



Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem in Groningen en Drenthe

Verdieping systeemstudie 2019



Committed to the Environment

Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem in Groningen en Drenthe

Verdieping systeemstudie 2019

Dit rapport is geschreven door:
Joeri Vendrik, Lucas van Cappellen, Heleen Groenewegen

Delft, CE Delft, november 2023

Publicatienummer: 23.220407.162

Opdrachtgever: Provincie Drenthe & Provincie Groningen

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

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Joeri Vendrik (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

	Samenvatting	4
1	Inleiding	7
	1.1 Aanleiding	7
	1.2 Het energiesysteem in Groningen en Drenthe	8
	1.3 Visie rijksoverheid op flexibiliteit	13
	1.4 Leeswijzer	14
2	Wat is de rol van flexibiliteit in het elektriciteitssysteem?	15
	2.1 Elektriciteitsmarktbalancering	16
	2.2 Netcongestiemanagement	18
3	Wat zijn de belangrijkste bronnen van flexibiliteit?	21
	3.1 Overzicht flexibele bronnen	21
	3.2 Samenhang tussen verschillende bronnen van flexibiliteit	22
	3.3 Aandachtspunten ontwikkeling flexibele bronnen	23
4	Wat is de impact van flexibiliteit op de elektriciteitsinfrastructuur?	26
	4.1 Methodologie analyses impact flexibiliteit op elektriciteitsinfrastructuur	26
	4.2 Resultaten typische stations en verbindingen	30
	4.3 Conclusies impact flexibiliteit op het elektriciteitsnet	48
5	Wat is de toekomstige behoefte aan flexibiliteit?	51
	5.1 Wat is de behoefte aan flexibiliteit voor elektriciteitsmarktbalancering?	51
	5.2 Wat is de toekomstige behoefte aan flexibiliteit voor netcongestiemanagement?	56
	5.3 Conclusies behoefte aan flexibiliteit	56
6	Wat is de beleidscontext voor de realisatie van flexibiliteit?	58
	6.1 Beleidscontext	58
	6.2 Welke rol kan de provincie spelen?	61
7	Conclusies en aanbevelingen	65
	7.1 Conclusies	66
	7.2 Aanbevelingen en handelingsperspectief	71
	Literatuur	75
A	Uitgebreide omschrijving flexibele bronnen	78
	A.1 Regelbare elektriciteitscentrales	78
	A.2 Elektrolyse	82
	A.3 Batterijen	88



A.4	CAES en eCATS	95
A.5	Vraagsturing industrie	99
A.6	Vraagsturing mobiliteit (slim laden)	105
A.7	Aanbodsturing (curtailment)	108
A.8	Ruimtelijke energieplanologie	110
B	Aannames modellering impact flexibiliteit op elektriciteits-infrastructuur	114
B.1	Kosten verzwaring elektriciteitsinfrastructuur	114
B.2	Aannames modellering en maatschappelijke kosten flexibele bronnen	115
B.3	Bepalen overlap inzet elektriciteitsmarktbalancering en inzet netcongestiemanagement	121
C	Overzicht toekomstige knelpunten elektriciteitsnet	123

Samenvatting

Het doel van dit onderzoek is om de ontwikkeling tot 2050 rondom flexibiliteit in de provincies Groningen en Drenthe in kaart te brengen. We kijken niet naar de rol van flexibiliteit bij de huidige congestieproblematiek. In de toekomst zal de productie van elektriciteit grotendeels uit (niet-stuurbare) hernieuwbare bronnen komen, zoals windturbines en zon-pv. Het is de verwachting dat daarbij meer flexibiliteit nodig is om vraag en aanbod van elektriciteit te balanceren.

Inzet van flexibele bronnen kan twee doelen dienen: balanceren van vraag en aanbod op nationaal niveau (elektriciteitsmarktbalancing¹) en lokaal balanceren, voor het verlagen van de belasting op het elektriciteitsnetwerk (netcongestiemanagement).

Er zijn verschillende bronnen die flexibiliteit kunnen leveren. Batterijen kunnen flexibiliteit leveren door opslag, elektrolyzers door het omzetten van elektriciteit naar waterstof, regelbare centrales door het omzetten van waterstof naar elektriciteit en er kan ook flexibiliteit geleverd worden bij de productie van (curtailment) en de vraag naar (vraagsturing) elektriciteit .

Flexibiliteit noodzakelijk voor leveringszekerheid, wordt geregeld op nationaal niveau

In heel Nederland moet vraag en aanbod van elektriciteit altijd gelijk zijn. Met plotselinge veranderingen in de hoeveelheid elektriciteit (bijvoorbeeld door meer of minder zon of wind) ontstaan er tekorten of overschotten, die zonder voldoende flexibele bronnen niet opgelost kunnen worden. Als er te weinig flexibiliteit is, dan is er op sommige momenten te weinig elektriciteit om de vraag te faciliteren en kan er aan een deel van de afnemers in Nederland geen elektriciteit geleverd worden. Dit heet ook wel de ‘lost load’ en kent grote economische gevolgen. De flexibele bronnen om deze tekorten of overschotten op te vangen moeten aanwezig zijn in Nederland of in de buurt van Nederland, om flexibiliteit voor het volledige Nederlandse elektriciteitsstelsel te kunnen leveren.

Hoeveel flexibiliteit in Groningen en Drenthe?

Groningen en Drenthe zijn een integraal onderdeel van het nationale elektriciteitsstelsel. Het maakt voor elektriciteitsmarktbalancing geen verschil of de benodigde flexibiliteit geleverd wordt in Groningen, Drenthe of een willekeurige andere plek in Nederland. Er is dus ook geen vaste omvang voor de flexibiliteitsbehoefte voor balancing op elektriciteitsmarkten in Groningen en Drenthe. Wel is de verwachting dat een deel van de nationale flexibiliteitsbehoefte in Groningen en Drenthe ingevuld wordt. Er is in dit onderzoek gekeken waar de nationale flexibiliteitsbehoefte het meest efficiënt gerealiseerd kan worden en hoeveel flexibiliteit dan in Groningen en Drenthe gerealiseerd wordt. Hierbij is de impact van flexibele bronnen op het elektriciteitsnet leidend.

¹ Dit wordt ook wel energiebalancing genoemd.

Locatie essentieel voor efficiënte netinpassing, extra flexibele bronnen geen alternatief voor netverzwaring

Inzet van flexibele bronnen op elektriciteitsmarkten heeft impact op het elektriciteitsnet. Het is essentieel dat de flexibele bronnen op geschikte locaties gerealiseerd worden, om te voorkomen dat ze extra netverzwaringen nodig maken. In sommige gevallen kunnen door het realiseren van flexibele bronnen op een geschikte locatie zelfs netverzwaringen voorkomen worden. Naast het kiezen van geschikte locaties is het ook belangrijk dat de juiste kaders gesteld worden, zoals het instellen van contracten met een variabel recht op transport van elektriciteit voor de verschillende bronnen van flexibiliteit.

Flexibele productie (curtailment) en vraag (vraagsturing) kunnen tegen lage maatschappelijke kosten netverzwaringen voorkomen. Het is wenselijk om hierop in te zetten. Met name met flexibele productie (curtailment) kan in Groningen en Drenthe veel verzwaringen aan het elektriciteitsnet voorkomen worden.

Toch is het belangrijk om ook vol in te zetten op netverzwaring. Inzet van flexibiliteit lost namelijk zeker niet alle problemen rondom netcongestie op. De maatschappelijke kosten van alternatieven, zoals het realiseren van extra batterijen, elektrolyzers of waterstofcentrales als structureel alternatief voor netverzwaring, zijn namelijk een stuk hoger dan die van netverzwaring. Dit betekent ook dat er, bovenop de flexibele bronnen die nodig zijn voor balancering op elektriciteitsmarkten, naar verwachting geen extra flexibele bronnen ontwikkeld zullen worden voor dit doel. Flexibele bronnen kunnen wel ontwikkeld worden als tijdelijk alternatief voor netverzwaring, in de huidige congestiegebieden.

Aanbevelingen en handelingsperspectief

De provincies Groningen en Drenthe kunnen verschillende rollen oppakken, namelijk ruimtelijk regulerend, faciliterend en agenderend. Ruimtelijke sturing is noodzakelijk om te zorgen dat flexibele bronnen op juiste locaties in het net geplaatst worden. De provincie heeft op basis van de Wet ruimtelijke ordening en de Omgevingswet de bevoegdheid om ruimtelijk te sturen bij flexibele bronnen en betere benutting van het elektriciteitsnet.

We raden de provincies aan hun bevoegdheden te gebruiken om ruimtelijk te sturen op geschikte locaties voor flexibele bronnen. Dit dient in samenwerking met de netbeheerders te gebeuren. Hieronder geven we suggesties voor gunstige locaties, vanuit het perspectief van het elektriciteitssysteem.

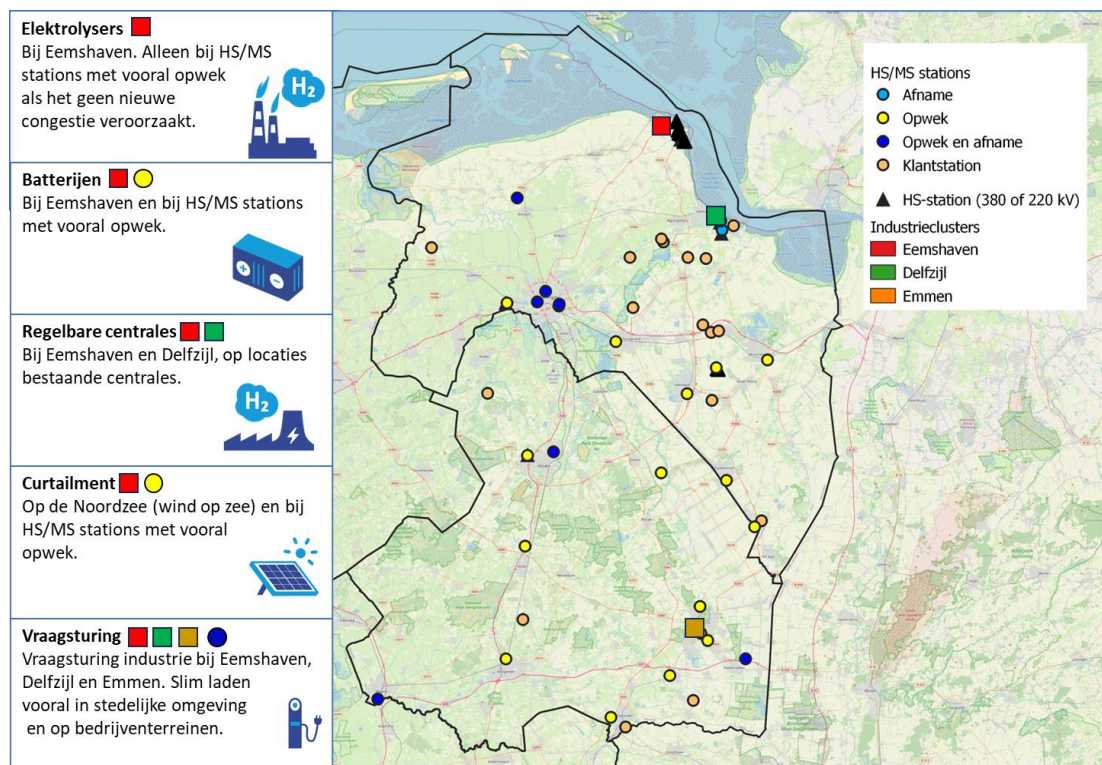
Geschikte locaties voor flexibele bronnen in Groningen en Drenthe

Flexibele bronnen worden idealiter gerealiseerd op locaties waar:

1. Voldoende aansluitcapaciteit beschikbaar is.
2. Ze in ieder geval geen extra netcongestie veroorzaken.
3. Inzet voor balancering op elektriciteitsmarkten bijdraagt aan het verminderen van de belasting op het lokale elektriciteitsnet en het structureel verminderen van netcongestie.

Grootschalige flexibele bronnen worden idealiter dichtbij hoogspannings-/middenspannings (HS/MS) of hoogspanningsstations (HS-stations) geplaatst, zodat minder infrastructuur nodig is om ze aan te sluiten. Figuur 1 geeft een overzicht van de meest geschikte locaties voor de belangrijkste grootschalige flexibele bronnen in het elektriciteitssysteem.

Figuur 1 - Geschikte locaties grootschalige flexibele bronnen (zie ook Paragraaf 7.2.1)



Bovenstaande figuur geeft een voorzet voor de meest geschikte locaties voor grootschalige flexibele bronnen. Dit zijn locaties die aan alle drie de bovenstaande criteria voldoen en waarbij de grootschalige flexibele bronnen naar verwachting bijdragen aan het structureel verminderen van netcongestie. In het onderzoek is gekeken naar de impact van flexibele bronnen bij HS/MS-stations en de aanlanding van wind op zee bij de Eemshaven. Er is geen onderzoek gedaan naar het realiseren van flexibele bronnen bij hoogspanningsstations en klantstations. Naar verwachting kunnen met name hoogspanningsstations ook geschikte locaties zijn voor batterijen en mogelijk elektrolyzers, indien bij deze stations opwek dominant is.

Indien batterijen en elektrolyzers op andere locaties, bijvoorbeeld bij stations waar afname dominant is, gerealiseerd worden zullen ze naar verwachting niet bijdragen aan het structureel verminderen van netcongestie en kan dit resulteren in extra noodzaak voor netverzwaringen. Deze locaties zijn dus minder geschikt. Op deze locaties kunnen flexibele bronnen wel bijdragen aan elektriciteitsmarktbalancing en de leveringszekerheid in Nederland. Bij realisatie van flexibele bronnen op deze andere locaties moet gezorgd worden dat deze bronnen in ieder geval geen extra netcongestie veroorzaken. Hiervoor is nauwe afstemming met de netbeheerders nodig. Daarnaast is er noodzaak voor nieuwe wettelijke kaders vanuit netbeheerders, ACM en de rijksoverheid, aangezien met de huidige kaders deze flexibiliteitsbronnen de piekbelasting op die locaties naar verwachting zullen verhogen.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

Het energiesysteem in de provincies Groningen en Drenthe gaat fors veranderen in de komende decennia, door de energietransitie en autonome ontwikkelingen bij bedrijven en bewoners. In 2019 heeft CE Delft, in samenwerking met Quintel Intelligence, de [systeemstudie Groningen/Drenthe](#) uitgevoerd. In deze systeemstudie is een eerste globale inschatting gemaakt van hoe het energiesysteem in deze provincies zich gaat ontwikkelen, welke keuzes gemaakt kunnen worden en welke energie-infrastructuur noodzakelijk is om deze transitie te faciliteren.

Sindsdien is er veel gebeurd op het gebied van de energietransitie. Zo kunnen we steeds beter inschatten hoe het energiesysteem zich gaat ontwikkelen en welke rol flexibiliteit, in de vorm van energieopslag, vraagsturing en conversie, kan spelen in het energiesysteem. Het is de verwachting dat er in de toekomst meer flexibiliteit nodig is om vraag en aanbod van elektriciteit te balanceren. Dit komt doordat de productie van elektriciteit in de toekomst grotendeels van (niet-stuurbare) hernieuwbare bronnen komt, zoals windmolens en zon-pv. Daarnaast zal de onbalans die ontstaat op de tijdschaal van seconden, minuten en kwartieren toenemen. De benodigde flexibiliteit kan bijvoorbeeld geleverd worden door vraagsturing (van industrie, mobiliteit of warmteproductie), energieopslag zoals batterijen, CO₂-vrije energiecentrales en elektrolyzers.

De ontwikkelingen rondom verschillende bronnen van flexibiliteit, en dan met name batterijen, zijn de laatste tijd in een stroomversnelling gekomen. Maar het is nog niet duidelijk wat de behoefte aan flexibiliteit is in de regio, welke vormen van flexibiliteit wenselijk zijn, wat de mogelijke effecten zijn van flexibiliteit op de inpassing van hernieuwbare opwek en extra elektriciteitsvraag en wat gunstige locaties zijn voor verschillende vormen van flexibiliteit.

Het doel van deze studie is om in kaart te brengen hoe verschillende vormen van flexibiliteit in het energiesysteem kunnen bijdragen aan de inpassing van hernieuwbare opwek en extra elektriciteitsvraag in de provincies Groningen en Drenthe, en daarmee bijdragen aan de verduurzaming binnen de provincies. Daarbij ligt de focus op de lange termijn, op de periode tot 2050. We kijken niet naar de rol van flexibiliteit bij de huidige congestieproblematiek. Hiermee biedt deze studie de provincies Groningen en Drenthe handvaten voor het ontwikkelen van een strategische visie op de ontwikkeling van flexibiliteit op de langere termijn.

