar zowel schaal als opslagcapaciteit wordt verwacht verder toe te nemen komende jaren.

Duurzaamheid

Vraagverschuiving via batterijen kan de behoefte aan (bijvoorbeeld gasgestookt) opwekvermogen en afschakeling van wind en zon (i.e. curtailment) verminderen, en zo de inzet van hernieuwbare energie verhogen en BKG emissies reduceren. De gevolgen voor energie-efficiëntie zijn spelen een beperkte rol met een (*round-trip*) efficiëntie van ongeveer 95% voor lithium-ion batterijen. Het maken van de systeembatterij zelf kost energie en (beperkt beschikbare) grondstoffen. Voor wat betreft circulariteit, liggen er uitdagingen in de grootschalige toepassing van batterijen. Voor de productie van batterijen zijn schaarse metalen nodig, waarvoor we grotendeels afhankelijk zijn van andere continenten. De Daarnaast zorgt het opgraven en verwerken van de grondstoffen voor vervuiling van de lucht, water en bodem. Ook kost de productie veel energie.

Leveringszekerheid

Inzet van batterijen is gericht op levering van flexibiliteit en wordt gedreven door arbitrage op de spotmarkt (energiehandel), onbalansmarkt (balanshandhaving) en evt. netcongestie. Een systeembatterij levert geen directe bijdrage aan uitwisselbaarheid van energiedragers, en ook niet aan vermindering van importafhankelijkheid van aardgas.

Betaalbaarheid

Integrale kosten voor systeembatterijen zijn evenals in geval van thuisbatterijen, voornamelijk hoog in verhouding tot enkele andere flexibiliteitsopties in zoals regelbaar opwekvermogen, conversie en interconnectie. Marginale kosten zijn met een *round trip* efficiëntie van 95%

laag. Daarnaast zijn de nettarieven van toepassing zoals die voor grootverbruikers van toepassing zijn, met kostencomponenten kW_{contract} , kW_{max} , zodat sporadische grote vermogensafname hoge kosten met zich meebrengen (CE Delft, 2015; TNO, 2020).

Inzet op de onbalansmarkt is noodzakelijk om de investering rendabel te maken; de spot markt levert op zichzelf onvoldoende op voor de huidige business case en de business case in 2030, en dat geldt ook voor congestiemanagement (CE Delft, 2023). Inzet op de onbalansmarkt levert veelal tot honderden €/MWh, met een maximum van 10.000 €/MWh. Arbitrage op de spotmarkt levert gewoonlijk enkele tientallen €/MWh tot ruim 100 €/MWh. De wettelijk vastgelegde financiële prikkel voor de verplichting tot congestiemanagement is gemaximeerd op gemiddeld 1,02 €/MWh (Netcode elektriciteit, 2023).

Veiligheid

In een lithium-ion batterij kan door verschillende redenen brand ontstaan. De brand ontwikkelt zich zeer snel, met hoge temperaturen, en is heel lastig te blussen. Medio 2023 komt de Publicatiereeks Gevaarlijke Stoffen (PGS) met een nieuwe richtlijn PGS 37 voor de veilige opslag van energieopslagsystemen (PGS, 2022).

Leefomgevingskwaliteit

Grootschalige batterijen hebben een negatieve ruimtelijke impact, zowel kwantitatief als kwalitatief. Zo kan het al snel gaan om plaatsing van een serie zeecontainers in open landelijk gebied nabij zonneparken en windparks. Batterijen hebben echter geen uitstoot en daarom geen impact op de gezondheid.

Maatschappelijke betrokkenheid

Vanuit de gehanteerde definitie van optimaal gebruik decentrale systemen is deze optie minder van belang aangezien het veelal zal gaan om een optie met een meer centraal karakter. Desalniettemin wordt dit type batterij ook toegepast in aanvulling op bestaande of nieuwe wind- en zonneparken, waarbij naast inzet op de onbalansmarkt of portfoliomanagement ook uitgestelde levering en congestiemanagement kan worden toegepast. Hierbij kan ook gedacht worden aan toepassing voor coöperatieve parken, waarmee de optie ook toepassing kent voor een breder publiek.

4.2.9 Opslag: thuisbatterij

Een thuisbatterij (gewoonlijk lithium-ion, zoals de Powerwall van Tesla) is primair geschikt om een groter deel van de eigen (zon) productie te gebruiken. Met een gangbare opslagcapaciteit van zo'n 6 kWh en 3,3 kW vermogen tot 14 kWh en 5 kW vermogen kan je overdag opgewekte energie 's avonds en eventueel ook de volgende dag gebruiken en zo je eigen verbruik verhogen van 30% naar 60% (MilieuCentraal, 2023). Vanwege de salderingsregeling is er in Nederland onvoldoende financiële stimulans voor deze toepassing en zijn ze amper in gebruik. Het gebruik van een reeds aanwezige EV als thuisbatterij is vanuit (investering)kosten gezien interessanter (zie ook elektrische auto's), bi-directioneel laden moet dan wel eerst mogelijk worden gemaakt.

Duurzaamheid

Vraagverschuiving via batterijen kan de behoefte aan (bijvoorbeeld gasgestookt) opwekvermogen en afschakeling (i.e. curtailment) van wind en zon verminderen, en zo de inzet van hernieuwbare energie verhogen en BKG emissies reduceren. De gevolgen voor energie-efficiëntie spelen een beperkte rol met een (*round-trip*) efficiëntie van ongeveer 95% voor lithium-ion batterijen. Het maken van de thuisbatterij zelf kost energie en (beperkt beschikbare) grondstoffen. Voor wat betreft circulariteit, liggen er uitdagingen in de

grootschalige toepassing van batterijen. Het kost veel energie om de grondstoffen (zoals koper, nikkel, mangaan en kobalt) te winnen en te verwerken tot batterijen. Sommige grondstoffen zijn bovendien schaars, wat kan leiden tot regionale conflicten/weerstand in nieuwe mijngebieden en geopolitieke afhankelijkheid en conflicten (TNO, HCSS, EY, NEVI, Leiden, CLM/Universiteit, 2015). Zeker in geval van batterijen is er dan ook toenemende aandacht voor deze strategische uitdaging binnen de context van het *Raw Materials Information System* van de Europese Unie (JRC, 2021).

Leveringszekerheid

Een thuisbatterij kan door vraagverschuiving een bijdrage in flexibiliteit leveren aan de energiehandel, de balanshandhaving en congestiemanagement. Bij toepassing voor verhoogd eigen verbruik levert de thuisbatterij een vorm van *peakshaving* (afvlakken van het geleverde piekvermogen) voor huishoudelijke zon-PV: elektriciteit die op bepaalde momenten niet geleverd kan worden opgeslagen worden in de batterij. Echter, met 6 kWh heb je in de zomer te weinig opslagcapaciteit om alle zonnestroom (gemiddeld 13 kWh met 9 panelen) die je niet meteen verbruikt op te slaan, en in de winter leveren je zonnepanelen te weinig op (gemiddeld 2,5 kWh met 9 panelen) om de thuisbatterij te vullen.

Voor de congestieproblematiek kan een alternatieve aansturing van batterijen zorgen voor minder hoge terugleverpieken van de PV installatie (10-12% bij alternatieve aansturing per huishouden) zonder veel verandering in eigen gebruik van PV (TNO, 2023). In de huidige praktijk schakelt zon-PV al af bij dreigende netcongestie, dus levert de thuisbatterij geen aanvullende flexibiliteit. Dergelijke afschakeling kan dus wel voorkomen worden door toepassing van thuisbatterijen. Een andere toepassing van een thuisbatterij (bij een contract met dynamische tarieven) is te laden wanneer de energietarieven laag zijn en te ontladen wanneer ze hoog zijn (CE Delft, ECN, 2018), waarmee flexibiliteit via de energiehandel wordt geleverd. Verder zou ook een bijdrage aan de balanshandhaving geleverd kunnen worden, bijvoorbeeld door grootschalige pooling van thuisbatterijen via een *aggregator* voor huishoudens, en zo ook inkomsten uit balanshandhaving te genereren. Bij de huidige beschikbare netcapaciteit levert grootschalige toepassing echter wel risico's op voor netcongestie, door toenemende gelijktijdigheid.

Een thuisbatterij levert geen bijdrage aan uitwisselbaarheid van energiedragers of vermindering van importafhankelijkheid in relatie tot beperktere beschikbaarheid van aardgas.

Betaalbaarheid

Integrale kosten van lithium-ion batterijen liggen relatief hoog in verhouding tot alternatieve flexibiliteitsopties, vanwege de relatief hoge investeringskosten. Marginale kosten zijn met een *round trip* efficiëntie van 95% laag. Een lithium-ion batterij (momenteel de standaard) van 6 kWh kost € 4.000 tot € 5.000, exclusief installatiekosten en heeft een levensduur van zo'n 10 jaar. Deze kosten verdien je binnen die tijd waarschijnlijk niet terug (MilieuCentraal, 2023) (Vlaamse Overheid, 2022). Een thuisbatterij is niet eenvoudig rendabel te maken met een dag- en nachttarief. Uitgaande van een 10 kW batterij van € 8.850 (incl. installatiekosten) zou met een uurprijscontract in 2021/2022 zo'n € 690 per jaar kunnen worden gerealiseerd, bij een prijsverschil tussen laden en ontladen van 9,5 cent/kWh. De aanschafkosten dalen de komende jaren waarschijnlijk wel. Mogelijk kunnen autobatterijen gebruikt worden wanneer deze op grote schaal beschikbaar komen voor een tweede leven.

Wanneer je een uurprijscontract én zonnepanelen hebt, en de salderingsregeling wordt afgebouwd, wordt een thuisbatterij ook interessanter. Het prijsverschil tussen levering en teruglevering kan dan oplopen tot 20 en soms wel 40 cent per kWh. Bij dit soort prijsniveaus

kan het jaarlijkse voordeel uitkomen op € 1.000 (Strategy, 2022). Het gaat hier dan om inzet voor de energiehandel; inzet voor de balanshandhaving vergt *pooling* om aan de minimale vermogensvereisten te voldoen.

Nederland kent geen subsidie op de thuisbatterij, en recentelijk is daar voorlopig van afgezien. Vlaanderen kende sinds 2019 wel een subsidie tot € 1750, waarmee het aantal geïnstalleerde thuisbatterijen opliep van vrijwel nul tot 20.000 a 30.000 per jaar. De regeling werd per 1 april 2023 versneld stop gezet; sinds de afschaffing van saldering (de terugdraaiende teller) in 2021 is de thuisbatterij al rendabel geworden en draagt de subsidie vooral bij aan investeringen in thuisbatterijen die desondanks nog niet uitkunnen. De daarmee gemoeide subsidiegelden zouden daarom beter anders besteed kunnen worden volgens de Vlaamse minister van Energie, die er daarbij voor koos om het budget in te zetten voor stimulering van warmtepompboilers (DeMorgen, 2022).

Veiligheid

In een lithium-ion batterij kan door verschillende redenen brand ontstaan. De brand ontwikkelt zich zeer snel, met hoge temperaturen, en is heel lastig te blussen. Grote batterijen in woningen vormen daarom een veiligheidsrisico (Nieman, 2017). Dit geldt niet alleen voor thuisbatterijen, maar ook voor e-bikes en EVs. Medio 2023 komt de Publicatiereeks Gevaarlijke Stoffen (PGS) met een nieuwe richtlijn PGS 37 voor de veilige opslag van energieopslagsystemen (PGS, 2022).

Een “slimme” digitale aansturing van onderdelen van het elektriciteitssysteem maakt het systeem kwetsbaarder voor onvoorzien autonoom gedrag en softwarefouten (RLI, 2018). Wanneer de aansturing vervolgens is aangesloten op het internet vergroot het risico op moedwillige verstoring via cybercriminaliteit de kwetsbaarheid (RDI, 2021). Installaties bij consumenten thuis zijn over het algemeen minder beveiligd dan industriële installaties en vormen daarmee een groter risico (Topsector Energie, 2023).

Leefomgevingskwaliteit

Een thuisbatterij heeft vooral binnenshuis ruimtelijke impact, maar geen noemenswaardige geluidsimpact en overige emissies.

Maatschappelijke betrokkenheid

De thuisbatterij levert flexibele inzet, die bijdraagt aan de potentie van optimaal gebruik van decentrale energiesystemen. Alhoewel de technologie een grote uitgave voor aanschaf vergt en qua verdienpotentieel nog niet erg aantrekkelijk is, is de technologie in principe voor iedereen beschikbaar en draagt bij aan lokale energiesysteemontwikkeling. In die zin draagt het bij aan rechtvaardigheid. Wel is vooral de combinatie met zonnepanelen interessant, en is de aanschafprijs nog hoog.

4.2.10 Afschakeling van wind en zon

Door het variabele elektriciteitsaanbod leggen zon-pv en wind een claim op de transportcapaciteit die een groot deel van de tijd onbenut blijft, wat gegeven de schaarste aan netcapaciteit niet optimaal is. Door aftopping of afschakeling van elektriciteitsproductie van zon-PV of wind (curtailment) is er per project minder netcapaciteit nodig, kunnen meer zon-PV en windprojecten worden aangesloten en wordt er jaarlijks meer duurzame elektriciteit opgewekt. Binnen SDE++ is in 2022 de maximale netcapaciteit voor zon-PV parken > 1 MW verlaagd van 70% naar 50% van het geïnstalleerd piekvermogen (PBL, 2022). Dit raakt enkel de hoge piekvermogens rond de middag, zodat een sterke vermindering van piekbelasting op het net wordt gerealiseerd in ruil voor beperkte productievermindering van

ongeveer 15% op jaarbasis. Daar staat op landelijk niveau tegenover dat er meer zon-PV kan worden aangesloten, met een hogere totale productie als resultaat.

Een dynamische vorm van curtailment wordt toegepast om onbalans te voorkomen. Zo kunnen producenten wind en zon aftoppen of zelfs afschakelen wanneer de energieprijzen negatief zijn (op de spotmarkt), of vanwege hoge onbalanskosten (als de productie hoger is dan gepland).

Een vorm van curtailment die wordt ingezet vanuit veiligheidsmechanismen speelt ook steeds vaker bij huishoudens. Bij een sterke toename van zonnepanelen in een straat of een buurt kunnen er spanningsproblemen ontstaan. De spanning kan met name te hoog oplopen in de zomer door hoge productie van de zonnepanelen, terwijl er nauwelijks verbruik is van stroom. Zowel de kabel als de transformator kan overbelast raken. De eerste problemen doen zich gewoonlijk voor aan de uiteinden van het laagspanningsnet. Om het doorbranden van kabels en beschadiging van de omvormer te voorkomen, schakelt de omvormer uit. Dat gebeurt ook vaak zonder dat eigenaar zich hier bewust van is.

Duurzaamheid

Door beperking van de netaansluiting of dynamische afschakeling kunnen er meer wind en zon projecten worden aangesloten op het net, wat op jaarbasis leidt tot hogere inzet van hernieuwbare energie en lagere BKG emissies. Ook leidt curtailment tot een stabielere productie en minder onbalans, en daarmee een kleinere rol voor gascentrales om de onbalans op te heffen. Met afschakeling of curtailment verlies je uiteraard wel duurzaam opwek potentieel, dat wellicht met batterijen of andere flexibiliteitsopties wel benut kan worden.

Leveringszekerheid

Dynamische afschakeling van zon- en windparken biedt flexibiliteit, leidt tot een stabielere productie en heeft daarmee een positief effect op de leveringszekerheid, maar levert geen bijdrage aan uitwisselbaarheid van energiedragers. Dat laatste geldt ook voor leveringszekerheid in relatie tot beperktere beschikbaarheid van aardgas.

Betaalbaarheid

Voor de exploitant van een energiepark brengt aansluiten op beperkt vermogen als curtailment een kostenverlagend effect met zich mee, omdat een kleinere omvormer en netaansluiting goedkoper is en omdat er minder omvormercapaciteit nodig is, wat opweegt tegen het beperkte verlies aan productie (TNO & DNV, 2022). Automatische afschakeling zoals optreedt bij huishoudens brengt enkel verlies aan productie met zich mee, zij het dat het veelal slechts gaat over procenten op jaarbasis. Integrale kosten zijn dus beperkt, terwijl marginale kosten verwaarloosbaar zijn.

Veiligheid

Geplande curtailment, bijv. bij energieparken, heeft geen impact op de veiligheid. Automatische curtailment zoals bij huishoudens, is juist een beveiligingsmechanisme om onveilige situaties door overbelasting van de kabel of transformator te voorkomen.

Leefomgevingskwaliteit

Curtailment heeft geen directe impact op de leefomgeving. Veelvuldige toepassing van curtailment levert bij energieproductie natuurlijk wel een groter totaal geïnstalleerd vermogen en dus ruimtelijke inpassing. Zo is er tot 15% meer geïnstalleerde vermogen aan zon-PV nodig voor vergelijkbare jaarproductie, sinds introductie aansluiting op 50% van het piekvermogen binnen de SDE++-regeling.

Maatschappelijke betrokkenheid

Afschakeling van duurzame energie draagt bij aan de potentie van optimaal gebruik van decentrale energiesystemen. Automatische afschakeling van de omvormer bij huishoudens kwam afgelopen jaren steeds vaker voor, en huishoudens lopen dan inkomen mis (NOS, 2021). De mate waarin dit optreedt hangt af van de lokale netsituatie en het aantal buurtbewoners met panelen, veelal in buitengebieden en dorpen. Dit mechanisme wordt door veel huishoudens die ermee geconfronteerd worden als onrechtvaardig ervaren en leidde tot een groeiend aantal klachten. In die zin zet dergelijke automatische afschakeling rechtvaardigheid onder druk. Sinds de Autoriteit Persoonsgegevens in 2022 de Gedragscode Slim Netbeheer goedkeurde (Autoriteit Persoonsgegevens, 2022), zijn netbeheerders echter in staat om de spanning op het laagspanningsnet te monitoren en spanningsproblemen proactief op te lossen (SolarMagazine, 2023).

4.3 Indicatieve scoring technologieën op belangen

Om een overzicht te bieden hoe de verschillende technologieën scoren op de publieke belangen, zetten we ze uiteen in een matrix. In de matrix geven een we indicatief weer of de technologie een positief effect heeft op het belang, neutraal is of geen groot verschil toont, of een negatief effect heeft. Hierbij hanteren we een gascentrale als de referentie, zijnde de huidige technologie voor het bieden van flexibiliteit. We merken op dat de tabel niet bedoeld is om “de beste” technologie te kiezen. Technologieën laten zich niet altijd vergelijken, en zullen naar verwachting grotendeels naast elkaar (aanvullend) nodig zijn, elk vanuit een eigen plaats in het elektriciteitsnetwerk en met een eigen karakteristiek en bijdrage aan de flexibilitateitsbehoefte.

Flexibiliteit en maatschappelijke belangen (onderzoeksvraag 2)

De flex technologieën zijn afgezet tegen een gascentrale als referentie (huidige oplossing voor regelvermogen).

Positief effect t.o.v. referentie

Neutraal / geen groot verschil t.o.v. referentie

Negatief effect t.o.v. referentie

n.v.t.

		KPI													
		Maatschappelijk belang													
		emissiereductie													
		Energie-efficiëntie													
		Circular													
		Flexibiliteit													
		Netcongestie													
		Uitwisselbaarheid (conversie/hybride)													
		Kosten voor eigenaar													
		Kosten voor systeem - integraal													
		Fysieke veiligheid en milieu (rampen)													
		Strategische risico's													
		Gezondheid (e.g. geluid, PM en NOx)													
		Ruimte impact kwalitatief													
		Optimaal gebruik van decentrale systemen													
		Redzaamheid													
Flexibiliteit technologie	Maatschappelijk belang	Duurzaamheid	Leveringszekerheid	Betaalbaarheid	Veiligheid	Leefomgevingskwaliteit	Maatschappelijk								
Regelbare opwek	ombouw gas naar H2		↑												
Conversie	Hybride Industriële e-boiler		↓												
	elektrolyse		↓												
Grootschalige vraagsturing	Industriële vraagsturing	n.v.t.	↑	n.v.t.											
Kleinschalige vraagsturing	flex aansturing van huishoudelijke P2H		↕												
	flex laden van elektrische auto's		↕	n.v.t.											
	flex aansturing van res. e-boilers		↕												
Opslag	thuisbatterij		↕	n.v.t.											
	systeembatterij		↕	n.v.t.											
Afschakeling	afschakeling van duurzame energie		↓	n.v.t.				n.v.t.	n.v.t.						

Figuur 4.1: Indicatieve scoring technologieën op belangen

Uit het overzicht van deze toetsing kunnen voor de verschillende flexibiliteitsopties de volgende conclusies getrokken worden;

Regelbare opwek

CO₂-vrije regelbare opwek wordt in de bestaande scenario's beperkt gedetailleerd met vooral aandacht voor waterstofcentrales (ombouw/nieuwbouw):

- **Ombouw gas naar H₂:** In vergelijking tot de referentie (bestaand gasvermogen), scoort deze flexibiliteitsoptie ten minste even goed of (substantieel) beter op vrijwel alle criteria. Uitzondering daarop zijn de marginale kosten van elektriciteitsproductie, omdat waterstofkosten naar schatting tweemaal à driemaal hoger liggen dan de vooruitzichten voor aardgasprijzen; de optie zal niet snel kunnen concurreren met bestaand vermogen. Het vergt EU ETS prijzen van 150 à 300 €/ton om dat verschil te overbruggen. Dergelijke prijsniveaus zullen vermoedelijk pas na 2030 bereikt worden. Ook zal de beschikbaarheid van groene waterstof naar huidige verwachting te kort schieten in 2030 bij invoering van een afnameverplichting voor groene waterstof voor de industrie. Tot die tijd zal de technologie bovendien marktrijp moeten worden gemaakt, vanwege de hoge NO_x emissies, opschaling en toepassing in ombouw via pilots.

Conversie

- **Hybride industriële e-boilers:** In vergelijking tot de referentie (bestaande gasboilers en gasgestookte WKK), scoort deze flexibiliteitsoptie ten minste even goed of (substantieel) beter op alle criteria.
- **Elektrolyse:** In vergelijking met een referentie voor waterstofproductie (SMR en ATR), scoort deze flexibiliteitsoptie relatief slecht op kosten, zowel voor exploitant als integrale (systeem)kosten, als marginale kosten van productie (al gaat het in de praktijk om een *trade-off* tussen beide, of liever CAPEX vs. OPEX per kg H₂). Dat geldt ook voor energie-efficiëntie, als vanuit eindgebruikersperspectief wordt vergeleken met directe elektrificatie. Daar staat tegenover dat elektrolyse een vrijwel onvermijdelijke technologie vormt om veruit het grootste potentieel voor hernieuwbare energie in Europa (wind en zon) op te slaan, te transporteren en nuttig aan te wenden. Directe elektrificatie heeft de voorkeur, maar elektrolyse zal een onmisbare bouwsteen van een CO₂-vrij Europees energiesysteem vormen.

Vraagsturing

- Industriële vraagsturing (afschakeling van industriële vraag) kan volgens recente analyse tot 4 GW aan flexibiliteit bieden in 2030. Deze flexibiliteitsoptie brengt hoge kosten voor de eigenaar (gederfde inkomsten) en daarom ook hoge marginale kosten met zich mee. Daar tegenover staat dat het een kosteneffectief alternatief biedt voor sporadisch optreden van de superpiek in de residuele vraag die ontstaat naarmate er meer wind in zon wordt toegepast in de elektriciteitsvoorziening. Sporadisch kan dan een tekort optreden, waar andere alternatieven zoals regelbare opwek, opslag en interconnectiecapaciteit relatief kostbaar zijn vanwege de beperkte inzet van deze installaties.
- Kleinschalige vraagsturing in de residentiële sector, zoals warmtepompen, residentiële e-boilers, elektrisch auto's kan de noodzakelijke flexibiliteit bieden voor inpassing in de LS-netten richting 2030 en daarna, i.e. spreiding van de groeiende vraag om netbelasting te beperken. Met de huidige tarievenstructuur ontbreken daarvoor echter de financiële prikkels voor gebruikers, en in geval voor de warmtepomp is er ook geen technische aansturingsmodule op de markt. Op lange termijn, bij toenemende netverzwaring, kan met name de elektrische auto veel flexibiliteit voor de energiehandel- en balanshandhaving bieden tegen lage kosten. Wanneer de aansturing vervolgens is aangesloten op het internet vergroot het risico op moedwillige verstoring via

cybercriminaliteit de kwetsbaarheid, juist bij kleinschalige en veelal minder goed beveiligde toepassingen.

Opslag

- **Systeembatterij:** De systeembatterij kent vooralsnog relatief hoge kosten, die echter gecompenseerd kunnen worden met hoge opbrengsten van flexibiliteitslevering aan de balanshandhaving/onbalansmarkt. Voor flexibiliteitslevering aan de energiehandel en netcongestie is dat niet het geval. Productie van batterijen vergt schaarse grondstoffen.
- **Thuisbatterij:** Ook de thuisbatterij kent relatief hoge kosten, en is nu niet rendabel. Bij toepassing van dynamische tarieven, in combinatie met eigen opwek uit zon-PV en afbouw van saldering kan de thuisbatterij richting 2030 op beperkte schaal rendabel blijken. Het verhoogt daarmee het eigen gebruik van zon-PV en draagt bij aan de energiehandel. Door gelijktijdigheid van dergelijke inzet kan dat gaan leiden tot congestie. Productie van batterijen vergt schaarse grondstoffen.

Afschakeling wind en zon

Afschakeling van wind en zon wordt al vrijwillig toegepast via vereiste van aansluiting op beperkt vermogen voor zon-PV projecten in SDE++, en uit veiligheidsoverwegingen wordt ook (onvrijwillige) afschakeling van residentiële zon-PV toegepast in geval van spanningsproblemen. Dit type afschakeling gaat ten koste van elektriciteitsproductie, maar draagt sterk bij aan flexibiliteit voor de netcongestie. Zeker als het gaat om afschakeling van sporadisch optredende piekproductie, wordt de bijdrage aan netcongestie sterk beperkt, terwijl het slechts beperkt ten koste gaat van de jaarproductie (en dus CO₂-emissiereductie). Onvrijwillige afschakeling van residentiële zon-PV gaf in afgelopen jaren aanleiding tot klachten, en wordt in veel gevallen als onrechtvaardig ervaren.

4.4 Conclusie

Het voorgaande hoofdstuk schetst een overzicht van toekomstbeelden voor flexibiliteitsbehoefte en flexibiliteitsopties voor invulling daarvan op basis van literatuur over toekomstbeelden voor het elektriciteitssysteem of energiesysteem in 2030 en 2050. In dit hoofdstuk zijn de gepresenteerde flexibiliteitsopties getoetst aan de publieke belangen duurzaamheid, leveringszekerheid, betaalbaarheid, veiligheid, leefomgevingskwaliteit en maatschappelijke betrokkenheid. Aangezien de uitgebreide toetsing laat zien dat huidige omstandigheden en referenties sterk bepalend zijn beperken we ons tot de gevolgtrekking voor de scenario-beelden voor 2030.

De 2030 beelden voor flexibiliteitsvoorziening uit het vorige hoofdstuk schetsten een drietal hoofdrichtingen voor de flexibiliteitsvoorziening op korte termijn. Waar de KEV 2022 grotendeels uitgaat van continuering van flexibiliteitsvoorziening op basis van bestaande conventionele regelbare opwek en interconnectie, schetst de Extra Opgave (vanuit de vraagsectoren) in aanvulling hierop ook een sterke inzet op grootschalige conversie met 7GW P2H en 11 GW P2H2 voor kosteneffectieve invulling van sectorale BKG-emissiereductiedoelstellingen en naleving van het Europese voorstel voor een afnameverplichting van groene waterstof naar rato van het bestaande industriële eindverbruik van waterstof. De netbeheerdersscenario's onderscheiden aanvullend ook grootschalige inzet op opslag met systeembatterijen tot 15 GW. Verder schetsen vrijwel alle scenario's beperkte beschikbaarheid van 1 à 2 GW flexibiliteit vanuit elektrisch vervoer, en minder dan een 1 GW industriële vraagsturing.