De focus ligt hierbij op het elektriciteitssysteem. Ook voor andere energiedragers, zoals waterstof en warmte, is flexibiliteit nodig (met name in de vorm van opslag), maar dat valt buiten de scope van het onderzoek. Wel onderzoeken we flexibele bronnen die elektriciteit omzetten naar andere energiedragers (zoals waterstof) en vice versa. De hoofdvraag van het onderzoek is:

Wat zijn de verwachte ontwikkelingen rondom flexibiliteit en welke rol speelt flexibiliteit in het toekomstige elektriciteitssysteem in Groningen en Drenthe?

Om de hoofdvraag van het onderzoek te beantwoorden, beantwoorden we de volgende deelvragen:

- Wat is de behoefte aan flexibiliteit in het elektriciteitssysteem van de provincies Groningen en Drenthe?
- Welke bronnen kunnen deze flexibiliteit leveren en wat zijn hun eigenschappen?
- Wat is de impact van flexibiliteit op de elektriciteitsinfrastructuur?
- Wat is de beleidscontext voor de realisatie van flexibiliteit?

1.2 Het energiesysteem in Groningen en Drenthe

Om een beeld te vormen van de rol van flexibiliteit in het toekomstige elektriciteitssysteem in Groningen en Drenthe, is het ten eerste van belang om te schetsen hoe het energiesysteem in Groningen en Drenthe er op dit moment uitziet en hoe dit zich naar verwachting zal ontwikkelen richting de toekomst. In deze paragraaf geven we daarom een overzicht van vraag en aanbod van energie, van elektriciteit en andere energiedragers, (huidig en toekomstig) in de provincies en van de ontwikkeling van de energie-infrastructuur. Hiervoor baseren we ons op de resultaten van de systeemstudie uit 2019 (CE Delft & Quintel, 2019), er zijn hiervoor geen nieuwe analyses uitgevoerd.

De focus van het onderzoek ligt op het elektriciteitssysteem. Maar in dit hoofdstuk bespreken we ook de ontwikkelingen rondom andere energiedragers, om een compleet beeld te schetsen van de ontwikkeling van het energiesysteem. Daarnaast zijn ontwikkelingen bij andere energiedragers ook relevant voor het elektriciteitssysteem. Zo is bijvoorbeeld de ontwikkeling van waterstofinfrastructuur van belang voor het realiseren van elektrolyzers en waterstofcentrales.

Tekstbox 1 - Zijn de resultaten van de vorige systeemstudie nog up-to-date?

De systeemstudie Groningen/Drenthe is uitgevoerd in 2019, wat ondertussen vier jaar geleden is. De ontwikkelingen in de energietransitie gaan erg snel, wat de vraag opwerpt of de scenario's nog wel up-to-date zijn. De scenario's zijn destijds opgesteld voor 2050, dus zouden in theorie nog steeds geldig moeten zijn. Maar in de afgelopen jaren zijn ontwikkelingen in Groningen en Drenthe, met name rondom wind en zon op land, erg snel gegaan. Daardoor zijn de aannames rondom hernieuwbare opwek in een deel van de scenario's van de systeemstudie uit 2019 op basis van huidige plannen al achterhaald. Het scenario Regionale Sturing lijkt op basis van de huidige ontwikkeling nog wel mogelijk, dus de resultaten van dat scenario worden gebruikt. Voor de ontwikkeling van de vraag lijken alle vier de scenario's uit de systeemstudie uit 2019 nog mogelijk.

1.2.1 Vraag en aanbod energie

Op dit moment wordt het grootste deel van de energievraag in zowel Groningen als Drenthe nog ingevuld met fossiele brandstoffen. De warmtevraag van de gebouwde omgeving wordt op dit moment nog vooral ingevuld met aardgas, de vraag van mobiliteit vooral met motorbrandstoffen en ook in de industrie wordt nog vooral gebruik gemaakt van aardgas.

Richting 2050, als de provincies Groningen en Drenthe klimaatneutraal moeten zijn, zal deze vraag naar fossiele brandstoffen vervangen worden door CO₂-vrije alternatieven zoals (hernieuwbare) elektriciteit, groene waterstof, biomassa en duurzame warmte.

Tabel 1 geeft een overzicht van de energievraag per energiedrager, voor 2020 en 2050², gebaseerd op de resultaten van de systeemstudie uit 2019.

² Het is nog onduidelijk hoe het energiesysteem in 2050 eruit ziet. Daarom wordt gebruik gemaakt van verschillende scenario's die de hoekpunten van de mogelijke ontwikkelingen tot 2050 weergeven.



Tabel 1 - Energievraag per energiedrager, 2020 en 2050

Regio	Energiedrager	Vraag 2020	Vraag 2050
Groningen	Fossiel	70 PJ	0 PJ
	Elektriciteit	30 PJ	55-70 PJ
	Waterstof	0 PJ	0-60 PJ
	Biomassa	5 PJ	5-75 PJ
	Warmte	15 PJ	5-10 PJ
Drenthe	Fossiel	30 PJ	0 PJ
	Elektriciteit	10 PJ	15-25 PJ
	Waterstof	0 PJ	0-15 PJ
	Biomassa	5 PJ	5-20 PJ
	Warmte	5 PJ	2-5 PJ

Er zijn twee grote industrieclusters in de provincies Groningen en Drenthe: in de Eemsdelta (Eemshaven, Delfzijl) en bij Emmen. In de Eemsdelta zijn circa 150 bedrijven gevestigd, waaronder met name veel chemische industrie. Bij Emmen is ook veel chemische industrie gevestigd, met name voorkunststoffen en vezels. Samen vormen de chemieclusters Chemport Europe, en zijn een belangrijk deel van de Nederlandse basischemie. Deze twee grote industrieclusters hebben een forse energievraag. In Groningen is de industrie hierdoor de grootste vrager van energie (ruim 60%). In Drenthe komt het grootste deel van de energievraag vanuit de gebouwde omgeving (40%) en mobiliteit (30%) en is het aandeel van de industrie kleiner (30%).

Tabel 2 geeft een overzicht van de energievraag per sector, nu en in 2050. De tabel laat zien dat in de gebouwde omgeving naar verwachting een forse besparing van de energievraag zal plaatsvinden, bijvoorbeeld door isolatie en hogere efficiëntie van elektrische voertuigen ten opzichte van verbrandingsmotoren. Bij de industrie zal ook energiebesparing plaatsvinden, maar wordt dit naar verwachting teniet gedaan door een toename van de productie en groei van het aantal datacenters (met name in Groningen).

Tabel 2 - Energievraag per sector, 2020 en 2050 (inclusief vraag grondstoffen)

Regio	Sector	Vraag 2020	Vraag 2050
Groningen	Gebouwde Omgeving	25 PJ	18-21 PJ
	Mobiliteit	15 PJ	8-10 PJ
	Industrie	70 PJ	100-110 PJ
	Landbouw	1 PJ	1 PJ
Drenthe	Gebouwde Omgeving	21 PJ	14-17 PJ
	Mobiliteit	16 PJ	8-10 PJ
	Industrie	9 PJ	8-9 PJ
	Landbouw	4 PJ	2-3 PJ

In beide provincies vindt ook productie van elektriciteit plaats. In de Eemshaven en Delfzijl zijn grote elektriciteitscentrales, die draaien op aardgas en steenkool³, aanwezig die forse hoeveelheden elektriciteit produceren. Het is de verwachting dat ook in 2050 nog regelbare elektriciteitscentrales nodig zijn voor de momenten zonder wind en zon, maar deze moeten dan CO₂-vrij zijn en zullen dan naar verwachting op waterstof of mogelijk groengas of biomassa draaien. Deze centrales zullen een stuk minder draaiuren maken dan de huidige fossiele elektriciteitscentrales.

³ In Delfzijl alleen centrales op aardgas, in Eemshaven zowel centrales op aardgas als op steenkool.

Er vindt een forse groei plaats van opwek van hernieuwbare elektriciteit op land met zonnepanelen en windturbines, zowel in Groningen als in Drenthe. Vooral de ontwikkelingen van zonnepanelen, op daken en op land, gaan erg snel. In 2030 is er naar verwachting ruim 5 GW zon-pv in Groningen en ruim 3 GW zon-pv in Drenthe. Daarnaast wordt ruim 1,2 GW wind op land in Groningen en 0,3 GW wind op land in Drenthe verwacht in 2030. Deze snelle ontwikkeling van hernieuwbare opwek op land heeft een grote impact op de benodigde elektriciteitsinfrastructuur, daarover meer in Paragraaf 1.2.2.

Daarnaast is de Eemshaven een van aanlandlocaties van energie van windparken op zee. Tot 2031 zal 4,6 GW aanlanding van elektriciteit van windparken op zee in de Eemshaven gerealiseerd worden. Na 2031 kan dit mogelijk nog verder toenemen⁴. Er zijn daarnaast plannen voor een grootschalige pilot met 500 MW offshore elektrolyse in het windgebied Ten noorden van de Waddeneilanden⁵. De geproduceerde waterstof zal dan via een buisleiding richting de Eemshaven getransporteerd worden. Het is de verwachting dat later nog meer windparken met offshore elektrolyse kunnen aantakken op deze buisleiding, zodat nog meer waterstof vanaf zee richting de Eemshaven getransporteerd wordt.

1.2.2 Energie-infrastructuur

Elektriciteit

Het beheer van de elektriciteitsinfrastructuur is een gereguleerde activiteit en wordt uitgevoerd door verschillende netbeheerders. Het elektriciteitsnet bestaat grofweg uit twee verschillende onderdelen:

- Het **hoogspanningsnet (HS-net)** wordt beheerd door de landelijke netbeheerder TenneT. Het hoogspanningsnet wordt gebruikt voor elektriciteitstransport over langere afstanden. Daarnaast zijn grote producenten en afnemers direct aangesloten op het hoogspanningsnet. De verbindingen van het hoogspanningsnet worden vaak bovengronds aangelegd. Dit zijn de elektriciteitsmasten die op verschillende plekken in het landschap te zien zijn. Het hoogspanningsnet heeft in Groningen en Drenthe spanningsniveaus van 380 kV, 220 kV (Extra Hoogspanning, EHS) en 110 kV (Hoogspanning, HS).
- **Regionale distributienetten** worden in Nederland beheerd door verschillende regionale netbeheerders die elk hun eigen voorzieningsgebied hebben. In Groningen en Drenthe wordt het regionale distributienet beheerd door Enexis en Rendo. Het distributienet zorgt ervoor dat de benodigde elektriciteit bij alle eindgebruikers terechtkomt en loopt dus tot aan individuele woningen en bedrijven. Kleinere producenten, zoals eigenaren van zon op dak, voeden hun elektriciteit in op het regionale elektriciteitsnet. De regionale distributienetten hebben spanningsniveaus van 50 kV en lager.

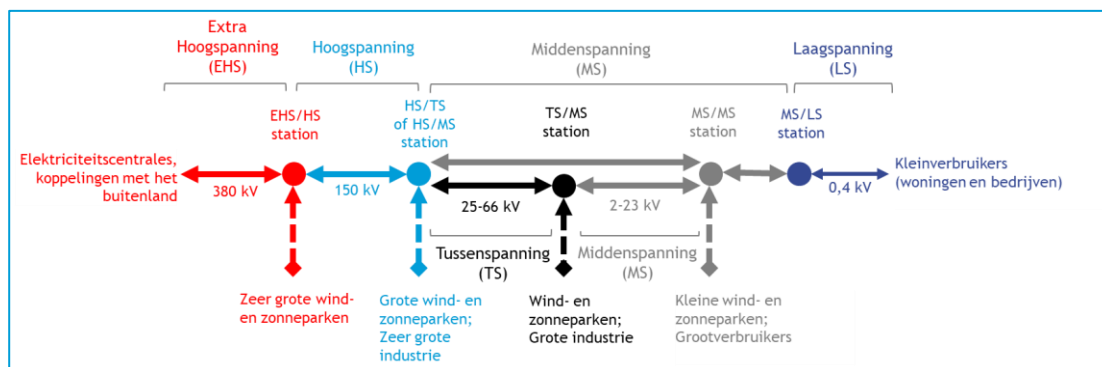
Zowel het hoogspanningsnet als het regionale distributienet bestaan uit verschillende 'netvlakken', de onderlinge relatie is weergegeven in Figuur 2. Dit zijn netwerken van verbindingen met hetzelfde spanningsniveau. Hoe hoger het spanningsniveau, hoe meer elektriciteit getransporteerd kan worden en hoe groter de afstand die afgelegd wordt. Bij lagere spanningsniveaus worden steeds kortere afstanden afgelegd en wordt het net steeds fijnmaziger. De verschillende netvlakken zijn aan elkaar verbonden met transformatorstations. Zo kan elektriciteit van elektriciteitscentrales via het hoogspanningsnet uiteindelijk uit het stopcontact van huizen komen.

⁴ Hier wordt op dit moment onderzoek naar gedaan in het [Programma Aansluiting Wind op Zee \(PAWOZ\) - Eemshaven](#) en het [Programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee 2031-2040 \(pVAWOZ\)](#).

⁵ [Windpark boven Groningen beoogd als 's werelds grootste waterstof op zee productie in 2031](#).

Het hoogspanningsnet en het regionale distributienet zijn ook verbonden via transformatorstations. Deze stations noemen we hoog- en middenspanningstations (HS/MS-stations) of 'koppelpunten'. De regionale distributienetten bestaan uit het middenspanningsnet (MS, 20 en 10 kV) en laagspanning (LS, 0,4 kV). Het MS-net en LS-net zijn met elkaar verbonden met MS-LS-transformatoren. Op het MS-niveau zijn er daarnaast transportverdeelstations (MS-T of MS/MS-stations) en klantstations (MS-D-stations).

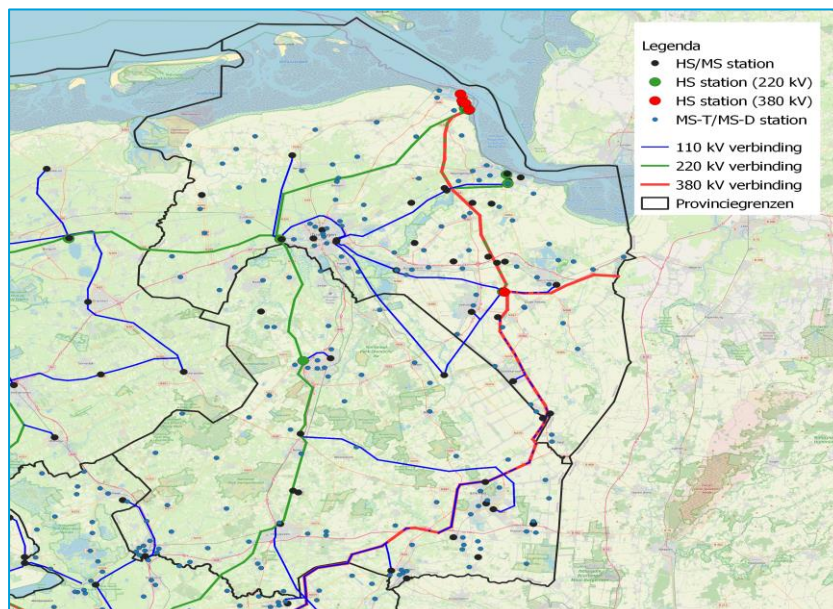
Figuur 2 - Overzicht van de relatie tussen de verschillende netvlakken van het elektriciteitsnet



Toelichting: Het hoogste netvlak staat links weergegeven en het laagste netvlak rechts. De figuur is gebaseerd op een publicatie van Netbeheer Nederland (Netbeheer Nederland, 2019c).

Figuur 3 toont (een deel van) de elektriciteitsinfrastructuur in Groningen en Drenthe. De figuur toont waar de hoogspanningsverbindingen lopen en waar de HS, HS/MS en MS-T/MS-D-stations zich bevinden. De MS-verbindingen, LS-verbindingen en MS-LS-stations zijn niet weergegeven.

Figuur 3 - Elektriciteitsinfrastructuur Groningen en Drenthe



Bron: (Enexis, Iopend) (TenneT, Iopend).

Er zijn richting 2050 forse uitbreidingen aan het regionale distributienet in Groningen en Drenthe noodzakelijk. Dit wordt met name veroorzaakt door de forse toename van hernieuwbare opwek op land. Alleen in Groningen (stad), de Eemshaven en bij Delfzijl zijn er mogelijk stations die vooral vanwege toename van de vraag uitgebreid moeten worden. Bij de andere stations is de groei van opwek de belangrijkste driver voor uitbreidingen, al is bij een deel van de stations (met name in stedelijke omgeving zoals Hoogeveen, Emmen, Meppel, Assen) ook extra capaciteit nodig voor afname van elektriciteit⁶. In Bijlage C.1.2 geven we een overzicht van de benodigde uitbreidingen van de HS/MS stations tot 2050. De plannen voor uitbreiding van het elektriciteitsnet voor de komende tien jaar zijn opgenomen in het investeringsplan van Enexis (Enexis, 2021).