- De continuering van flexibiliteitsvoorziening op basis van conventionele regelbare opwek en interconnectie vormt een kosteneffectieve richting. Het leidt tot geleidelijk

- afnemende CO₂-emissies door toenemende substitutie door hernieuwbare elektriciteit en naderhand toenemende exporten van hernieuwbare elektriciteit.
- De aanvullende inzet op P2H en P2H2 verhoogt de nuttige aanwending van de nationale hernieuwbare elektriciteitsproductie voor de nationale emissiereductie en exporten daarvan te reduceren. P2H levert een kostenefficiënte bijdrage aan de CO₂-emissiereductie in de industrie, en scoort verder goed op vrijwel alle publieke belangen al draagt het als grootschalige conversie niet bij aan maatschappelijke betrokkenheid. De aanvullende inzet op P2H2 is minder energie-efficiënt dan directe elektrificatie en brengt relatief hoge kosten met zich mee in verhouding tot productie uit ATR met CCS, maar biedt wel het benodigde aanvullende technische potentieel voor nuttig gebruik van hernieuwbare elektriciteit in het bestaand gebruik van waterstof, indirecte elektrificatie voor eindgebruik dat technisch moeilijk geëlektrificeerd kan worden en flexibiliteit uit reconversie van waterstof. Ook P2H2 scoort verder goed op overige publieke belangen al draagt ook deze optie niet bij aan maatschappelijke betrokkenheid.
 - Industriële vraagsturing kan een sleutelrol spelen in de flexibiliteitsvoorziening en leveringszekerheid. Deze flexibiliteits optie biedt een technisch potentieel dat zich in orde van grootte kan meten met de superpiek van residuele vraag die ontstaat naarmate er meer wind in zon wordt toegepast in de elektriciteitsvoorziening. Sporadisch kan dan een tekort optreden, waar alternatieven als regelbare opwek, opslag en interconnectiecapaciteit relatief kostbaar zijn vanwege de beperkte inzet.
 - Opslag met systeembatterijen biedt een relatief kostbare vorm van flexibiliteit, maar de technologie kan wel al rendabel worden ingezet voor flexibiliteitslevering voor balanshandhaving. Inzet voor flexibiliteitslevering in enkel de groothandelsmarkt en/of congestiemanagement lijkt op basis van de huidige inzichten voorlopig niet rendabel. Grootschalige toepassing in 2030 zoals geschetst in enkele van de bestaande scenario's lijkt daarom geen gegeven zonder aanvullende ondersteuning. Er zijn verschillende projecten gerealiseerd nabij wind en zon op land in landelijke omgeving, en dat levert de nodige uitdagingen voor ruimtelijke inpassing.
 - Flexibiliteit vanuit elektrisch vervoer die in de verschillende scenario's voor de groothandelsmarkt wordt voorzien zal tot 2030 en daarna naar verwachting beperkt worden door de problematiek van netinpassing. Zolang de lagere netvlakken niet op grote schaal worden verzwaaard, zal dergelijke flexibiliteit vooral voor moeten worden ingezet om de eigen pieken in netbelasting te beperken (in feite congestiemanagement). Dat geldt ook voor eventuele flexibiliteit vanuit huishoudelijke P2H (zoals hybride warmtepompen en e-boilers) en thuisbatterijen.

Vanuit dit perspectief lijkt inzet op ombouw en nieuwbouw van regelbaar vermogen tot 2030 hoge kosten met zich mee te brengen en vergt het een CO₂-vrije waterstofvoorziening in aanvulling op de bestaande plannen. Inzet op P2H voor snelle groei richting het technisch potentieel in de orde van 5 GW biedt een gunstige aanvulling. De inzet op P2H2 is relatief kostbaar maar zou wel voor 2030 moeten worden ingezet en opgeschaald om de bijdrage die het op termijn zal kunnen gaan leveren aan flexibiliteit. Via P2H2 kan zo grootschalige hernieuwbare elektriciteitsproductie, die de elektriciteitsvraag overstijgt nuttig worden ingezet als alternatief voor bestaand gebruik van (grijze) waterstof, indirecte elektrificatie voor eindgebruik dat technisch moeilijk direct geëlektrificeerd kan worden in de industrie en elektriciteitsproductie e reconversie naar elektriciteit. Opslag via systeembatterijen lijkt een gunstige invulling van de flexibiliteitsbehoefte in de onbalansmarkt te bieden, maar de economische haalbaarheid van verdere groei dan 2 GW ten behoeve van flexibiliteit in de groothandelsmarkt moet nog worden gezien. Flexibiliteit bij kleinverbruik (elektrische auto's en P2H via warmtepompen en e-boilers) en eventuele thuisbatterijen zal voorlopig vooral ingezet moeten worden om congestie op de wijktransformator te beperken en zo de

verzwaringsopgave op laagspanningsnetten over meer jaren uit te kunnen spreiden. Op langere termijn, bij voortschrijdende realisatie van deze netverzwaring, kan kleinschalige vraagsturing relatief kosteneffectief flexibiliteit leveren voor de energiebalans en vermogensbalans.

5 Flexibiliteitsvooruitzichten 2030

Onderzoeksvraag 3: Welke (sub)vormen en hoeveelheden van flexibiliteit verwachten we tot stand te komen en welke belemmeringen (financieel, wet- en regelgeving, uitvoering) zijn er om andere verdelingen te bereiken?

De scenario-beelden voor de flexibiliteitsontwikkeling in de elektriciteitsmarkt schetsen sterk uiteenlopende paden die ten dele samenhangen met de verschillende oogmerken van de scenario-ontwerpen, maar ook een weerslag vormen van de grote onzekerheden in de bredere ontwikkeling van de elektriciteitsmarkten in Nederland en omliggende landen. Huidige beelden van de Nederlandse elektriciteitsmarkt (en dus elektriciteitsprijzen) lopen sterk uiteen, en ontwikkelingen in het buitenland volgens elkaar snel op.

Uitgaande van markt- en beleids-gedreven ontwikkeling is de business case voor flexibiliteitsopties afhankelijk van verschillende factoren:

- Kosten van de technologie
- Elektriciteitsprijzen
- Nettarieven
- Belastingen
- Subsidies
- Normering (waaronder vergunningverlening).

De business case wordt sterk beïnvloed door vastgesteld en voorgenomen beleid (marktontwerp, tariefstructuur, belastingen, subsidies en normering) dat volop in beweging is, in verband met de versnelling van de energietransitie (zoals de aangescherpte BKG-emissiereductie doelstellingen voor 2030), de nieuwe fase van de energietransitie die zich aandient (waarin ketenintegriteit een centrale rol zal spelen, zoals blijkt uit de toenemende druk op het elektriciteitsnetwerk en de toenemende aandacht voor evenwichtige ontwikkeling van elektrificatie en productie van hernieuwbare elektriciteit), maar ook veranderende geopolitieke verhoudingen en bijbehorende gevolgen voor energie importketens (zoals wegvallende import van Russisch aardgas door de inval in de Ukraine).

In deze paragraaf bespreken we de vooruitzichten voor flexibiliteitsontwikkeling per flexibiliteitscategorie aan de hand van de KEV 2022 en het daarop gebaseerde Monitoring Leveringszekerheid. De beide rapportages staan centraal als grondslag voor de beleidsinformatie over de ontwikkeling van het energiesysteem en flexibiliteit.

5.1 Regelbare opwek

De rapportage Monitoring Leveringszekerheid rapporteert met beide scenario's over de projecties, met een piekvraag van 21 GW voor het Scenario Huidig Beleid en 26 GW voor het Scenario Hoge Ambitie. De ontwikkeling van regelbare opwek en overige opwek in beide scenario's wordt gepresenteerd in een overzichtstabel in Monitoring Leveringszekerheid, zoals weergegeven in [Figuur 5.1](#). De vooruitzichten voor regelbare opwek moet worden

bezien in samenhang met overige opwek, omdat de vooruitzichten voor hernieuwbare elektriciteitsopwekking mede bepalend zijn voor de vooruitzichten voor regelbare opwek.

Sector	Referentie [GW]	Huidig Beleid (HB) [GW]		Hogere Ambitie (HA) [GW]
	2020	2025	2030	2030
Wind op land	4,5	6,6	7,4	11,6
Wind op zee	2,4	5,3	15,8	17,5
Zon PV	10,1	22,7	25,7	46,2
Overige	0,0	0,0	0,0	0,0
Totaal niet-regelbaar vermogen	17,0	34,6	49,0	75,3
Nucleair	0,5	0,5	0,5	0,5
Kolen	4,0	4,0	0,0	0,0
Methaan	17,8	16,9	14,2	12,8
Waterstof	0,0	0,0	0,0	1,4
Biomassa	0,6	0,4	0,4	2,0
Overige	0,8	0,8	0,8	0,8
Totaal regelbaar vermogen	23,7	22,6	15,9	17,5
Daarnaast niet beschikbaar regelbaar vermogen (in mottenballen)	2,6	0,5	0,7	0,7

Figuur 5.1: Kwantificering van scenario's voor de geïnstalleerde vermogens in Nederland uit de Monitor Leveringszekerheid (TenneT, 2022).

Een hoog groeipad voor hernieuwbare elektriciteit bij een vlakke vraagontwikkeling zoals we de afgelopen jaren hebben gezien, leidt dan tot een verslechterend marktperspectief voor bestaand en nieuw regelbaar opwekvermogen. Hernieuwbare elektriciteit kan tegen vrijwel verwaarloosbare marginale kosten van productie leveren, en drukt regelbaar opwekvermogen daarmee dus uit de markt. In het Scenario Huidig Beleid (op basis van de KEV 2022) is daarbij uitgegaan van realisatie van de afgelopen jaar ingezette verdubbeling van de ambities voor wind op zee in 2030/2031.

KEV 2022 en Monitoring Leveringszekerheid Huidig Beleid

De KEV voorziet in een beperkte groei van de binnenlandse basisvraag oploopt van 120 naar 131 TWh per jaar, met een piekvraag die oploopt van 19 naar 21 GW. Het hoge groeipad voor wind op zee dat in het middenpad voor de KEV 2022 wordt voorzien leidt op haar beurt tot verslechterend marktperspectief voor regelbare opwek, doordat wind op zee tegen vrijwel verwaarloosbare marginale kosten van productie kan leveren en thermisch vermogen dus uit de markt drukt. Thermisch regelbaar opwekvermogen loopt volgens de huidige inzichten op basis van klantendata van TenneT dan ook terug van ongeveer 24 GW naar 16 GW, vanwege de wettelijk vastgelegde sluiting van de kolencentrales (4 GW) en afnemend overig vermogen (4 GW). Het mag duidelijk zijn dat in dat geval het thermisch vermogen niet langer volstaat om aan de geprojecteerde piekvraagpiek van 21 GW te voldoen en zo de Nederlandse leveringszekerheid te borgen. Pieklevering in Nederland wordt daarmee voor het 5 GW afhankelijk van andere vormen van flexibiliteit zoals import, opslag en vraagsturing (zoals ook wordt vastgesteld in de Monitoring Leveringszekerheid).

Monitoring Leveringszekerheid Hoge Ambitie

Het alternatieve pad dat in Monitoring Leveringszekerheid wordt geschetst met het Scenario Hoge Ambitie voorziet in een versnelling van elektrificatie waarbij de binnenlandse

basisvraag oploopt van 120 naar 157 TWh per jaar, met een piekvraag die oploopt van 19 naar 26 GW.

Daarbij voorziet het scenario in beperkte ombouw van bestaand gasgestookt vermogen naar waterstof en 2 GW additioneel vermogen dat op biomassa zou worden gestookt. Dat is in lijn met de rapportage Monitoring Leveringszekerheid van afgelopen jaar, waarin ombouw van de kolen eenheden naar biomassa werd verondersteld. Ombouw van gasgestookt vermogen naar waterstof levert verder geen aanvullende bijdrage aan pieklevering, waar dit voor de 2 GW aan additioneel biomassa-gestookte vermogen wel het geval is.

Op dit moment is er onvoldoende politiek en maatschappelijk draagvlak voor biomassa-gestookte capaciteit, en lijkt de veronderstelde groei van 2 GW onwaarschijnlijk. Gegeven het narratief voor Scenario Hoge Ambitie lijkt een dergelijke aanvullende groei echter een passend ontwikkeling, zeker als het gaat om ombouw van bestaande kolencentrales naar biomassa (zie Tekstkader 5.1). Voor dit scenario zou het thermisch vermogen desondanks eveneens tekort schieten om aan de geprojecteerde piekvraag van in dit geval 26 GW te voldoen. De Nederlandse leveringszekerheid wordt voor dit scenario dus voor 8 GW aan pieklevering afhankelijk van andere vormen van flexibiliteit zoals import, opslag en vraagsturing.

Tekstkader 5.1: Perspectieven voor biomassa-gestookt vermogen

Op dit moment is er onvoldoende politiek en maatschappelijk draagvlak voor biomassa-gestookte capaciteit, en lijkt de veronderstelde groei van 2 GW onwaarschijnlijk. Ook vanuit de markt is er momenteel geen sprake van veel interesse in de ontwikkeling van biomassa-gestookte capaciteit, gegeven de onzekere marktomstandigheden en het beperkte politieke draagvlak.

Wel is in de afgelopen jaren door verschillende energiebedrijven die over kolengestookt vermogen beschikten verkend of dit vermogen omgebouwd zou kunnen worden naar biomassa-gestookt vermogen. Zo werd enkele jaren geleden de technische haalbaarheid van volledige biomassa-stook in de Onyx Centrale Rotterdam aangetoond in een pilot project (Sintef, 2019) en werd binnen het H-vision project een technische analyse van voorschakeling van een waterstofturbine in combinatie met biomassa-stook uitgevoerd (H-vision, 2019). Een parallel uitgevoerde studie naar de business case voor ombouw naar biomassa (al of niet met een voorgeschakelde waterstofturbine) in 2030 bood destijds geen gunstige investeringsperspectief (Frontier Economics, 2019), vanwege het lage aantal draaiuren die gerealiseerd zouden kunnen worden bij de (toentertijd gematigder) vooruitzichten voor de ontwikkeling van hernieuwbare elektriciteitsproductie. Daarbij werd echter ook uitgegaan van gematigde toename van kosten voor BKG-emissies van 45 €/tCO₂ in 2030 tot 80 €/tCO₂ in 2050.

Navolgende analyse van CO₂-vrije flexibiliteitsopties voor het Nederlandse elektriciteitssysteem op basis van markt simulaties die uitgingen van een hoger kostenpad voor BKG-emissies van 60 €/tCO₂ in 2030 tot 140 €/tCO₂ in 2050 kwam wel tot een aantrekkelijk investeringsperspectief. Ombouw van kolencentrales in combinatie met CCS komt uit de studie zelfs naar voren als zeer aantrekkelijke investering (Aurora, 2021). In diezelfde periode kwam een analyse van kosteneffectieve opties voor een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040 tot vergelijkbare conclusies (TNO, 2023). De combinatie met CCS biedt overigens het grootste Nederlandse potentieel voor negatieve emissies (PBL, 2022), terwijl IPCC nadrukkelijk stelt dat negatieve emissies rond 2030 noodzakelijk zullen worden. Ook het Expertteam wijst daarom op potentieel van deze optie als tijdelijke oplossing tot verdere groei van hernieuwbare elektriciteitsproductie het overbodig maakt en uit de markt zal drukken richting 2040 (Expertteam Energiesysteem 2050, 2023).

Inmiddels zijn de kosten voor BKG-emissies nu al opgelopen tot 100 €/tCO₂, zodat deze investeringsperspectieven alleen maar zijn verbeterd. Vanuit dit beeld lijkt het aannemelijk dat er voedingsbodem voor hernieuwde interesse vanuit de markt kan gaan ontstaan, maar zal maatschappelijk en politiek draagvlak randvoorwaardelijk blijven.

Vooruitzichten: grote onzekerheden beperken investeringsbereidheid

Voorgaande bespreking van de scenario's in KEV 2022 en Monitoring Leveringszekerheid 2022 schetst grote onzekerheden in de investeringsperspectieven voor regelbare opwek. Daarmee treedt een nieuwe fase in voor de markt voor opwekvermogen, die sinds een investeringshausse in 2005-2010 gekarakteriseerd kan worden als een baissemakkt waarin overcapaciteit leidde tot afbouw van oudere afgeschreven centrales. Voor de periode tot 2030 zijn de onzekerheden zeer groot, zodat het investeringsperspectief niet verbeterd.

In de eerste plaats lopen inschattingen voor de elektriciteitsvraag in 2030 sterk uiteen, bijvoorbeeld variërend van 131 TWh tot 157 TWh per jaar in 2030 in de KEV en Monitor Leveringszekerheid, met een piekvraag variërend van 21 GW tot 26 GW. Mogelijke inzet van aanvullend beleid en overheidssturing zal hier een belangrijke invloed op hebben; de huidige kaders impliceren naar inzicht van het PBL een groeipad langs de onderkant van deze bandbreedte. Dit is overigens al hoog in vergelijking tot historische groei, en bijvoorbeeld de vrijwel vlakke vraagontwikkeling in het vorige decennium. Recente berichtgeving suggereert dat de aantrekkende vraagontwikkeling al leidt tot toenemende congestie en wachtlijsten

voor nieuwe aansluitingen. Recentelijk zijn dan ook nieuwe regels voor congestiemanagement ingevoerd, is er een Nationaal Actieplan Netcongestie (LAN) gelanceerd om in samenwerking met stakeholders de congestieproblemen het hoofd te bieden, en wordt er ingezet op programmeren en prioriteren in netinvesteringen via de nationale en provinciale MIEK. De gevolgen van deze nieuwe ontwikkelingen in beheer en gebruik van infrastructuur op de vraagontwikkeling zijn ook uiterst onzeker.

De veelal als gegeven beschouwde agenda voor wind op zee impliceert overwegend een afnemende rentabiliteit van regelbaar opwekvermogen. De realisatie van de ambities voor wind op zee is nog geen gegeven en vergt nog borging door een overtuigende beleidsinzet op (flexibele) elektrificatie die er gelijke tred mee houdt. Investeerders in regelbaar opwekvermogen zullen rekening moeten houden met de gevolgen van tegenvallende realisaties maar ook beleidsmatige interventies tot bijsturing, gegeven het cruciale belang van wind op zee voor de energietransitie.

Tegelijkertijd wordt er in toenemende mate politiek ingegrepen in de ontwikkeling van regelbaar opwekvermogen. Zo werd tijdens de lopende kabinetsperiode ingezet op nadere verkenning van de ontwikkeling van nieuwe kerncentrales en een ondersteuningskader voor regelbaar CO₂-vrij gasvermogen aangekondigd. In de recente voorjaarsnota werd aangekondigd dat het kabinet streeft naar een CO₂-vrij elektriciteitsvoorziening in 2035, ondanks grote onzekerheden in de beschikbaarheid van CO₂-vrije waterstof die dan naar algemene verwachting op grote schaal zal moeten worden ingezet. Naast kaders voor toekomstige ontwikkelingen zijn ook bestaande kaders aan stevige aanpassing onderhevig. Zo werd de maximale inzet van kolen in kolencentrales verruimd van 35% naar 100% om elektriciteitsproductie uit aardgas te beperken in reactie op de scherpe terugval in beschikbaarheid van aardgas door de situatie in de Ukraine. Elk van dergelijke ingrepen heeft forse gevolgen voor de toekomstige inzetbaarheid en rentabiliteit van investeringen in flexibiliteitsopties voor marktpartijen maar manifesteert zich vooral duidelijk bij investeringen in regelbare opwek; voor deze categorie, die tot op heden de ruggengraat van de elektriciteitsvoorziening vormde, is het klassieke investeringsklimaat volkomen veranderd en zijn de onzekerheden zeer groot geworden.

Vanuit dit perspectief lijkt de schets vanuit de KEV 2022 en het Scenario Huidig Beleid realistisch in de zin dat uit het scenario onvoldoende investeringsperspectief voor regelbare opwek spreekt. Nieuwe investeringen worden niet ontwikkeld, vervangingsinvesteringen worden uitgesteld, en vanuit de baissemarkt voor regelbare opwek in het afgelopen decennium wordt beperkte voortzetting van een afbouwpad voorzien. Daarbij zal conserveren van capaciteit vermoedelijk de voorkeur hebben boven amoveren, zodat er snel kan worden ingespeeld op nieuwe ontwikkelingen.

Belemmeringen voor investeringen in regelbare opwek

Buiten de grote onzekerheden in marktsituatie, spelen er voor verschillende alternatieve investeringsmogelijkheden voor regelbare opwek nog enkele belemmeringen een rol:

- Marktonzekerheden: er is grote onzekerheid over de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit, en de ontwikkeling van de residuele vraag waar regelbare opwek op in kan spelen;
- Marklinterventies; overheidsingrijpen op de elektriciteitsmarkt is sterk toegenomen in de afgelopen jaren, vaak met verregaande gevolgen voor de opbrengsten uit (verschillende vormen van) opwek. Dat brengt grote onzekerheden voor de business case van opwek met zich mee;
- Kostprijs waterstof: de kosten voor waterstof in 2030 liggen naar schatting op 60 à 90 €/MWh, terwijl prijsverwachtingen voor aardgas op 30 €/MWh liggen. Waterstofgestookt

vermogen zou dan pas kunnen concurreren met bestaand gasgestookt vermogen als kosten voor BKG-emissies veel verder oplopen tot kosten in de orde van 150 à 300 €/tCO₂. Dergelijke prijsniveaus worden voor 2030 nog niet verwacht, al kunnen ze met de voorgenomen aanscherping van het ETS tot nul emissies in 2040 wel gaan optreden in de periode daarna.

- Beschikbaarheid waterstof: beschikbaarheid van hernieuwbare waterstof zal naar huidige inzichten tekort schieten voor inzet van waterstof in elektriciteitsproductie, gegeven het voorstel voor een afnameverplichting van 42% in de industrie. In geval van elektriciteitsproductie wordt wel een alternatief geboden door blauwe waterstof.
- Inzet biomassa voor elektriciteitsproductie: gebrek aan maatschappelijk en politiek draagvlak voor inzet van biomassa in elektriciteitsproductie, ondanks recente inzichten dat dit in combinatie met CCS een grote bijdragen kan leveren aan negatieve emissies in Nederland, terwijl IPCC nadrukkelijk stelt dat negatieve emissies rond 2030 noodzakelijk zullen worden.

Het mag duidelijk zijn dat hieruit ook een knelpunt in beschikbaarheid/toepasbaarheid van brandstoffen voor CO₂-vrij regelbaar opwekvermogen blijkt.

5.2 Grootschalige conversie: P2H

In geval van grootschalige toepassing van P2H zoals die met hybride e-boilers in de industrie en glastuinbouw kan worden toegepast ligt er met een technisch potentieel van naar schatting 5 GW à 7 GW (naar schatting 5 à 6 GW in industrie en 1 à 2 in glastuinbouw, (TKI Energie & Industrie, TNO, DNV GL, MSG, 2021; CE Delft, 2015)) een aantrekkelijk perspectief voor de ontwikkeling van flexibiliteit. De ontwikkeling daarvan tot 2030 wordt in de KEV 2022 en het Hoge Ambitie Scenario in de Monitoring Leveringszekerheid 2022 sterk verschillend ingeschat.

KEV 2022 en Monitoring Leveringszekerheid Huidig Beleid

In deze scenario's wordt slechts 800 MW aan P2H vermogen voorzien voor 2030. Dat scenario sluit aan bij de huidige situatie waarin de optie nog een onrendabele top kent. Alhoewel de businesscase richting 2030 mogelijk zal verbeteren door de oplopende kosten voor BKG-emissies, zijn kosten van e-boilers in vergelijking tot gasboilers nog hoog. Netkosten vormen een belangrijke kostenpost in de business case; bij lage inzet resulteren hoge netkosten. Alhoewel netkosten ontworpen zijn om de onderliggende kosten van netwerkinvesteringen en netbeheer te dekken, moet daarbij opgemerkt worden dat hier ook een zekere prikkel component (i.e. niet kostengebaseerd) aan ten grondslag ligt die er op gericht is om sporadische hoge piekbelastingen te beperken.

Alhoewel de optie in aanmerking komt voor dekking van de onrendabele top vanuit de SDE++, stond de rangschikking voor de selectie van projecten in de SDE++ de afgelopen jaren nog in de weg. De in deze rangschikking op basis van kosten per vermeden ton CO₂ wordt de optie tot nu toe niet geselecteerd; zonneweiden en CCS-projecten boden volgens deze rangschikking een beter perspectief op emissiereductie tegen lage kosten.

Monitoring Leveringszekerheid Hoge Ambitie

In dit scenario wordt voor 2030 4,8 GW aan P2H voorzien, en dus een relatief hoge realisatie van het technisch potentieel. Uitgaande van een versterkte inzet op de ontwikkeling vanuit beleid lijkt dit relatief hoog, en zou jaarlijks gemiddeld de installatie van bijna 700MW aan e-boiler vermogen vergen. De aangekondigde introductie van de hekjesmethodiek in de SDE++ die er op gericht is om het SDE-budget evenwichtiger te verdelen over verschillende technologieën kan echter wel bij gaan dragen aan een groeipad voor deze flexibiliteitsoptie.

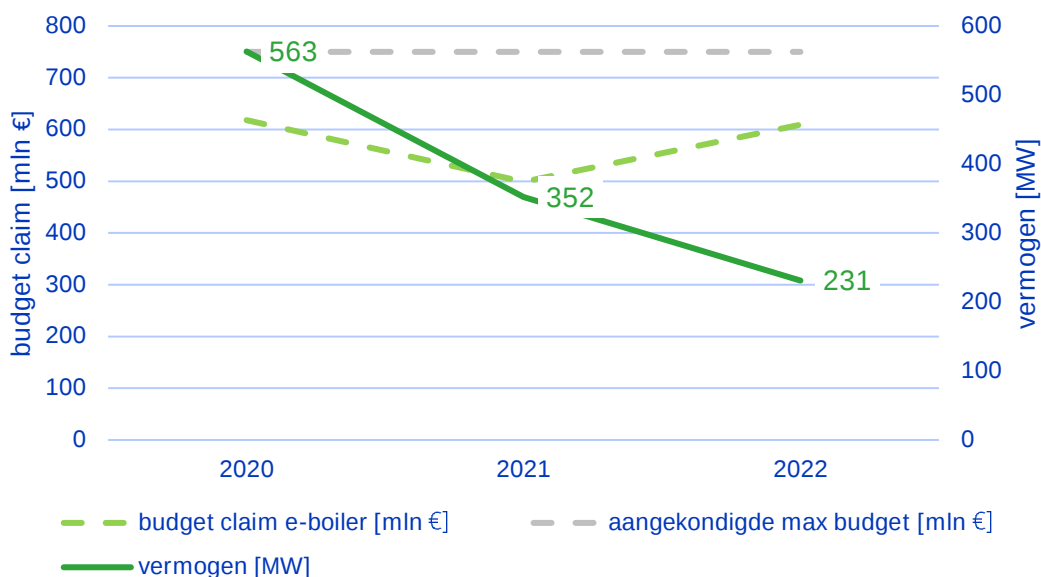
Vooruitzichten: ORT vergoeding vanuit de SDE++

Voor de vooruitzichten voor deze flexibiliteitsoptie gaan we uit van de aangekondigde invoering van de hekjesmethodiek in de SDE++ en de SDE-aanvragen die afgelopen jaren zijn ingediend voor investeringen in e-boilers. De aankondiging van verdere uitwerking van de hekjesmethodiek voorziet in een jaarlijkse budgetreservering van 750 mln. € voor hoge-temperatuur warmte, waar deze optie in principe voor in aanmerking zou komen. Verder schetsen de ingediende aanvragen een beeld van de interesse in deze technologie vanuit de markt. **Figuur 5.2** vat dit samen, met het budgetplafond (grijs) en het geaggregeerde budget van de jaarlijkse aanvragen (lichtgroen) dat onder het voorgestelde budgetplafond ligt. Beide curven zijn geschaald op de linker as. Het geaggregeerde vermogen (donkergroen) is geschaald is op de rechter as en liep in afgelopen jaren af van 563 tot 231 MW.