In de komende jaren worden forse uitbreidingen gedaan aan het 380 kV-net in Groningen en Drenthe. In het kader van project Noord-West 380 kV komt er een nieuw tracé vanaf de Eemshaven, via Vierverlaten naar Ens (Noordoostpolder). Dit tracé is onder meer noodzakelijk om de grote hoeveelheden elektriciteit van wind op zee vanaf de Eemshaven af te voeren richting de rest van Nederland. Daarnaast zijn er plannen voor implementatie van een pocketstructuur⁷ op het 110 kV-net, waardoor de knelpunten op dit niveau (nu en in de toekomst) naar verwachting opgelost worden. In Groningen en Drenthe worden pockets voorzien onder de bestaande 380 kV-stations bij de Eemshaven en Meeden, bij de geplande nieuwe 380 kV-stations Vierverlaten, Veenoord-Boerdijk en Musselkanaal en bij de 220 kV-stations Zeijerveen (wordt uitgebreid) en Wijster (nieuw station). In Bijlage C.1.1 geven we een overzicht van de ontwikkeling van het hoogspanningsnet tot 2050. De plannen voor uitbreiding van het hoogspanningsnet voor de komende tien jaar zijn opgenomen in het investeringsplan van TenneT (TenneT, 2022a).

Gassen

De ontwikkelingen van het gassysteem is ook relevant voor het elektriciteitssysteem. Zo is bijvoorbeeld de ontwikkeling van waterstofinfrastructuur van belang voor het realiseren van elektrolyzers en waterstofcentrales. Daarom geven we hieronder een overzicht van de verwachte ontwikkelingen rondom gasinfrastructuur.

Het Nederlandse aardgasnet is een landelijk dekkend net waarop bijna elke woning is aangesloten. Het bestaat uit ondergrondse buizen waar op dit moment voornamelijk aardgas doorheen stroomt. Bij gasinfrastructuur geldt grofweg dezelfde structuur als bij het elektriciteitsnet. Het beheer van deze infrastructuur is eveneens gereguleerd. En ook hier wordt onderscheid gemaakt tussen een nationaal transportnet, beheerd door Gasunie Transport Services (GTS), en regionale distributienetten beheerd door verschillende regionale netbeheerders met een eigen voorzieningsgebied.

Richting 2050 zal de rol van aardgas steeds kleiner worden, terwijl de rol van groengas en waterstof groeit. Het is de verwachting dat het huidige aardgasnet in de toekomst opgesplitst gaat worden in een waterstofnet en een methaan (groengas)-net. Het realiseren van een landelijk waterstofnetwerk is de eerste stap hierin. Hiervoor worden bestaande

⁶ Dezelfde capaciteit wordt gebruikt voor opwek en afname van elektriciteit. Indien de capaciteit van het station uitgebreid wordt, dan zorgt dit dus voor extra capaciteit voor zowel opwek als afname.

⁷ In haar visie op het toekomstige hoogspanningsnet voorziet TenneT dat ze de 110 kV- en 150 kV-netten opsplitsen in kleine deelnetjes, die elk verbonden zijn met één 380 kV- of 220 kV-station. Op deze manier is er minder transport via de lagere spanningsniveaus noodzakelijk doordat de stroom snel afgevoerd kan worden naar het 380 kV- of 220 kV-net.



aardgasleidingen omgebouwd naar waterstofleidingen. Op sommige punten worden ook nieuwe waterstofleidingen aangelegd.

Figuur 4 geeft een schematische weergave van het ontwerp van het waterstofnetwerk in Noord-Nederland. De industrie bij de Eemshaven, Delfzijl, Veendam en Emmen worden aangesloten op dit netwerk. Daarnaast zal Zuidwending, een potentiële locatie voor waterstofopslag, aangesloten worden op het netwerk. Het waterstofnetwerk in Noord-Nederland is naar verwachting in 2026 of 2027 afgerond (HYnetwork services, 2023).

Figuur 4 - Voorlopig ontwerp waterstofnetwerk Noord-Nederland



Bron: (HYnetwork services, 2023).

1.3 Visie rijksoverheid op flexibiliteit

Vanuit de rijksoverheid is onlangs de conceptversie van het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) gepubliceerd. Uit het NPE zal langjarig energiebeleid volgen en de bijdragen die de rijksoverheid, provincies en gemeente moeten leveren. Het NPE onderschrijft dat een CO₂-vrij elektriciteitssysteem alleen tot stand kan komen als er ook in een sterk tempo voldoende flexibiliteit ontstaat. Vanuit een energiesysteem-perspectief en weging van publieke belangen is er volgens het NPE een gebalanceerde stimulering nodig van de verschillende, deels concurrerende, flexibelheidsoplossingen. De flexibele bronnen die behandeld worden in deze studie zijn in lijn met de flexibele bronnen die het NPE beschrijft.

Het NPE voorziet een belangrijke rol voor elektriciteit. Dit zal volgens deze visie de ruggengraat worden van het energiesysteem. Daarbij wordt een belangrijke rol voor flexibiliteit voorzien, onder meer door opslag (van elektriciteit, in waterstof of in warmte) en flexibele vraag. Er wordt een belangrijke systeemrol voor waterstof voorzien in de rol

van flexibele elektriciteitsproductie, waarbij dus overschotten aan elektriciteit tijdelijk omgezet worden in waterstof. Daarnaast is waterstof noodzakelijk voor verduurzaming van de energie-intensieve industrie en de internationale lucht- en zeevaart. Volgens de visie van het NPE zal binnenlandse waterstofproductie middels elektrolyse plaatsvinden, maar zal ook import plaatsvinden.

Het NPE benoemt specifiek dat curtailment een nuttige vorm van flexibiliteit is, met name wanneer er anders netcongestie zou ontstaan en/of het (economisch) potentieel van andere flexibiliteitsvormen om overschotten op te vangen al volledig benut is. Daarnaast wordt aan flexibele vraag in de vorm van aangepaste processen en hybride processen een belangrijke rol toegeschreven, om zo de behoefte aan regelbaar productievermogen te verkleinen en maximaal de variabele opwek uit wind en zon te benutten. Het NPE benoemt dat het kabinet zich sterk zal inzetten voor de substantiële ontwikkeling van flexibele vraag, aangezien zonder de opgave voor 2030 en 2035 nagenoeg onmogelijk is om te realiseren.

In Hoofdstuk 6 wordt verdere beleidscontext rondom flexibele bronnen geschetst. Daarbij wordt onder meer ook gekeken naar de Routekaart Energieopslag en het Programma Energiehoofdstructuur.

1.4 Leeswijzer

In dit rapport besteden we aandacht aan zowel aannames als de bevindingen van de analyses naar de rol van flexibiliteit in het elektriciteitssysteem in Groningen en Drenthe. Naast de hoofdtekst bevat het rapport bijlagen met uitgebreidere resultaten en detailinformatie over aannames en methodes.

Het rapport bevat de volgende hoofdstukken:

- **Hoofdstuk 2:** geeft een introductie van de rol van flexibiliteit in het elektriciteits-systeem.
- **Hoofdstuk 3:** bevat een uitwerking van potentiële technieken voor flexibiliteit.
- **Hoofdstuk 4:** gaat in op de impact van flexibiliteit op de elektriciteitsinfrastructuur.
- **Hoofdstuk 5:** beschrijft de toekomstige behoefte aan flexibiliteit in de provincies.
- **Hoofdstuk 6:** schetst het beleidskader en de potentiële rol voor de provincie.
- **Hoofdstuk 7:** bevat de conclusies over de rol van flexibiliteit in het elektriciteits-systeem, zowel algemeen als specifiek in Groningen en Drenthe.

Daarnaast bevat het rapport de volgende bijlagen:

- **Bijlage A:** bevat een uitgebreide omschrijving van de potentiële technieken voor flexibiliteit.
- **Bijlage B:** bevat een uitgeschreide omschrijving van de aannames en methode voor het modelleren van de impact van flexibiliteit op de elektriciteitsinfrastructuur.
- **Bijlage C:** bevat een omschrijving van de benodigde uitbreidingen aan de elektriciteitsinfrastructuur richting 2050, gebaseerd op de systeemstudie uit 2019.

2 Wat is de rol van flexibiliteit in het elektriciteitssysteem?

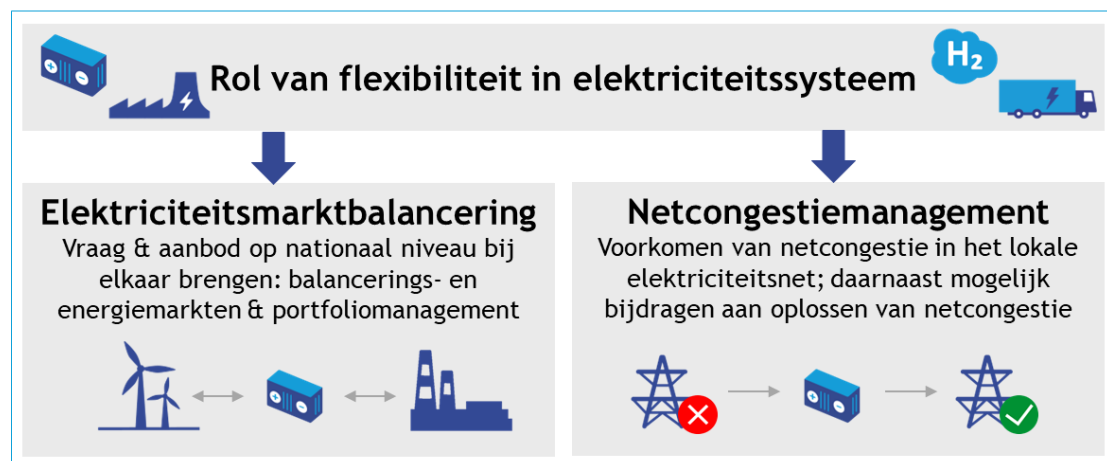
Het Nederlandse elektriciteitssysteem gaat fors veranderen door de transitie richting klimaatneutraal. In de toekomst zal de productie van elektriciteit grotendeels van (niet-stuurbare) hernieuwbare bronnen komen, zoals windturbines en zon-pv. Het is de verwachting dat er in de toekomst meer flexibiliteit nodig is om vraag en aanbod van elektriciteit te balanceren. Dit hoofdstuk richt zich op elektriciteit en dan specifiek de rol van flexibiliteit in het elektriciteitssysteem, de noodzaak voor flexibiliteit en het effect van een tekort aan flexibiliteit.

Er bestaan verschillende type bronnen van flexibiliteit:

- **Opslag van elektriciteit.** Elektriciteit wordt opgeslagen op momenten dat er meer aanbod dan vraag is. Later wordt deze elektriciteit weer geleverd.
- **Conversie.** Omzetting van elektriciteit in andere energiedragers, zoals waterstof, op momenten dat er meer aanbod is dan vraag. Of productie extra elektriciteit geproduceerd uit andere energiedragers op momenten met meer vraag dan aanbod.
- **Vraagsturing.** Het verplaatsen van vraag naar een ander moment, zodat het beter aansluit bij het aanbod.
- **Sturing aanbod.** Het aanpassen van het aanbod van hernieuwbare elektriciteit, zodat het aanbod beter aansluit bij de vraag. Bij hernieuwbare elektriciteit is alleen terugschakelen mogelijk, niet opschakelen.

Flexibiliteit kan ingezet worden voor twee belangrijke rollen in het elektriciteitssysteem weergegeven in Figuur 5.

Figuur 5 - Twee belangrijkste rollen in elektriciteitssysteem



Deze twee rollen zijn:

- **Elektriciteitsmarktbalancering**⁸. Balanceren vraag/aanbod nationaal niveau (energiemarkten). In heel Nederland moet vraag en aanbod van elektriciteit altijd gelijk zijn. Dit is dus een nationaal probleem. Als er te weinig flexibiliteit is voor deze rol dan is er te weinig elektriciteit om de vraag te faciliteren en kan er aan een deel van Nederland geen elektriciteit geleverd worden. Met plotselinge veranderingen in de hoeveelheid elektriciteit (bijvoorbeeld door meer of minder zon of wind) ontstaan er tekorten of overschotten die niet opgelost kunnen worden zonder voldoende flexibele bronnen.
Dit heet ook wel de ‘lost load’ en kent grote economische gevolgen (Ecorys, 2022). De flexibele bronnen om deze tekorten of overschotten op te vangen moeten aanwezig zijn in Nederland of in de buurt van Nederland om flexibiliteit voor het volledige Nederlandse elektriciteitssysteem te kunnen leveren.
- **Netcongestiemanagement**. Lokale balancering voor het verlagen van de belasting op het elektriciteitsnetwerk, voor elektriciteit afname (gebruik) of invoeding (productie). Dit is een lokaal probleem. Als er te weinig flexibele bronnen beschikbaar zijn voor deze rol moet de netbeheerder het elektriciteitsnet meer verzwaren en kan er congestie ontstaan zolang er geen verzwaring is uitgevoerd. Dit kan resulteren in hogere maatschappelijke kosten doordat netverzwaring mogelijk duurder is en economische schade totdat de netverzwaring is uitgevoerd. De flexibiliteitsbronnen moeten gevestigd zijn in het lokale netvlak, bijvoorbeeld één station van de netbeheerder.

Een flexibele bron kan in principe voor één functie tegelijk ingezet worden. Soms lopen deze twee functies synchroon, maar soms gaan deze twee functies niet altijd hand in hand. In de volgende paragrafen lichten we de twee functies toe en de onderlinge relatie.

2.1 Elektriciteitsmarktbalancering

Flexibiliteit krijgt een steeds belangrijkere rol in het elektriciteitssysteem, voor het balanceren van vraag en aanbod en voorzien in leveringszekerheid. De noodzaak voor flexibiliteit neemt toe door een toename in totale elektriciteitsvraag en -opwek en dan vooral door weersafhankelijke productie van zon en wind. Elektriciteitsmarktbalancering is nodig voor elektriciteit omdat elektriciteit iedere seconde, minuut, uur en dag in balans moeten zijn: vraag en aanbod moeten altijd aan elkaar gelijk zijn. Er is zowel flexibiliteit nodig voor momenten met overschotten als momenten met tekorten. Er is een breed palet nodig aan bronnen van flexibiliteit met verschillende eigenschappen om de behoefte voor elektriciteitsmarktbalancering in te vullen. De flexibele bronnen om deze tekorten of overschotten op te vangen moeten aanwezig zijn in Nederland of in de buurt van Nederland om flexibiliteit voor het volledige Nederlandse elektriciteitssysteem te kunnen leveren.

Het leveren van flexibiliteit voor elektriciteitsmarktbalancering wordt georganiseerd door verschillende markten en contracten. Flexibiliteit is een businesscase omdat de prijs van elektriciteit dus per moment verschilt, afhankelijk van hoeveel vraag en aanbod er is. Daarnaast kunnen plotselinge fluctuaties ontstaan: meer of minder zon en wind dan verwacht, een bedrijf dat toch meer stroom gebruikt, etc. Dan is flexibiliteit nodig op kleinere tijdschaal om het systeem in balans te houden.

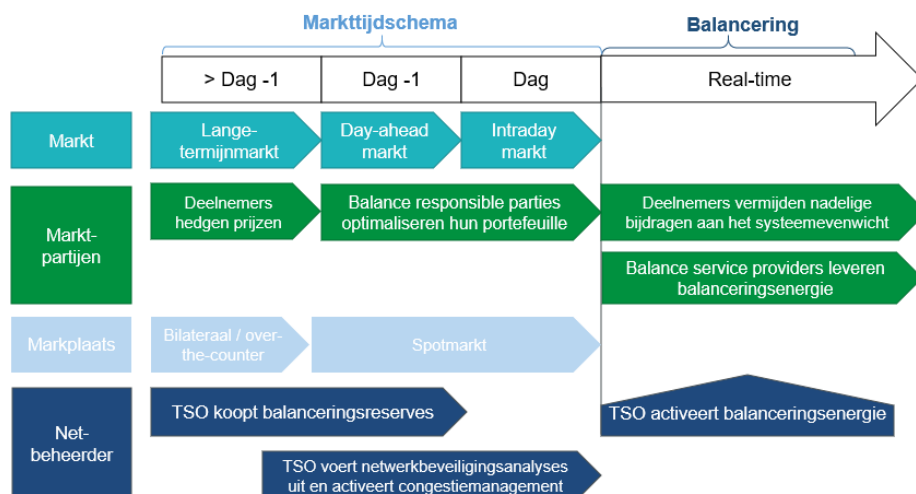
Er bestaan verschillende energiemarkten en contracten waar flexibiliteit een rol speelt. Figuur 6 toont deze verschillende markten, waarvan de volgende relevant zijn voor flexibele energiebronnen:

⁸ Dit wordt ook wel energiebalancering genoemd.