Zouden we bij invoering van de hekjesmethodiek uitgaan van het gemiddelde geaggregeerde vermogen, dan zou een jaarlijkse groei van ongeveer 400 MW aan hybride e-boilers kunnen worden gerealiseerd. Mogelijk hebben teleurstellende resultaten in de afgelopen jaren geleid tot een verminderd aantal aanvragen, en zou een kansrijke openstelling tot een hoger geaggregeerd vermogen in de orde van 500 MW kunnen leiden. Uitgaande van een doorlooptijd van 2 jaar na de eerste openstelling zou daarmee tot ongeveer 2,5 GW aan geaggregeerd hybride e-boilervermogen kunnen worden gerealiseerd in 2030.

Belemmeringen voor investeringen in P2H

Belangrijkste belemmeringen liggen in de onrendabele top van de business case, waarvoor ondersteuning een vereiste wordt. Sinds enkele jaren is er een SDE-categorie voor industriële elektrische boilers opengesteld, maar werden aanvragen niet gehonoreerd op basis van de rangschikking. De aangekondigde introductie van de hekjesmethodiek in SDE++ zou dit op kunnen lossen, afhankelijk van de implementatie.



Figuur 5.2: Overzicht van de jaarlijkse aanvragen voor SDE++ voor industriële elektrische boilers sinds openstelling van de categorie, afgezet tegen het geschatte budgetplafond voor hoge temperatuur warmte binnen de aangekondigde nieuwe hekjesmethodiek in de SDE++.

Verder vormen netkosten een belangrijke kostenpost in de business case, die deels voortvloeit uit de prikkelmecanismen in de tarievenstructuur, die er op gericht is om hoge vermogenspieken (zoals die bij flexibiliteit juist worden aangeboden) te ontmoedigen. Dit is dus geen directe afspiegeling van de onderliggende kosten, al zal grootschalige inzet van e-boilers wel kunnen gaan leiden tot congestieproblemen. Deze belemmering wordt verder uitgewerkt in de Routekaart Industriële Elektrificatie (TKI Energie & Industrie, TNO, DNV GL, MSG, 2021).

Dat brengt ons bij de volgende belemmering, te weten congestie. Grootschalige inzet van e-boilers in de industrie zal significante pieken in netbelasting opleveren. De mogelijkheden voor e-boilers in de industrie zullen zich vooral voordoen in de industrie clusters aan de kust, maar vooralsnog wordt hier nog onvoldoende uitwerking aan gegeven in de Cluster Energie Strategieën (PBL, Reflectie op cluster energiestrategieën 2022, 2022). De benodigde netverzwaringen voor toenemende inzet van e-boilers zullen dan ook nog onvolkomen manifest zijn in de MIEK, en zijn dan ook nog onvoldoende geborgd in dat proces.³⁹ Daarbij zal bovendien meer aandacht moeten worden geschonken aan koppelingen tussen de netten van de landelijke netbeheerder enerzijds en de regionale netbeheerder anderzijds, aangezien de e-boilers geplaatst zullen worden bij industrie die in veel gevallen ook gebruik maakt van aansluitingen op het MS-net dat door regionale netbeheerders wordt beheerd. De koppeling naar het HS-net waar verbindingen met wind op zee op aanland moet dus ook voldoende capaciteit bieden. Tot op heden zijn MIEK projecten nog onbenoemd in de investeringsplannen van de regionale netbeheerders. Vanuit dat perspectief lijkt integrale masterplanning van het elektriciteitsnet in de industriële clusters een vereiste. Een dergelijke (vertrouwelijke) analyse is in het verleden al eens uitgevoerd voor Rotterdam-Moerdijk (TenneT, Stedin, & Rotterdam, 2019), en momenteel wordt die geactualiseerd.⁴⁰

Tot slot zal in de realisatie van het technisch potentieel rekening gehouden moeten worden met on-site ruimtebeperkingen. Die zijn in de inschattingen van het technisch potentieel niet meegenomen, en kunnen een significante beperking op het technisch potentieel met zich meebrengen.

5.3 Grootschalige conversie: P2H2

Er is in het publieke debat veel aandacht voor de toepassing van elektrolyse, en er zijn ook concrete beleidsambities voor realisatie van elektrolysecapaciteit in 2030 geformuleerd. Het kabinet kondigde afgelopen najaar aan de in het Klimaatakkoord gestelde doelen van 3-4 GW_e elektrolyse in 2030 als ondergrens te zullen hanteren als ambitie voor hernieuwbare waterstofproductie in Nederland in 2030. De minister is wel van plan de aangegeven 4 GW_e voor 2030 te realiseren, maar committeert zich nog niet aan de aanscherping tot 6-8 GW_e elektrolyse in 2030 zoals voorgesteld in de Routekaart Waterstof (ministerie van EZK, 2022).⁴¹ Het kabinet nadien wel besloten om in te zetten op een streefdoel van 8 GW_e in 2032.⁴²

Verder heeft de Europese Commissie als onderdeel van het “Fit for 55” pakket (hierna FF55) uit 2021 een herziening van de Renewable Energy Directive voorgesteld (hierna REDIII), met in Artikel 22a een afnameverplichting voor de hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong (*renewable fuels of non-biological origin*, hierna RFNBO) van 50% voor

³⁹ Er loopt vanuit dit proces wel een onderzoek naar de flexibiliteit vanuit de industrie dat hieraan kan gaan bijdragen.

⁴⁰ Persoonlijke communicatie met vertegenwoordiging van het Havenbedrijf Rotterdam

⁴¹ <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-7c7b4555e9e760329c2a83ebef633fdac833dc18/pdf>

⁴² <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/duurzame-energie/overheid-stimuleert-de-inzet-van-meer-waterstof>

finaal energetisch en niet-energetisch waterstofgebruik in de industrie in 2030. Naar verwachting zal de inzet van RFNBO in de praktijk (voorlopig) vooral neerkomen op gebruik van waterstof (H₂) geproduceerd via elektrolyse van water met hernieuwbare elektriciteit (i.e. groene waterstof), of afgeleide brandstoffen waarvoor groene waterstof als *platform chemical* gebruikt wordt. Een dergelijk voorstel zou een sterke prikkel tot de ontwikkeling van de vraag naar groene waterstof geven, en dus ook voor de benodigde ontwikkeling van elektrolysecapaciteit. Inschattingen daarvoor werden al eerder gepubliceerd (TNO, 2022; CE Delft, TNO, 2022; TNO, 2022). Uitgaande van 100% binnenlandse hernieuwbare waterstofproductie en 3500 vollasturen is tot 11,5 GW elektrolysecapaciteit nodig om aan de RFNBO-doelstellingen te voldoen. Dat is juist het vermogen dat wordt voorzien in de optelling elektrolyseverwachtingen in de Cluster Energie Strategieën (PBL, Reflectie op cluster energiestrategieën 2022, 2022).

Inmiddels zijn de uitkomsten van trilogie bekend en circuleert er een concept tekst voor de REDIII. Op basis van de trilogie en de voorlopige tekst lijkt ingezet te gaan worden op een resultaatverplichting per lidstaat met een RFNBO afnameverplichting van 42% van finaal waterstofgebruik in de industrie in 2030 en 60% in 2035. Op basis van de voorgenoemde doorrekeningen zou dit voorstel leiden tot 35 TWh aan aanvullende elektriciteitsvraag voor elektrolyse om de benodigde groene waterstof te produceren, en 4 tot bijna 8 GW aan elektrolysecapaciteit vergen bij een jaarlijks inzet van 8000 respectievelijk 4000 vollasturen. Als aangenomen wordt dat ammoniak voor kunstmestproductie wordt geïmporteerd (in lijn met de nieuwe initiatieven voor import terminals) dan zou dit voorstel leiden tot 24 TWh aan aanvullende elektriciteitsvraag voor elektrolyse om de benodigde groene waterstof te produceren, en 3 tot bijna 6 GW aan elektrolysecapaciteit vergen bij een jaarlijkse inzet van 8000 respectievelijk 4000 vollasturen.

KEV 2022 en Monitoring Leveringszekerheid Huidig Beleid

In deze scenario's wordt slechts 500 MW aan P2H2 vermogen voorzien voor 2030. Dat scenario sluit aan bij het beeld dat de optie een grote onrendabele top kent en de concrete beleidskaders ten tijde van de uitwerking van de KEV nog niet voorzagen in de dekking daarvan. Alhoewel de optie in aanmerking kwam voor dekking van de onrendabele top vanuit de SDE++, stond ook in dit geval de rangschikking voor de selectie van projecten in de SDE++ de afgelopen jaren nog in de weg (zie ook paragraaf 5.2). Er zijn echter ook Europese ondersteuningskaders en sinds publicatie van de KEV 2022 is er al 1.150 MW aan Nederlandse IPCEI subsidieaanvragen gehonoreerd.

Monitoring Leveringszekerheid Hoge Ambitie

In dit scenario wordt 6 GW aan P2H2 voorzien voor 2030, en dus een relatief hoge realisatie in verhouding tot de huidige nationale doelstellingen. Het ligt echter wel in lijn met de inschatting van de benodigde 6 GW elektrolysecapaciteit bij een inzet van 4000 vollasturen voor invulling van de RFNBO afnameverplichting van 42% van finaal industrieel waterstofgebruik. Zelfs als wordt uitgegaan van een versterkte inzet op de ontwikkeling vanuit beleid lijkt dit relatief hoog; het zou gemiddeld de jaarlijks installatie van 1 GW aan elektrolysevermogen vergen tot 2030. Zelfs bij versterkte beleidsinzet met voldoende instrumentatie en financiering lijkt deze schaa sprong voor de toeleveringsindustrie zeer uitdagend.

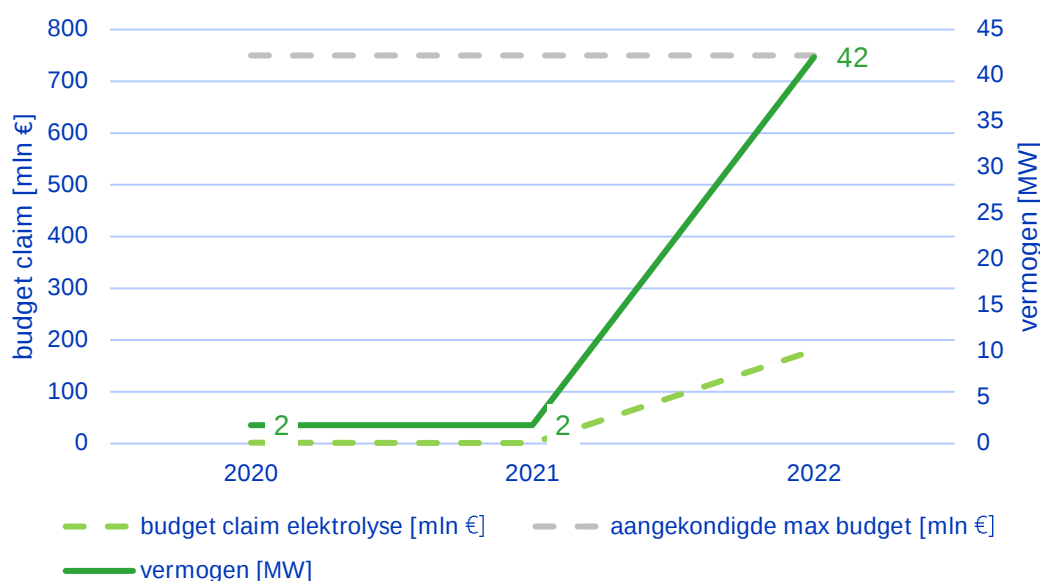
Vooruitzichten: aanzienlijke versterking beleidsinzet

Het uitzicht op de herziening van de RED met betrekking tot bovengenoemde afnameverplichting zal een sterke driver kunnen vormen voor versnelde ontwikkeling van de vraag naar groene waterstof. De uitwerking daarvan vergt echter wel een malus om naleving te borgen, zorgvuldige uitwerking van in parallel voorgestelde Carbon Border

Adjustment Mechanism (CBAM) om de concurrentiepositie en van de Europese industrie te waarborgen, en compensatiemechanismen om de continuïteit van de industriële productie niet te compromitteren. Daarbij kunnen financiële compensatiemechanismen gericht worden op de afnemers maar ook de waterstofproducenten.

Uitwerking daarvan is nog in ontwikkeling, en vooralsnog wordt ondersteuning geboden aan elektrolyse en IPCEI subsidieaanvragen en de SDE++. In het eerste geval is al 1.150 MW gehonoreerd, terwijl in geval van de SDE++ de aangekondigde introductie van de hekjesmethodiek die er op gericht is om het SDE-budget evenwichtiger te verdelen over verschillende technologieën bij kan dragen aan verbeterde groeiperspectieven voor elektrolyse. Net als in geval van hoge temperatuur warmte wordt in de aankondiging voorzien in een reservering van 750 mln. € voor hernieuwbare waterstofproductie. Kijken naar de aanvragen van de afgelopen jaren (die dus niet gehonoreerd zijn) blijkt dat daarmee tot zo'n 50 MW aan elektrolysecapaciteit zou kunnen worden gerealiseerd, zie [Figuur 5.3](#). Het mag duidelijk zijn dat aanvullende middelen vereist zijn om de doelstelling van ten minste 4 GW in 2030 te halen.

Gegeven de reikwijdte van het belang voor de energietransitie en de beleidsinzet op groene waterstof op Europees niveau en in Nederland lijkt het desondanks realistisch dat de lopende inspanningen op het terrein van herziening van de ondersteuningsmechanismen er toe zullen leiden dat de doelstelling van 4 GW behaald zal worden.



Figuur 5.3: Overzicht van de jaarlijkse aanvragen voor SDE++ voor elektrolyse sinds openstelling van de categorie, afgezet tegen het geschatte budgetplafond voor hernieuwbare waterstof binnen de aangekondigde nieuwe hekjesmethodiek in de SDE++.

Belemmeringen voor investeringen in P2H2

Uit bovenstaande blijkt dat vooralsnog de onrendabele topvergoeding voor elektrolyse tekort schiet. De lopende inspanningen met betrekking tot REDIII, IPCEI, SDE++ (met hekjesmethodiek), het opschalingsinstrument bieden elk op verschillende wijze prikkels die bij kunnen dragen aan versnelling van productie en gebruik van groene waterstof.

Verder speelt de ontwikkeling van P2H2 in op de ontwikkeling van hernieuwbare elektriciteit om groene waterstof te produceren. Voldoende beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit is dan ook een voorwaarde.

Ook zal de opschaling van de toeleveringsketen vermoedelijk een belemmering kunnen vormen, want de opschaling die vanuit de deze keten gevraagd wordt is hoog. De ambitie van 4 GW elektrolyse lijkt in dat licht fors. Dat vergt vermoedelijk tijdige afspraken met de toeleveringsketen zoals dat gedaan is in de context van warmtepompen.

Verder geldt evenals in het geval van de industriële boiler dat de tarievenstructuur met hoge kosten voor sporadische hoge vermogensvraag niet helpt voor de business case. Verder zal ook in dit geval de netcapaciteit tijdig moeten zijn gerealiseerd in vooral de clusters aan de kust, met oog voor eventuele koppelingen tussen het HS- en MS-net, zie ook paragraaf 4.2.2 5.2.

In bredere zin kent de snelle ontwikkeling van de waterstofmarkt grote risico's: gelijktijdige ontwikkeling waterstofketen en waterstofmarkt vormt een uitdaging. Sinds het project HyWay27, in 2021 is de IJsselmeerroute uitgesteld tot 3de fase, HyStock tot 2027, en er is vooralsnog maar een beperkt aantal concrete initiatieven voor investeringen in PEM elektrolyse.

5.4 Industriële vraagsturing

In de afgelopen jaren zijn er nog geen duidelijke signalen dat industriële vraagsturing zich verder heeft ontwikkeld, getuige recente publieke oproepen van netbeheerders aan de industrie om meer in te zetten op flexibel bedrijf om de netcongestieproblematiek te beperken (NOS, 2023). Ook de analyse van historische biedcurven die TenneT afgelopen jaren presenteerde in de rapportage Monitoring Leveringszekerheid wijst daar niet op. Wel hebben de COVID periode en de navolgende periode van gebrekkige voorzieningszekerheid en bijbehorende marktprijzen van aardgas geleid tot grootschalige en langdurige vraagafschakeling in de industrie. In die zin zal de afgelopen periode mogelijk wel aanleiding hebben gegeven om de toekomstperspectieven met betrekking tot leveringszekerheid nog eens tegen het licht te houden, ofwel vanuit de denkrichting dat leveringszekerheid dan beter geborgd dient te worden ofwel vanuit industriële vraagsturing.

KEV 2022

In de KEV wordt industriële vraagsturing niet aan de orde gesteld. Gegeven de marginale rol van industriële vraagsturing het klimaat- en energiebeleid met primaire aandacht voor de evaluatie van beleid voor BKG-emissiereductie is dit niet het eerste aandachtspunt.

Afgezien daarvan echter, geldt voor de KEV bovendien dat de elektriciteitsmarkten in de modeldoorrekening ook geen krapte en bijbehorende hoge prijzen op de day-ahead markt laat zien. Onder die omstandigheden zal industriële vraagsturing ook geen rol van betekenis spelen; deze flexibiliteit wordt pas geactiveerd als prijzen een orde van grootte of meer oplopen boven de gangbare prijzen tot 150 €/MWh.

Monitoring Leveringszekerheid Huidig Beleid/Hoge Ambitie

Binnen de Monitoring Leveringszekerheid rapportage wordt in alle gevallen uitgegaan van de 700 MW die TenneT in de afgelopen jaren veronderstelde; voor zowel 2025 als 2030 in beide scenario's. Gegeven het feit dat er tekorten optraden in de modeldoorrekening mag aangenomen worden dat ook activatie van dit vermogen resulteerde, al blijft dit in de rapportage onvermeld. Op het belang van industriële vraagsturing als mogelijke oplossing

voor de gesignaleerde leveringszekerheidsrisico's wordt verder niet expliciet gewezen in de rapportage.

Vooruitzichten: beperkte vraagsturing totdat het wat oplevert

Enkel de scenario's van TenneT voorzien voor 2030 dus een bescheiden bijdrage van industriële vraagsturing, ondanks inschattingen van het technisch potentieel tot 4 GW op basis van voorgaande analyse in overleg met industriebedrijven. Zoals ook in paragraaf xxx opgemerkt, is dat vanuit een analyse van de toekomstige flexibiliteitsvoorziening in context van leveringszekerheid gerechtvaardigd.

Bovendien zijn er ook geen signalen dat er vanuit de industrie hard wordt ingezet om dergelijke flexibiliteitsvoorziening te leveren. Het lijkt aannemelijk dat dit flexibiliteitsvraagstuk voor de industrie pas gaat spelen als er daadwerkelijk leveringszekerheidsproblemen met bijbehorende kosten ontstaan. Tot die tijd levert industriële vraagsturing geen verdere voordelen voor industriebedrijven, terwijl het niet goed past in de bedrijfsvoering die over het algemeen gericht is op continubedrijf om operationele efficiëntie te maximaliseren, en bijvoorbeeld slijtage en operationele veiligheidsrisico's te beperken (TKI E&I, TNO, DNV GL, MSG, 2021).

Dat blijkt ook uit recente analyse van belemmeringen voor industriële vraagsturing op basis van interviews met industriebedrijven in een recente analyse van belemmeringen en oplossingsrichtingen. Industriebedrijven geven aan niet goed op de hoogte te zijn van de kansen van industriële vraagsturing en baat zouden hebben bij verbeterde toegang tot informatie en ondersteuning in marktanalyse (Strategy&, TenneT, 2021). Tegelijkertijd is er wel degelijk sprake van interesse in het onderwerp bij industriebedrijven, zo blijkt uit een recente rapportage over lopende inventarisatie- en implementatietrajecten voor ontsluiting van flexibiliteit die werden samengebracht in een serie goedbezochte workshops georganiseerd door TKI Energie & Industrie. In deze trajecten ging de aandacht echter primair uit naar flexibiliteit in conversie en buffering boven directe vraagsturing. Het belang van vraag sturing werd desalniettemin breed onderkent toen leveringszekerheid ter discussie werd gesteld (TKI Energie en Industrie, 2022).

Zo ontstaat een gemengd beeld; enerzijds wordt de uitdaging van toekomstige flexibiliteitsbehoefte wel degelijk onderkend, terwijl anderzijds vraag sturing dan niet de eerste oplossingsrichting is waaraan gedacht wordt. Het lijkt dan een aannemelijk vooruitzicht dat het leveringszekerheidsvraagstuk als uitdaging pas breed onder de aandacht komt bij als het zich aandient.

Als de in de Monitoring Leveringszekerheid rapportage gesignaleerde leveringszekerheidsrisico's daadwerkelijk op gaan treden, kunnen prijzen op de day-ahead markt sporadisch sterk op gaan lopen tot in de honderden €/MWh of zelfs het prijsplafond. Uitgaande van de uurlijkse residuele basisvraagprojecties die ten grondslag liggen aan de KEV 2022 en de projecties die opgesteld zijn voor de Extra Opgave zou dit in eerste instantie op gaan treden bij de uren met de hoogste residuele piekvraag. In beide gevallen vormt zich dan voor een paar honderd uur een superpiek in de residuele basisvraag van ongeveer 5 GW in 2030, vanwege het beperkt aantal uren dat nauwelijks elektriciteit uit wind en zon wordt geproduceerd. Dergelijke pieken treden verspreid over het jaar op, in korte aaneengesloten perioden van enkele uren tot zo'n 24 uur.

Juist voor deze momenten blijken importmogelijkheden beperkt in de recentste Monitoring Leveringszekerheid rapportage, door opwaartse bijstelling van vraagprojecties (ongeveer +70 TWh of +12% in Duitsland en + 48 TWh of +10% in Frankrijk) en neerwaartse bijstelling

van beschikbaar vermogen in het buitenland (ongeveer -17 GW in Duitsland) in de ERAA data van 2022 ten opzichte van ERAA 2021. Door de uitfasering van kolengestookt vermogen en aanmeldingen van uitfasering van gasgestookte eenheden ontbreekt tegen die tijd het piekvermogen aan regelbare opwek om invulling te geven aan deze piekvraag. Afgezien van deze uitgangspunten, moet in twijfel getrokken worden of piekcentrales rendabel kunnen worden bedreven bij dergelijke volumes. Het volume risico is hoog bij enkele honderden draaiuren; het ene jaar kan dit op nul uren uitpakken, terwijl het in een andere jaar juist het dubbele of drievoudige kan zijn. Alleen afgeschreven eenheden (geen CAPEX meer) of industriële vraagsturing (geen noemenswaardige CAPEX) kunnen hier rendabel op inspelen.

Belemmeringen voor investeringen in industriële vraagsturing

Gegeven de recentste inzichten in de marktontwikkeling richting 2030, kan samenvattend gesteld worden dat het belang van industriële vraagsturing sterk kan gaan toenemen. Indien de krapte in de markt zoals in beeld gebracht door TenneT bewaarheid wordt, zou een operationeel ontsloten segment aan industriële vraagsturing van grote toegevoegde waarde zijn voor zowel de betreffende industriebedrijven (om prijsrisico's te beperken) als voor het elektriciteitssysteem en de elektriciteitsmarkt als geheel (door pieklast en bijbehorende prijsstijgingen te beperken).

Vooralsnog echter lijkt industriële vraagsturing nog goeddeels onontgonnen terrein voor industriebedrijven, met beperkt zicht op de kansen en belemmeringen binnen de bedrijfsvoering tot gevolg. Om de ontwikkeling van operationele industriële vraagsturing te borgen zou het techno-economisch potentieel tijdig uitgewerkt en geoperationaliseerd moeten worden, door kennis en kunde in samenwerking te betrekken, te delen en verder te verdiepen. Een programmatische aanpak voor innovaties, kennisontwikkeling en kennisdeling, zoals voorgesteld door TKI Energie & Industrie (TKI E&I, TNO, DNV GL, MSG, 2021), biedt daarvoor goede aanknopingspunten. Ook de analyse van Strategy& en TenneT komt tot aanbeveling voor een programma waar industriebedrijven in kunnen samenwerken, kennis over kansen en belemmeringen kunnen opdoen, delen en ontwikkelen, onder verwijzing naar buitenlands voorbeeld⁴³.

5.5 Kleinschalige vraagsturing: hybride warmtepomp

In geval van de hybride warmtepomp zullen de vooruitzichten mede bepaald worden door de aangekondigde normering; het kabinet bereidt normering voor om vanaf 2026 hogere energie-efficiëntie eisen te stellen aan verwarmingsinstallaties bij vervanging, mits de woning of het gebouw daarvoor geschikt is. Een hybride warmtepomp is dan voor veel woningen een logische oplossing. Deze maatregelen zijn nog niet ten volle meegenomen in de recentere scenario analyses.

De normering kan vanaf 2026 volgens KEV leiden tot stijging naar 1 miljoen (conform de doelstelling) op basis van subsidie reserveringen. Uitgaande van gemiddeld 5kW per WP (BDH, 2022) komt dat neer op 5 GW piekvraag bij gelijktijdige inzet. In theorie zou normering met voldoende financiering tot het dubbele kunnen oplopen.

Belangrijkste belemmeringen

⁴³ National Grid, de landelijke netbeheerder in het Verenigd Koninkrijk, heeft het programma "Power Responsive" opgezet (een investering van 3 FTE), om flexibiliteitsvoorziening onder de aandacht te brengen en de informatievoorziening te verbeteren. Binnen het programma, geleid door stakeholders, worden conferenties en bijeenkomsten georganiseerd om flexibiliteitsuitdagingen te identificeren, oplossingsrichtingen in kaart te brengen en belemmeringen weg te nemen.

Belangrijke belemmeringen in flexibiliteitslevering door middel van hybride warmtepompen zijn al benoemd in hoofdstuk 4.2.5.

- Netcongestie vormt mogelijk al voor 2030 een belangrijke uitdaging voor groei warmtepompen, zodat omschakelen tussen elektriciteit en gas bij hybride warmtepomp nodig is om netcongestie te voorkomen.
- Prikkels om impliciet flexibiliteit te leveren zijn beperkt; zo worden er nog beperkt dynamische prijscontracten aan gegaan
- Verder is aansturing voor hybridewarmtepompen nu nog temperatuur-gedreven, waar alternatieve aansturing mogelijk gemaakt zou moeten worden (bijvoorbeeld op elektriciteitsprijzen).

Belangrijke beperkingen van de beelden

De groei van hybride warmtepompen en resultante flexibiliteitsbehoefte vanwege netcongestie kan al voor 2030 een rol gaan spelen in de flexibiliteitslevering die haalbaar is met deze warmtepompen. Levering van flexibiliteit voor de energiebalans en vermogensbalans zal minder voor de hand liggen. Nadien kan de hybride warmtepomp een rol gaan spelen in energiebalans/vermogensbalans, afhankelijk van de ontwikkeling van netwerkverzwaring op lagere netvlakken. Uitgaande van 1 mln. WP's met een gemiddeld piekvermogen van 5kW volgt 5 GW die vanwege netbeperkingen voornamelijk ingezet zal kunnen worden om congestie te vermijden.