- **Day-ahead-markt.** Elektriciteit wordt gekocht en verkocht voor de volgende dag per uur. Iedere aanbieder en gebruiker stelt een prijs vast waarvoor ze elektriciteit willen kopen of verkopen. De prijs waarvoor vraag en aanbod samen komen is de day-ahead-prijs van dat uur.
- **Intraday.** Deze markt opent na opening van de day-ahead-markt. De intraday-markt maakt elektriciteit handel per kwartier mogelijk tot vijf minuten voor levering.
- Verschillende balanceringsmarkten: Er zijn verschillende balanceringsmarkten die de balans regelen als plotseling de vraag of aanbod afwijkt. De belangrijkste zijn:
- **FCR:** TenneT contracteert partijen om wanneer nodig vraag en aanbod aan te passen. De FCR-markt doet dit binnen enkele seconden en is verantwoordelijk voor balanshandhaving op de zeer korte tijdschaal.
- **aFRR:** TenneT contracteert partijen om wanneer nodig vraag en aanbod aan te passen. De aFRR markt waarborgt de balans binnen één kwartier en volgt op de FCR-markt.
- **De (passieve) onbalans markt:** Partijen kunnen onbalans ook oplossen door zelf hun energiegebruik aan te passen. Ze krijgen dan dezelfde vergoeding als de aFRR-markt, maar zijn niet vooraf gecontracteerd.
- **mFRR:** mFRR volgt chronologisch na de aFRR-markt om de balans, wanneer nodig, verder te handhaven.
- **Portfoliomanagement.** Energieleveranciers moeten altijd in de vraag van hun klanten kunnen voldoen. Daarvoor gebruiken zij flexibele bronnen binnen hun volledige portfolio van assets die elektriciteit produceren.
- **Blindvermogen compensatie.** Door elektriciteitsverbruik kan blindvermogen ontstaan. Dit is vermogen dat wel getransporteerd wordt, maar niet effectief gebruikt kan worden. TenneT contracteert partijen om met flexibele bronnen dit blindvermogen te compenseren.

Flexibele bronnen optimaliseren hun winstgevendheid op alle markten. Ze proberen op goedkope momenten stroom in te kopen en op dure momenten te verkopen, als ze handelen op bijvoorbeeld de day-ahead- of onbalansmarkt. Ook kunnen ze juist richten op elektriciteitsmarktbalancing door biedingen te doen en gecontracteerd te worden door TenneT op de FCR- of aFRR-markt.

Figuur 6 - Overzicht elektriciteitsmarkten



Bron: (TenneT, 2023b).

2.2 Netcongestiemanagement

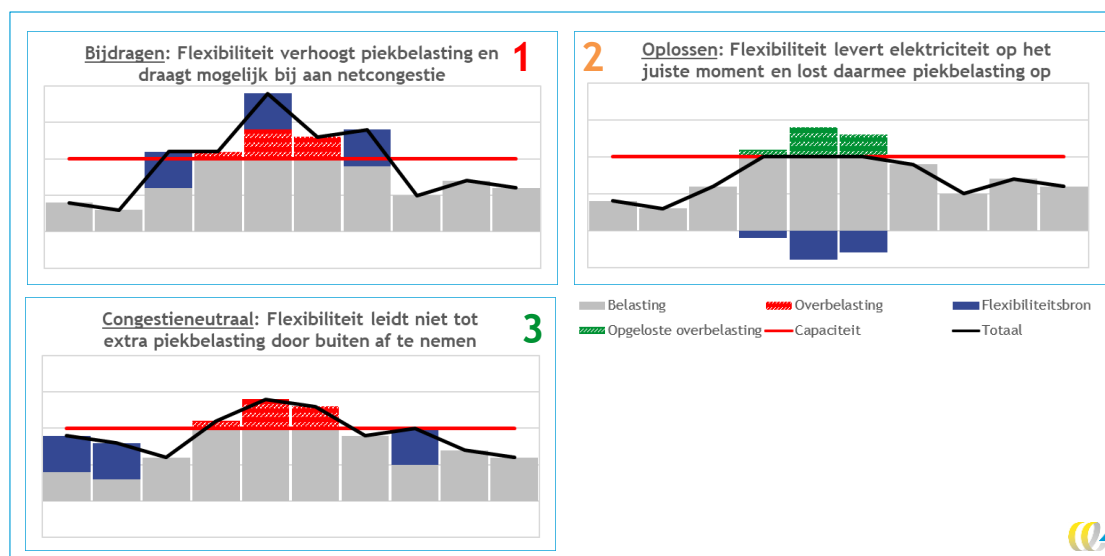
Door de toename van hernieuwbare opwek enerzijds en elektrificatie van de energievraag anderzijds neemt de belasting op het elektriciteitsnet richting de toekomst fors toe en zijn op elk niveau van het elektriciteitsnet uitbreidingen nodig. Een deel van de additionele elektriciteitsvraag door elektrificatie kan direct ingevuld worden met lokale hernieuwbare opwek, maar dit is slechts deels mogelijk doordat vraag en aanbod van elektriciteit niet altijd gelijktijdig plaatsvinden en vraag en aanbod slechts gedeeltelijk geografisch overlappen.

Om het lokale verschil tussen vraag en aanbod, op alle momenten in het jaar, op te vangen is transport van elektriciteit via het elektriciteitsnet noodzakelijk. Het elektriciteitsnet moet op elk moment van het jaar aan de transportbehoefte kunnen voldoen en moet daarom aangelegd worden op de piekbelasting in het jaar. Als de bestaande capaciteit van stations of verbindingen onvoldoende is om de toekomstige piekbelasting op te vangen zijn uitbreidingen van het elektriciteitsnet noodzakelijk. Echter, vaak is het zo dat er slechts een aantal uren in het jaar extra capaciteit nodig is terwijl er ook momenten zijn dat er ruim voldoende capaciteit beschikbaar is.

Flexibele bronnen kunnen zorgen voor efficiëntere benutting van het elektriciteitsnet en er daarmee voor zorgen dat de piekbelasting verlaagd wordt. Echter, het is geen zekerheid dat bronnen van flexibiliteit een positieve impact heeft op het elektriciteitsnet. Flexibiliteit kan het op drie manieren effect hebben op de belasting op het elektriciteitsnet, weergegeven in Figuur 7 voor een batterij:

1. **Bijdragen aan netcongestie.** De pieken worden verhoogd door de flexibele bron. Dit kan ontstaan door bijvoorbeeld inzet voor elektriciteitsmarktbalancering. Dit betekent dat in dit geval de twee functies van bronnen van flexibiliteit (electriciteitsmarktbalancering en netcongestie) niet synchronoos lopen.
2. **Congestieneutraal.** De flexibele bron verhoogt de piekbelasting niet, maar verlaagt de piekbelasting ook niet.
3. **Netcongestie oplossen.** De flexibele bron acteert op de juiste momenten en verlaagt de piekbelasting.

Figuur 7 - Overzicht van bijdragen aan, congestieneutraal en oplossen netcongestie



Bron: (CE Delft, 2023a).

Congestiemanagement en verzwaren tenzij

Flexibiliteit kan op twee manieren bijdragen aan het oplossen van netcongestie:

- **Flexibiliteit als permanent alternatief (Verzwaren tenzij).** Voor sommige locaties zal het goedkoper zijn om flexibele bronnen in te zetten dan het elektriciteitsnet te verzwaren. Dit is dan een permanente oplossing: er hoeft niet meer verzwafd te worden.
- **Flexibiliteit als tijdelijke oplossing via congestiemanagement.** Het netwerk kan, vanwege tekort aan uitvoeringscapaciteit bij de netbeheerders, niet voldoende op tijd verzwafd worden. Daarom kwam flexibiliteit als tijdelijke oplossing ingezet worden.

In dit onderzoek focussen we op de lange termijn en kijken we naar inzet van flexibiliteit als permanent alternatief voor netverzwaring (verzwaren tenzij). Of een flexibiliteitsbron overbelasting kan oplossen en welke bron van flexibiliteitsbron dan het meest geschikt is hangt af van de mate, duur en oorzaak van de overbelasting. Om de overbelasting op te lossen moet de bron namelijk de juiste vorm van flexibiliteit kunnen leveren. Bijvoorbeeld overbelasting door invoeding van zon-PV duurt vaak korte periodes en kan in potentie opgelost worden door batterijen of curtailment. Maar overbelasting door invoeding van wind op zee op het hoogspanningsnet duurt vaak langere periodes, waardoor inzet van elektrolyzers effectiever is. Waterstofcentrales daarentegen kunnen alleen bijdragen aan het verminderen van de netbelasting als er sprake is van overbelasting door afname.

Het huidige beleid voor congestiemanagement is gevangen in de Code congestiemanagement, een wijziging van de 'Netcode elektriciteit' (ACM, 2022). Dit is de regelgeving over de netbeheerders en alle aangeslotenen op het elektriciteitsnetwerk. De code is 25 mei 2022 gepubliceerd. Tot nu toe wordt congestiemanagement maar beperkt toegepast omdat de regels nog verder uitgewerkt moeten worden, in de loop van 2023 zal congestiemanagement steeds meer worden toegepast.

Het basisprincipe van congestiemanagement is dat partijen hun elektriciteitsgebruik of -productie aanpassen om congestie te voorkomen die de netbeheerder verwacht. De netbeheerder kijkt ongeveer één dag vooruit en zoekt de goedkoopst mogelijke optie om congestie te voorkomen. Als op deze manier congestie voorkomen wordt, kunnen er meer partijen aangesloten worden op het elektriciteitsnetwerk. Aan congestiemanagement kan deelgenomen worden door aangeslotenen groter dan 1 MW of door middel van een nieuwe rol die in de aanpassing van de Netcode elektriciteit gedefinieerd is. Deze nieuwe rol is de congestiemanagementdienstverlener (CSP). De CSP maakt het ook mogelijk dat kleinere partijen samenwerken om geaggregeerd voldoende vermogen te kunnen realiseren om deel te nemen. Partijen boven de 60 MW zijn verplicht om deel te nemen aan de congestiemarkt. Als er congestie is in een gebied kunnen netbeheerders deze grens verlagen tot 1 MW.

Er zijn twee producten binnen congestiemanagement waarmee flexibiliteit ingekocht kan worden door de netbeheerder:

- **Redispatch product.** Dit zijn biedingen die bedrijven doen day-ahead voor het aanpassen van hun elektriciteitsafname of -invoeding. Er kan een redispatch contract worden afgesloten waarin de CSP wordt verplicht biedingen te doen.
- **Capaciteitsbeperking product.** Dit zijn langetermijncontracten waarin het bedrijf afspreekt zijn transportbehoefte te beperken tot een bepaalde capaciteit voor een bepaalde prijs. De netbeheerder geeft aan of er congestie verwacht wordt en hoeveel de aansluiting beperkt wordt, bijvoorbeeld in de avondpiek.

Toekomstig producten: alternatieve transportrechten

Congestiemanagement is nu al wettelijk mogelijk en geïmplementeerd. Congestiemanagement wordt in principe tijdelijk toegepast als congestie ontstaat. Het net wordt verzwaaard als de kosten van congestiemanagement hoger zijn dan de netinvestering. De netbeheerder werken daarnaast aan het ontwikkelen van nieuwe nettarieven die flexibiliteit permanent regelen. De aangeslotenen sluit dan een contract met een flexibel transportvermogen, ook wel ‘alternatieve transportrechten’ genoemd. De uitwerking kan hetzelfde zijn als de contractvormen binnen congestiemanagement, maar de aard van het contract is dus anders. De netbeheerders werken aan vier varianten die verschillen in het type afspraken en de zekerheid van het transportvermogen (Netbeheer Nederland, 2023). Het eerste type (flexibel transportvermogen zonder gecontracteerd transportrecht) is als codevoorstel ingediend bij de ACM en wordt mogelijk snel ingevoerd.



3 Wat zijn de belangrijkste bronnen van flexibiliteit?

In dit hoofdstuk behandelen we acht flexibele bronnen die een grote rol zullen spelen in de flexibiliteitsbehoefte. Dit hoofdstuk bevat een korte omschrijving van de flexibele bronnen (Paragraaf 3.1). Een uitgebreide omschrijving en aanvullende informatie, over onder andere de technische aspecten, de potentiële rol van deze technieken en de (maatschappelijke) kosten en baten is te vinden in Bijlage A.

Deze technieken zullen naar verwachting gezamenlijk het overgrote deel van de behoefte aan flexibiliteit voor het elektriciteitssysteem in beide provincies invullen. Met uitzondering van energieplanologie kunnen alle bronnen bijdragen aan elektriciteitsmarktbalancing. Er zijn echter geen bronnen van flexibiliteit die beide kanten op flexibiliteit kunnen leveren en op elke tijdsschaal. Daarom zijn verschillende flexibele bronnen nodig die complementair acteren. In Paragraaf 3.2 bespreken we de samenhang tussen de verschillende technieken. De aandachtspunten en belemmeringen van de flexibele bronnen bespreken we in Hoofdstuk 3.3.

3.1 Overzicht flexibele bronnen

Tabel 3 bevat een korte omschrijving van de acht uitgewerkte flexibele bronnen. Uitgebreide informatie over deze bronnen is te vinden in Bijlage A.

Tabel 3 - Korte omschrijving flexibiliteitsbronnen

Bron flexibiliteit	Korte omschrijving
Waterstofcentrale	Waterstofcentrales zijn vergelijkbaar met huidige fossiele regelbare elektriciteitscentrales die waterstof omzetten naar elektriciteit en op- en afgeschakeld kunnen worden op basis van de vraag naar elektriciteit. De techniek van centrales op waterstof is in essentie gelijk aan de techniek van gascentrales, het is daarom mogelijk om huidige centrales met een aantal aanpassingen om te bouwen naar waterstofcentrales.
Elektrolyse	Elektrolyse, ook wel power-to-gas, kunnen overschotten van elektriciteit opvangen en omzetten in waterstof.
Batterijen	Een batterij slaat elektriciteit op door middel van een omkeerbare chemische reactie. Er bestaan verschillende technieken voor batterijen. Batterijen zijn beschikbaar in verschillende groottes: thuisbatterijen, buurtbatterijen, grote batterijen bij opwekker of verbruiker en gridbatterijen.
CAES/eCATS	Bij Compressed Air Energy Storage (CAES, in het Nederlands persluchttopslag) wordt lucht samengeperst bij overschotten van elektriciteit. De lucht wordt vervolgens opgeslagen in lege zoutcavernes. Vervolgens kan bij tekorten aan elektriciteit de lucht worden vrijgelaten uit de zoutcaverne: de lucht zet uit en met behulp van een generator kan zo elektriciteit worden geproduceerd. Compressed Air Transport and Storage System (eCATS) maakt gebruik van hetzelfde principe, maar de lucht wordt in dit geval opgeslagen in buiten gebruik gestelde gasleidingen.



Bron flexibiliteit	Korte omschrijving
Vraagsturing industrie	Onder vraagsturing in de industrie verstaan we het variëren van de elektriciteitsvraag van de productieprocessen in de industrie op basis van de beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit, elektriciteitsprijzen en beschikbare netcapaciteit.
Slim laden	Slim laden van elektrische voertuigen (EV's) is een vorm van vraagsturing waarbij met behulp van software laadpalen aangestuurd worden om EV's op gunstige momenten op te laden. Voor slim laden is software nodig die het laden kan aansturen en voorziet in data uitwisseling tussen de laadinfrastructuur en de EV's.
Curtailement	Curtailement betekent letterlijk inperken. Voor duurzame opwek houdt dat in dat de productie van bijvoorbeeld windmolens of zonneparken tijdelijk kan worden teruggeschroefd op piekmomenten. Er is ook structurele curtailement mogelijk, door zonneparken aan te sluiten met een kleinere netaansluiting.
Energieplanologie	Ruimtelijk energieplanologie zorgt ervoor dat vraag en aanbod van elektriciteit ruimtelijk samengebracht worden. Door vooraf goede keuzes te maken waar opwek en afname van elektriciteit wordt ontwikkeld, kan de ruimte op het bestaande net efficiënter benut worden en gericht geïnvesteerd worden in netuitbreiding.

3.2 Samenhang tussen verschillende bronnen van flexibiliteit

Bovenstaande bronnen van flexibele bronnen kunnen elk invulling geven aan de toekomstige behoefte aan flexibiliteit in Nederland. Er is elektriciteitsmarktbalancing nodig op verschillende tijdsschalen, aangezien vraag en aanbod van elektriciteit op elk moment van het jaar in balans moeten zijn. Vraag en aanbod moeten dus gebalanceerd worden op de schaal van secondes tot minuten, binnen dagen en ook op langere termijn (dagen, maanden).

Om vraag en aanbod te kunnen balanceren moeten flexibele bronnen beide kanten op flexibiliteit kunnen leveren. Er moet flexibiliteit geleverd worden op momenten dat er een overschot is aan aanbod. Op die momenten zijn bronnen nodig die zorgen voor extra vraag of minder opwek op die momenten. Daarnaast moet flexibiliteit geleverd kunnen worden dat er juist een tekort is aan aanbod. Op die momenten zijn bronnen nodig die zorgen voor verlaging van de vraag of die extra aanbod realiseren.