5.6 Kleinschalige vraagsturing: elektrische voertuigen

Vraagsturing vanuit elektrisch vervoer ten behoeve van de flexibiliteitsvoorziening wordt vooralsnog zeer beperkt toegepast, en er liggen de nodige belemmeringen. De Scenario's in KEV 2022 en Monitoring Leveringszekerheid voorzien dan ook een beperkte groei van deze vraagsturing.

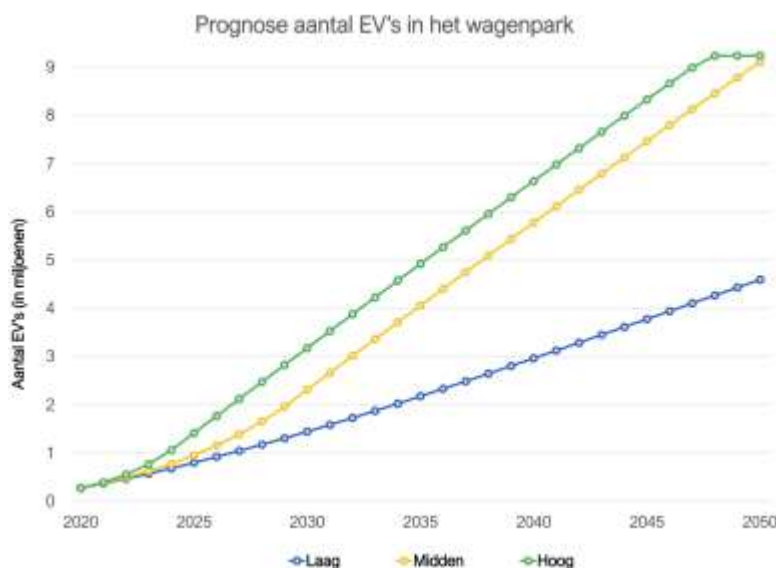
KEV 2022 en Monitoring Leveringszekerheid Huidig Beleid/Hoge Ambitie

De mogelijkheden tot vraagsturing vanuit elektrisch vervoer worden allereerst bepaald door het veronderstelde aantal voertuigen. In deze scenario's wordt een snelle stijging van de elektriciteitsvraag voor mobiliteit voorzien, van 2 TWh in 2021 naar circa 9 TWh in 2030. De stijging is vooral het gevolg van een snelle toename elektrische personenauto's (van circa 0,2 miljoen in 2020 naar circa 1,6 miljoen in 2030) en bestelauto's (nu nog gering, maar naar verwachting circa 150.000 in 2030).

In de Extra Opgave wordt een verdere stijging van de elektriciteitsvraag vanuit mobiliteit voorzien tot circa 15 TWh, gedreven door verdere groei van EV's en de sectorale doelstellingen. Dat komt neer op 3,5 mln EV's en ligt daarmee boven de bandbreedte van de groeiprognose voor EV's van ELaadNL van 2021, zie ook [Figuur 5.4](#).

Vooruitzichten: beperkte inzet vraagsturing

De middenpad prognose van 2,6 mln EV's voor 2030 lijkt vooralsnog realistisch, wat theoretisch neerkomt op bijna 22 GW piekvermogen (uitgaande van 25% thuisladen met 4 kW en 75% publiek/werk laden met 11 kW). Gaan we uit van eens in de week of twee weken laden bij gemiddeld gebruik en grotere accu's, dan komt het neer op 1 tot 3 GW, ruwweg in lijn met de scenario-beelden voor 2030 zoals geschetst in hoofdstuk 3.



Figuur 5.4: Lange termijn prognose voor het aantal elektrische voertuigen (ElaadNL, 2021).

Belemmeringen voor vraagsturing elektrische voertuigen

Er is vooralsnog echter beperkt sprake van prikkels om flexibiliteit voor de energiehandel en balanshandhaving te ontsluiten bij kleinverbruik (beperkt gebruik van dynamische contracten).⁴⁴ Wel levert de voorgenomen afbouw saldering een prikkel om eigen opwek van PV te gebruiken voor het laden van eigen voertuigen.

Flexibiliteitslevering voor groothandel en balanshandhaving wordt naar verwachting in belangrijke mate beperkt door netcongestie. Gegeven de beperkte beschikbaarheid van doorlaatvermogen op lagere netvlakken, wordt verwacht dat er al in 2025 hotspots zullen optreden, met congestie op lagere netvlakken op wijkniveau (ElaadNL, 2019). Netcongestie vormt dan tot 2030 en daarna een belangrijke uitdaging voor groei EV's, tot grootschalige netverzwaring op lagere netvlakken op schaal is uitgevoerd.

Het concept van 'Slim laden' is daarmee allereerst nodig om congestie in het laagspanningsnet te voorkomen, maar congestiemanagement wordt niet toegepast voor congestie op laagspanningsnetten. Slim laden zou gestimuleerd kunnen worden via andere middelen zoals nettarifering, en met name nettarieven die hoge piekbelasting beperken zoals het bandbreedte tarief. Vooralsnog ontbreken de financiële prikkels dus

5.7 Opslag: systeembatterijen

Eind 2021 kwam de totale elektrische opslagcapaciteit volgens een inventarisatie van DNE Research uit op 185 MWh⁴⁵ (DNE research, 2022), waarvan 65% (bijna 120 MWh) in het segment netgekoppelde systemen voor peakshaving en handel / netdiensten. Volgens de

⁴⁴ Het gebruik van dynamische leveringstarieven is de afgelopen periode toegenomen. Sinds de introductie van het prijsplafond biedt het dynamisch contract een gunstig alternatief op de veelgebruikte variabele contracten en vaste contracten; dynamische tarieven volgen de prijsontwikkeling op de day-ahead markt, waarin de veranderingen op de Europese elektriciteitsmarkt zich snel manifesteren, terwijl ze pas een jaar later worden doorberekend in variabele of vaste tarief contracten. Door over te stappen op dynamische contracten wordt nu al geprofiteerd van de ontspanning die zich sinds begin dit jaar manifesteerde op de day-ahead markten, terwijl het prijsplafond het opwaartse prijsrisico beperkt. Recentelijk werd bekend dat medio 2023 ongeveer 6% van de Nederlandse huishoudens een dynamisch contract heeft tegenover 2% per eind 2022 (NU.nl, 2023).

⁴⁵ Volgens de rapportage is de inschatting gebaseerd op respons van 30 bedrijven, en is er bij bepalen van de totale opslagcapaciteit uitgegaan van 1 MWh per MW tenzij anders gespecificeerd.

rapportage werd de business case vaak genoemd als barrière voor grootschalige adoptie van batterijopslag. Sterke prijsdalingen in de voorgaande jaren zou volgens de rapportage de economische haalbaarheid van toepassing van batterijen voor elektriciteitsopslag om flexibiliteit in het elektriciteitssysteem te leveren hebben verbeterd.

Het rapport schetst onder meer de prijsontwikkeling van batterijen en de belangrijkste trends in elektriciteitsmarkten voor netgekoppelde systemen: de prijsontwikkeling van lithium-ion batterijen wereldwijd zou eind 2021 volgens Annual Battery Price Survey van BloombergNEF ruim een halvering hebben laten zien sinds 2016 (van meer dan 250 €/kWh tot ongeveer 110 €/kWh), waarbij de prijsdaling over deze periode zelf overigens ook terugliep van zo'n 25% tot 5%.⁴⁶

Verder schetst het rapport kansen in de groothandelsmarkt, onbalansmarkt en congestiemanagement:

- Groothandelsmarkt: het rapport wijst op toenemende dagelijkse spreiding tussen de hoogste en laagste uurprijzen in de periode 2015 tot 2021, die in de periode 2015 tot 2020 op ongeveer 30 €/MWh lag en vervolgens in 2021 snel opliep tot 170 €/MWh.
- Onbalansmarkt: Aanvullend schetst het rapport mogelijkheden voor arbitrage op de onbalansmarkt met onbalansprijzen die in de orde van 200 tot 300 €/MWh lager liggen dan de day-ahead prijs, evenals sporadisch optreden van onbalansprijzen die 200 tot 400 €/MWh hoger liggen. Hier liggen ogenschijnlijk goede kansen voor arbitrageopbrengsten in de orde van 200 tot 300 €/MWh, zij het tegen dat de prijsrisico's erg hoog liggen als er op de day-ahead een positie voor levering wordt ingenomen waarbij uitgegaan wordt van inkoop op de onbalansmarkt tegen lage prijzen. Gegeven de volatiliteit op de onbalansmarkt kan de situatie ontstaan dat de batterij leeg is, terwijl er wel geleverd moet worden vanwege de positie op de day-ahead markt.
- Congestiemarkt: Tot slot wordt gewezen op kansen op de congestiemarkt voor redispatch producten (GOPACS), al wordt ook onderkend dat de handelsvolumes in de periode 2019 tot 2023 nog relatief laag waren.

De plannen voor investeringen in batterijen maakt sindsdien een stormachtige groei door. Het consultancybureau Strategy rapporteerde in oktober 2022 bijna 20 GW aan aangevraagd aansluitvermogen voor batterijen op basis van een inventarisatie van aanvragen die was opgesteld in samenwerking met de landelijke netbeheerder en de drie grootste regionale netbeheerders (Strategy, 2023; Solar Magazine, 2022). Voor ruim 80% (16 GW) van het totaal ging het om aanvragen die waren ingediend bij de landelijke netbeheerder.

Naar inschatting van Strategy zou de marktomvang voor batterijen echter beperkt zijn tot ongeveer 9 GW, waarvan 4 GW op de groothandelsmarkt (vrijwel volledig day-ahead), 1,6 GW voor onbalans en 3,8 GW voor congestie. Desondanks kwam de actualisatie in februari 2023 uit op 34 GW aan aanvragen in de pijplijn (Strategy, 2023), i.e. 77% groei in slechts 4 maanden tijd. Ook nu gaat het met 28 GW (ruim 80% van de 34 GW) vooral om aanvragen die zijn ingediend bij de landelijke netbeheerder. Deze maand, medio juni, publiceerde TenneT een position paper over batterijen, waaruit blijkt dat de bij hen ingediende aanvragen in de eerste fase van de aanvraagprocedure inmiddels optellen tot 37,5 GW.

KEV 2022 en Monitoring Leveringszekerheid Huidig Beleid

In de KEV 2022 wordt de ontwikkeling van elektriciteitsopslag niet expliciet geprojecteerd. De snelle ontwikkeling van aanvragen voor batterijen heeft zich bovendien pas

⁴⁶ Nadien rapporteerde de Annual Battery Price Survey van BloombergNEF een stijging voor 2022.

gemanifesteerd in een late fase van de systeemdoorrekeningen voor de KEV. In het Scenario Huidig Beleid uit Monitoring Leveringszekerheid dat recentelijk is uitgebracht, zijn deze ontwikkelingen daarentegen wel onderkend. In geval van dit scenario wordt uitgegaan van 10 GW aan nieuw batterij vermogen (zie ook [Figuur 5.5](#)). De hoeveelheid batterijcapaciteit is ingeschat op basis van aanvragen bij TenneT voor aansluitingen voor batterijen, en ligt voor

Type	Referentie [GW]	Huidig Beleid (HB) [GW]		Hogere Ambitie (HA) [GW]
	2020	2025	2030	2030
Power-to-gas	0,0	0,0	0,4	6,0
Power-to-heat	0,0	0,0	0,0	4,8
Batterijen	0,0	2,0	10,3	13,3
DSR	0,0	0,7	0,7	0,7
Interconnectie	9,1	9,8	10,8	10,8
Totaal	9,1	12,5	22,2	35,6

Figuur 5.5: Kwantificering van geïnstalleerde vermogens voor andere bronnen van flexibiliteit in de rapportage Monitoring Leveringszekerheid 2022 (TenneT, 2022).

dit Scenario in lijn met de inschatting van de marktomvang zoals die in het najaar van 2022 werd ingeschat in de publicatie van Strategy.

Monitoring Leveringszekerheid Hoge Ambitie

In dit scenario wordt 13 GW aan batterijvermogen voorzien voor 2030, dus 3 GW hoger dan in het Scenario Huidig Beleid. In de rapportage wordt geen verdere toelichting gegeven op de achtergrond en/of onderbouwing van het batterijvermogen dat in het scenario wordt verondersteld. Het komt echter wel juist overeen met de 3 GW extra pieklevering waarvoor de Nederlandse leveringszekerheid in dit scenario afhankelijk wordt van andere vormen van flexibiliteit dan regelbare opwek, zoals import, opslag en vraagsturing (zie ook paragraaf 5.1).

Vooruitzichten: aanzienlijke versterking beleidsinzet

De business case vormt tot voor kort de belangrijkste belemmering voor de groei van batterijen. Daarin vormde de onbalansmarkt tot nu de belangrijkste value driver, vanwege de relatief hoge opbrengsten (CE Delft, 2021). De vermogensvraag die zich in deze markt manifesteert is vooralsnog echter beperkt tot een vermogensvraag in de orde van een halve GW, en lijkt niet aannemelijk dat diepte van deze markt op korte termijn zo sterk zal groeien dat het de business case voor 10 GW of meer aan batterijvermogen kan rechtvaardigen. Hieronder bespreken we daarom kort de marktvooruitzichten.

De vraag naar flexibiliteit in de **onbalansmarkt** wordt gedreven wordt door voorspelfouten in de vraag naar elektriciteit, productie uit wind en zon, en ongeplande uitval van regelbaar vermogen of netcomponenten, moet wel opgemerkt worden dat deze vraag naar flexibiliteit gelijke tred zal houden met de groeiende bijdragen van zon in wind. Eerdere inschatting van de markt voor regel- en reservevermogen op basis van schaling van voorspelfouten voor wind en zon⁴⁷ schetste een volume voor 2023 een maximale vermogensvraag in de orde van 2 GW, zie (CE Delft, 2016) Scenario SER 2023 ZW dat ruwweg overeenkomt met het huidige geïnstalleerde vermogen aan wind en de helft van het huidige geïnstalleerde vermogen aan zon. De verviervoudiging van het destijds benodigde vermogen van een half GW is dus niet manifest geworden, wat mogelijk verklaard kan worden door verbeterde

⁴⁷ Hiervoor is in de studie gebruik gemaakt van voorspelfouten die konden worden opgesteld op basis van Duitse systeemdata.

voorspelmethode, voortijdige correcties in de intraday markt en impliciete, passieve⁴⁸ bijdragen. Uitgaande van dit laatste, zou ongeveer 1 GW aan passieve bijdragen worden geleverd, overeenkomstig de voorgenoemde inschatting van Stratergy in het najaar van 2022. Daarbij moet opgemerkt worden dat er afgelopen jaren veel vraagsturing is geactiveerd om hierop in te spelen; vraagsturing heeft als kostenvoordeel dat gebruik gemaakt wordt van bestaande assets en er dus geen investeringen gepleegd hoeven te worden.



Figuur 5.6: Day-ahead prijzen voor de Nederlandse elektriciteitsmarkt in september 2021 (Bron: ENTSO-e Transparency Platform).

Aanvullend zou ook flexibiliteit op de **day-ahead en intraday markten** kunnen worden geleverd. Zo wijst DNE Research op de toenemende dagelijkse spreiding tussen de hoogste en laagste uursprijzen die in de periode 2015 tot 2020 op ongeveer 30 €/MWh lag en vervolgens in 2021 snel opliep tot 170 €/MWh (DNE research, 2022), zie ook [Figuur 5.6](#). Ook TenneT haalt deze cijfers aan in voorgenoemde position paper als onderbouwing voor de verbeterende marktomstandigheden voor batterijen, die dagelijks kunnen arbitrerende tussen de hoogste en laagste uursprijzen. De hiervoor genoemde inschatting van de huidige marktomvang voor batterijen in de groothandelsmarkt van Stratergy komt uit op 4 GW.

Daarbij moeten wel een aantal kanttekeningen geplaatst worden:

- In de eerste plaats is de haalbare inzet voor deze arbitrage beperkt. Vanwege de naar schatting tot 2 uur vollost beperkte omvang van de opslagcapaciteit van batterijen zal de batterij vooral ingezet kunnen worden op de day-ahead prijs impact van zon-PV. Uitgaande van enkele uren laden tijdens het middaguur bij lage prijzen (door hoge invoeding van zon-PV), gevolgd door enkele uren ontladen bij navolgende hogere prijzen (tijdens de piekvraag in de namiddag/avond), kan de batterij 2 uur per dag worden ingezet voor laden en ontladen. Dat levert een volledige laadcycli van 4 uur per dag op, ofwel slechts 17% van de tijd. Bij een toenemende opslag capaciteit tot 4 uur vollost, zoals op termijn wordt verwacht, kan dit op gaan lopen tot zo'n 30%. Het mag duidelijk zijn dat een CAPEX intensieve technologie als de batterij bij voorkeur een hoger aantal draaiuren laat zien om tot een positieve business case te komen.

⁴⁸ Er is sprake van 'passief meeregelen' als een producent of afnemer anticipeert op onbalans, en daarop inspeelt door bewust af te wijken van het ingediende Energie Programma en zo vergoed wordt via (negatieve) betaling voor de gerealiseerde onbalans via de BRP.

- In de tweede plaats moet opgemerkt worden dat dagelijkse spreiding tussen de hoogste en laagste uurprijzen in de aangegeven periode gedreven werd door enerzijds hoge elektriciteitsprijzen op basis van marginale kosten van productie uit aardgas en lage elektriciteitsprijzen op basis van hernieuwbare elektriciteitsproductie. Het aantrekkelijke arbitrage perspectief stoelt dan ook op hoge aardgasprijzen, zoals die ook in het navolgende jaar optraden en zelfs werd versterkt door de uitval van Russische gasleveringen. Alhoewel de aardgasprijzen komende jaren nog zeer volatiel kunnen blijken, groeit het aanbod van LNG komende jaren sterk en lijkt het aannemelijk dat de aardgasprijzen vanaf 2026/2027 zullen normaliseren (CE Delft, TNO, 2022). In dat geval zal een lagere spreiding van piek- en dalprijzen op de elektriciteitsmarkt het gevolg zijn (zoals de 30 €/MWh in de periode 2015-2020). In dat licht zijn de geschatte arbitrage opbrengsten voor de volledige levensduur van een batterij zeker geen gegeven.

Congestiemarkt: Tot slot biedt de congestiemarkt (GOPACS) mogelijk kansen voor batterijen. Vooralsnog is de markt echter beperkt in volume, en levert vooralsnog een te onzekere kasstroom om een investeringen te rechtvaardigen (bankability). Daarbij moet opgemerkt worden dat met name TenneT actief flexibiliteit inkoopt op deze markt, en in haar rapportages aangeeft dat er vooral flexibiliteit wordt ingekocht als er tijdelijk verminderde capaciteit beschikbaar is door uitvoering van verzwarringsprojecten en correctieve interventies om de operationele veiligheidsgrenzen te borgen (TenneT, 2023; TenneT, 2022). Tijdelijke verzwarringsprojecten vormen dus een belangrijke oorzaak van de flexibiliteitsbehoefte, zodat de flexibiliteitsbehoefte sterk kan verschuiven in ruimte. Het is dan lastig om daar als flexibiliteitsleverancier op in te spelen, zonder ook de flexibiliteitsvoorziening te verplaatsen. Verder kunnen de nieuw geïntroduceerde CBC's hier beperkt meerwaarde leveren, gegeven de maximale vergoeding van gemiddeld 1,02 €/MWh die netbeheerders wordt toegestaan om aan deze vorm van flexibiliteitslevering uit te geven.

Met de benodigde opbrengsten op basis van de levelized cost of storage van naar schatting 130 à 230 €/MWh voor systeembatterijen met een vermogen van 100 MW en een opslagcapaciteit van 200 MWh (Lazard, 2021), schetst voorgaande reflectie het potentieel voor systeembatterijen. Dat ligt met name in de hoge opbrengsten van enkele honderden €/MWh voor arbitrage met batterijen op de onbalansmarkt, tot een marktomvang van zo'n 2 GW. De recente arbitrage mogelijkheden van 100 à 200 €/MWh in de spotmarkt zijn op termijn waarschijnlijk niet houdbaar en tot slot brengen de opbrengsten voor congestiemanagement ofwel (lokaal) grote volumerisico's met zich mee (GOPACS), ofwel onvoldoende opbrengsten (CBC's).

Voor de geprojecteerde groei van 10 GW of meer in de hiervoor besproken scenario's lijkt met name de marktomvang en het marktpotentieel te kort te schieten. Ervan uitgaande dat de business case gebaseerd zal moeten worden op de inkomsten uit onbalansmarkt, wordt het marktpotentieel beperkt door de diepte van de onbalansmarkt. De diepte van de onbalansmarkt laf afgelopen jaren in de orde van een halve GW. Mogelijk loopt dat wat verder op door groeiend aanbod van wind en zon, en bovendien is er meer ruimte voor batterijen vanwege de beperkte opslagcapaciteit (een volle batterij kan niet nog meer laden). In dat licht lijkt een marktpotentieel van 1 à 2 GW realistisch, zoals in een recente analyse ook geconcludeerd wordt in een gedetailleerde uitwerking (CE Delft, 2023).

Belemmeringen voor investeringen in systeembatterijen

De marktomstandigheden voor systeembatterijen zijn de afgelopen jaren sterk verbeterd, al lijkt dat momenteel te leiden tot mogelijk overmatig optimisme.

Desalniettemin zijn er nog wel belemmeringen voor systeembatterijen. Zo wordt wel gewezen op de transporttarieven die geen recht zou doen aan de bijdrage die systeembatterijen leveren in de flexibiliteitsvoorziening. Eerder dit jaar stelde de ACM daarom dat batterijsystemen een korting moeten krijgen op hun transporttarief dat binnen het Landelijk Actieprogramma Netcongestie (LAN) verder zal worden uitgewerkt.

5.8 Conclusie

Op basis van bestaande kaders sluiten huidige vooruitzichten op verschillende onderdelen aan bij KEV2022 en de Monitoring Leveringszekerheid, zoals regelbare opwek- en interconnectie- capaciteit. Voor overige flexibiliteitsopties lijkt een middenpad tussen de extreme scenario's haalbaar vanuit de huidige kaders;

- Het vooruitzicht voor regelbare opwek is verdere terugval tot een vermogen tot 16 GW in 2030 door verslechterde marktomstandigheden, veelvuldige beleidsinterventies en grote onzekerheden de komende jaren.
- Het vooruitzicht voor haalbare potentieel van P2H houdt met 2,5 GW het midden tussen de scenario-beelden Monitoring Leveringszekerheid Scenario's Huidige Beleid en Hoge Ambitie.
- Het vooruitzicht voor het haalbare potentieel van P2H2 ligt in lijn met de kabinetsambitie van 4 GW, afhankelijk van de verder beleidsinzet op ondersteuningskaders.
- Het vooruitzicht voor haalbare economische potentieel van batterijen ligt op substantieel lagere niveaus dan de scenario's van de netbeheerders, maar er is wel ruimte voor 2 GW onbalansmarkt-gedreven investeringen. Verdere groei zou ondersteuning vergen, maar de het gaat hier vooralsnog om een relatief kostbare optie.
- Vraagsturing heeft een beperkt potentieel voor flexibiliteitslevering voor handel en balanshandhaving vanwege congestie op LS-netten. Inzet voor congestiemanagement vereist het een prikkelmechanisme (zoals bijvoorbeeld een bandbreedtetarief) dat nu ontbreekt.
- Afschakeling van met name zon wordt toegepast met de vereiste aansluiting op tot 50% beperkt vermogen voor SDE++ project en uitval van zon-op-dak treedt automatisch in bij spanningsproblemen in de wijk.
- In geval van industriële vraagsturing zijn weerstanden hoog en lijkt ontsluiting van het potentieel dat geschetst wordt in de netbeheerdersscenario's het best haalbare. (i.e. 0,7 GW in 2030). Ontsluiting van het een groter potentieel zoals in afgelopen jaren geïnventariseerd is in voorgaand onderzoek van DNV GL en TenneT lijkt slechts haalbaar bij een programmatische aanpak.

6 Flexibiliteit en netcongestie

Hoe interacteert het netcapaciteitsvraagstuk op deze verdelingen? Hoe zou je de variabele 'locatie' wel of niet mee kunnen/willen nemen?

Netcapaciteit ontwikkelde zich de afgelopen decennia in nauwe samenhang met vraag en aanbod en daarmee met de flexibiliteitsvoorziening. Een kort overzicht schetst netcapaciteit tegen deze achtergrond, ter introductie van de interactie van netcapaciteit en flexibiliteit.⁴⁹

In de jaren zeventig was het elektriciteitsnet in Nederland vooral uitgelegd op elektriciteitsvoorziening (en flexibiliteitsvoorziening) vanuit conventioneel centraal productievermogen. Centraal vermogen is aangesloten op het hoogspanningsnet waarover de geproduceerde elektriciteit werd getransporteerd naar vraaglocaties met grootverbruikers en verder via middenspanning en laagspanning gedistribueerd naar kleinere afnemers.

In de jaren tachtig en negentig werd meer decentraal productievermogen ontwikkeld in de vorm van industriële WKK bij onder meer middelgrote industrie en in de glastuinbouw. Met de bijdragen van decentrale WKK verschoof de centrale productie naar productie nabij de vraag op het middenspanningsnet, zodat deze ontwikkeling relatief beperkte netaanpassing vergde.

Na de eeuwwisseling werd in het eerste decennium kortstondig veel nieuw WKK-vermogen op middenspanningsnetten vrij geconcentreerd in de kassengebieden in meer landelijke gebieden ontwikkeld. Dit nieuwe vermogen werd in sterkere mate ingezet voor levering van elektriciteit aan de markt, en zodat vanuit de kassengebieden in toenemende mate elektriciteit werd ingevoerd op het middenspanningsnet.

Sindsdien is echter ook decentrale hernieuwbare opwek op land en zee sterker opgekomen. Hernieuwbare elektriciteitsproductie op land werd ruimtelijk wat diffuser ontwikkeld in landelijk gebieden met aansluitingen op zowel het middenspanningsnet als de laagspanningsnetten, zodat er in toenemende mate elektriciteit hernieuwbare elektriciteit werd ingevoerd op deze netvlakken. Wind op zee werd daarentegen ontwikkeld als centrale vermogen, waarbij aansluitingen op het landelijke hoogspanningsnet veelal nabij vraagcentra aan de kust werd gerealiseerd.

In dit hoofdstuk schetsen we verdere interactie tussen toekomstige flexibiliteitsontwikkeling en de elektriciteitsnetten aan de hand van de vooruitzichten voor de ontwikkeling van flexibiliteitsbehoefte. We onderscheiden daarbij plaatsgebonden flexibiliteit en flexibiliteit op systeemniveau. In de paragraaf 6.1 werken we plaatsgebonden flexibiliteit vanuit energiehandel en congestiemanagement verder uit, gevolgd door niet-plaatsgebonden flexibiliteit systeemniveau voor balanshandhaving in paragraaf 6.2, om af te sluiten met een overzicht in conclusies in laatste paragraaf.

⁴⁹ Zie ook (ECN, 2008) voor een uitgebreider overzicht.

6.1 Plaatsgebonden flexibiliteit

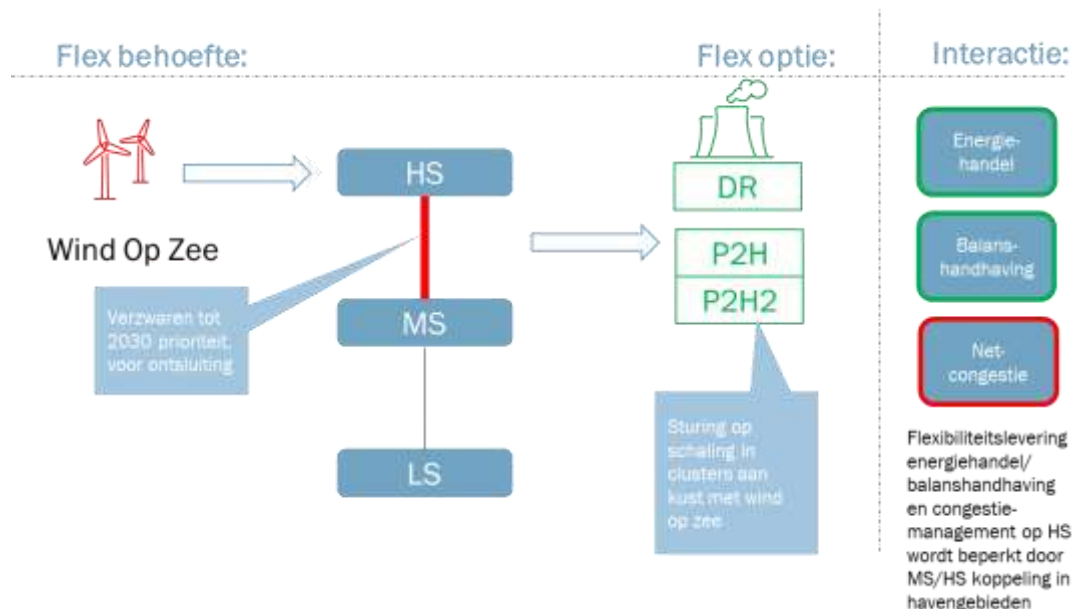
Zoals in Hoofdstuk 2 wordt beschreven, kan flexibiliteit worden ingezet om te voorzien in de flexibiliteitsbehoefte in energiehandel, balanshandhaving en congestiemanagement. Daarbij kunnen tegengestelde flexibiliteitsbehoeften optreden: er zijn situaties denkbaar waarin flexibiliteit die wordt ingezet voor energiehandel of balanshandhaving juist resulteert in netcongestie.

In deze paragraaf brengen we voor de grootschalige plaatsgebonden ontwikkeling van flexibiliteitsbehoefte en -voorziening in kaart om inzicht te verschaffen in de interactie tussen flexibiliteit en netcapaciteit. We bespreken daartoe achtereenvolgens flexibiliteit in de context van wind op zee & industrie, clusters hernieuwbaar op land, bedrijventerreinen en elektrificatie in de wijk.

6.1.1 Wind op zee & Industrie

Wind op zee gaat een grote rol spelen in het toekomstig elektriciteitssysteem. Er staan grote hoeveelheden windmolenparken gepland op de Noordzee, met een capaciteit van circa 21 GW rond 2030. Nadien is voor 2040 is een streefdoel van 50 GW gesteld, gevolgd door 70 GW in 2050. Aanlanding van deze windenergie wordt strategisch gepland op locaties met bestaande hoogspanningsinfrastructuur en/of industriële clusters met potentie voor flexibele elektrificatie (vooral de Maasvlakte, Eemshaven en Borsele).

Figuur 6.1 presenteert een schematisch overzicht van de interactie tussen flexibiliteit en netcapaciteit in het kader van wind op zee. We bespreken hieronder achtereenvolgens de geschetste flexibiliteitsbehoefte, flexibiliteitslevering, en interactie tussen flexibiliteit en netcapaciteit in deze context.



Figuur 6.1: Overzichtsafbeelding flexibiliteitsbehoefte wind op zee, passende flexibiliteitsbronnen en hun interactie. De afkortingen LS/MS/HS refereren aan de netvlakken, terwijl DR refereert aan *demand response* (i.e. industriële vraagsturing) en P2H en P2H2 aan respectievelijk de hybride industriële e-boiler en elektrolyse.

Flexibiliteitsbehoefte

Flexibiliteitsbehoefte vanuit energiehandel zal op windere dagen veel elektriciteit vanaf zee worden ingevoerd op het hoogspanningsnet nabij de industriële clusters, wat vraagt om opschakelbare flexibele vraag, opslag of doorvoer naar het achterland. Daarnaast zal de groeiende bijdrage van hernieuwbare elektriciteitsproductie uit wind op zee ook vragen om flexibiliteit om in te zetten in windstille periodes. Bestaand thermisch vermogen of toekomstig CO₂-vrij regelvermogen kan hier invulling aan geven. Voor enkele honderden uren per jaar kunnen echter scherpe pieken in residuele vraag op gaan treden in de orde van 5 GW à 8 GW (TKI E&I, 2022; TNO, 2022). Deze flexibiliteitsbehoefte vraagt om kosteneffectieve alternatieven met lagere investeringskosten (CAPEX) dan opwek of opslag, zoals industriële vraagsturing.

Als het gaat om congestiemanagement zal duidelijk zijn dat de geagendeerde capaciteit van wind op zee in 2030 en daarna groot is in verhouding tot de beschikbare netcapaciteit voor doorvoer naar het achterland. Uit het Investeringsplan van TenneT van 2022 kan opgemaakt worden dat de doorvoer naar het achterland een grote uitdaging vormt (TenneT, 2022).⁵⁰ De Klimaat- en Energieverkenning 2022 voorziet vanaf 2030 dan ook een knelpunt in de agenda voor wind op zee als het geïnstalleerde vermogen groter wordt dan 16 GW, omdat de netbeheerders verdere groei alleen haalbaar achten als het hand in hand gaat met een groei van flexibele industriële elektriciteitsvraag aan de kust (PBL, 2022).

Flexibiliteitslevering

De flexibiliteitsbehoefte vanuit wind op zee werd tot nu toe goeddeels geleverd door afschakeling van thermisch productievermogen. De schaal van geagendeerde groei vergt echter aanvullende opschaling van nieuwe flexibiliteitscategorieën als dit mechanisme van flexibiliteitsvoorziening uitgeput raakt, i.e. als de piekproductie uit wind (en eventuele *must-run* productie) groter wordt dan de basisvraag (en doorvoercapaciteit in de clusters).⁵¹ Zodra dat punt bereikt wordt zal flexibiliteitstoename gelijke tred moeten houden met de ambitieuze agenda voor wind op zee.

Uitgaande van de vooruitzichten zoals geschetst in het voorgaande hoofdstuk, is er een beperkt aantal flexibiliteitsopties waarvan het technisch potentieel tijdig voldoende schaal kan bieden om de agenda voor wind op zee bij te kunnen benen en die bovendien in grote hoeveelheden flexibiliteit nabij de aanlandingslocatie kunnen voorzien. Het gaat dan met name om grootschalige conversie van hernieuwbare elektriciteit als er veel wind is, terwijl industriële vraagsturing juist bij kan dragen aan aanpassing van de vraag als er weinig wind is.

In geval van grootschalige conversie van hernieuwbare elektriciteit als er veel wind is gaat het om industriële P2H en P2H₂, zoals ook besproken in hoofdstuk 4 en 5:

- P2H - Deze installaties kunnen tegen relatief beperkte investeringskosten worden ontwikkeld, binnen een beperkte doorlooptijd gerealiseerd worden en hebben aanmerkelijk betere kansen op effectieve ondersteuning met de introductie van de hekjesmethodiek in de SDE++-regeling. Volgens de geschetste vooruitzichten voor

⁵⁰ Op basis van de daarin veronderstelde scenario's tot 16 GW wind op zee in 2030 blijkt al forse aanvullende verzwarende van de westelijke ringstructuur. Specifiek gaat het om de as Krimpen-Diemen-Oostzaan-Beverwijk, maar ook Diemen-Lelystad-Ens en de verbinding Eindhoven-Maasbracht. De aangescherpte doelstelling van 21 GW wind op zee is hierin nog niet in meegenomen, zodat verwacht mag worden dat verdere verzwarende van de hoogspanningsnetten in het achterland nodig zal blijken.

⁵¹ Must-run productie heeft betrekking op productie die bij voorkeur niet wordt afgeschakeld (ook niet bij lage elektriciteitsprijzen), zoals een industriële WKK zonder back-up boiler die wordt ingezet voor stoomlevering.

industriële P2H in paragraaf 5.2 lijkt een potentieel van 2,5 GW_e haalbaar in 2030, maar in navolgende jaren kan ook verdere groei gerealiseerd worden. Gegeven het technische potentieel van naar schatting in de orde schatting 5 à 6 GW_e (TKI Energie & Industrie, TNO, DNV GL, MSG, 2021; CE Delft, 2015), dat goeddeels in de industriële clusters aan de kust ligt (TNO, 2022), kan industriële P2H dan in de periode tot 2030 en daarna een grote rol spelen in het evenredig laten oplopen van flexibele elektrificatie aan de kust met de ontwikkeling van wind op zee.

- P2H2 - Deze installaties vergen aanmerkelijk hogere investeringskosten. Ze kunnen eveneens in een beperkte doorlooptijd gerealiseerd worden, maar de ambitie voor 2030 vergt een forse opschaling. Naast betere kansen op effectieve ondersteuning met de introductie van de hekjesmethodiek in de SDE++-regeling, zal vooral de voorgestelde vraagverplichting en verdere ondersteuning via het opschalingsinstrument fors moeten bijdragen aan de investeringsbereidheid. Volgens de geschetste vooruitzichten voor industriële P2H in paragraaf 5.3 lijkt een potentieel van 4 GW_e haalbaar in 2030, afhankelijk van de verdere uitwerking van deze voorstellen. Nadien is er nog aanzienlijke ruimte voor verdere opschaling, uitgaande van hiervoor geschetste scenario-beelden voor 2050. Verder wordt juist ontwikkeling nabij de huidige en toekomstige vraag naar waterstof in de havens voorzien (PBL, 2022), maar dat is met de ontwikkeling van het Waterstofnetwerk Nederland geen gegeven.

Beide flexibiliteitsopties bieden bij toepassing in de havengebieden gelegenheid om zowel de wind op zee gedreven flexibiliteitsbehoefte vanuit energiehandel en balanshandhaving te bedienen, en tegelijkertijd invulling te geven aan de flexibiliteitsbehoefte voor congestiemanagement. Daarbij moeten echter wel twee kanttekeningen geplaatst worden:

- Risico op afnamecongestie
Het niet vanzelfsprekend is niet vanzelfsprekend dat hybride e-boilers en elektrolyzers alleen in zullen spelen op hoge invoeding van wind op zee. Markt-gedreven inzet kan ook inspelen op hernieuwbare elektriciteit vanuit het achterland, wat juist weer tot afnamecongestie vanuit het achterland richting de industriële clusters aan de kust kan leiden. Nieuwe contractvormen zoals de CBC en de non-firm ATO kunnen hier een oplossing bieden.
- Netcongestie binnen het cluster
Industrie maakt in veel gevallen gebruik van aansluitingen op het MS-net dat door regionale netbeheerders wordt beheerd. De koppeling naar het HS-net waar verbindingen met wind op zee op aanlandt moet dus ook voldoende capaciteit bieden. Vanuit dat perspectief lijkt integrale masterplanning van het elektriciteitsnet in de industriële clusters⁵² een belangrijk aandachtspunt in de verdere uitwerking van de MIEK in komende jaren, aangezien MIEK projecten nog vrijwel onbenoemd zijn gebleven in de investeringsplannen van de regionale netbeheerders.

Verder is het van belang dat de opschaling van beide opties gelijke tred houdt met de agenda voor wind op zee. Vooralsnog is er nog geen sprake van een directe koppeling binnen de bestaande beleidskaders. Sturing van opschaling van P2H wordt in feite (impliciet) bepaald door de generieke kaders van de SDE++-regeling als ondersteuningsmechanisme en vanaf dit jaar ook de budgetallocatie binnen die nieuw ingevoerde hekjesmethodiek. In geval van elektrolyse zijn wel expliciete doelstellingen voor capaciteitsontwikkeling geformuleerd, maar daar ligt nog geen concrete flexibiliteitsanalyse in context van de netcapaciteit aan te grondslag.

⁵² Een dergelijke analyse is in het verleden al eens uitgevoerd voor Rotterdam-Moerdijk (TenneT, Stedin, & Rotterdam, 2019) en dit jaar loopt er een actualisatie van die studie. Het betreft hier in eerste aanzet echter geen onderdeel van de MIEK.

Flexibiliteit bij lage productie uit wind op zee op deze locaties kan geboden worden door industriële vraagsturing in de industriële clusters aan de kust. Zoals in voorgaande hoofdstukken gaat het hierbij om sporadische tijdelijke afschakeling van het productieproces in reactie op prijsontwikkeling (en achterliggende flexibiliteitsbehoefte). Zo zou bij lage invoeding van hernieuwbare elektriciteit op momenten van hoge basisvraag (en dus hoge marktprijzen tot gevolg), de elektriciteitsvraag tijdelijk kunnen worden teruggebracht door tijdelijke afschakeling van industriële processen. Deze vorm van flexibiliteit kan worden gerealiseerd binnen de bestaande netcapaciteit.

Interactie flexibiliteit en netcapaciteit

Bij hoge productie uit wind op zee biedt grootschalige conversie via P2H en P2H2 goede kansen om tegelijkertijd te voorzien in flexibiliteitsbehoefte vanuit de energiehandel, balanshandhaving als congestiemanagement op de doorvoer over de HS verbindingen naar het achterland. Deze verbindingen kunnen vanaf 2030 overbelast gaan raken als netverzwaring onverhoopt achterblijft bij de groeiende bijdrage van productie uit wind op zee.

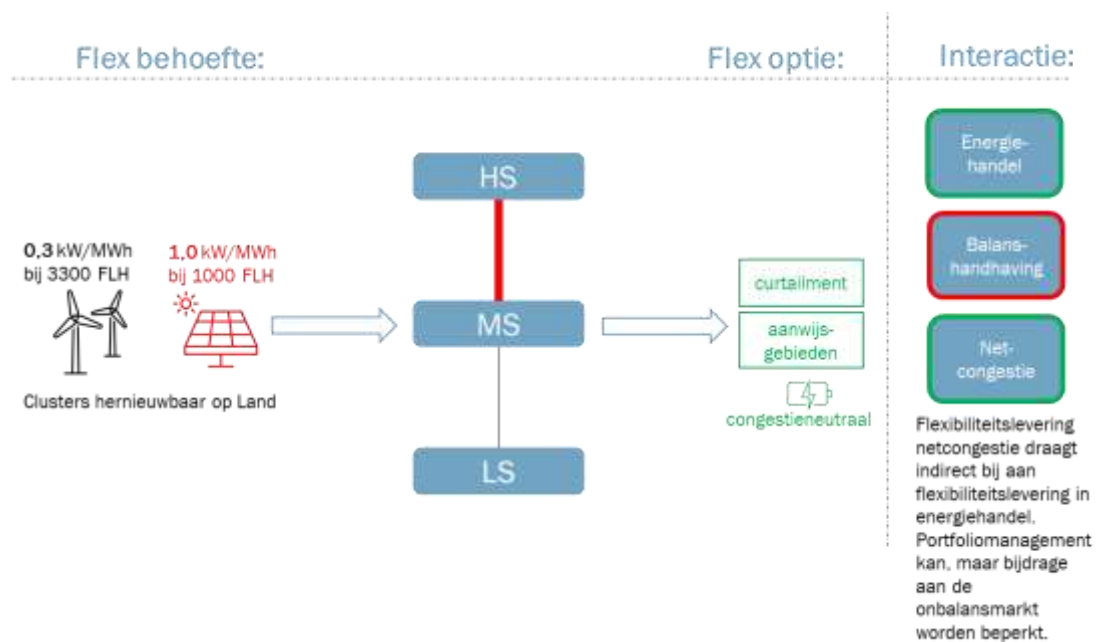
Daarmee vormt realisatie van P2H en P2H2 in de havengebieden een gunstige flexibiliteitsoptie vanuit systeem perspectief. Daarbij is het van belang dat de opschaling maat houdt met de ontwikkeling van wind op zee (te borgen via sturing vanuit beleid), de opties vooral inspelen op productie uit wind op zee (te borgen via CBC's en non-firm ATO's), en het potentieel voor P2H en P2H2 tijdig wordt ontsloten door voldoende capaciteit MS en HS netvlak binnen de havengebieden (bijvoorbeeld via integrale masterplanning van de infrastructuur in de havengebieden binnen de MIEK).

6.1.2 Clusters hernieuwbaar op land

Clusters hernieuwbaar op land komen voor in de vorm van windparken, zonneparken of een combinatie van beide. De clusters liggen veelal in landelijk gebied waar meer ruimte beschikbaar is voor hernieuwbaar op land. Daartegenover staat dat er in deze gebieden vaak minder elektriciteitsvraag is, zodat de transportbehoefte vanuit deze clusters naar het landelijke hoogspanningsnet sterk op kan lopen.

Er wordt tot de periode 2030 nog een hoge groei van het geïnstalleerd vermogen verwacht. Ten opzichte van 2021 gaat de Klimaat- en Energieverkenning 2022 (PBL, 2022) uit van een verdubbeling van de productie voor zowel wind op land als zon in 2030.

In [Figuur 6.2](#) wordt een overzicht gepresenteerd van de bijbehorende flexibiliteitsbehoefte, flexibiliteitslevering, en interactie tussen flexibiliteit en netcapaciteit die we in deze paragraaf verder bespreken.



Figuur 6.2: Overzichtsafbeelding flexibiliteitsbehoefte clusters hernieuwbaar op land, passende flexibiliteitsbronnen en hun interactie. LS/MS/HS refereert aan de netvlakken waarop deze behoefte zich manifesteert.

Flexibiliteitsbehoefte

De flexibiliteitsbehoefte op de energiehandel wordt ook in dit geval veroorzaakt door de variabiliteit van de opwek, waar flexibel op moet worden ingespeeld door afschakeling van de overige elektriciteitsproductie of juist opschakeling van de vraag naar elektriciteit. In geval van zon-PV komt het al regelmatig voor dat elektriciteitsprijzen scherp dalen of zelfs negatief worden bij piekproductie rond het middaguur op zomerdagen. De flexibiliteitsbehoefte op de balanshandhaving wordt grotendeels veroorzaakt door afwijkingen van de voorspelde productie welke opgevangen moeten worden op de onbalansmarkten. Deze kosten kunnen in geval van hernieuwbaar relatief hoog uitvallen en management van de eigen onbalans (ook wel portfoliomanagement) is daarom aantrekkelijk

Sinds enkele jaren treedt er al regelmatig netcongestie op als gevolg van de invoeding vanuit hernieuwbaar op land. Het gaat vooral om de koppelpunten van het MS-net naar het landelijke HS-net landelijke gebieden met veel zon-PV. De flexibiliteitsbehoefte voor congestiemanagement wordt veroorzaakt doordat het verwachte opgestelde vermogen wind en zon in de toekomst hoger is dan de beschikbare netcapaciteit. Met name voor zon zijn er dan flexibiliteitsopties nodig die met name in de zomer dagelijks enkele uren kunnen overbruggen rond de middagpiek, terwijl flexibiliteitlevering voor wind enkele dagen moet kunnen dekken.

Flexibiliteitslevering

De flexibiliteitsopties die passend zijn voor congestiemanagement bij clusters hernieuwbaar op land zijn beperkt, omdat er in veel gevallen onvoldoende vraag van (industriële) afnemer in de nabijheid van deze clusters. Flexibiliteitsopties moeten eerder gevonden worden in het slim plannen en opereren van de clusters. Daarbij kan gedacht worden aan het toepassen van aanwijsgebieden voor hernieuwbaar op land, inperking van hernieuwbare opwek (curtailment & overplanting) en lokale opslag:

- Aanwijsgeschieden voor hernieuwbaar op land worden oorspronkelijk beoogd in de RES, maar zijn niet in alle RES'en toegepast. Daarbij werd voorzien dat de groei van zon-PV in de RES planning kon worden beperkt tot regio's met voldoende netruimte. Bij gelijkblijvende netcapaciteit zou dat resulteren in een volloopmodel, i.e. een langzaam maar zeker steeds beperkter geografisch potentieel voor zon op land door oplopende congestie. Met de recent ingezette planningsmethodologie zoals beoogd met de pMIEK, zou echter ruimte voor groei ontstaan in regio's waar netverzwaring wordt prioriteert.
- Inperking van hernieuwbare opwek biedt mogelijkheden tot flexibiliteitslevering om congestie te beperken. Daarbij kan de piekproductie beperkt worden door overplanting, i.e. overdimensionering van de installatie ten opzichte van de netaansluiting zoals dat binnen de SDE++-regeling al enkele jaren als voorwaarde wordt gesteld voor grote zonneparken. Daarnaast kan productie actief neerwaarts worden bijgesteld, i.e. curtailment worden toegepast, bijvoorbeeld binnen de context van een (groeps) CBC of non-firm ATO.
- Lokale opslag in de vorm van batterijen vormt een derde optie. Batterijen kunnen kortstondig de leveringspieken van hernieuwbare opwekclusters reduceren en kunnen het tijdstip van levering verplaatsen voor een gedeelte van de productie (ook wel uitgestelde levering genoemd) en de business case kan mede gebaseerd worden op vermeden kosten voor balanshandhaving (i.e. voor portfoliomanagement). Ze kunnen dan congestieneutraal worden ingezet, bijvoorbeeld via nieuwe contractvormen als CBC's en non-firm ATO's. Dergelijke contractvormen zullen mogelijkheden tot participatie in onbalansmarkten dan beperken. Het IBO rapport 'Scherpe doelen, scherpe keuzes', stelde al voor om een verplichting in te voeren tot plaatsing van batterijen bij nieuwe grootschalige zonneparken, met naar schatting 85 mln. Eur per jaar aan budgetbeslag voor het Rijk bij een inzet tot 1 GW. De inschatting zou neerkomen op 500 mln. € per GW en is in lijn met eerdere inschatting die is opgesteld in de context van het eindadvies SDE++ 2022 (PBL, 2022), waarbij ook rekening werd gehouden met de opbrengsten van portfoliomanagement. In ditzelfde eindadvies wordt ook geconcludeerd dat de kosten per vermeden ton CO₂-emissie ten minste twee maal hoger liggen dan de toenmalige SDE++-boven grens van 300 €/MWh, waarmee de kosten van hernieuwbare elektriciteit uit zon-PV aanzienlijk hoger komen te liggen dan tot op heden het geval was. Toepassing van batterijen in deze context brengt dan relatief hoge kosten met zich mee vanuit systeemperspectief.

Zoals al opgemerkt stelt de SDE++ nu al de eis dat een zonnepark op 50% van de piekcapaciteit wordt aangesloten. Bij verdere inperking lopen de verloren opbrengsten echter beduidend sterker op. Verder is in de voorjaarsnota van 2023 aangekondigd dat het kabinet voornemens is om in te zetten op elektriciteitsopslag via een verplichting van batterijen bij grootschalige zonneparken. Wordt de in het IBO rapport geschetste budgetbeslag ingezet voor ondersteuning, dan verbetert ook de businesscase voor zon ten opzichte van het huidige beleid.

Interactie flexibiliteit en netcapaciteit

Ook in geval van clusters van hernieuwbaar op land is er sprake van een sterke interactie tussen flexibiliteit en netcapaciteit. Verdere groei van hernieuwbaar op land leidt tot toenemende behoefte aan flexibiliteit voor energiehandel, balanshandhaving en congestiemanagement, waarbij met name zon-PV leidt tot congestie vanwege de hoge piekbelasting in verhouding tot de jaarproductie. Curtailment & overplanting (i.e. beperkte aansluitcapaciteit) en congestieneutrale opslag zijn gericht op flexibiliteit voor transport en (kunnen) schalen met de flexibiliteitsbehoefte op locatie. Aanwijsgeschieden beperken de groei van zonneweiden en bijbehorende flexibiliteitsbehoefte in transport tot gebieden waar transportcapaciteit beschikbaar is.

6.1.3 Bedrijventerreinen

Bedrijventerreinen kampen momenteel op veel plekken al met schaars beschikbare netcapaciteit. Er zijn twee belangrijke ontwikkelingen te onderscheiden welke de vraag naar netcapaciteit verhogen. De eerste is er de autonome groei van nieuwe bedrijven, elektrificatie van bedrijfsprocessen en hernieuwbare opwek zoals zon op dak. De tweede is een snel opkomende vraag naar netcapaciteit vanuit de logistiek. In 2025 moet de logistieke bevoorrading van stadskernen van grote steden emissievrij zijn. De batterij-elektrische vrachtwagen is hiervoor een populaire optie voor de logistiek, waardoor de behoefte aan hoogvermogen elektrische laadpalen op bedrijventerreinen snel opkomt (ElaadNL, 2022). Deze twee ontwikkelingen vormen een grote uitdaging voor het elektriciteitsnet op bedrijventerreinen. In **Figuur 6.3** is schematisch de bijbehorende flexibiliteitsbehoefte, flexibiliteitslevering, en interactie tussen flexibiliteit en netcapaciteit weergegeven die we in deze paragraaf verder bespreken.

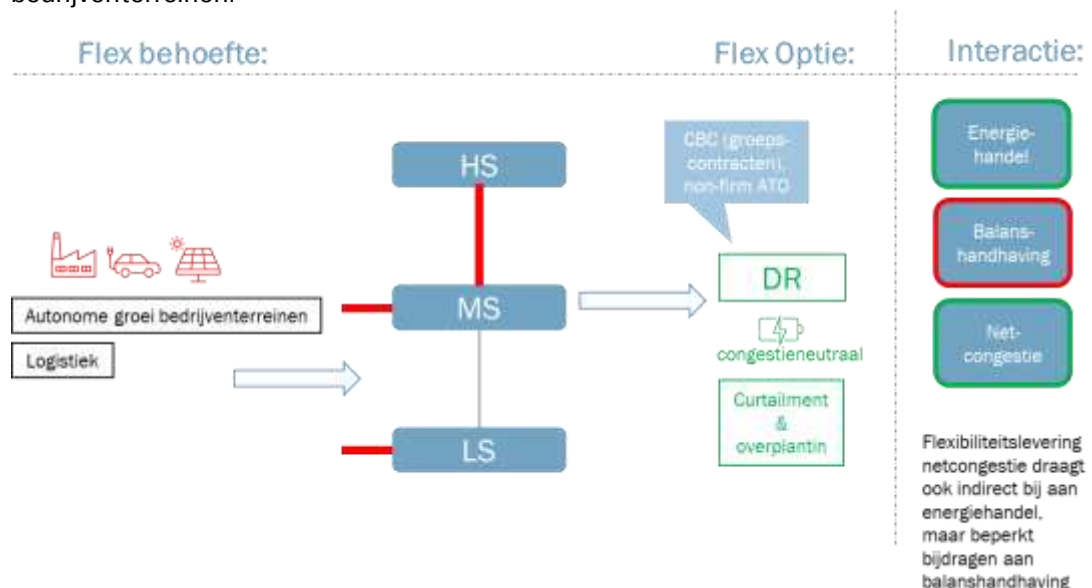
Flexibiliteitsbehoefte

De flexibiliteitsbehoefte op bedrijventerreinen voor energiehandel wordt gedreven de groeiende vraag naar elektriciteit, elektrificatie met veranderende afnamepatronen en toenemende piekbelasting en toenemende bijdragen van zon-PV.

Als het gaat om congestie leidt de autonome groei, elektrificatie en zon-PV op bedrijventerreinen nu al tot wachtrijen voor verzwaring van de aansluiting en de achterliggende koppelpunten.

Flexibiliteitslevering

De klassieke kostenefficiënte flexibiliteitsoplossing voor de behoefte die ontstaat vanuit veranderende vraag- en aanbodpatronen is netverzwaring. Gegeven de congestieproblematiek zijn er echter twee vormen van flexibiliteit te onderscheiden die een oplossing voor afnamecongestie kunnen bieden voor congestieproblematiek op bedrijventerreinen.



Figuur 6.3: Overzichtsafbeelding flexibiliteitsbehoefte clusters hernieuwbaar op land, passende flexibiliteitsbronnen en hun interactie. LS/MS/HS refereert aan de netvlakken, terwijl DR refereert aan *demand response* (i.e. vraagsturing bij de bedrijven).