Tabel 4 geeft voor elk van de onderzochte bronnen van flexibele bronnen aan op welke wijze deze flexibiliteit kunnen leveren, of het flexibiliteit levert bij tekorten of overschotten en op welke tijdsschalen het flexibiliteit levert. Met uitzondering van energieplanologie kunnen alle bronnen bijdragen aan elektriciteitsmarktbalancing. Er zijn echter geen bronnen van flexibiliteit die beide kanten op flexibiliteit kunnen leveren en op elke tijdsschaal. Daarom zijn verschillende flexibele bronnen nodig die complementair acteren. Zo zijn elektrolyzers en waterstofcentrales complementair, aangezien elektrolyzers acteren bij overschotten en waterstofcentrales bij tekorten. Maar er zijn ook bronnen die dezelfde vorm van flexibiliteit leveren, zoals batterijen, CAES, eCATS en vraagsturing in de industrie. Deze bronnen van flexibiliteit concurreren dus met elkaar voor het invullen van de flexibiliteitsbehoefte. In dat geval zullen kosten en de businesscase van verschillende bronnen doorslaggevend zijn voor de bronnen die daadwerkelijk gerealiseerd worden. Daarbij is het leveren van flexibiliteit door het aanpassen van het vraag- of opwekprofiel, zoals vraagsturing in de industrie, slim laden of curtailement, laaghangend fruit.

Tabel 4 - Overzicht belangrijkste eigenschappen flexibele bronnen

Bron flexibiliteit	Wijze levering flexibiliteit	Flexibiliteit bij..	Tijdsschaal levering flexibiliteit	Schaalniveau	Locatie-gebonden?	Potentie in provincies
Waterstofcentrale	Conversie	Tekorten	Uren tot dagen/weeken	Hoogspanning	Deels	Tot 5 GW in Groningen, Drenthe beperkt
Elektrolyse	Conversie	Overschotten	Uren tot dagen/weeken	Voornamelijk hoogspanning	Nee	Tot 6 GW in Groningen, tot 600 MW in Drenthe
Batterijen	Opslag	Beiden	Secondes tot uren	Op elk niveau mogelijk	Nee	Vraag is hoeveel wenselijk is
CAES/eCATS	Opslag	Beiden	Uren tot een dag	Hoogspanning	Ja	CAES: GW'en, maar concurrentie H ₂ -opslag eCATS: onzeker
Vraagsturing industrie	Aanpassen vraag/opwek	Beiden	Secondes tot uren	Hoogspanning	Ja	550 tot 1650 MW in Groningen, 100 tot 200 MW in Drenthe
Slim laden	Aanpassen vraag/opwek	Beiden	Uren	Regionale netten	Ja	Tot 500 MW in Groningen, tot 300 MW in Drenthe
Curtailement	Aanpassen vraag/opwek	Overschotten	Uren	Op elk niveau mogelijk	Ja	Tot 16 GW in Groningen, tot 5 GW in Drenthe
Energieplanologie	Ruimtelijk	Beiden	Niet van toepassing	Op elk niveau mogelijk	Niet van toepassing	Onzeker

3.3 Aandachtspunten ontwikkeling flexibele bronnen

De inpassing van flexibele bronnen kennen momenteel nog verschillende belemmeringen, die toepassing van deze bronnen bemoeilijken. De flexibele bronnen zijn grofweg in twee categorieën onder te verdelen: technieken en instrumenten, zoals te zien Tabel 5. Beide categorieën kennen verschillende belemmeringen en er zijn ook algemene belemmeringen.

Tabel 5 - Onderscheid flexibele bronnen in technieken en instrumenten.

Technieken	Instrumenten
Waterstofcentrale	Vraagsturing industrie
Elektrolyse	Vraagsturing mobiliteit (slim laden)
Batterijen	Aanbodsturing (curtailement)
CAES en eCATS	Ruimtelijke energieplanologie

Algemene belemmeringen

In het algemeen zijn alle flexibele bronnen nieuwe innovaties, waardoor er gebrek is aan praktijk voorbeelden en ervaring een belemmering voor de inpassing van alle flexibele bronnen. Het organiseren van flexibiliteit en de ruimtelijke inpassing kent verschillende stakeholders zoals ontwikkelaars, netbeheerder, gemeente en provincie. Dit vraagt om nieuwe samenwerkingsverbanden. In het verlengde daarvan ontbreekt vaak jurisprudentie en beleid- en regelgeving specifiek voor flexibiliteit en de inpassing op het net. Dit gezamenlijk kan er voor zorgen dat de opstart van flexibiliteitsprojecten veel voeten in

de aarden hebben. Richting de toekomst zal deze belemmering afnemen, aangezien ervaring en uitbreiding van wet- en regelgeving de opzet van flexibiliteit zullen vergemakkelijken.

Daarnaast vormt het niet sluitend krijgen van de businesscase vaak een belemmering voor flexibele bronnen, aangezien het om nieuwe technieken en instrumenten gaat waar nog onvoldoende marktprikkels voor zijn. Zo speelt bij opslagtechnieken zoals batterijen en CAES dat elektriciteitsmarktbalanceringsdiensten een betere businesscase opleveren dan langere termijn opslag, terwijl er ook vraag is naar langeretermijnopslag. De huidige inrichting van de energiemarkten en de beperkte mogelijkheden vanuit de netbeheerder om financieel te ondersteunen vormen een grote belemmering voor langetermijnopslag.

Een andere belangrijke belemmering is netcongestie. Hierdoor kunnen op veel plekken in het land de flexibele bronnen geen netaansluiting voor afname en invoeding krijgen. Met de juiste beleidsopties, zoals nieuwe contractvormen tussen de netbeheerder en batterij-exploitanten, kan naar verwachting gewaarborgd worden dat batterijen de netbelasting tijdens netcongestie niet verhogen. Opkomende nieuwe vormen van contracten met de netbeheerder, zoals een non-firm ATO, bieden hier mogelijk oplossingen voor.

Belemmeringen technieken

Voor de flexibiliteitstechnieken geldt als primaire belemmering dat het gaat om nieuwe technieken waarvoor nog technische ontwikkelingen nodig zijn om de commerciële inzet van deze technieken mogelijk te maken of te verbeteren. Een omschrijving van de technische aspecten is per techniek beschreven in Bijlage A.

Voor batterijen, waterstofcentrales en elektrolyzers geldt ook dat de ruimtelijke inpassing mogelijk een belemmering kan vormen, met name bij grootschalige toepassingen zoals elektrolyse bij aanlanding van wind op zee. Kleinschaligere toepassingen zijn eenvoudiger ruimtelijk in te passen. Op het gebied van veiligheid speelt het brandgevaar van (lithium-ion) batterijen en de ontvlambaarheid van waterstof nog een rol, maar met de nodige veiligheidsmaatregelen en aandacht rondom ruimtelijke inpassing (bijvoorbeeld niet in de directe omgeving van een grootschalige batterij andere brandgevoelige voorwerpen), zijn deze risico's waarschijnlijk te overzien.

Voor waterstofcentrales dient groene waterstof productie ontwikkeld te worden, met behulp van elektrolyzers. Op dit moment wordt er nog geen groene waterstof (waterstof op gemaakt met duurzame stroom) geproduceerd in Nederland. Daarnaast dient er een waterstofinfrastructuur gerealiseerd te worden, waarmee waterstof getransporteerd kan worden van elektrolyzers (bijvoorbeeld bij aanlanding van wind op zee) naar waterstofcentrales of industrie elders in het land. In Paragraaf 1.2.2 wordt het voorlopig ontwerp van het Waterstofnetwerk Nederland in Noord-Nederland geschetst. Naar verwachting zal groene waterstof productie en de waterstofinfrastructuur rond 2030 operationeel zijn.

Voor CAES is de voornaamste belemmering dat de ondergrondse opslagruimte mogelijk in concurrentie is met opslag van waterstof. Er dienen op nationaal niveau keuzes gemaakt te worden voor de inzet van zoutcavernes in het energiesysteem. Vermoedelijk speelt waterstof hierbij een dominante rol, aangezien voor waterstofopslag nog niet aantoonbaar genoeg ruimte is voorzien en dit een beter technisch-economisch potentieel heeft. Indien vanuit het energiesysteem er meer vraag is naar meer elektriciteitsmarktbalancing en het stapelen van netdiensten, dan zou CAES daarvoor geschikt zijn en kunnen worden verkozen boven waterstofopslag.

Daarnaast zijn voor CAES veiligheid en draagvlak nog mogelijke aandachtspunten en mogelijke belemmeringen. Ondergrondse activiteiten met betrekking tot zoutcavernes (voor CAES) kunnen mogelijk zorgen voor bodemdaling en seismische activiteiten (TNO, 2021). De bodemdaling is inherent aan de aanleg van cavernes, maar is te beheersen en zo nodig te mitigeren. De effecten en impacts zijn wel in beeld, maar de mate waarin ze optreden, doorwerken en leiden tot risico's is nog volop in onderzoek (TNO, 2020). Zoutwinning en ondergrondse activiteiten kennen daarnaast vaak weinig draagvlak van omwonenden, vanwege angst voor bodemdaling en seismische activiteiten. Voor eCATS spelen deze belemmeringen minder, aangezien de ondergrondse infrastructuur al aanwezig is. Ruimtelijke inpassing van CAES en eCATS vormt een belemmering indien ondergrondse ruimtes zoals, zoutcavernes of voormalig gasbuizen, en/of bovengrondse ruimte niet beschikbaar zijn. Verdere exploratie van deze technieken is nodig om deze belemmeringen in kaart te brengen.

Belemmeringen instrumenten

Voor de flexibiliteitsinstrumenten vraagsturing industrie en ruimtelijke energieplanologie vormt voornamelijk onbekendheid en onervarenheid in de uitwerking een belemmering. Bij vraagsturing in de industrie speelt dat met name bij processen die nu continue plaatsvinden, deze zijn daardoor minder flexibel en het vraagsturing vraagt mogelijk om aanpassing van het productieproces. Het op- of afschakelen van industriële processen waarbij vraagsturing wel (gemakkelijk) mogelijk is vraagt vaak geen grote investering. Echter dient het proces zo ingericht te worden dat vraagsturing op een veilige manier toegepast kan worden. Experimenteren met aanpassingen in het productieproces zullen tonen of dit in de toekomst mogelijk kan zijn met waarborging van de veiligheid. Technische ontwikkelingen en software programma's kunnen hierop een positief effect hebben.

Ruimtelijk inpassing kan mogelijk een beperking zijn voor ruimtelijke energieplanologie of bij een collectief laadplein voor vraagsturing mobiliteit. Draagvlak speelt mogelijk een belemmering rondom ruimtelijke energieplanologie, aangezien het samenvoegen van aanbod en vraag op hetzelfde netvlak mogelijk leidt tot weerstand tegen hernieuwbare opwek (vlak)bij woonwijken.

4 Wat is de impact van flexibiliteit op de elektriciteitsinfrastructuur?

Inzet van flexibele bronnen kan twee doelen dienen: balanceren van vraag en aanbod op nationaal niveau (electriciteitsmarktbalancering) en lokaal balanceren voor het verlagen van de belasting op het elektriciteitsnetwerk (netcongestiemanagement). In dit hoofdstuk gaan we in op de tweede functie, netcongestiemanagement.

Een belangrijk argument om flexibiliteit in te zetten voor netcongestiemanagement op de korte termijn is omdat netbeheerders onvoldoende netverzwaring kunnen realiseren. Deze studie richt zich op de situatie in 2050, waarvoor we er vanuit gaan dat de netbeheerder wel voldoende netverzwaring kan realiseren. Op de lange termijn kan inzet van flexibiliteit zorgen voor efficiëntere benutting van het elektriciteitsnet en daarmee investeringen in het elektriciteitsnet uitsparen. In dit onderzoek focussen we op de lange termijn en in welke mate flexibiliteit kan bijdragen aan het efficiënter benutten van het elektriciteitsnet. We onderzoeken of flexibiliteit er daarmee voor kan zorgen dat minder uitbreidingen van het elektriciteitsnet nodig zijn in Groningen en Drenthe richting 2050.

Bijlage C bevat een overzicht van de benodigde uitbreidingen aan het elektriciteitsnet. Voor de HS-infrastructuur en HS/MS-stations geven we een samenvatting van de resultaten van de systeemstudie Groningen/Drenthe (CE Delft & Quintel, 2019)⁹. Deze resultaten zijn de basis voor de analyses in dit hoofdstuk.

Dit hoofdstuk bevat een inschatting van de mogelijke effecten van verschillende bronnen van flexibiliteit op de (piek)belasting van de elektriciteitsinfrastructuur en een vergelijking van de inzet die nodig is voor netcongestiemanagement met de verwachte inzet van de flexibele bronnen voor electriciteitsmarktbalancering. Daarnaast bevat dit hoofdstuk een inschatting van de maatschappelijke kosten van inzet van flexibele bronnen voor het verminderen van de netbelasting, afgezet tegen de kosten voor verzwaring van de elektriciteitsinfrastructuur.

4.1 Methodologie analyses impact flexibiliteit op elektriciteitsinfrastructuur

4.1.1 Impact flexibele bronnen op het elektriciteitsnet

Inzet van flexibele bronnen kan naar verwachting bij hoogspannings-/middenspannings-stations (HS/MS-stations) en op het hoogspanningsnet de grootste bijdrage leveren aan het efficiënter benutten van het net en voorkomen van uitbreidingen, aangezien uitbreidingen op deze niveaus veel ruimte, tijd en geld kosten, de stations een groter voorzieningsgebied beslaan en hier grote flexibele bronnen aangesloten kunnen worden. Daarom hebben we een inschatting gemaakt van de impact van flexibiliteit bij deze niveaus. Inzet van flexibele bronnen kan mogelijk ook bijdragen aan het voorkomen van uitbreidingen bij MS-/T-stations, maar dat kon in dit project niet onderzocht worden aangezien de recente

⁹ We geven alleen de resultaten van het scenario 2050 Regionale Sturing. In de systeemstudie zijn vier scenario's opgesteld, maar de overige drie scenario's zijn reeds achterhaald door de snelle toename van wind en zon in Groningen en Drenthe.



doorrekeningen van Enexis niet de benodigde informatie voor flexibiliteitsdoorrekeningen opleverden.

Of en in welke mate flexibiliteitsbronnen lokaal vraag en aanbod kunnen balanceren en daarmee de netbelasting kan verlagen is afhankelijk van de uurlijkse profielen van vraag en aanbod. Dit is afhankelijk van alle bronnen van hernieuwbare productie en alle afnemers van elektriciteit op één netvlak. Zo produceren zonnepanelen vooral elektriciteit in de zomer en overdag, terwijl windmolens meer produceren in de winter en de hele dag door elektriciteit kunnen leveren. Bij afnemers kunnen ook grote verschillen zitten, zo heeft de industrie doorgaans gedurende het hele jaar een stabiele elektriciteitsvraag terwijl bijvoorbeeld de logistieke bedrijven op specifieke momenten op de dag een piek in de elektriciteitsvraag hebben. De totale netbelasting is de netbelasting van alle individuele producenten en afnemers bij elkaar opgeteld.

Om een goede inschatting te kunnen maken van de potentie van flexibele bronnen voor netcongestiemanagement in de provincies Groningen en Drenthe kijken we naar drie typische casussen:

- één HS/MS-station waar uitbreidingen nodig zijn door een forse toename van opwek;
- één HS/MS-station waar uitbreidingen nodig zijn door een forse toename van afname;
- de 380 kV-verbindingen die vanaf de Eemshaven richting de rest van Nederland lopen.

In deze casussen kijken we naar de resultaten van twee specifieke stations. Maar, aangezien dit typische stations zijn, zullen de algemene conclusies van deze stations ook gelden voor gelijkaardige andere stations. Echter, de specifieke resultaten zullen voor andere stations net anders uitpakken.

Op basis van de resultaten van de vorige systeemstudie hebben we voor deze drie casussen een inschatting gemaakt van de belasting op de stations of verbindingen in 2050. Dit vergelijken we met de beschikbare capaciteit van de stations, inclusief huidige geplande uitbreidingen, om een inschatting te maken van de benodigde uitbreidingen na 2030. Hiervoor maken we gebruik van het scenario Regionale Sturing uit de systeemstudie, aangezien dit scenario het beste aansluit bij de ontwikkelingen van de afgelopen jaren.

Vervolgens hebben we voor de verschillende flexibele bronnen uit het vorige hoofdstuk de optimale inzet voor netcongestiemanagement gemodelleerd, voor elk van de drie casussen. Vervolgens hebben we de impact daarvan op de piekbelasting op het station of de verbinding bepaald. Dit geeft een indicatie van de potentie van de verschillende flexibele bronnen voor het voorkomen van netuitbreidingen. Naast de impact van individuele flexibele bronnen hebben we ook gekeken naar de gezamenlijke impact van slimme combinaties van verschillende flexibele bronnen. Een uitgebreide omschrijving van de modellering van de flexibele bronnen is te vinden in Bijlage B.2.