De eerste is vraagsturing van de energieverbruikers. Hiermee kan de flexibiliteit uit bedrijfsprocessen en laadinfrastructuur voor e-mobiliteit worden ingezet congestie te voorkomen, vraagsturing is echter complex en kan hoge kosten met zich meebrengen als het inkomstenderving tot gevolg heeft.⁵³

De tweede optie is het plaatsen van batterijen om piekbelasting op de aansluiting door vraag en aanbod verlagen. Ook deze oplossing brengt voor de ondernemers relatief hoge kosten met zich mee in vergelijking tot de klassieke oplossing van netverzwaring, maar deze kosten liggen aanmerkelijk lager dan de kosten van stroomtekorten. Het verdienmodel van batterijen momenteel grotendeels gestoeld op de waarde op onbalansmarkten. Het is daarom van belang dat, wanneer batterijen op bedrijventerreinen met beperkte netcapaciteit worden geïnstalleerd, ze congestieneutraal opereren. Zo niet dan kunnen ze juist congestie veroorzaken; batterijen op bedrijventerreinen die in zouden spelen op de landelijke systeembalans zullen goeddeels onafhankelijk eventuele netcongestie invoeden en afnemen.

In geval van opwekcongestie door zon-PV kan ook flexibiliteit geboden door curtailment, al of niet in combinatie met batterijen voor opslag van eigen productie. De combinatie biedt dan potentieel voor verhoogd eigen gebruik van opwek uit zon.

Tot slot kunnen deze vormen van flexibiliteit ook actief worden ingezet op een bedrijventerrein door onderling vraag en aanbod af te stemmen en zo de netbelasting te beperken. Op verschillende bedrijventerreinen wordt er gewerkt aan deze oplossingsrichting (ook wel *energyhub* genoemd). Recente analyse schetst een significant potentieel (RH DHV, 2022), maar uit de rapportage volgt ook dat het organisatorisch en juridisch complex is om energyhub in te richten en het verdienmodel is vaak nog onzeker

Interactie flexibiliteit en netcapaciteit

Voor bedrijventerreinen is al in toenemende mate sprake van interactie tussen flexibiliteit en netcapaciteit. Autonome groei, elektrificatie en ook invoeding van zon-PV wordt in toenemende mate beperkt door beperkingen in netcapaciteit en dus flexibiliteit om in de behoefte te voorzien. Oplossingsrichtingen in deze context liggen in vraagsturing voor zover dat inpasbaar is zonder dat dit de bedrijfsvoering raakt. Opslag in batterijen biedt een alternatief, en kan ingezet worden voor afnamecongestie, opwekcongestie of combinaties van beide, terwijl sporadisch ook curtailment voor zon-PV kan worden ingezet.

Vraagsturing, curtailment en inzet van batterijen kan op het niveau van een individuele aansluiting, door middel van een congestiebeperkingscontract (CBC) voor congestiemanagement of non-firm ATO's. Zo kan ook geborgd worden dat flexibiliteitslevering binnen de beschikbare netcapaciteit wordt gerealiseerd. Verder kunnen daarbij ook groepscontracten worden afgesloten waarin een groep aangeslotenen gezamenlijk de verantwoordelijkheid nemen richting de netbeheerder om onder een afgesproken piekcapaciteit te blijven, bijvoorbeeld in de context van energyhubs.

Alhoewel verwacht mag worden dat dergelijke oplossingsrichtingen ook nieuwe inzichten in mogelijkheden voor kostenbesparing zullen opleveren, mag ook verwacht worden dat op langere termijn netverzwaring een gunstiger alternatief biedt voor bedrijventerreinen.

⁵³ Daarbij moet echter opgemerkt worden dat de rijnschema's in logistiek en belangrijke beperking vormen voor flexibel laden (TNO, PBL, 2022).

6.1.4 Elektrificatie in de wijk

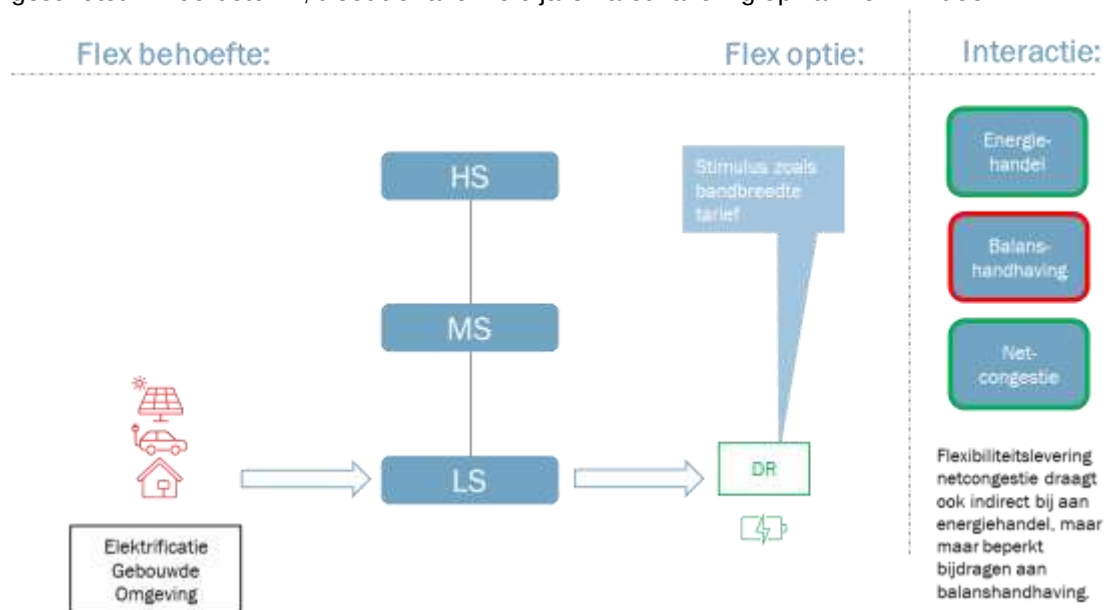
De problematiek door elektrificatie in wijken is vanuit een elektriciteitsnet perspectief een ander geval. De netten voor kleinverbruikers zijn gedimensioneerd vanuit gelijktijdigheid in verbruik in plaats van de ontwikkeling van het gecontracteerd aansluitvermogen zoals dat op hogere netvlakken het geval is. Lage gelijktijdigheid was tot nu toe een redelijke aanname omdat de huishoudelijke apparaten in een straat meestal niet allemaal op hetzelfde moment aanstaan. Echter door de groei van het aantal zonnepanelen, elektrisch vervoer, warmtepompen en ook inductie koken wordt steeds meer van het elektriciteitsnet gevraagd. Niet alleen in hoeveelheid energie, maar ook juist in de gelijktijdige piekbelasting van deze apparaten. Hierdoor ontstaan veel hogere pieken van vraag en aanbod, waardoor de dimensionering van het elektriciteitsnet in de gebouwde omgeving niet meer toereikend is (Alliander, 2023). De benodigde netverzwaring in de haarvaten van het distributiesysteem die dit met zich meebrengt vormt een zeer grote verzwaringsopgave.

In deze paragraaf bespreken we achtereenvolgens flexibiliteitsbehoefte, flexibiliteitslevering, en interactie tussen flexibiliteit en netcapaciteit op wijkniveau aan de hand van de weergave in [Figuur 6.4](#).

Flexibiliteitsbehoefte

Zoals geschetst in hoofdstuk 4 mag verwacht worden dat met name elektrificatie van vervoer en de warmtevoorziening in deze context kan leiden tot een toenemende behoefte aan flexibiliteit, vanwege de hoge piekbelastingen die bij de nu gebruikelijke aansturing optreedt. Vanuit energiehandel vraagt dit om flexibiliteit om in deze piekbehoefte te voorzien. Daarnaast zal ook invoeding vanuit zon-PV vragen om flexibele respons op de piekbelasting rond het middaguur in met name de zomer.

Naarmate adoptie van elektrische voertuigen en warmtepompen in de wijk toeneemt zal de hoge piekbelasting ook leiden tot hoge belasting van de wijktransformator. Zoals eveneens geschetst in hoofdstuk 4, treedt er al enkele jaren afschakeling op van zon-PV door



Figuur 6.4: Overzichtsafbeelding flexibiliteitsbehoefte clusters hernieuwbaar op land, passende flexibiliteitsbronnen en hun interactie. LS/MS/HS refereert aan de netvlakken, terwijl DR refereert aan *demand response* (i.e. kleinschalige vraagsturing).

netcongestie, kan elektrificatie van vervoer naar verwachting al voor 2025 op grote schaal tot afnamecongestie in de wijk leiden, en kan vanaf 2026 ook de uitrol van (hybride) warmtepompen stevig bij gaan dragen vanwege de normering die het kabinet in voorbereiding heeft om vanaf 2026 hogere energie-efficiëntie eisen te stellen aan verwarmingsinstallaties bij vervanging (ministerie van BZK, 2022).

Flexibiliteitslevering

De relatief kleinschalige behoefte aan flexibiliteit voor de geschetste piekbehoefte in de vroege fase van elektrificatie kan nog worden voorzien door klassieke centrale flexibiliteitsvoorziening zoals regelbaar opwekvermogen, en dat geldt ook voor inpassing van zon-PV. Ook de initiële belastingen op de wijktransformator zijn veelal nog vrij onschadelijk vanwege de geringe gelijktijdigheid; enkele bronnen van sporadische hoge piekbelastingen in de wijk zijn nog in te passen in het bestaande doorlaatvermogen op wijkniveau.

Neemt de elektrificatie toe zoals de geschetste verwachtingen voor 2025 - 2030, dan dreigt netcongestie op wijkniveau met overbelasting van de wijktransformator als gevolg (in geval van zon-PV wordt de installatie afgeschakeld). Om in de bijbehorende flexibiliteitsbehoefte voor congestiemanagement te voorzien, biedt met name vraagsturing een oplossing. In feite leidt uitblijven van vraagsturing tot sterke piekbelastingen met relatief hoge gelijktijdigheid, en kan via sturing van deze flexibele elektriciteitsvraag de elektriciteitsbehoefte in de wijk worden verdeeld over de tijd. Daarbij ontbreken echter enkele randvoorwaarden;

- In het huidige bestel ontbreken echter de financiële prikkels om aan te zetten tot vraagsturing. Aanpassing van nettarifering kan hieraan bijdragen, zoals introductie van het eerder voorgestelde bandbreedtetarief.
- Om deze flexibiliteit eenvoudig te benutten, is het van belang dat de flexibiliteit op een gestandaardiseerde manier kan worden aangestuurd. Momenteel passen fabrikanten van deze apparaten zo'n gestandaardiseerde interface nog niet toe. Het stimuleren hiervan is echter een belangrijke enabler om op grote schaal flexibiliteit uit de gebouwde omgeving beschikbaar te maken. Verder zijn aansturingsmodules niet altijd commercieel beschikbaar, en dat geldt in het bijzonder voor de hybride warmtepomp. Sectorale afspraken over ontwikkeling daarvan zullen dan ook bij kunnen dragen aan de mogelijkheden tot opschaling van de hybride warmtepomp. Dat lijkt dan ook een zinvolle aanvulling op de afgelopen jaar vastgelegde sectorale afspraken die opschaling als doel zijn vastgelegd in het 'Actieplan hybride warmtepompen' (RVO, 2022).

Bij grootschalige adoptie zal ook vraagsturing onvoldoende mogelijkheden bieden om elektrisch laden en elektrisch verwarmen voldoende te verdelen in de tijd en zo overbelasting van de wijktransformator te vermijden. Op langere termijn vergt de elektrificatie in de wijk uiteindelijk dan ook netverzwaring. Een haalbare termijn voor de uitvoering van de verzwaringsopgave in de wijk, blijkt nu niet uit de investeringsplannen van de netbeheerders.⁵⁴ Daarmee ontbreken ook de mogelijkheden voor afstemming tussen de ontwikkeling van netcapaciteit op het LS-net enerzijds en beleidsmatige sturing op elektrificatie anderzijds.

Naast vraagsturing kan gedacht worden aan thuisbatterijen als deeloplossing, die mogelijk aantrekkelijker wordt bij verdere kostendaling en afbouw van saldering. De thuisbatterij zou bij toepassing op de lucratieve onbalansmarkt echter ook kunnen leiden tot hogere

⁵⁴ Wel heeft Liander eind 2022 een nieuwe 'buurtaanpak' aangekondigd, waarbij jaarlijks 3.500 nieuwe wijktransformatoren worden geplaatst in aanvulling op de huidige 35.000 transformatorhuisjes in haar beheer. Daarmee verwacht Liander het aantal transformatoren te hebben verdubbeld tegen 2040 (SolarMagazine, 2020).

netcongestie. Een dergelijke ontwikkeling zou leiden hoge belastingen op de wijktransformator en dus vragen om sturingskaders voor congestieneutrale inzet. Het ontbreekt nu aan kaders om dat te borgen.

Interactie flexibiliteit en netcapaciteit

De huidige aansturingspraktijk van verschillende elektrificatieopties Momenteel zijn er nog geen mechanismen beschikbaar om flexibiliteit achter de wijktransformator te benutten voor congestiemanagement. Voor de korte termijn kan preventieve oplossingen via nettarifiering een oplossing bieden, zoals het eerder voorgestelde bandbreedtetarief.

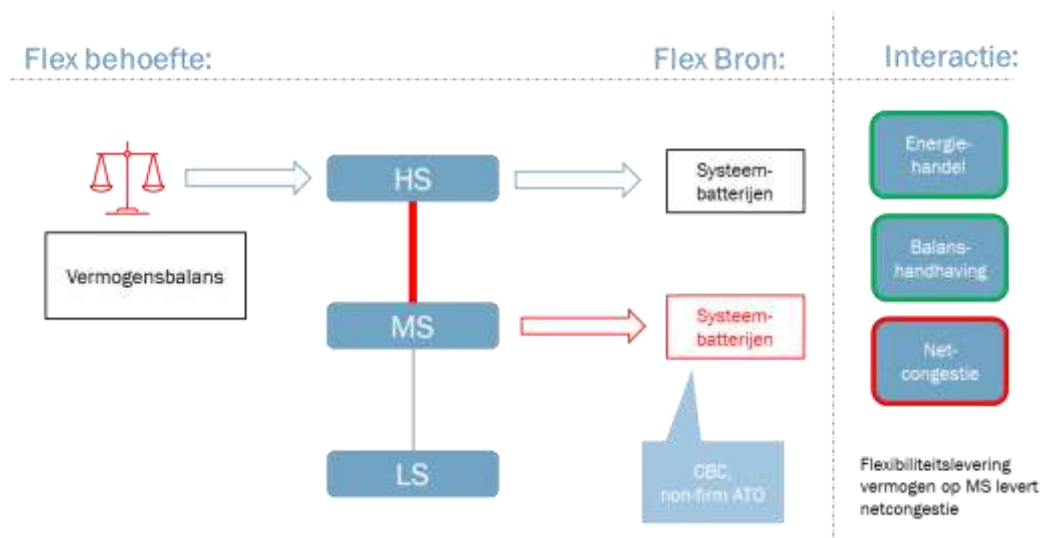
Daarbij is het belangrijk om te realiseren dat flexibiliteit vanuit de genoemde apparaten ook ingezet kan worden voor andere, mogelijk conflicterende, doeleinden. Zo kan de flexibiliteit worden ingezet om bij te dragen aan de energiehandel (d.m.v. dynamische contracten). Wanneer dit op grote schaal gebeurt kan congestie juist veroorzaakt worden, bijvoorbeeld bij zeer lage energieprijzen waardoor als gevolg een grote hoeveelheid EVs en batterijen tegelijk gaan laden. Een regulatorisch kader om deze apparaten congestieneutraal in te zetten mist.

6.2 Niet-plaatsgebonden flexibiliteit

In de voorgaande paragraaf 6.1 zijn op hoofdlijnen de flexibiliteitsbehoefte vanuit toenemende transportbehoefte door toename van plaatsgebonden flexibiliteitsbehoefte, terwijl de flexibiliteitsbehoefte vanuit en vermogensbalans niet gebonden is aan bepaalde locaties. Omdat de interactie van flexibiliteitsbronnen met de energiehandel beschreven is in bovenstaande paragrafen, wordt hier de interactie van flexibiliteitsbronnen met de balanshandhaving beschreven.

Flexibiliteitsbehoefte

De vraag naar flexibiliteit voor de balanshandhaving hangt af van onzekerheid in de vraag, onzekerheid in het aanbod door ongeplande uitval en onzekerheid in intermitterende



Figuur 6.5: Overzichtsafbeelding flexibiliteitsbehoefte voor balanshandhaving, passende flexibiliteitsbronnen en hun interactie

elektriciteitsproductie. Bijdrage van laatstgenoemde oorzaak zal sterk toenemen door groeiende bijdragen wind en zon.

Flexibiliteitslevering

Historisch werd deze flexibiliteitsbehoefte voornamelijk ingevuld met draaiend thermisch vermogen (centraal vermogen en decentrale WKK), ook wel draaiende reserve. Sluiting van de kolencentrales impliceert een forse terugval in de draaiende reserve. In de jaren 2000-2010 werd ook veel (passieve) bijdrage vanuit kleinschalige WKK in glastuinbouw geactiveerd door partijen als Powerhouse en (nu) AgroEnergy. De afgelopen tien jaar werd in toenemende mate vraagsturing van grotere afnemers geactiveerd via kleinere nieuwe aggregators. Recentelijk is er sprake van sterke groei van het aantal aanmeldingen van systeembatterijen bij de landelijke netbeheerder. Naar de toekomst toe zal ook conversie (P2H, P2H2) een belangrijke optie worden.

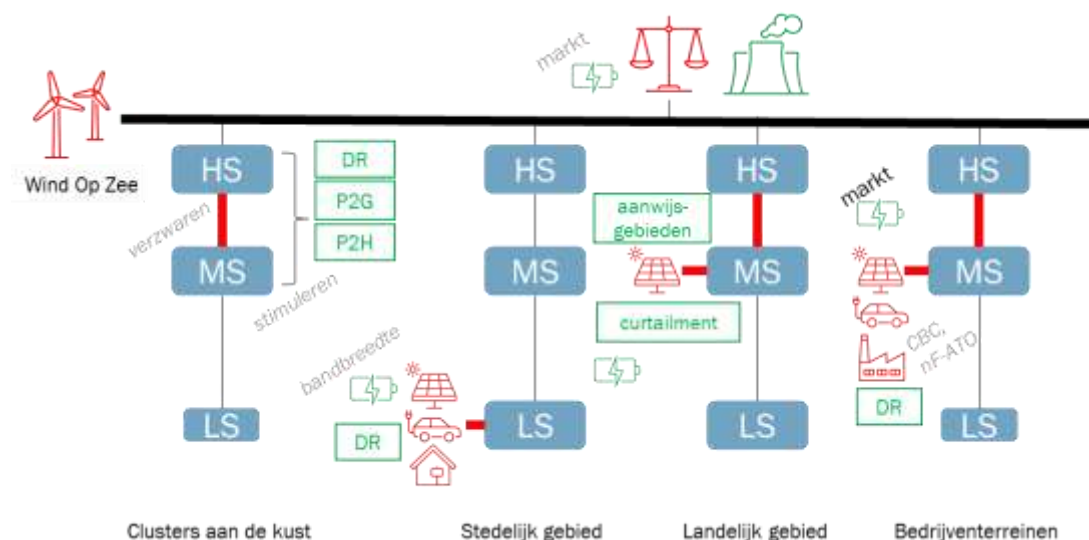
Interactie flexibiliteit en netcapaciteit

Vanuit het klassieke segment van thermisch vermogen levert de bestaande capaciteit geen problemen op met netcapaciteit. Ook het nieuwere groeisegment van grotere afnemers leverde geen netcongestie, vermoedelijk vanwege de hoge geografische spreiding. De introductie van grootschalige systeembatterijen lijkt wel netproblemen op te leveren bij aansluiting op lagere netvlakken. TenneT nam in eerdere analyse aan dat CBC of non-firm ATO's een oplossing kunnen bieden (TenneT, 2022). Aangezien dit de business case sterk ondermijnt, zou verwacht mogen worden dat daarmee interesse in aansluiting op MS-net al af zou nemen. Ook ruimtelijk beleid biedt sturingsmogelijkheden.

6.3 Overzicht flexibiliteit en netten

De behoefte aan flexibiliteit in het elektriciteitssysteem varieert afhankelijk van het netvlak en de geografische locatie. Voor deze analyse onderscheiden we de flexibiliteitsbehoeften in vier archetypen geografische gebieden: (industriële) clusters (aan de kust), stedelijke gebieden, landelijke gebieden en bedrijventerreinen. De oorzaken van de behoefte aan flexibiliteit en de verbinding met een specifiek netvlak verschillen per geografisch gebied.

Figuur 6.6 biedt een overzicht van de situatie, waarin de rode kleur aangeeft welke



Figuur 6.6: Overzicht van flexibiliteitsbehoefte op de verschillende netvlakken en passende flexibiliteitsbronnen

ontwikkeling de vraag naar flexibiliteit veroorzaakt en groen aangeeft welke oplossing het beste past bij dat specifieke gebied. De rode verbindingslijnen geven de koppelpunten tussen netvlakken weer waarop congestie op kan gaan treden; juist de (kostbare) transformatoren zijn veelal wat beperkter gedimensioneerd dan kabels en leidingen. Boven in de figuur is de onbalansmarkt weergegeven als weegschaal in rood, welke bediend kan worden met flexibiliteit vanuit alle netvlakken. De volgende paragrafen gaan per geografische locatie in meer detail in op de veroorzakers van flexibiliteitsbehoefte en flexibiliteitsbronnen.

Flexibiliteitsbehoefte

Door groei van wind op zee, hernieuwbaar op land, maar ook elektrificatie in de wijk, bedrijventerreinen en logistiek neemt de flexibiliteitsbehoefte toe. Op lokaal niveau uit deze flexibiliteitsbehoefte zich vooral in congestiemanagement, beperkingen in verstrekking van nieuwe transportovereenkomsten die daar het gevolg van zijn. Op nationaal niveau is er enerzijds een toename van flexibiliteitsbehoefte voor balanshandhaving door toegenomen onzekerheden in vraag, aanbod en onverwachte uitval. Anderzijds is er een flexibiliteitsbehoefte voor energiehandel door toename van fluctuaties in de energieproductie uit duurzame bronnen.

Flexibiliteitslevering

Flexibiliteit voor de energiehandel en balanshandhaving kunnen primair geleverd worden door centrale flexibiliteitsopties (waaronder systeembatterijen en regelbare opwek), conversie (P2H, P2H2) en vraagsturing in de industrie. Daarbij is het van belang dat deze flexibiliteitsopties op vermogensbasis meegroeien met de flexibiliteitsbehoefte voor de energiehandel en balanshandhaving. Congestieneutrale vraagsturing en batterijen kunnen vanuit lagere netvlakken (vanwege congestie beperkt) bijdragen aan de flexibiliteitsvoorzieningen voor de energiebalans en vermogensbalans, maar zullen vooral ook bij kunnen dragen aan netinpassing van elektrificatie en autonome groei op deze netvlakken voor zover achterblijvende netverzwaring dat nodig maakt.

Interactie flexibiliteit en netcapaciteit

De netinpassing van elektrificatie en autonome groei op lagere netvlakken zal tot 2030-2040 naar verwachting een uitdaging vormen (Alliander, 2023), dit vergt flexibiliteit voor congestiemanagement en wordt directe flexibiliteitslevering aan energiehandel en balanshandhaving vanuit deze segmenten beperkt door transportcapaciteit. Op langere termijn biedt dit segment significant potentieel (voornamelijk door EV's en warmtepompen). In de fase tot 2030 kan flexibiliteit voor de energiehandel en balanshandhaving vooral worden geleverd door centraal vermogen en in toenemende mate flexibiliteit vanuit conversie en de industrie. Ontsluiting van deze flexibiliteitsopties vergt verzwaring van koppelingen tussen MS- en HS-netvlakken.

6.4 Conclusies

Er kunnen vier grootschalige ontwikkelingen worden voorzien die in hoge mate bij zullen dragen aan toenemende flexibiliteitsbehoefte, gegeven de achterblijvende netverzwaring:

1. **Wind op zee:** genereert opwekcongestie van aanlandingslocatie naar het achterland.
 - Oplossingsrichting: grootschalige conversie (P2H, P2H2) nabij aanlanding in havens die schaalbaar is met de ontwikkeling van de flexibiliteitsbehoefte, waarbij P2H sneller en tegen lagere kosten ontwikkeld kan worden. Technische potentiële schalen met de behoefte, maar schaling van de ontwikkeling van dit potentieel is nu niet geborgd.
 - Randvoorwaarden: ontwikkeling van P2H en P2H2 nodig die schaalbaar met wind op zee ontwikkeling en verzwaring van de koppeling tussen MS/HS-net in de havengebieden voor ontsluiting van het potentieel voor P2H op MS-netvlakken. Daarnaast dient

voorkomen te worden dat grote P2H en P2H2 installaties geen afnamecongestie veroorzaken in achterland door middel van CBC's en non-firm ATO's.

2. **Clusters hernieuwbaar op land** genereren opwekcongestie tussen perifere clusters van zon en wind op land richting het landelijke HS-net.
 - Oplossingsrichting: zon-PV aansluiten op beperkt vermogen (zoals nu in SDE++-regeling vereist wordt), installatie van batterijen ter plaatse en/of sturing van verdere groei van zon en wind via aanwijsgebieden (in combinatie met pMIEK). De eerste twee oplossingen schalen met de flexibiliteitsbehoefte. De derde impliceert een volloopmodel.
 - Randvoorwaarden: congestieneutrale inzet van batterijen (te borgen via nieuwe contractvormen), terwijl aanwijsgebieden ook daadwerkelijk moeten worden ingesteld (waar dat nu nog ontbreken in veel RES'en).
3. **Bedrijventerreinen** (elektrificatie, zon-PV, autonome groei) worden geconfronteerd met beperkingen in transportcapaciteit vanwege de congestieproblematiek. Flexibilisering kan dan bijdragen aan verhoogd efficiëntie in netgebruik.
 - Oplossingsrichting: er wordt nu al op veel terreinen gezocht naar oplossingen in vraagsturing van WP's en EV, zon-PV en inzet van batterijen. Vraagsturing schaaft met de hoeveelheid elektrificatie, zon-PV en batterijen kunnen schalen (markt-gedreven) met flexibiliteitsbehoefte.
 - Randvoorwaarden: congestieneutrale operatie kan geborgd/gefaciliteerd worden met nieuwe aansluitcontracten (CBC, groepscontracten, non-firm ATO). Deze oplossingen, zoals nu geïmplementeerd, bieden korte termijn oplossingen totdat netverzwaring gerealiseerd is.
4. **Elektrificatie in de wijk:** introductie van warmtepompen en EV's leidt tot piekbelastingen, die bij grootschalige (of geconcentreerde) uitrol leiden tot overbelasting van de wijktransformator.
 - Oplossingsrichting: vraagsturing warmtepomp/EV, in combinatie met zon-PV, mogelijk aangevuld met (thuis)batterijen. Vraagsturing schaaft met flexibiliteitsbehoefte voor transport, evenals markt-gedreven batterijen.
 - Randvoorwaarden: vraagsturing en congestieneutrale inzet van batterijen vergt tariefaanpassing ter introductie van de juiste prikkels om piekbelasting van het net te voorkomen (zoals een bandbreedtetarief).

Naast deze ontwikkelingen waarin ontwikkeling van flexibiliteitsbehoefte en -levering sterk met de netten interacteren, zal ook de klassieke flexibiliteitsbehoefte op het landelijke net die niet plaatsgebonden is een rol blijven spelen.

Energiehandel/balanshandhaving: door toenemende bijdragen wind, zon en elektrificatie neemt de behoefte aan flexibiliteit voor de energie- en balanshandhaving toe, maar die behoefte is niet plaatsgebonden.

- Oplossingsrichting: bestaande regelbare opwek en conversie (P2H, P2H2), beide te schalen met residuele basisvraag. Specifiek voor de balanshandhaving vormt de systeembatterij een aanvullende oplossing die inmiddels rendabel is.
- Randvoorwaarden: ontwikkeling van grootschalige conversie, bij voorkeur in samenhang/afstemming met de ontwikkeling van wind op zee. In geval van regelbare opwek, geldt dat deze categorie in een dalende/afbouwende trend zit vanuit de overcapaciteit die werd opgebouwd tussen 2005 en 2015. De vooruitzichten zijn echter niet gunstig, door afnemende inzet in reactie op groeiende bijdragen van wind en zon. Nieuwe investeringen zullen niet snel van de grond komen, maar de afname van bestaand vermogen zal met de toenemende krapte bij lage invoeding van wind en zon mogelijk gaan stabiliseren.

7 Conclusies

Deze interim rapportage presenteert de resultaten van het eerste deel van lopend onderzoek naar flexibiliteit in het elektriciteitssysteem. Het eerste deel van dit onderzoek heeft het karakter van een overzichtsstudie van bestaande inzichten om inzicht te verschaffen in de verwachte behoefte aan flexibiliteit, hoe de verwachte ontwikkeling hiervan zich verhoudt tot de gewenste ontwikkeling, en hoe de gewenste gerealiseerd zou kunnen worden.

Hierbij kan onderscheidt gemaakt worden tussen flexibiliteitsbehoefte en -levering vanuit de groothandelsmarkt (afstemming van energievraag en -aanbod), de systeembalans (afstemming van vermogensvraag en -aanbod), en netcongestie (afstemming van de transportvraag en aanbod).

Deze overzichtsstudie is gestructureerd aan de hand van vier centrale onderzoeksvragen;

1. Wat is grofweg de verwachte behoefte aan flexibiliteit en de mogelijke verdeling tussen de verschillende (sub)vormen van flexibiliteitsaanbod, het technisch potentieel en de systeemkosten op middellange en lange termijn (2030, 2040, 2050)?

Het overzicht van bestaande studies schetst primair voor 2030 en 2050 een beeld van mogelijke ontwikkelingen van flexibiliteitsbehoefte en flexibiliteitslevering voor de groothandelsmarkt. Gedetailleerde beelden voor flexibiliteit in balanshandhaving of congestie zijn niet beschikbaar.

Voor 2030 lopen de beelden al sterk uiteen. Waar de KEV 2022 grotendeels uitgaat van continuering van flexibiliteitsvoorziening op basis van regelbare opwek en interconnectie, schetst de Extra Opgave (vanuit de vraagsectoren) een sterke inzet op grootschalige conversie met 7 GW P2H en 11 GW P2H2 voor kosteneffectieve invulling van sectorale BKG-emissiereductiedoelstellingen. De netbeheerdersscenario's onderscheiden aanvullend ook grootschalige inzet op opslag met systeembatterijen tot 15 GW. Voor 2050 lopen de verschillen verder op. De scenario's onderscheiden relatief elektriciteitsrijke systeembeelden met hoge bijdragen van wind en zon, hoge behoefte aan conversie, opslag en curtailment tegenover systeembeelden die rijker zijn aan moleculaire energiedragers met ofwel hoge inzet op nationale opwek in combinatie met conversie ofwel hoge inzet op waterstofimport.

2. Hoe gevoelig zijn de uitkomsten bij vraag 1 voor verschillende wegingen van de volgende maatschappelijke belangen: leveringszekerheid (en evt. benodigde overdimensionering), betaalbaarheid, veiligheid, leefomgevingskwaliteit en rechtvaardigheid, maatschappelijke betrokkenheid?

Vanuit het perspectief van maatschappelijke belangen lijkt inzet op ombouw en nieuwbouw van regelbaar vermogen tot 2030 hoge kosten met zich mee te brengen en vergt het een CO₂-vrije waterstofvoorziening in aanvulling op de bestaande plannen. Inzet op P2H voor snelle groei richting het technisch potentieel in de orde van 5 GW biedt een gunstige aanvulling, terwijl de inzet op P2H2 relatief kostbaar is maar wel op korte termijn zou moeten worden ingezet en opgeschaald vanwege de bijdrage die het op termijn zal kunnen gaan leveren aan flexibiliteit, de verwaarding van hernieuwbare

elektriciteit voor inzet in het bestaand gebruik van waterstof, indirecte elektrificatie voor eindgebruik dat technisch moeilijk geëlektrificeerd kan worden en flexibiliteit uit reconversie van waterstof. Opslag via systeembatterijen lijkt gunstige invulling van de flexibiliteitsbehoefte in de onbalansmarkt te bieden, maar economische haalbaarheid van verdere groei dan 2 GW ten behoeve van flexibiliteit in de groothandelsmarkt moet nog worden bezien. Flexibiliteit bij kleinverbruik (elektrische auto's en P2H via warmtepompen en e-boilers) en eventuele thuisbatterijen zal voorlopig vooral ingezet moeten worden om congestie op de wijktransformator te beperken en zo de onvermijdelijke verzwaringsopgave op laagspanningsnetten zo veel mogelijk uit te smeren om tijdige verzwarende maatregelen te maken.

3. Welke (sub)vormen en hoeveelheden van flexibiliteit verwachten we tot stand te komen en welke belemmeringen (financieel, wet- en regelgeving, uitvoering) zijn er om andere verdelingen te bereiken?

Voor overige flexibiliteitsopties lijkt een middenpad tussen de extremere scenario-beelden voor 2030 haalbaar vanuit de huidige kaders;

- Het vooruitzicht voor regelbare opwek is verdere terugval tot een vermogen tot 16 GW door verslechterde marktomstandigheden, veelvuldige beleidsinterventies en grote onzekerheden de komende jaren.
- Het vooruitzicht voor haalbare potentieel van P2H houdt met 2,5 GW het midden tussen de scenario-beelden Monitoring Leveringszekerheid Scenario's Huidige Beleid en Hoge Ambitie.
- Het vooruitzicht voor het haalbare potentieel van P2H2 ligt in lijn met de kabinetsambitie van 4 GW, afhankelijk van de verder beleidsinzet op ondersteuningskaders.
- Het vooruitzicht voor haalbare economische potentieel van batterijen ligt op substantieel lagere niveaus dan de scenario's van de netbeheerders, maar er is wel ruimte voor 2 GW onbalansmarkt-gedreven investeringen. Verdere groei zou ondersteuning vergen, maar het gaat hier vooralsnog om een relatief kostbare optie.
- Vraagsturing van elektrische voertuigen en warmtepompen heeft een beperkt potentieel voor flexibiliteitslevering voor handel en balanshandhaving vanwege congestie op LS-netten. Inzet voor congestiemanagement is vooral wenselijk in verband met dreigende congestie (en bijbehorende afnemende leveringszekerheid) op lagere netvlakken vereist het een prikkelmecanisme (zoals bijvoorbeeld een bandbreedtetarief) dat nu ontbreekt.
- Afschakeling van met name zon wordt toegepast met de vereiste aansluiting op tot 50% beperkt vermogen voor SDE++ project en uitval van zon-op-dak treedt automatisch in bij spanningsproblemen in de wijk.
- In geval van industriële vraagsturing zijn weerstanden hoog en lijkt ontsluiting van het potentieel dat geschetst wordt in de netbeheerdersscenario's het best haalbare. Hogere ontsluiting van het potentieel zoals geïnventariseerd in voorgaand onderzoek lijkt slechts haalbaar bij een programmatische aanpak.

4. Hoe interacteert het netcapaciteitsvraagstuk op deze verdelingen? Hoe zou je de variabele 'locatie' wel of niet mee kunnen/willen nemen?

Vanuit een vijftal primaire drivers voor flexibiliteitsbehoefte kunnen vier plaatsgebonden (en netwerk-gebonden) aspecten zien; wind op zee, clusters hernieuwbaar op land, bedrijventerreinen en elektrificatie in de wijk:

- Wind op zee genereert congestie tussen aanlandingslocatie naar het achterland, waarvoor conversie (P2H, P2H2) nabij aanlanding in havens een oplossing biedt die schaalbaar is met de ontwikkeling van de flexibiliteitsbehoefte, waarbij P2H sneller

en tegen lagere kosten ontwikkeld kan worden. Technische potentiële schalen met de behoefte, maar schaling van de ontwikkeling van dit potentieel is nu niet geborgd. Dit vergt beleidskaders voor ontwikkeling van P2H en P2H2 die schaal met wind op zee ontwikkeling en verzwarende van de koppeling tussen MS/HS-net in de havengebieden voor ontsluiting van het potentieel voor P2H op MS-netvlakken.

- Clusters hernieuwbaar op land genereren congestie tussen periferie clusters en het landelijke HS-net. Aansluiten op beperkt vermogen, batterijen of aanwijsgebieden (in combinatie met pMIEK) bieden oplossingsrichtingen, waarbij de eerste twee schalen met de flexibiliteitsbehoefte. De derde impliceert een volloopmodel. Dat vergt respectievelijk congestieneutrale inzet van batterijen (te borgen via nieuwe contractvormen), en daadwerkelijke (formele) instelling aanwijsgebieden ook daadwerkelijk moeten worden ingesteld (die ontbreken in veel RES'en).
- Bedrijventerreinen (elektrificatie, zon-PV, autonome groei) worden geconfronteerd met aansluitproblematiek door beperkte uitvoeringscapaciteit bij netbeheer. Er wordt nu al op veel terreinen gezocht naar oplossingen in vraagsturing warmtepomp/EV, zon-PV en inzet van batterijen. Vraagsturing schaal met de hoeveelheid elektrificatie, zon-PV en batterijen kunnen schalen (markt-gedreven) met flexibiliteitsbehoefte. Dat vergt wel congestieneutrale inzet met nieuwe aansluitcontracten (CBC, groepscontracten, non-firm ATO).
- Elektrificatie in de wijk: introductie van warmtepompen en EV's leidt tot piekbelastingen, die bij grootschalige (of geconcentreerde) uitrol leiden tot overbelasting van de wijktransformator. Vraagsturing warmtepomp/EV, in combinatie met zon-PV, mogelijk aangevuld met (markt-gedreven) thuisbatterijen biedt hier een oplossingsrichting, waarbij vraagsturing schaal met flexibiliteitsbehoefte voor transport, evenals markt-gedreven batterijen. Vraagsturing en congestieneutrale inzet van thuisbatterijen vergt tariefaanpassing voor de juiste prikkels om piekbelasting van het net te voorkomen (zoals een bandbreedtetarief).

Gebruikte begrippen

Begrip	Omschrijving
<i>balancing responsible party</i> (BRP) of programmaverantwoordelijke partij	Een partij in het elektriciteitssysteem die verantwoordelijk is voor het handhaven van de energiebalans. In Nederland zijn dit over het algemeen de energieleveranciers.
<i>balancing service provider</i> (BSP)	Een partij in het elektriciteitssysteem die reservecapaciteit biedt aan de Transmission System Operator (TSO) (in Nederland TenneT) om de systeembalans te handhaven.
balanshandhaving	Het handhaven van evenwicht tussen invoeding en afname van elektriciteit op het netwerk in real-time, ook wel de systeembalans genoemd. Hiermee wordt tevens de netfrequentie van 50 Hz stabiel gehouden. Dit is de verantwoordelijkheid van de Transmission System Operator (TSO), in Nederland TenneT.
congestie of netcongestie	Een tekort aan transportcapaciteit in het elektriciteitsnet. Er is sprake van fysieke congestie als een voorspelde of feitelijke overbelasting van een element in het net optreedt
congestiemanagement	congestiemanagement is het verdelen van de beperkte transportcapaciteit op het elektriciteitsnet om fysieke congestie te voorkomen
<i>curtailment of afschakeling</i>	Het (tijdelijk) inkorten of afschakelen van de productie van zon- en windparken om de energiebalans te handhaven of netcongestie te voorkomen.
elektriciteitsopslag	technologieën waarin is geïnvesteerd met als doel flexibiliteit te bieden aan het elektriciteitssysteem
energiehandel	In de groothandelsmarkt handelen producenten, leveranciers, afnemers en handelaren voorafgaand aan fysieke levering van elektriciteit. Energiehandel vindt plaats via beurzen, via brokers en bilateraal.
flexibiliteit	het vermogen om in het elektriciteitssysteem om te gaan met variabiliteit van en onzekerheid over opwek, vraag en transport van elektriciteit
frequentie, netfrequentie of systeemfrequentie	Frequentie van de wisselstroom op het elektriciteitssysteem, in Europa 50 Hz. Frequentie-afwijkingen ontstaat als gevolg van momentane onbalans tussen vraag en aanbod
groothandelsmarkt	Zie energiehandel
<i>imbalance settlement period</i> (ISP)	Onbalansverrekeningsperiode, de periode waarvoor elke programmaverantwoordelijke partij (BRP) moet inschatten hoeveel zijn portfolio zal produceren en afnemen, in Nederland 15 minuten.
interconnectie of interconnectiecapaciteit	Netwerkverbindingen over de landsgrenzen verzorgen de import, export en transit (doorvoer) van elektriciteit tussen verschillende landen. Hiervoor moet voldoende landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit (ook wel interconnectiecapaciteit genoemd) beschikbaar zijn om levering mogelijk te maken.
marginale kosten	de kosten die de productie van één extra eenheid met zich brengt

Begrip	Omschrijving
onbalansmarkt	In de onbalansmarkt wordt voor elke afwijking van energieprogramma's op- of neerwaarts vermogen geactiveerd om de balans te herstellen (balanshandhaving). TenneT contracteert daarvoor reservevermogen bij <i>balancing service providers</i> (BSP's).
<i>peak shaving</i>	Afvlakken van de toppen in de vraag of het aanbod van energie
<i>ramping constraints</i>	Opstart- en afregelbeperkingen van een energiecentrale
<i>ramping costs</i>	Opstart- en afregelkosten van een energiecentrale
<i>redispatching</i>	Redispatching is een vorm van congestiemanagement. redispatching houdt in dat op het moment dat blijkt dat een overbelasting van een netelement dreigt, de netbeheerder via energiebiebdingen de overbelasting corrigeert. Daarvoor vraagt de netbeheerder partijen <i>upstream</i> van de congestie om af te regelen en partijen <i>downstream</i> van de congestie om evenveel op te regelen. Daardoor neemt de belasting van het betreffende netelement af. Omdat tegelijkertijd in dezelfde mate op- en af wordt geregeld heeft zo'n maatregelen geen effect op de balans tussen vraag en aanbod.
residuele vraag	de vraag naar energie min het aanbod van wind en zon
systeembalans	Zie Balanshandhaving
<i>systeemdiensten</i>	De diensten die TenneT verzorgt om de elektriciteitsvoorziening te garanderen, grote storingen op te lossen, en de balans tussen aanbod en aanbod van elektriciteit te handhaven (systeembalans).
<i>transport system operator (TSO)</i>	Een transmissienetbeheerder (<i>Transmission System Operator</i> , afgekort tot TSO) is een entiteit die is belast met het transport van energie in de vorm van aardgas of elektriciteit op nationaal of regionaal niveau, met behulp van vaste infrastructuur. In Nederland is dit voor elektriciteit TenneT.
<i>variabel renewable energy (VRE)</i>	Hernieuwbare energie(opwerk) met een variabel karakter, zoals zon en wind.
vraagsturing	de sturing van de vraag bij eindgebruikers door aanpassing van de inzet van apparaten bij de eindgebruiker. Vraagsturing kan betrekking hebben op vraagverschuiving of vraagbeperking.

Referenties

- ACM. (2015, december 18). *Begrippenlijst Elektriciteit*. Opgehaald van Autoriteit Consument & Markt (ACM):
https://www.acm.nl/sites/default/files/old_publication/publicaties/14386_begrippenlijst-elektriciteit-2015-12-18.pdf
- ACM. (2022). *Codewijziging congestiemanagement*.
- AFRY. (2020). *The business case and supporting interventions for Dutch offshore wind*. Londen: AFRY. Opgehaald van https://afry.com/sites/default/files/2020-03/dutch_offshorebusinesscases_onlineversion_final.pdf
- Alliander. (2023). Ook elektriciteitsnet in woonwijk loopt tegen grenzen aan. Opgehaald van <https://www.alliander.com/nl/financieel-nieuws/ook-elektriciteitsnet-in-woonwijk-loopt-tegen-grenzen-aan/>
- Arcadis. (2018). *Afwegingsnotitie verkenning aanlanding netten op zee 2030*. Utrecht: RVO. Opgehaald van <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2019/02/2019%20Afwegingsnotitie%20VANOZ%20incl%20bijlagen.pdf>
- Arcadis, Berenschot, TNO. (2023). *Omgevingsveiligheid van toekomstige stromen waterstofrijke energiedragers*. Amersfoort; Utrecht; Amsterdam: ARCADIS; Berenschot; TNO. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-f0ff37150906d4c007ba3575d659c800d2679b8b/pdf>
- Aurora. (2021). *CO2-free flexibility options for the Dutch power system*. Berlijn: Aurora. Opgehaald van https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/rapporten/2022/01/19/co2-free-flexibility-options-for-the-dutch-power-system-door-aurora/Studie_CO2_free_flexibility_options_for_the_Dutch_power_system.PDF
- Autoriteit Persoonsgegevens. (2022, mei 3). *Gedragscode Slim Netbeheer goedgekeurd door AP*. Opgehaald van <https://www.autoriteitpersoonsgegevens.nl/actueel/gedragscode-slim-netbeheer-goedgekeurd-door-ap>
- BDH. (2022, februari 15). *Installatiemonitor*. Harderwijk/Rotterdam. Opgehaald van <https://www.installatiemonitor.nl/wp-content/uploads/2022/02/Eindrapportage-Installatiemonitor-v2.1.pdf>
- Berenschot, Kalavasta. (2020). *Klimaatneutrale Energiescenario's 2050*. Utrecht: Berenschot. Opgehaald van https://www.berenschot.nl/media/hl4dygfg/rapport_klimaatneutrale_energiescenario_s_2050_2.pdf
- Berenschot, TNO. (2017). *CO2-vrije waterstofproductie uit gas*. Utrecht: Berenschot. Opgehaald van <https://projecten.topsectorenergie.nl/storage/app/uploads/public/5be/057/6e7/5be0576e7f09a133717726.pdf>
- Berenschot, TNO. (verwacht in 2023). *Verkenning bestaand regelvermogen voor I13050 (updated) - conceptrapportage*. Utrecht.
- CBS. (2023). *Statline*. Opgehaald van Emissies broeikasgassen (IPCC); klimaatsector, kwartaal: <https://opendata.cbs.nl/#/CBS/nl/dataset/84979NED/table>

- CE Delft. (2014). *Denktank Vernieuwing Energiemarkt: Investerings in vermogen hernieuwbare elektriciteit*. Delft: CE Delft. Opgehaald van https://ce.nl/wp-content/uploads/2021/03/3B37_Bijlage_4_Investeren_in_hernieuwbare_energie.pdf
- CE Delft. (2015). *Potential for Power-to-Heat*. Delft: CE Delft. Opgehaald van https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2021/04/CE_Delft_3E04_Potential_for_P2H_in_Netherlands_DEF.pdf
- CE Delft. (2016). *Markt en flexibiliteit*. Delft: CE Delft. Opgehaald van https://ce.nl/wp-content/uploads/2021/03/CE_Delft_3E90_Achtergrondrapport_Markt_en_Flexibiliteit_Def.pdf
- CE Delft. (2020). *Verkenning ontwikkeling CO2-vrije flexibele energietechnieken*. Delft: CE Delft. Opgehaald van https://ce.nl/wp-content/uploads/2021/03/CE_Delft_190402_Quickscan_ontwikkeling_CO2-vrije_flexibele_energietechnieken_Def-1.pdf
- CE Delft. (2021). *Omslagpunt grootschalige batterijopslag*. Delft: CE Delft. Opgehaald van https://ce.nl/wp-content/uploads/2022/01/CE_Delft_210361_Omslagpunt_grootschalige_batterijopslag_Achtergrondrapport_Def.pdf
- CE Delft. (2022). *100% CO2-vrije elektriciteit in 2035. Spoorboekje voor opschaling naar 2035*. Delft: CE Delft. Opgehaald van https://ce.nl/wp-content/uploads/2022/09/CE_Delft_220186_100_CO2-vrije_elektriciteit_in_2035_Def_nieuw.pdf
- CE Delft. (2023). *Beleid voor grootschalige batterijsystemen en afnamenetcongestie*. Delft: CE Delft. Opgehaald van https://ce.nl/wp-content/uploads/2023/04/CE_Delft_220376_Achtergrondrapport_Beleid_voor_grootschalige_batterijsystemen_en_afnamenetcongestie_DEF.pdf
- CE Delft, ECN. (2018). *Flexibiliseringsmechanismen in relatie met saldering*. Delft: CE Delft. Opgehaald van https://ce.nl/wp-content/uploads/2021/03/CE_Delft_ECN_3K59_Flexibiliseringsmechanismen_in_relatie_met_saldering_Def_update.pdf
- CE Delft, Overview, Berenschot, EXE, Greenspread. (2016). *Peakshaving van zon-PV met de elektrische boiler*. CE Delft; Overview; Berenschot; EXE; Greenspread. Delft: CE Delft. Opgehaald van https://ce.nl/wp-content/uploads/2021/03/Eindrapportage_E-boiler-LR.pdf
- CE Delft, TNO. (2022). *50% green hydrogen for Dutch industry*. Delft: CE Delft. Opgehaald van https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2022/03/CE_Delft_210426_50_percent_green_hydrogen_for_Dutch_industry_FINAL.pdf
- CE Delft, TNO. (2022). *Gaswinning op de Noordzee. En de afspraken daarover in het Akkoord voor de Noordzee*. Delft: CE Delft. Opgehaald van https://ce.nl/wp-content/uploads/2022/12/CE_Delft_220381_Gaswinning_op_de_Noordzee_Def.pdf
- Chemelottafel. (2022). *Cluster Energie Strategie 2022 Chemelot 2030-2050*. Chemelottafel. Opgehaald van <https://www.chemelot.nl/IManager/MediaLink/915/77559/39923/2271493/>
- DeMorgen. (2022, oktober 27). *Vlaamse subsidies voor thuisbatterijen worden stopgezet in maart 2023: 'Een heel goede beslissing'*. Opgehaald van [www.demorgen.be](https://www.demorgen.be/nieuws/vlaamse-subsidies-voor-thuisbatterijen-worden-stopgezet-in-maart-2023-een-heel-goede-beslissing~ba960b29/?referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F): <https://www.demorgen.be/nieuws/vlaamse-subsidies-voor-thuisbatterijen-worden-stopgezet-in-maart-2023-een-heel-goede-beslissing~ba960b29/?referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F>
- DNE research. (2022). *Nationaal Smart Storage trendrapport 2022*. Heerhugowaard: DNE research. Opgehaald van <https://energeia-binary-external->

- prod.imgix.net/QwdBaxFGctW4q4WyfRIVFgDB6jY.pdf?dl=Smart+Storage+Trendrapport+2022.pdf
- DNV GL. (2018). *Verkenning naar mogelijkheden om aardgas te vervangen in industriële verhitingsprocessen*. Arnhem: DNV GL. Opgehaald van <https://www.dnv.com/oilgas/download/report-replace-natural-gas-with-hydrogen-for-industrial-heating-processes.html>
- DNV GL. (2019). *Effective and cost reflective distribution tariffs*. Arnhem: DNV GL.
- DNV GL. (2020). *De mogelijke bijdrage van industriële vraagrespon op leveringszekerheid*. Arnhem: DNV GL. Opgehaald van <https://www.dnv.nl/Publications/de-mogelijke-bijdrage-van-industriële-vraagrespon-aan-leveringszekerheid-190655>
- DNV GL. (2020). *De mogelijke bijdrage van Industriële vraagrespon op leveringszekerheid*. Arnhem: DNV GL.
- DNV GL, TNO. (2021). *Flexibiliteit in de gebouwde omgeving: wegwijzer voor ondernemers*. Arnhem, Amsterdam: DNV GL, TNO. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34637739/OyZlcx/gerwen-2021-flexibiliteit.pdf>
- ECN. (2008). *De toekomstige elektriciteitsinfrastructuur van Nederland*. Amsterdam: ECN. Opgehaald van <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2008/o08006.pdf>
- ECN. (2009). *Onrendabele top berekeningen voor nieuw WKK-vermogen 2009*. Amsterdam: ECN. Opgehaald van https://refman.energytransitionmodel.com/rails/active_storage/blobs/redirect/eyJfc mFpbHMiOmsibWVzc2FnZSI6IkJBaHBBcGtEliwiZXhwIjpudWxsLCJwdXIiOiJibG9iX2lkIn 19-- 0c10459879a520f955c3faa04cbccfd967387f7/ECN_200902_Onrendabele%20top %20berekeningen%20voor%20WKK
- ECN, Alliander. (2017). *Demand and supply of flexibility in the power system of the Netherlands, 2015-2050: Key messages*. Amsterdam: Energieonderzoek Centrum Nederland. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34629465/3j5Da4/e17063.pdf>
- ECN>TNO. (2019). *Eindverslag Haalbaarheidsstudie Elektrificatie bestaande gasketels*. Den Haag: Topsector Energie. Opgehaald van <https://projecten.topsectorenergie.nl/storage/app/uploads/public/60e/c47/e57/60ec47e57cb23063991617.pdf>
- Ecofys; Greenvis. (2016). *Collectieve warmte naar lage temperatuur*. Ecofys; Greenvis. Opgehaald van <https://greenvis.nl/nieuws/opinie/lage-temperatuurnetten-zijn-de-toekomst/>
- ElaadNL. (2021, oktober). *Elektrisch rijden in stroomversnelling. Elektrificatie van personenauto's tot en met 2050*. Arnhem: Elaad. Opgehaald van https://elaad.nl/wp-content/uploads/2022/05/2021Q3_Elaad_Outlook_Personenautos_2050.pdf
- ElaadNL. (2022). *Outlook Logistiek & Bedrijventerreinen*.
- ElaadNL. (2023). *Regulier en netbewust laden. Outlook laadprofielen Personenauto's*. Arnhem: ElaadNL. Opgehaald van https://elaad.nl/wp-content/uploads/downloads/Rapport_Outlook_Laadprofielen.pdf
- ElaadNL, ENCS. (2019). *Security requirements for procuring EV charging stations*. Arnhem: ElaadNL. Opgehaald van https://encs.eu/wp-content/uploads/2021/09/EV-301-2019-Security-requirements-for-procuring-EV-charging-stations_poPlxk-1.pdf
- Elektriciteitswet 1998. (2022). *Elektriciteitswet 1998 (01-10-2022)*. Opgehaald van Wettenbank: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0009755/2022-10-01>
- Eneco. (2019). *Handleiding SlimmeBoiler Module van Eneco*. Opgehaald van https://www.eneco.nl/~media/eneco-nl/pdf/eneco_brochure-a5---handleiding-

- slimmeboiler-module-
los.pdf?la=en/&hash=BB8057AF73BAC91AB9BED6E3407AEFBC
- EPRS. (2023, April). EU rules for renewable hydrogen, delegated regulations on a methodology for renewable fuels of non-biological origin. *EU rules for renewable hydrogen, delegated regulations on a methodology for renewable fuels of non-biological origin*.
- ETN Global. (2020). *Hydrogen gas turbines. The path towards a zero-carbon gas turbine*. Brussel: European Turbine Network. Opgehaald van <https://etn.global/wp-content/uploads/2020/01/ETN-Hydrogen-Gas-Turbines-report.pdf>
- Europese Commissie. (2022). *Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2023*.
- Europese Commissie. (2023). *REPOWEREU: One year on EU27*. Opgehaald van https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-05/EU_REPowerEU.pdf
- Europese Raad. (2023, juni 19). *consilium.europa.eu*. Opgehaald van Council and Parliament reach provisional deal on renewable energy directive: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/03/30/council-and-parliament-reach-provisional-deal-on-renewable-energy-directive/>
- Expertteam Energiesysteem 2050. (2022). *Notitie energiesysteembeelden 2050*. Utrecht: Expertteam.
- Expertteam Energiesysteem 2050. (2022, mei). *Notitie uitgangspunten Outlook Energiesysteem 2050*. Opgehaald van https://etes2050.nl/actueel/downloads_getfilem.aspx?id=1450137
- Expertteam Energiesysteem 2050. (2023). *Outlook Energiesysteem 2050*. Utrecht: Expertteam Energiesysteem 2050.
- Frontier Economics. (2019). *Profitability and Dispatch of MMP3 Power Plant with Alternative Fuels*. Keulen: Frontier Economics. Opgehaald van <https://www.frontier-economics.com/media/3527/profitability-and-dispatch-of-mpp3-power-plant-with-alternative-fuels.pdf>
- Fruent, J. (2011). *Analysis of Balancing Requirements in Future Sustainable and Reliable Power Systems*. Eindhoven: TU Eindhoven. Opgehaald van <https://pure.tue.nl/ws/files/3014724/711271.pdf>
- Gasunie. (2022). *Ontwikkelingen aardgasstromen, impact op netwerken en relatie tot het private Delta Corridor initiatief*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-02a99b7407a07d7fb09ade40d857e87513ff64a1/pdf>
- Havenbedrijf Rotterdam. (2022). *Cluster Energie Strategie Rotterdam Moerdijk*. Rotterdam: Havenbedrijf Rotterdam.
- Havenbedrijf Rotterdam. (2023). *Een nieuw energiesysteem*. Opgehaald van <https://www.portofrotterdam.com/nl/haven-van-de-toekomst/energietransitie/een-nieuw-energiesysteem>
- Heggarty, T., Bourmaud, J., Girard, R., & Kariniotakis, G. (2020). Quantifying power system flexibility provision. *Applied Energy*, 115852. Opgehaald van <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626192031326X>
- Huber, D., De Clerck, Q., De Cauwer, C., Sapountzoglou, N., Coosemans, T., & Messagie, M. (2021). Vehicle to grid impacts on the total cost of ownership for electric vehicle drivers. *World Electric Vehicle Journal*, 12(4), 236. doi:<https://doi.org/10.3390/wevj12040236>
- H-vision. (2019). *Blue hydrogen as accelerator and pioneer for energy transition in the industry*. Rotterdam: H-vision. Opgehaald van <https://www.deltalinqs.nl/stream/h-vision-eindrapport-blue-hydrogen-as-accelerator>
- Hynetwork Services. (2023). *Market update Hydrogen Network Netherlands*. Groningen: Hynetwork Services.