4.1.2 Relatie tussen inzet netcongestiemanagement en elektriciteitsmarktbalancering

In de modellering van de impact van flexibele bronnen voor het verminderen van de netbelasting gaan we uit van de optimale inzet voor netcongestiemanagement. Maar deze bronnen zullen ook ingezet worden voor elektriciteitsmarktbalancering. Idealiter lopen deze functies hand in hand, maar vaak is dat niet het geval.

De inzet van flexibiliteit voor elektriciteitsmarktbalancering kan twee tegengestelde effecten hebben op de netbelasting: een negatief of positief effect. Dit komt doordat de nationale elektriciteitsbalans niet altijd gelijk is aan de lokale situatie. Een voorbeeld is dat

alle afnemers in een net stroom willen gebruiken door lage prijzen van wind-op-zee terwijl er geen zon is. Er is dan nationaal behoefte aan veel elektriciteitsvraag maar lokaal ontstaan er hoge pieken op het net door veel vraag.

Daarom onderzoeken we deze twee mogelijke effecten:

1. We onderzoeken of de inzet van flexibele bronnen voor elektriciteitsmarktbalancering overeenkomt met de inzet voor netcongestiemanagement. Als dit het geval kan de flexibiliteitsbron de netbelasting verlagen en tegelijkertijd bijdragen aan elektriciteitsmarktbalancering op nationaal niveau. Dit is vanuit maatschappelijk perspectief het meest wenselijk, aangezien flexibele bronnen dan tegelijk twee doelen dienen.
2. We onderzoeken of de inzet van flexibele bronnen voor elektriciteitsmarktbalancering extra netcongestie kan veroorzaken, door te analyseren op hoeveel momenten de inzet voor elektriciteitsmarktbalancering strijdig is met de lokale netsituatie (bijvoorbeeld inzet elektrolyse voor elektriciteitsmarktbalancering terwijl er lokaal weinig opwek en veel afname is).

Tekstbox 2 - Elektriciteitsmarktbalancering op balanceringsmarkten

In deze analyse is de voor de inzet van elektriciteitsmarktbalancering uitgegaan van inzet op de day-ahead-markt, conform de modellering in I13050 (Netbeheer Nederland, 2023). Echter, flexibele bronnen zullen ook acteren op verschillende balanceringsmarkten. Dit geldt met name voor technieken die op korte tijdschalen opereren, zoals Li-ion-batterijen. We verwachten dat de inzet van flexibele bronnen op balanceringsmarkten minder goed correleert met de lokale netsituatie dan inzet op de day-ahead-markt. Daarom zal de voor enkele technieken de overlap tussen inzet voor elektriciteitsmarktbalancering en netcongestiemanagement met bovenstaande analyse overschat worden en kan een techniek een negatiever effect op de piekbelasting hebben.

Een uitgebreide omschrijving van de bovenstaande analyses in te vinden in Bijlage B.3.

4.1.3 Inschatting maatschappelijke kosten

Om inzicht te geven in de (maatschappelijke) afweging tussen inzet van flexibele bronnen voor netcongestiemanagement en verzwaren van de elektriciteitsinfrastructuur brengen we de maatschappelijke kosten voor beide oplossingen in kaart. Hiermee brengen we in kaart of inzet van flexibele bronnen een kosteneffectief alternatief voor netverzwaringen kunnen zijn (verzwaren-tenzij principe). We doen expliciet geen volwaardige Maatschappelijke Kosten-Batenanalyse (MKBA), aangezien we alleen naar de impact op het elektriciteits-systeem kijken.

Bij het inschatten van de maatschappelijke kosten van inzet van flexibele bronnen voor netcongestiemanagement zijn de volgende aspecten van belang:

- **Kosten technieken.** Op basis van literatuur maken we een inschatting van de investeringskosten en operationele kosten van de verschillende technieken in 2050.
- **Kosten inkoop energie en opbrengsten verkoop energie.** Bij inzet van de flexibele bronnen wordt energie (elektriciteit of waterstof) ingekocht en vaak later weer verkocht, mogelijk met opslag- of conversieverliezen. We maken een inschatting van de netto kosten of opbrengsten hiervan, waarbij we meewegen dat de prijzen van elektriciteit variëren gedurende het jaar (laag op momenten met overschotten op nationaal niveau, hoog op momenten met tekorten op nationaal niveau).
- **Alleen inzet voor netcongestiemanagement of ook overige inzet.** Flexibele bronnen hoeven slechts een beperkt deel van het jaar ingezet te worden voor netcongestiemanagement. Als ze alleen ingezet worden voor netcongestiemanagement zijn de investeringskosten daardoor relatief hoog. Als de technieken op de uren dat ze niet

nodig zijn voor netcongestiemanagement ingezet worden voor elektriciteitsmarktbalancing kan een deel van de investeringskosten daarmee terugverdiend worden en liggen de kosten voor netcongestiemanagement lager. Dit is echter niet altijd mogelijk, aangezien flexibele bronnen dan in sommige gevallen nieuwe overbelasting veroorzaken (zie Paragraaf 4.1.2).

Er is veel onzekerheid over de ontwikkeling van de kosten van technieken en de prijzen van energie richting 2050. Daarnaast is het in sommige gevallen lastig om te bepalen of flexibiliteitsmiddelen ook ingezet kunnen worden voor elektriciteitsmarktbalancing. Om deze onzekerheden te ondervangen werken we met een range, met een ondergrens en bovengrens voor de maatschappelijke kosten voor inzet van flexibele bronnen voor netcongestiemanagement.

In Tabel 6 geven we een overzicht van de aannames voor de ondergrens en de bovengrens van de maatschappelijke kosten, voor elk van de onderzochte flexibele bronnen. Een uitgebreide omschrijving is te vinden in Bijlage B. Voor het inschatten van de kosten van netverzwaringen maken we gebruik van typische kosten voor uitbreidingen en rekenen we die om naar de kosten per MW verzwaring. Ook hier maken we gebruik van marges. Een uitgebreide omschrijving hiervan is ook te vinden in Bijlage B.2.

Tabel 6 - Methodologie inschatting maatschappelijke kosten, per flexibiliteitsbron

Flexibiliteitsbron	Maatschappelijke kosten - ondergrens	Maatschappelijke kosten - bovengrens
Waterstofcentrale	Lage prognose kosten. Centrales ook ingezet voor elektriciteitsmarktbalancing. Hoge prijzen elektriciteit, hoge prijzen waterstof.	Hoge prognose kosten. Centrales niet ingezet voor elektriciteitsmarktbalancing. Lage prijzen elektriciteit, lage prijzen waterstof
Elektrolyzers	Lage prognose kosten. Elektrolyser ook ingezet voor elektriciteitsmarktbalancing, bij elke toepassing. Lage prijzen elektriciteit, hoge prijzen waterstof.	Lage prognose kosten. Elektrolyser alleen bij 380 kV ook ingezet voor elektriciteitsmarktbalancing. Hoge prijzen elektriciteit, lage prijzen waterstof.
Curtailement	Weggegooid stroom heeft geen waarde vanwege overschotten op nationaal niveau.	Weggegooid stroom heeft wel waarde, want nationale overschotten ingezet voor flexibele vraag. Waarde weggegooid stroom is gelijk aan LCOE van productie.
Batterijen Li-ion	Lage prognose kosten. Batterijen ook ingezet voor elektriciteitsmarktbalancing. Alleen kosten voor uren dat inzet elektriciteitsmarktbalancing en netcongestiemanagement niet overlappen.	Hoge prognose kosten. Batterijen ook ingezet voor elektriciteitsmarktbalancing. Kosten voor alle uren inzet netcongestiemanagement, ook bij overlap elektriciteitsmarktbalancing day-ahead, omdat dan geen inzet op balanceringsmarkten mogelijk is (zie kader in Paragraaf 4.1.1)
Batterijen redox-flow		
Slim laden	Lage prognose kosten. Inschatting netto opbrengst verschuiven vraag. Relatief groot verschil tussen uren hoge e-prijzen en lage e-prijzen.	Hoge prognose kosten. Inschatting netto opbrengst verschuiven vraag. Relatief klein verschil tussen uren hoge e-prijzen en lage e-prijzen.
Vraagsturing industrie		
Energieplanologie	Geen inschatting maatschappelijke kosten.	

Tekstbox 3 - Vehicle-to-grid

Bij toepassing van vehicle-to-grid, of bidirectioneel laden, kunnen elektrische voertuigen niet alleen elektriciteit afnemen van een laadpaal maar ook elektriciteit terugleveren. Door elektriciteit op te slaan in de accu en deze op een later moment terug te leveren aan het net worden EV's onderdeel van regelbaar vermogen en functioneert het in principe als een batterij. Daardoor zijn mogelijk minder dedicated batterijen noodzakelijk.

De maatschappelijke kosten van toepassing van vehicle-to-grid liggen naar verwachting lager dan inzet van batterijen, doordat er geen investeringen in nieuwe batterijen nodig zijn. De enige maatschappelijke meerkosten zijn de versnelde afschrijvingskosten van de batterijen door extra gebruik. De maatschappelijke kosten van vehicle-to-grid hebben we in dit onderzoek niet meegenomen.

4.2 Resultaten typische stations en verbindingen

In de volgende paragrafen bespreken we de resultaten voor de drie casussen. Eerst geven we omschrijving van het station en de verwachte belasting en vervolgens bepalen we de potentiële impact van flexibiliteit en de overlap tussen inzet voor netcongestiemanagement en elektriciteitsmarktbalancering. De potentiële impact van ruimtelijke energieplanologie bespreken we separaat aangezien dit niet gerelateerd is aan één station.

4.2.1 HS-/MS-station - opwek dominant

Het eerste station dat we uitgewerkt hebben is een station met veel hernieuwbare opwek en relatief weinig vraag. Tabel 7 geeft de kerncijfers van de belasting van dit typische station in 2050. De elektriciteitsvraag zal in de gebieden rondom deze stations ook toenemen door elektrificatie en om dat te faciliteren is een kleine uitbreiding van de capaciteit van het station nodig. Maar er zijn nog veel forsere uitbreidingen nodig om het aansluiten van extra hernieuwbare opwek te faciliteren¹⁰. Het gaat bij het uitgewerkte station om een grote hoeveelheid zon-pv en een kleine hoeveelheid wind op land. In zowel Groningen als Drenthe is dit een vaak voorkomend station.

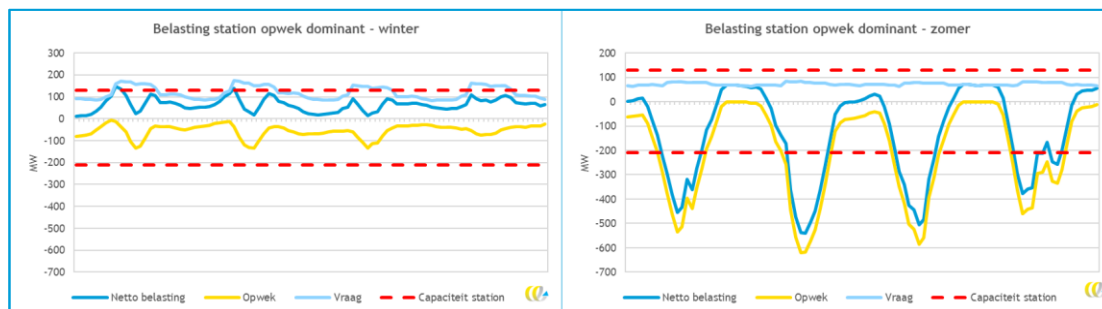
Tabel 7 - Kerncijfers belasting HS-/MS-station - opwek dominant in 2050

	Capaciteit station	Piekbelasting	Overschrijding	Aantal uren per jaar overschrijding
Opwek	210 MW	550 MW	340 MW	950 (10% van het jaar)
Afname	130 MW	175 MW	45 MW	100 (1% van het jaar)

De onderstaande figuren geven inzicht in vraag, aanbod en de nettobelasting bij dit station voor een typische week in de winter (links) en de zomer (rechts). In deze figuur is te zien dat in de winter op enkele korte momenten de belasting door afname iets boven de capaciteit van het station uitkomt. In de zomer zorgt opwek van zon-pv ervoor dat de belasting overdag fors hoger is dan de capaciteit.

¹⁰ Dezelfde capaciteit wordt gebruikt voor opwek en afname van elektriciteit. Indien de capaciteit van het station uitgebreid wordt, dan zorgt dit dus voor extra capaciteit voor zowel opwek als afname.

Figuur 8 - Illustratie vraag, aanbod en nettobelasting typisch HS-/MS-station opwek



Potentiële impact op belasting elektriciteitsnet

Voor dit station hebben we de impact van flexibele bronnen bepaald die ingezet kunnen worden bij overbelasting door opwek. Dit zijn curtailment en elektrolyse. Batterijen (Li-ion en redox-flow), slim laden en vraagsturing van de industrie zijn oplossingen bij zowel opwek als afname.

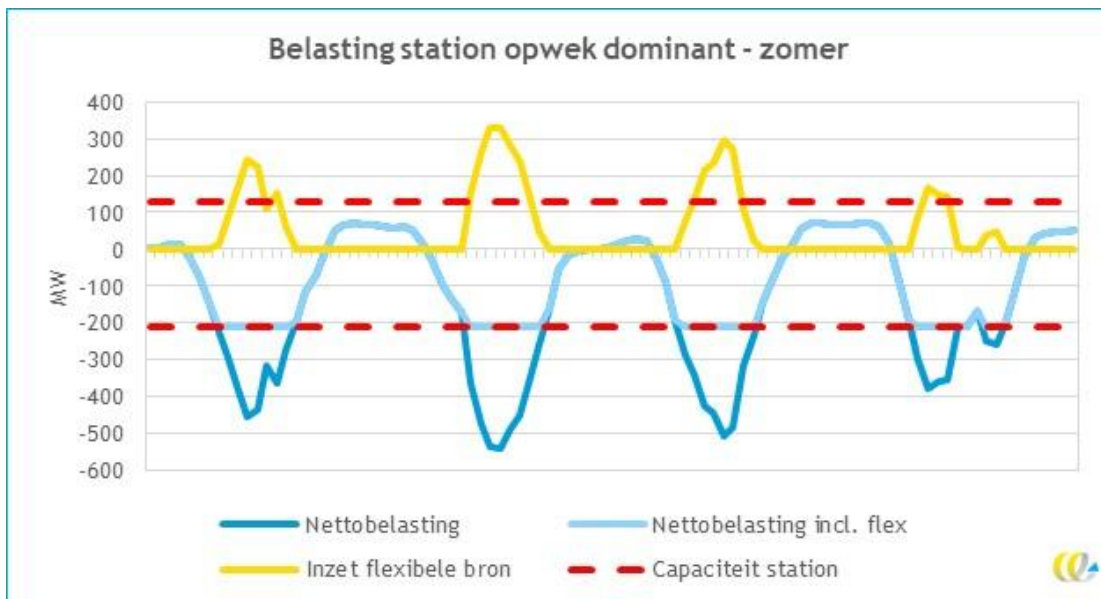
We zijn in deze analyse uitgegaan dat curtailment en elektrolyse ingezet worden om alle overbelasting door opwek om te vangen. We gaan uit van 340 MW elektrolyse en batterijen (gelijk aan omvang maximale overbelasting). De vermogens van vraagsturing van de industrie en slim laden zijn gerelateerd aan de vraag. Tabel 8 geeft een overzicht van de inzet van de flexibele bronnen, ook ten opzichte van de totale productie van hernieuwbare elektriciteit in het voorzieningsgebied van het station. Daarnaast geven we aan hoeveel uren in het jaar de flexibele bronnen ingezet moeten worden voor congestiemanagement.

Tabel 8 - Inzet flexibele bronnen voor netcongestiemanagement, typisch HS-/MS-station - opwek dominant

	Vermogen	Inzet voor congestiemanagement	Aantal uur inzet
Curtailment	340 MW	106 GWh (11% totale productie)	950 (11% van het jaar)
Elektrolyse	340 MW		
Batterijen Li-ion	340 MW	77 GWh (8% totale productie)	1.000 (12% van het jaar)
Batterijen redox-flow		107 GWh (11% totale productie)	
Vraagsturing industrie	30 MW	7 GWh (2% totale productie)	950 (11% van het jaar)
Slim laden	30 MW	0,5 GWh (0,1% totale productie)	100 (1% van het jaar)

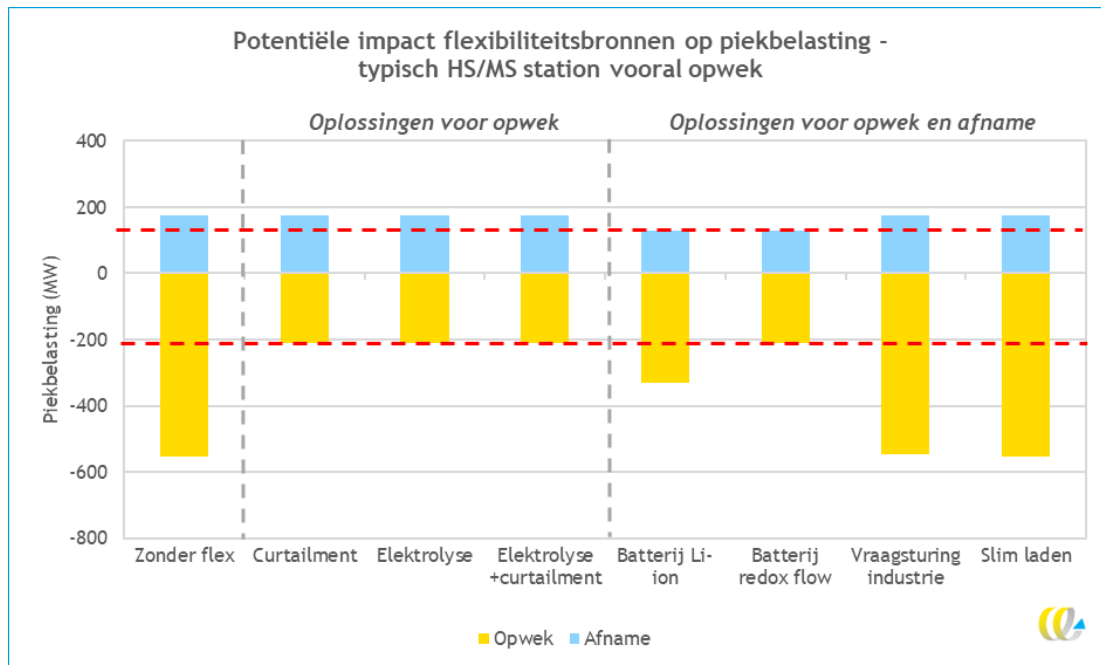
Figuur 9 geeft weer hoe inzet van flexibele bronnen de belasting op het HS-/MS-station kan verlagen op momenten met overschrijding door opwek. Op de momenten dat de belasting hoger is dan de capaciteit van het station wordt door flexibele bronnen extra vraag gegenereerd of wordt de productie verminderd. Hierdoor neemt de belasting op die uren af en blijft de belasting binnen de capaciteit van het station.

Figuur 9 - Illustratie inzet flexibele bronnen voor verminderen



Figuur 10 geeft een overzicht van de potentiële impact van flexibele bronnen op de piekbelasting op dit station. De rode stippellijn geeft de capaciteit van het station weer.

Figuur 10 - Potentiële impact flexibiliteit op netbelasting, typisch HS/MS-station met vooral opwek



De belangrijkste conclusies uit de figuur zijn:

- Curtailment, elektrolyse en een combinatie van curtailment en elektrolyse kunnen ervoor zorgen dat alle overbelasting door lokale overschotten aan opwek opgevangen worden. Maar bij dit station zijn er ook enkele momenten met een (kleine) overbelasting door afname. Bij toepassing van die technieken is dus nog wel een kleine uitbreiding van het station nodig, of toepassing van technieken die de piekbelasting door afname kunnen verminderen (zie Paragraaf 4.2.2).
- Bij curtailment zou 106 GWh ‘weggegooid’ moeten worden om de overschrijding door opwek te voorkomen. Dit komt overeen met ruim 10% van de totale productie van hernieuwbare elektriciteit in het voorzieningsgebied van dit station. Hiermee wordt de piekbelasting door opwek met meer dan 60% gereduceerd.
- Batterijen kunnen zowel de overbelasting door opwek als door afname verminderen. Li-ion-batterijen kunnen de piekbelasting wel wat verlagen (zowel voor opwek als afname), maar onvoldoende om te voorkomen dat uitbreidingen noodzakelijk zijn. Dit komt doordat Li-ion onvoldoende opslagcapaciteit (ten opzichte van het vermogen) hebben om alle overschrijdingen op te vangen. Redox-flow-batterijen kunnen wel alle overschrijding opvangen.
- Slim laden en vraagsturing van de industrie kunnen zorgen voor extra elektriciteitsvraag op momenten met lokaal veel hernieuwbare opwek, maar dit leidt slechts tot een beperkte afname van de piekbelasting op het station. Dit komt door het beperkte vermogen van deze flexibele bronnen en doordat deze bronnen maar een deel van de uren met overbelasting kunnen worden ingezet.

Relatie inzet netcongestiemanagement en elektriciteitsmarktbalancering

Tabel 9 geeft een overzicht op de overlap tussen de inzet voor netcongestiemanagement en de inzet voor elektriciteitsmarktbalancering voor de verschillende bronnen bij dit station.

Tabel 9 - Overlap inzet elektriciteitsmarktbalancering en netcongestiemanagement, typisch HS-/MS-station opwek

Flexibiliteitsbron	Inzet voor netcongestie ook gunstig voor elektriciteitsmarktbalancering?	Kan inzet elektriciteitsmarktbalancering nieuwe netcongestie veroorzaken?
Curtailment	Ja. De uren met inzet voor netcongestie overlappen bijna altijd met uren verwachte inzet elektriciteitsmarktbalancering.	Nee, inzet curtailment niet/nauwelijks mogelijk op momenten met netto afname aangezien er dan nauwelijks opwek is.
Elektrolyse	Ja. De uren met inzet voor netcongestie overlappen bijna altijd met uren verwachte inzet elektriciteitsmarktbalancering.	Ja, inzet elektrolyser voor elektriciteitsmarktbalancering vaak op momenten dat er lokaal meer afname is dan vraag. Dit zorgt voor een hogere overschrijding voor afname gedurende fors aantal uren (35% van het jaar) en een fors hogere piekbelasting.
Batterijen Li-ion Batterijen redox-flow	Ja. Uren van zowel opladen als ontladen voor netcongestie overlappen bijna altijd met verwachte inzet voor elektriciteitsmarktbalancering.	Inzet batterijen voor elektriciteitsmarktbalancering op day-ahead-markt zorgt een hogere overschrijding voor afname, doordat er opgeladen wordt op momenten dat er lokaal meer afname is dan vraag. Bij Li-ion-batterijen is het aantal uren waarop de overschrijding door afname groter wordt beperkt (50-100 uur per jaar) en de toename van de piekbelasting beperkt. Bij

Flexibiliteitsbron	Inzet voor netcongestie ook gunstig voor elektriciteitsmarktbalancing?	Kan inzet elektriciteitsmarktbalancing nieuwe netcongestie veroorzaken?
		redox-flow is zowel het aantal uren met een hogere overschrijding (1.000 uur per jaar) als de toename van de piekbelasting groter. De impact van inzet van batterijen voor balanceringsdiensten is niet onderzocht.
Vraagsturing industrie	Ja. Uren van vraagtoename en vraagreductie komen bijna altijd met verwachte inzet elektriciteitsmarktbalancing.	Op sommige momenten kan inzet van vraagsturing of slim laden voor elektriciteitsmarktbalancing zorgen voor een hogere netbelasting. Maar naar verwachting leidt dit niet tot een hogere piek van afname of opwek.
Slim laden	Klein deel (20% van uren) van vraagtoename en vraagreductie tegengesteld aan verwachte inzet elektriciteitsmarktbalancing.	

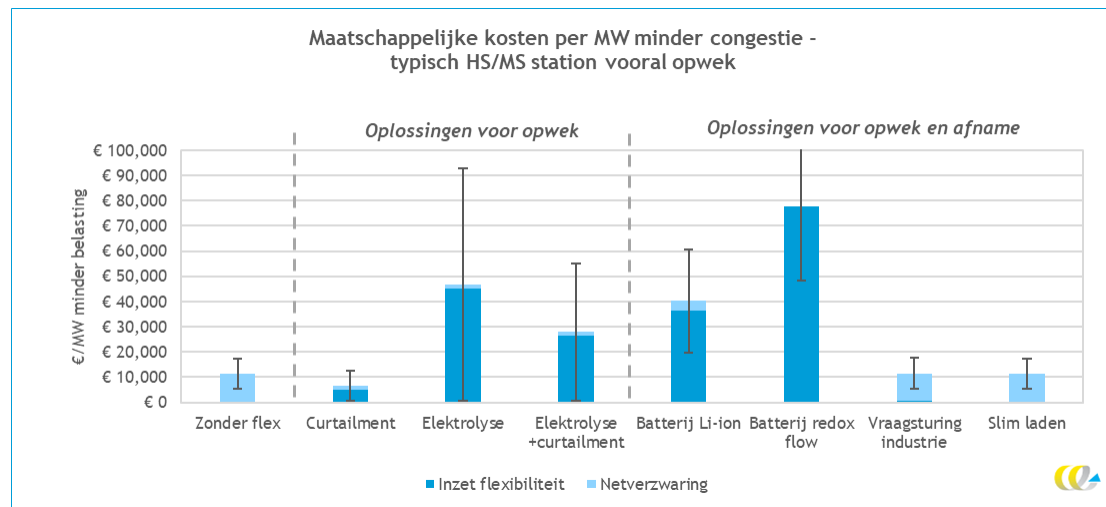
De belangrijkste conclusies zijn:

- Het plaatsen van elektrolyzers bij HS/MS-stations met een overschot aan opwek kan ertoe leiden dat extra overbelasting door afname ontstaat. Ruim 50% van de uren dat elektrolyzers voor elektriciteitsmarktbalancing ingezet worden, met name momenten met overschotten op nationaal niveau door veel wind op zee, zijn er lokaal al tekorten. Hierdoor neemt de afnamepiek fors toe. Wel zorgt inzet van elektrolyzers voor elektriciteitsmarktbalancing voor een lagere piek door opwek.
- Inzet van batterijen voor elektriciteitsmarktbalancing kan bijdragen aan het verminderen van netcongestie door opwek, maar kan ook leiden tot een grotere overschrijding door afname waardoor ook nieuwe congestie veroorzaakt wordt. Dit komt doordat er vaak opgeladen wordt op momenten dat er lokaal meer afname is dan vraag. Wel kan inzet van batterijen voor elektriciteitsmarktbalancing voor een lagere piek door opwek zorgen, al is dat minder zeker dan bij elektrolyzers.
- Zowel bij elektrolyzers als batterijen kan het netto-effect (bij inzet voor elektriciteitsmarktbalancing) op de netbelasting positief zijn, al hangt dit van de specifieke situatie af (bij meer afname wordt het netto-positieve effect kleiner). Om het negatieve effect op de piekbelasting door afname te mitigeren kunnen capaciteitsbeperkende contracten (zie Paragraaf 2.2) ingezet worden.

Inschatting maatschappelijke kosten

Figuur 11 geeft een overzicht van de maatschappelijke kosten voor het oplossen van de overbelasting op het station met verschillende flexibiliteitsopties, en voor de situatie zonder inzet van flexibiliteitsopties. De technieken kunnen de overbelasting niet volledig oplossen (zie vorige paragraaf), dus we geven voor elke techniek ook nog de kosten voor de resterende verzwaringen. De kosten drukken we uit per MW minder belasting, zodat deze te vergelijken zijn met de resultaten van de andere stations.

Figuur 11 - Maatschappelijke kosten inzet flexibele bronnen en netverzwaring typisch HS-/MS-station opwek



De belangrijkste conclusies zijn:

- De maatschappelijke kosten van curtailment zijn beperkt, aangezien dit bijna uitsluitend plaatsvindt op moment met overschotten op nationaal niveau, en dus lage elektriciteitsprijzen. De maatschappelijke kosten voor curtailment zijn bij deze stations naar verwachting lager dan de kosten voor verzwaring.
- De maatschappelijke kosten van toepassing van elektrolyzers voor netcongestie-management zijn onzeker. Als de elektrolyser specifiek voor het verlagen van de netbelasting neergezet wordt zijn de maatschappelijke kosten een stuk hoger dan de kosten van verzwaring doordat hij een beperkt aantal draaiuren maakt en de verkoop van waterstof dan niet opweegt tegen de investeringskosten. Als elektrolyzers ook ingezet kan worden voor elektriciteitsmarktbalancing op andere uren in het jaar, dan kan de investering wel terugverdiend worden en zijn er geen kosten voor de inzet van de elektrolyser voor netcongestie-management. Het verschilt per station of dit mogelijk is, omdat de inzet van elektrolyzers op andere uren mogelijk extra overbelasting door afname kan veroorzaken (zie Tabel 9).
- De maatschappelijke kosten voor inzet van batterijen voor het oplossen van de overbelasting op dit station zijn naar verwachting een stuk hoger dan de kosten van verzwaring. Ook hier geldt dat de kosten voor batterijen lager zijn als deze op andere uren ook ingezet kunnen worden voor elektriciteitsmarktbalancing, maar ook bij batterijen kan dit leiden tot extra overbelasting door afname (zie Tabel 9). We concluderen dus ook dat voor dit station batterijen technisch de netcongestieproblemen maar voor een gedeelte kunnen oplossen en er dus netverzwaring nodig blijft.
- De kosten van slim laden en vraagsturing van de industrie worden naar verwachting opgeheven door de baten van het verschuiven van vraag naar momenten met lagere prijzen. Dit betekent dat er geen maatschappelijke (meer)kosten zijn voor deze oplossingen. Er zijn nog wel kosten voor verzwaring, aangezien inzet van vraagsturing slechts tot een beperkte reductie van de piekbelasting leidt.
- Door de inzet van verschillende flexibele bronnen slim te combineren kunnen de maatschappelijke kosten verlaagd worden. Zo zijn de maatschappelijke kosten voor elektrolyse + curtailment lager dan de maatschappelijke kosten van alleen curtailment. Andere potentiële combinaties zijn vraagsturing (industrie en slim laden) + curtailment en batterijen + curtailment.

4.2.2 HS-/MS-station - afname dominant

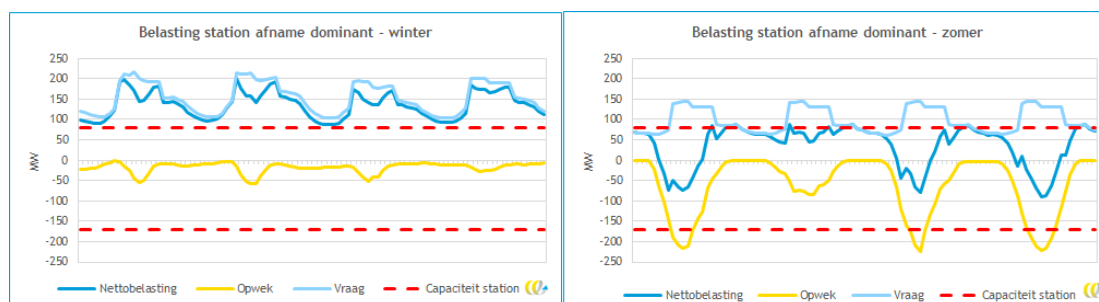
Het tweede station dat we uitgewerkt hebben is een station waarbij de toename van afname van elektriciteit de belangrijkste reden is dat uitbreidingen nodig zijn. Tabel 10 geeft een overzicht van de kerncijfers voor dit station. Bij dit station zal een forse toename van afname van elektriciteit plaatsvinden door elektrificatie van de gebouwde omgeving en mobiliteit. Daarnaast zal er een toename zijn van hernieuwbare opwek, met name door zon op dak. Hiervoor is een kleine uitbreiding van de capaciteit nodig. De piekbelasting voor opwek is beperkt hoger dan de huidige capaciteit, maar de piekbelasting voor afname is veel groter dan de huidige capaciteit. Daardoor zijn er forsere uitbreidingen nodig om elektrificatie te faciliteren. Dit station is typisch voor de ontwikkeling in grotere steden¹¹.

Tabel 10 - Kerncijfers belasting HS-/MS-station - afname dominant in 2050

	Capaciteit station	Piekbelasting	Overschrijding	Aantal uren per jaar overschrijding
Opwek	170 MW	190 MW	20 MW	10 (0,1% van het jaar)
Afname	80 MW	210 MW	130 MW	4.700 (55% van het jaar)

De figuren in Figuur 12 geven inzicht in vraag, aanbod en de nettobelasting bij dit station voor een typische week in de winter (links) en de zomer (rechts). In deze figuur is te zien dat de belasting door afname in de winter bijna altijd hoger is dan de capaciteit. Daardoor is het aantal uren overschrijding door afname (55%) zo hoog. In de zomer zorgt opwek van zon-pv ervoor dat de belasting overdag groter is dan de capaciteit, maar dit gebeurt slechts enkele uren per jaar. In de avonden en nachten in de zomer is belasting door afname op sommige momenten hoger dan de capaciteit.