- HyXchange, TNO, Berenschot. (2023). *HyXchange H2SMS project - results system simulation 2030*. Utrecht: HyXchange. Opgehaald van <https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:7058711012039909376>
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen*. Parijs: IEA. Opgehaald van https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- IEA. (2021). *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector*. Parijs: IEA. Opgehaald van https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf
- IEA. (2022). *World Energy Outlook 2022*. Parijs: International Energy Agency. Opgehaald van <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>
- IEA, NEA. (2020). *Projected Costs of Generating Electricity*. Parijs: IEA International Energy Agency. Opgehaald van <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>
- ISPT. (2020). *Integration of Hydrohub GigaWatt Electrolysis facilities in five industrial clusters in The Netherlands*. Amersfoort: ISPT. Opgehaald van <https://ispt.eu/media/Final-report-ISPT-GW-Water-Electrolysis-Project-Integration-in-Five-Industrial-Clusters-Final-Report.pdf>
- ISPT. (2022). *A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant. Advanced Design and Total Installed-Capital Costs*. Amersfoort: Hydrohub Innovation Program. Opgehaald van <https://ispt.eu/media/Public-report-gigawatt-advanced-green-electrolyser-design.pdf>
- JRC. (2021). *Battery supply chain challenges*. Opgehaald van RMIS - Raw Materials Information System. Batteries supply chain analyses foresight: <https://rmis.jrc.ec.europa.eu/analysis-of-supply-chain-challenges-49b749>
- Kawasaki. (2015, december 21). *Kawasaki develops low-NOx hydrogen-fueled gas turbine combustion technology*. Opgehaald van [global.kawasaki.com: https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20151221_2830](https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20151221_2830)
- Kawasaki. (2022, augustus 26). *Kawasaki M5A Gas Turbine Achieves 100,000 Commercial Operation Hours*. Opgehaald van [global.kawasaki.com: https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20151221_2830](https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20151221_2830)
- Klimaatexpert.com*. (2023, 1 18). Opgehaald van COP, SCOP en rendement van een warmtepomp. Het verbruik van een warmtepomp: <https://www.klimaatexpert.com/warmtepomp/technisch/cop-scop-en-rendement>
- Lazard. (2021). *Lazard's levelized cost of storage analysis - version 7*. New York: Lazard.
- MilieuCentraal. (2023, 7 1). *Hybride warmtepomp*. Opgehaald van <https://www.milieucentraal.nl/energie-besparen/duurzaam-verwarmen-en-koelen/hybride-warmtepomp/>
- MilieuCentraal. (2023). *Thuisbatterij: zonne-energie opslaan*. Opgehaald van [www.milieucentraal.nl: https://www.milieucentraal.nl/energie-besparen/zonnepanelen/thuisbatterij-zonne-energie-opslaan/](https://www.milieucentraal.nl/energie-besparen/zonnepanelen/thuisbatterij-zonne-energie-opslaan/)
- MilieuCentraal. (2023, Maart 7). *Volledig elektrische warmtepomp*. Opgehaald van <https://www.milieucentraal.nl/energie-besparen/duurzaam-verwarmen-en-koelen/volledige-warmtepomp/>
- ministerie van BZK. (2022, mei 17). *Normering hybride warmtepompen*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-1b13f0fa73aeda00ffa1c07c120222dd00932af/pdf>
- ministerie van EZK. (2021). *Integraal nationaal energie en klimaatplan 2031-2050*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-d5298e21-e4c7-476d-822c-d713cb38a71e/pdf>

- ministerie van EZK. (2022, juni 10). *Contouren Nationaal plan energiesysteem*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-261ff8e866899ea8f91905061cad63f68a5705b0/pdf>
- ministerie van EZK. (2022, juli 4). *Kamerbrief bijmengverplichting groen gas*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-340ab97d9dc06e18736afa124aba68be873a60b1/pdf>
- ministerie van EZK. (2022, december 2). *Kamerbrief Voortgang waterstofbeleid*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-7c7b4555e9e760329c2a83ebef633fdac833dc18/pdf>
- ministerie van EZK. (2022, juni). *Ontwerp beleidsprogramma klimaat*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-53899d440127f31fa5f7382c72d031007894dd2e/pdf>
- ministerie van EZK. (2023, april 26). *Kamerbrief voorjaarsbesluitvorming klimaat*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-77b639d132c52e5e1d75a36381fb6e60748ed8bb/pdf>
- ministerie van EZK. (2023, juni 23). *Kamerbrief Vormgeving instrumentarium hernieuwbare waterstof*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/9b957903-442d-4ca3-9aba-d73b6785cf6e/file>
- ministerie van EZK. (2023, Mei 25). *Stimulering gebruik van waterstof*. Opgehaald van Rijksoverheid: <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/duurzame-energie/overheid-stimuleert-de-inzet-van-meer-waterstof>
- Ministerie van Financiën. (2023). *Voorjaarsnota 2023*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-a46db680cc67398e673053092b9b68b317128abc/pdf>
- Morales-España, G., Nycander, E., & Sijm, J. (2021). Reducing CO2 emissions by curtailing renewables: Examples from optimal power system operation. *Energy Economics*, 99, 105277. doi:<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105277>
- NAL. (2023). *Nationale Agenda Laadinfrastructuur*. Opgehaald van <https://www.agendalaadinfrastructuur.nl/default.aspx>
- Nationaal Waterstof Programma. (2022). *Routekaart Waterstof*. Nationaal Waterstof Programma. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-4e9a5511ce0f4193c14ef14fe7f820838b84fb03/pdf>
- Netbeheer Nederland. (2020). *Codewijzigingsvoorstel herziening congestiemanagement*. Den Haag: Netbeheer Nederland.
- Netbeheer Nederland. (2021). *Het energiesysteem van de toekomst*. Den Haag: Netbeheer Nederland.
- Netbeheer Nederland. (2023). *Het energiesysteem van de toekomst: de I/3050-scenario's*. Den Haag: Netbeheer Nederland. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-7219ac2558977a6050ac4db764d2ddebb156df32/pdf>
- Netcode elektriciteit. (2023). *Netcode elektriciteit, Art. 9.10 lid 2c (18-12-2022)*. Opgehaald van Wettenbank: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0037940/2022-12-18>
- NETL. (2023, 2 16). *NETL Internal Combustion and Turbine Research*. Opgehaald van Gas Turbine Handbook: <https://netl.doe.gov/sites/default/files/gas-turbine-handbook/6-0-2.pdf>
- Nieman. (2017, 11 30). *Brandveiligheid thuisaccu's*. Opgehaald van <https://www.nieman.nl/publicatie/brandveiligheid-thuisaccus/>
- Nieuwsblad Transport. (2022, maart 28). *Groningen Seaports herontwikkelt Oosterhorn-Zuid*. (R. Kok, Redacteur) Opgehaald van <https://www.nt.nl/havens/2022/03/28/groningen-seaports-herontwikkelt-oosterhorn-zuid/?gdpr=deny>

- NOS. (2021, december 11). *Veel meer klachten over drukte op stroomnet en uitgeschakelde zonnepanelen*. (J. Schellevis, Redacteur) Opgeroepen op april 11, 2023, van NOS Nieuws: <https://nos.nl/artikel/2409022-veel-meer-klachten-over-drukke-op-stroomnet-en-uitgeschakelde-zonnepanelen>
- NOS. (2023, 5 9). *Oproep aan bedrijven: gebruik vooral energie als er veel wind of zon is*. Opgehaald van NOS: <https://nos.nl/artikel/2464684-oproep-aan-bedrijven-gebruik-vooral-energie-als-er-veel-wind-of-zon-is>
- NOW. (2018). *Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*. Berlin: NOW. Opgehaald van https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie_v04.1.pdf
- NU.nl. (2023, 7 5). *Dynamisch energiecontract steeds populairder: driemaal zo veel als eind 2022*. Opgehaald van NU.nl: <https://www.nu.nl/economie/6270957/dynamisch-energiecontract-steeds-populairder-driemaal-zo-veel-als-eind-2022.html>
- Oberg, S., Odenberg, M., & Johnsson, F. (2022). Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 47, Issue 1, Pages 624-644.
- Patteeuw, D., Reynders, G., Bruninx, K., Protopapadaki, C., Delarue, E., D'haeseleer, W., . . . Helsen, L. (2015, October 15). CO₂-abatement cost of residential heat pumps with active demand response: demand- and supply-side effects. *Applied Energy*, 156, 490-501. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.07.038>
- PBL. (2019). *Korte modelbeschrijving OPERA*. Den Haag: PBL. Opgehaald van https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-korte-modelomschrijving-opera_3838.pdf
- PBL. (2021). *Conceptadvies SDE++ 2022 Grootschalige elektrische boilers*. Den Haag: PBL. Opgehaald van <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-conceptadvies-sde-plus-plus-2022-grootschalige-elektrische-boilers-4389.pdf>
- PBL. (2021). *Conceptadvies SDE++ 2022 Waterstofproductie via elektrolyse*. Den Haag: PBL. Opgehaald van <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-conceptadvies-sde-plus-plus-2022-waterstofproductie-via-elektrolyse-4392.pdf>
- PBL. (2022). *Eindadvies SDE++ 2022*. Den Haag: PBL. Opgehaald van <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2022-eindadvies-sde-plus-plus-2022-4403.pdf>
- PBL. (2022). *Klimaat- en Energieverkenning 2022*. Den Haag: PBL Planbureau voor de Leefomgeving. Opgehaald van <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2022-klimaat-en-energieverkenning-4838.pdf>
- PBL. (2022). *Klimaat- en Energieverkenning 2022*. Den Haag: PBL Planbureau voor de Leefomgeving. Opgehaald van <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2022-klimaat-en-energieverkenning-4838.pdf>
- PBL. (2022). *Negatieve emissies*. Den Haag: PBL. Opgehaald van https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2017-negatieve-emissies-technisch-potentieel-realistisch-potentieel-en-kosten-voor-nederland_2606.pdf
- PBL. (2022). *Reflectie op cluster energiestrategieën 2022 (CES 2.0)*. Den Haag: PBL. Opgehaald van https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2022-reflectie-op-cluster-energiestrategieen-2022_4789.pdf
- PBL. (2023). *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2023*. Den Haag: PBL. Opgehaald van <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2023-eindadvies-sde-plus-plus-2023-4814.pdf>
- Peeeks, Eneco. (2017). *Onbalansreductie door energy pooling e-boilers*. Peeeks B.V.; Eneco Installatiebedrijven Groep B.V.; Eneco Energy Trade B.V. Delft: Peeeks. Opgehaald van

- <https://projecten.topsectorenergie.nl/storage/app/uploads/public/5a6/711/a2a/5a6711a2a5c07263807076.pdf>
- PGS. (2022, 11 10). *Ontwikkeling PGS 37 richtlijn voor lithium-houdende energiedragers verloopt voorspoedig*. Opgehaald van <https://publicatiereeksgevaarlijkstoffen.nl/nieuws/ontwikkeling-pgs-37-richtlijn-voor-lithiumhoudende-energiedragers-verloopt-voorspoedig/>
- RDI. (2021, juli 12). *Kwetsbare digitale infrastructuur vormt risico voor energietransitie*. Opgehaald van <https://www.rdi.nl/actueel/nieuws/2021/07/12/kwetsbare-digitale-infrastructuur-vormt-risico-voor-energietransitie>
- Regeling algemene regels ruimtelijke ordening. (2021). *Regeling algemene regels ruimtelijke ordening (01-12-2020)*. Opgehaald van Wettenbank: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0030378/2020-12-01>
- RH DHV. (2020). *Project 6-25 Technology Validation*. Amersfoort: RH DHV. Opgehaald van https://www.6-25.nl/wp-content/uploads/2020/07/P6-25-Validation-Study_Final_RHDHV_PDC_01072020.pdf
- RH DHV. (2022). *Meerwaarde Smart Energy Hubs voor Oost-Nederland*. Amersfoort: RH DHV. Opgehaald van <https://oostnl.nl/sites/default/files/attachments/Meerwaarde%20SEH%20Oost%20NL%20-%20Eindrapport%20061022.pdf>
- Richtlijn tot wijziging Richtlijn tot vaststelling van een systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Unie. (2021). *Richtlijn tot wijziging Richtlijn tot vaststelling van een systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Unie*. Brussel. Opgehaald van <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0551>
- Rijksoverheid. (2023). *Mobiliteit*. Opgehaald van Dashboard klimaatbeleid: <https://dashboardklimaatbeleid.nl/mosaic/mosaic/mobiliteit>
- RLI. (2018). *Stroomvoorziening onder digitale spanning*. Den Haag: RLI Raad voor de leefomgeving en infrastructuur. Opgehaald van https://www.rli.nl/sites/default/files/stroomvoorziening_onder_digitale_spanning_rli_advies.pdf
- RVO. (2022). *Actieplan hybride warmtepompen*. Utrecht: RVO. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-b36aa563643535c28f085e9684dbdb90ce66d528/pdf>
- RVO. (2023, juni 6). *Cijfers elektrisch vervoer*. Opgehaald van www.rvo.nl/onderwerpen/elektrisch-rijden/cijfers
- RVO. (2023). *Electric Vehicles Statistics in the Netherlands*. Utrecht: RVO. Opgehaald van <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2023-02/Statistics-Electric-Vehicles-and-Charging-in-The-Netherlands-up-to-and-including-jan-2023.pdf>
- Sintef. (2019). *D1.4 Mapping, Characterization and Critical Evaluation of the State-of-the-Art*. Trondheim: Arbaheat.
- Solar Magazine. (2022, December). Projectontwikkelaars hebben pijplijn van 20 gigawatt batterijen. *Solar Magazine*, p. 5. Opgehaald van <https://solarmagazine.nl/u/magazine/sm5-2022.pdf>
- SolarMagazine. (2020, september 21). Nieuwe werkwijze Liander: netbeheerder plaatst wekelijks 60 transformatorhuisjes. *SolarMagazine*. Opgehaald van <https://solarmagazine.nl/nieuws-zonne-energie/i27988/nieuwe-werkwijze-liander-netbeheerder-plaatst-wekelijks-60-transformatorhuisjes>
- SolarMagazine. (2023, februari 22). *Stedin: 18 procent meer klachten over uitvallen omvormers zonnepanelen*. (E. v. Gastel, Redacteur) Opgeroepen op april 11, 2023, van <https://solarmagazine.nl/nieuws-zonne-energie/i29058/stedin-18-procent-meer-klachten-over-uitvallen-omvormers-zonnepanelen>

- Strategy&, TenneT. (2021). *Unlocking Industrial Demand Side Response*. Amsterdam: Strategy&, TenneT.
- Strategy. (2022). *Handboek verdienmodellen batterij*. Woudenberg: Strategy. Opgehaald van https://download-files.wixmp.com/ugd/d333a2_6c209cf5c62e4ecf82a35cd7cb246616.pdf?token=eyJhbGciOiJIUzI1NiIsInR5cCI6IkpXVCJ9.eyJpc3MiOiJ1cm46YXBwOmU2NjYzMGU3MTRmMDQ5MGFhZWExZjE0OWIzYjY5ZTMylwiwiczViljoidXJuOmFwcDplNjY2MzBINzE0ZjA0OTBhYWVhMWYxNDliM2I2OWUzMil
- Strategy. (2023, mei 18). *34 GW aan batterijprojecten in beeld bij netbeheerders per eind februari 2023*. Opgehaald van Strategy: <https://www.strategy.nl/post/34-gw-aan-batterijprojecten-in-beeld-bij-netbeheerders-per-eind-februari-2023>
- Strategy. (2023, januari 18). *Batterijen dreigen energiemarkten te overspoelen: 20 GW in pijplijn*. Opgehaald van Strategy: <https://www.strategy.nl/post/batterijen-dreigen-energiemarkten-te-overspoelen-20-gw-in-pijplijn>
- TenneT. (2018). *Monitoring Leveringszekerheid 2018*. Arnhem: TenneT.
- TenneT. (2019). *Monitoring Leveringszekerheid 2019*. Arnhem: TenneT.
- TenneT. (2019). *TenneT Flexibility Monitor*. Arnhem: TenneT. Opgehaald van https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2022-07/20200117_TenneT_Flexibility_Monitor.pdf
- TenneT. (2022, Oktober 31). Handboek aFRR voor BSP's, eisen en procedures voor aFRR levering. *Handboek aFRR voor BSP's, eisen en procedures voor aFRR levering*.
- TenneT. (2022, juli 8). Handboek FCR voor BSP's, eisen en procedures voor FCR-levering. *Handboek FCR voor BSP's, eisen en procedures voor FCR-levering*.
- TenneT. (2022). *Investeringsplan Net op land 2022-2031*. Arnhem: TenneT.
- TenneT. (2022). *Monitoring Leveringszekerheid 2022*. Arnhem: TenneT.
- TenneT. (2022, maart 29). *Onbalansprijsystematiek. Hoe komen de geldstromen tot stand?* Arnhem: TenneT.
- TenneT. (2022). *Report congestion revenues TenneT TSO B.V. for the period January 2021 - December 2021*. TenneT. Opgehaald van <https://www.acm.nl/sites/default/files/documents/report-auction-receipts-tennet-2021.pdf>
- TenneT. (2023). *Balanceringsmarkten*. Opgehaald van <https://netztransparenz.tennet.eu/nl/elektriciteitsmarkt/elektriciteitsmarkt/balanceringsmarkten/>
- TenneT. (2023). *BRP register*. Opgehaald van <https://www.tennet.eu/nl/de-elektriciteitsmarkt/balansverantwoordelijken-brps/brp-register>
- TenneT. (2023, februari 28). Handboek/productinformatie Noodvermogen voor BSP's, eisen en procedures voor noodvermogen levering. *Handboek/productinformatie Noodvermogen voor BSP's, eisen en procedures voor noodvermogen levering*.
- TenneT. (2023, februari 21). *Leveringszekerheid*. Opgehaald van <https://www.tennet.eu/nl/nl/leveringszekerheid>
- TenneT. (2023, 3 23). *Ondersteunende diensten (Nederland)*. Opgehaald van *Ondersteunende diensten (Nederland)*: <https://www.tennet.eu/nl/de-elektriciteitsmarkt/ondersteunende-diensten-nederland>
- TenneT. (2023). *Report congestion revenues TenneT TSO B.V. for the period January 2022 - December 2022*. TenneT. Opgehaald van <https://www.acm.nl/system/files/documents/report-auction-receipts-tennet-tso-2022.pdf>
- TenneT, Stedin, Port of Rotterdam. (2019). *Een haven vol energie*. Rotterdam: TenneT, Stedin, Port of Rotterdam.

- TKI E&I. (2022). *Industriële flexibiliteit: de complexe opgave van flex*. Amersfoort: TKI E&I. Opgehaald van <https://ispt.eu/media/Whitepaper-industriële-flexibiliteit-TKI-Energie-en-Industrie.pdf>
- TKI E&I, TNO, DNV GL, MSG. (2021). *Elektrificatie: cruciaal voor een duurzame industrie*. Amersfoort: TKI E&I.
- TKI Energie & Industrie, TNO, DNV GL, MSG. (2021). *Elektrificatie: cruciaal voor een duurzame industrie. Routekaart Elektrificatie in de Industrie*. Amersfoort: TKI E&I. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34638678/cKVxSU/TNO-2021-routekaart.pdf>
- TKI Energie en Industrie. (2022). *Industriële flexibiliteit: een complexe opgave*. Amersfoort: TKI Energie en Industrie.
- TNO. (2020). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050*. Amsterdam: TNO. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34636734/bgfjKg/TNO-2020-P10338.pdf>
- TNO. (2020). *Verkenning instrumentatie voor industriële elektrificatie*. Amsterdam: TNO. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34637520/GMxtCg/TNO-2020-P11648.pdf>
- TNO. (2022). *Barriers to demand response*. TNO, Energy Transition Studies. Amsterdam: TNO. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34639482/Gliqt5/TNO-2022-P10368.pdf>
- TNO. (2022). *Extra opgave elektriciteitsvoorziening*. Amsterdam: TNO. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34639989/E9mSzc/TNO-2022-M10695.pdf>
- TNO. (2022). *Flexibiliteit e-boiler in Rotterdam-Moerdijk*. Amsterdam: TNO.
- TNO. (2022). *Impact 'Fit for 55' voorstel voor herziening RED op de vraag naar groene waterstof in Nederland*. Amsterdam: TNO. Opgehaald van <https://repository.tno.nl/islandora/object/uuid%3A11d7bb0d-9e9d-42da-9728-68919d47976e>
- TNO. (2022). *Nederland onafhankelijk van Russisch gas. Opties voor korte en lange termijn*. Amsterdam: TNO. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34639589/LEV0uh/TNO-2022-P10971.pdf>
- TNO. (2022). *Offshore wind business feasibility in a flexible and electrified Dutch energy market by 2030*. Petten: TNO. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34640203/tMITI0/TNO-2022-offshorewind.pdf>
- TNO. (2022). *Technology Factsheets*. Opgehaald van Energy.nl: <https://energy.nl/datasheets/>
- TNO. (2022). *The role of demand response in the power system of the Netherlands, 2030-2050*. Amsterdam: TNO. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34639481/emVYyq/TNO-2022-P10131.pdf>
- TNO. (2022). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050 – Scenario update and analysis of heat supply and chemical and fuel production from sustainable feedstocks*. Amsterdam: TNO. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34639435/TzUN1t/TNO-2022-P10162.pdf>
- TNO. (2023). *Het anders aansturen van hybride warmtepompen en thuisbatterijen heeft mogelijk de potentie om netcongestie te verminderen*. TNO, Energy Transition Studies. Amsterdam: TNO. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34640806/xRp8iM/TNO-2023-M10529.pdf>
- TNO. (2023). *Naar een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040 - een verkenning*. Amsterdam: TNO. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34640677/vqGKqI/TNO-2021-P12683.pdf>
- TNO, CBS. (2020). *The Dutch hydrogen balance, and the current and future representation of hydrogen in the energy statistics*. Amsterdam: TNO. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-dca8a3f6-1f43-44eb-b8a9-63c496bd2f57/pdf>

- TNO, CBS. (2020). *Warmtemonitor 2019*. Den Haag: TNO, CBS. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34637063/VUtytF/segers-2020-warmtemonitor.pdf>
- TNO, DNV GL. (2022, maart 11). *Fotovoltaïsche zonne-energie op een kleinere netaansluiting. Eindadvies SDE++ 2022*. Den Haag: PBL. Opgehaald van [www.pbl.nl](https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2022-zon-pv-op-een-kleinere-netaansluiting-4909.pdf): <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2022-zon-pv-op-een-kleinere-netaansluiting-4909.pdf>
- TNO, HCSS, EY, NEVI, Leiden, CLM/Universiteit. (2015). *Materialen in de Nederlandse economie*. Utrecht: RVO. Opgehaald van https://www.rvo.nl/sites/default/files/2021/08/TNO-rapport-materialen-in-de-nederlandse-economie-een-kwetsbaarheidsanalyse_0.pdf
- TNO, PBL. (2022, augustus). *Elektrisch rijden personenauto's & logistiek: trends en impact op het elektriciteitssysteem*. Den Haag: PBL. Opgehaald van [www.pbl.nl](https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2022-elektrisch-rijden-personenautos-en-logistiek-trends-en-impact-op-het-elektriciteitssysteem-4973.pdf): <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2022-elektrisch-rijden-personenautos-en-logistiek-trends-en-impact-op-het-elektriciteitssysteem-4973.pdf>
- Topsector Energie. (2023, 7 1). *Onderzoek kwetsbaarheden consumenten IoT apparatuur*. Opgehaald van <https://topsectorenergie.nl/nl/projecten/onderzoek-kwetsbaarheden-consumenten-iot-apparatuur/>
- Universiteit van Utrecht, CE Delft. (2019). *Marktontwikkeling van een duurzaam elektriciteitssysteem*. Utrecht: Universiteit van Utrecht. Opgehaald van https://ce.nl/wp-content/uploads/2021/03/CE_Delft_3K22_Marktontwikkeling_duurzaam_elektriciteitssysteem_DEF.pdf
- Vattenfall. (2020). *Vattenfall centrale Diemen*. Amsterdam: Vattenfall. Opgehaald van https://www.planviewer.nl/imro/files/NL.IMRO.9927.OVVATTENFALLEBOIL-ON01/t_NL.IMRO.9927.OVVATTENFALLEBOIL-ON01.pdf
- Vlaamse Overheid. (2022). *Thuisbatterij*. Opgehaald van [www.vlaanderen.be](https://www.vlaanderen.be/zonnepanelen/thuisbatterij): <https://www.vlaanderen.be/zonnepanelen/thuisbatterij>
- VVD, D66, CDA, ChristenUnie. (2021). *Omzien naar elkaar, vooruitkijken naar de toekomst*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/repository/ronl-f3cb0d9c-878b-4608-9f6a-8a2f6e24a410/1/pdf/coalitieakkoord-2021-2025.pdf>
- Werkgroep Extra Opgave. (2022). *Alles uit de kast*. Den Haag: Werkgroep Extra Opgave. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-d7c49bfc357ac5b0ebdc26e037e19818a3aa7876/pdf>

Energy & Materials Transition

Radarweg 60
1043 NT Amsterdam
www.tno.nl