Figuur 12 - Illustratie vraag, aanbod en nettobelasting typisch HS/MS-station opwek



Potentiële impact op belasting elektriciteitsnet

Figuur 13 geeft een overzicht van de potentiële impact van flexibele bronnen op de piekbelasting op dit station. Voor dit station hebben we de impact van flexibele bronnen bepaald die ingezet kunnen worden bij een overschot aan afname. Waterstofcentrales kunnen ingezet worden voor alleen afnamenetcongestie. Batterijen (Li-ion en redox-flow), slim laden en vraagsturing van de industrie zijn oplossingen bij zowel opwek- als afnamenetcongestie. De rode stippellijn geeft de capaciteit van het station weer.

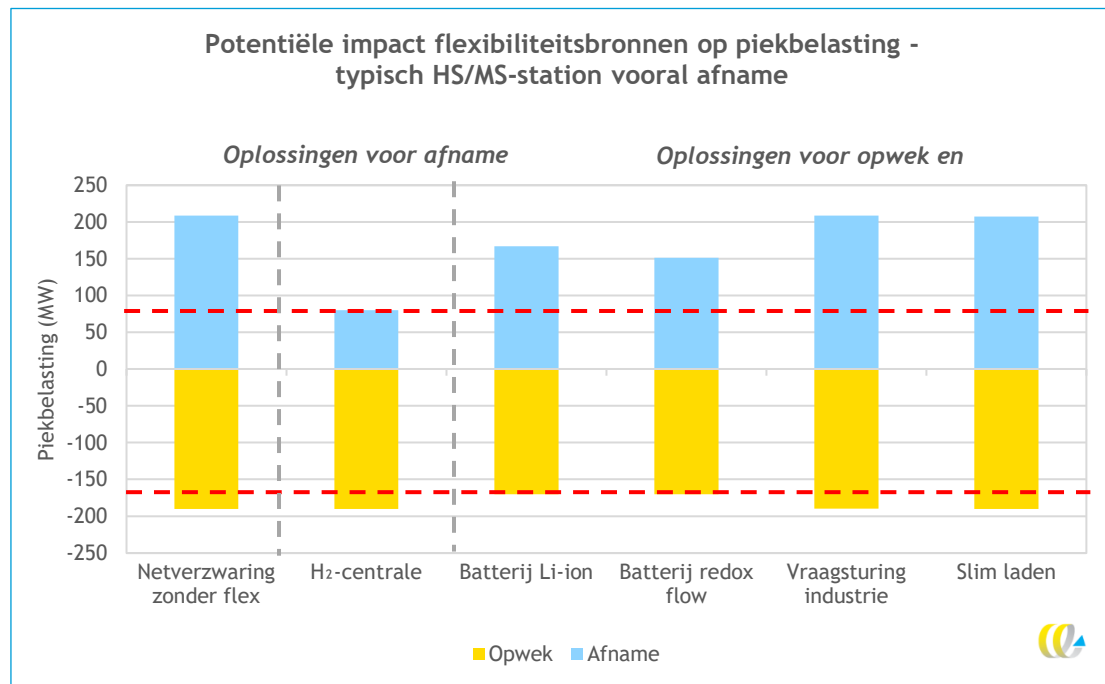
¹¹ Er zijn in de provincies Groningen en Drenthe ook enkele stations die zowel stedelijk gebied als landelijke omgeving voeden. Bij deze stations is in de meeste gevallen opwek dominant, wat betekent dat bij die stations vooral de conclusies van Paragraaf 4.2.1 gelden.

We zijn in deze analyse uitgegaan dat de capaciteit van de waterstofcentrales en batterijen gelijk zijn aan de omvang van de maximale overbelasting (130 MW). Tabel 11 geeft een overzicht van de inzet van de flexibele bronnen, ook ten opzichte van de totale productie van hernieuwbare elektriciteit in het voorzieningsgebied van het station. Daarnaast geven we aan hoeveel uren in het jaar de flexibele bronnen ingezet moeten worden voor congestiemanagement.

Tabel 11 - Inzet flexibele bronnen voor netcongestiemanagement, typisch HS-/MS-station - afname dominant

	Vermogen	Inzet voor congestiemanagement	Aantal uur inzet
Waterstofcentrale	130 MW	164 GWh (16% totale vraag)	4.700 (55% van het jaar)
Batterij Li-ion	130 MW	17 GWh (2% totale vraag)	4.700 (55% van het jaar)
Batterij redox-flow	130 MW	26 GWh (3% totale vraag)	4.700 (55% van het jaar)
Vraagsturing industrie	30 MW	9 GWh (2% totale vraag)	3.600 (40% van het jaar)
Slim laden	50 MW	6 GWh (1% totale vraag)	1.300 (15% van het jaar)

Figuur 13 - Potentiële impact flexibiliteit op netbelasting, typisch HS/MS-station met vooral afname



De belangrijkste conclusies uit de figuur zijn:

- Waterstofcentrales kunnen de overbelasting door afname oplossen, door op die momenten extra elektriciteit te produceren. Hiervoor moeten waterstofcentrales een fors deel van het jaar ingezet worden. Bij dit station zijn er ook enkele momenten met een (kleine) overbelasting door opwek. Bij toepassing van die technieken is dus nog wel een kleine uitbreiding van het station nodig, of toepassing van technieken die de piekbelasting door afname kunnen verminderen (zie Paragraaf 4.2.2).
- Zowel Li-ion-batterijen als redox-flow-batterijen kunnen de piekbelasting wel wat verlagen (zowel voor opwek als afname), maar onvoldoende om te voorkomen dat uitbreidingen noodzakelijk zijn. Dit komt doordat er meer dan de helft van het uren van

het jaar sprake is van overbelasting door afname en in de winter zijn er lange onafgebroken periodes met overbelasting door afname. De opslagcapaciteit van batterijen, zelfs van redox-flow-batterijen, is dan onvoldoende om deze periodes te overbruggen.

- Slim laden en vraagsturing van de industrie kunnen de elektriciteitsvraag wat verminderen op momenten met veel vraag en weinig opwek, maar dit leidt slechts tot een beperkte afname van de piekbelasting op het station.

Relatie inzet netcongestiemanagement en elektriciteitsmarktbalancering

Tabel 12 geeft een overzicht op de overlap tussen de inzet voor netcongestiemanagement en de inzet voor elektriciteitsmarktbalancering voor de verschillende bronnen bij dit station.

Tabel 12 - Overlap inzet elektriciteitsmarktbalancering en netcongestiemanagement, typisch HS/MS-station afname dominant

Flexibiliteitsbron	Inzet voor netcongestie ook gunstig voor elektriciteitsmarktbalancering?	Kan inzet elektriciteitsmarktbalancering nieuwe netcongestie veroorzaken?
Waterstofcentrale	Nee. Op veel uren inzet voor netcongestiemanagement (60% van uren) al overschotten opwek op nationaal niveau.	Nee. Inzet waterstofcentrales alleen op momenten dat er weinig hernieuwbare opwek is.
Batterijen Li-ion Batterijen redox-flow	Nee. Batterijen moeten vaak ontladen op momenten met overschotten opwek op nationaal niveau.	Inzet batterijen voor elektriciteitsmarktbalancering op day-ahead-markt zorgt voor een hogere piekbelasting en daarmee een hogere overschrijding, zowel voor afname als opwek. De overschrijding wordt een fors deel van het jaar hoger (15% van uren bij Li-ion en 45% van uren bij redox-flow) en de piekbelasting neemt ook in beide gevallen toe. De impact van inzet van batterijen voor balanceringsdiensten is niet onderzocht.
Vraagsturing industrie Slim laden	Nee, vaak reductie van vraag nodig op momenten met overschotten opwek op nationaal niveau.	Inzet vraagsturing van industrie en slim laden voor elektriciteitsmarktbalancering zorgt voor een hogere piekbelasting en daarmee een hogere overschrijding, zowel voor afname als voor opwek.

De belangrijkste conclusies zijn:

- Waterstofcentrales moeten voor netcongestiemanagement vaak ingezet worden op momenten met overschotten op nationaal niveau, waarop ze voor elektriciteitsmarktbalancering niet ingezet zouden worden. Op die momenten zijn de elektriciteitsprijzen laag en de kosten voor het aanzetten van de waterstofcentrale dus hoog, aangezien de waarde van geproduceerde elektriciteit laag is. Dit zorgt voor hogere maatschappelijke kosten (zie volgende paragraaf).
- Ook de inzet van batterijen en vraagsturing voor netcongestiemanagement is vaak strijdig met de inzet voor elektriciteitsmarktbalancering. Om de netbelasting op dit station te verminderen moeten de batterijen ontladen en vraag gereduceerd worden op

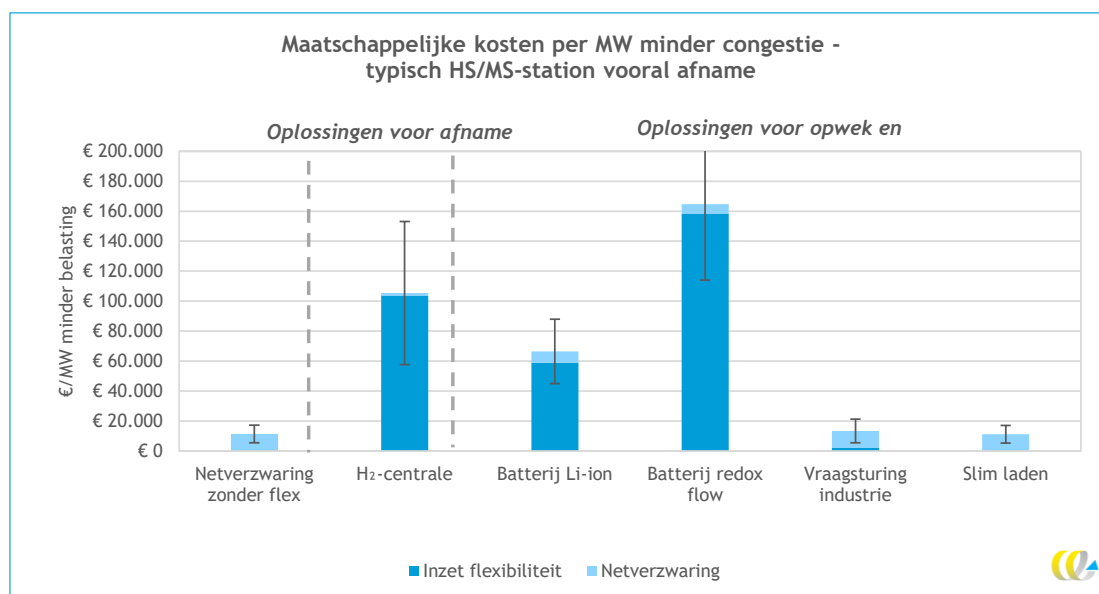
momenten met overschotten op nationaal niveau en dus lage prijzen. Dit zorgt voor hogere maatschappelijke kosten (zie volgende paragraaf).

- Inzet van batterijen en vraagsturing voor elektriciteitsmarktbalancing kan daarnaast zorgen voor extra overbelasting op dit station, doordat extra vraag wordt gegenereerd op momenten dat er lokaal al tekorten zijn. Om dit tegen te gaan is een capaciteitsbeperkend contract nodig voor een groot deel van het jaar (zie Paragraaf 2.2).
- De inzet van waterstofcentrales voor elektriciteitsmarktbalancing bij dit station leidt naar verwachting niet tot extra belasting, aangezien deze alleen ingezet worden op momenten dat er weinig of geen hernieuwbare opwek is en extra opwek dan alleen maar gunstig is voor de netbelasting.

Inschatting maatschappelijke kosten

Figuur 14 geeft een overzicht van de maatschappelijke kosten voor het oplossen van de overbelasting op het station met verschillende flexibiliteitsopties, en voor de situatie zonder inzet van flexibiliteitsopties. De technieken kunnen de overbelasting niet volledig oplossen (zie vorige paragraaf), dus we geven voor elke techniek ook nog de kosten voor de resterende verzwaringen. De kosten drukken we uit per MW minder belasting, zodat deze te vergelijken zijn met de resultaten van de andere stations.

Figuur 14 - Maatschappelijke kosten inzet flexibele bronnen en netverzwarende typisch HS/MS-station afname



De belangrijkste conclusies zijn:

- De maatschappelijke kosten van de inzet van waterstofcentrales of batterijen voor netcongestiemanagement liggen een stuk hoger dan de kosten voor verzwaring en is daarmee onwenselijk. Dit heeft twee belangrijke oorzaken:
 - Deze technieken moeten een groot deel van het jaar ingezet worden voor netcongestiemanagement, waardoor ze niet of nauwelijks meer op andere momenten ingezet kunnen om de investering terug te verdienen met elektriciteitsmarktbalancing.

- Deze technieken moeten voor netcongestiemanagement regelmatig elektriciteit leveren op momenten met lage elektriciteitsprijzen. Op die uren wordt amper winst of zelfs verlies gemaakt op de verkoop van deze elektriciteit.
- De kosten van slim laden en vraagsturing van de industrie worden naar verwachting opgeheven door de baten van het verschuiven van vraag naar momenten met lagere prijzen. Dit betekent dat er geen maatschappelijke (meer)kosten zijn voor deze oplossingen. Er zijn nog wel kosten voor verzwaring, aangezien inzet van vraagsturing slechts tot een beperkte reductie van de piekbelasting leidt.

4.2.3 Wat is de potentiële impact van flexibiliteit op 380 kV-verbindingen?

In de derde casus kijken we naar de potentiële impact van flexibiliteit op de 380 kV-verbindingen, het hoogste niveau van het hoogspanningsnet, vanaf de Eemshaven richting de rest van Nederland. De conclusies voor de 380 kV-verbindingen kunnen niet direct vertaald worden naar lagere niveaus van het hoogspanningsnet (220 kV en 110 kV), aangezien bij de 380 kV-verbindingen transport van elektriciteit van windparken op zee dominant is en de afvoer van elektriciteit van windparken op zee met name op dit spanningsniveau plaatsvindt.

De Eemshaven is een aanlandlocatie van wind op zee. Tot 2031 zal hier 4,6 GW elektriciteit van windparken op zee aanlanden en richting 2050 kan dit nog verder toenemen. In het scenario Regionale Sturing uit de systeemstudie uit 2019 wordt uitgegaan van 9,6 GW elektrische aanlanding van wind op zee in 2050. Er is dus een fors aanbod van elektriciteit. Een deel van deze elektriciteit wordt in Groningen benut, met name door industrie en datacenters, maar een groot deel van deze stroom moet worden doorgevoerd richting de rest van Nederland waardoor een deel van het jaar sprake is van overbelasting op de 380 kV-verbindingen. Op momenten met weinig wind op de Noordzee moet elektriciteit aangevoerd worden richting Groningen, maar de transportcapaciteit van de 380 kV-verbindingen is naar verwachting voldoende hiervoor.

Vanaf de Eemshaven loopt een 380 kV-verbinding met twee circuits richting Meeden in Drenthe en vervolgens richting Zwolle. Daarnaast wordt een 380 kV-verbinding gerealiseerd vanaf de Eemshaven richting Vierverlaten en vervolgens richting Ens. Deze verbinding krijgt vier circuits tot Vierverlaten en vanaf Vierverlaten twee circuits. In totaal zijn er dus zes afvoerende 380 kV-circuits tot Vierverlaten en vier 380 kV-circuits na Vierverlaten. Zie hiervoor ook Figuur 3. Voor het bepalen van de transportcapaciteit van 380 kV-verbindingen hebben we gekeken naar het deel na Vierverlaten, dus van vier 380 kV-circuits richting de rest van het land¹². Tabel 13 geeft een overzicht van de kerncijfers van de belasting op de 380 kV-verbindingen.

Tabel 13 - Kerncijfers belasting 380 kV-verbindingen

	Capaciteit verbindingen	Piekbelasting	Overschrijding	Aantal uren per jaar overschrijding
Opwek	9.625 MW	12.100 MW	2.500 MW	120 (1% van het jaar)
Afname	9.625 MW	3.900 MW	0 MW	0

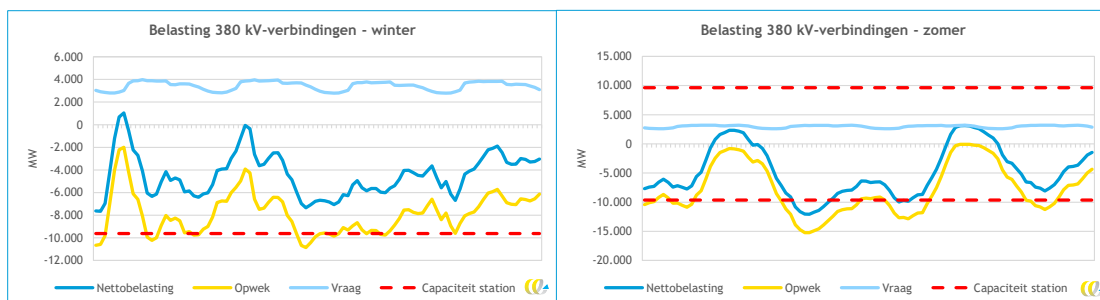
De figuren op de volgende bladzijde geven inzicht in vraag, aanbod en de nettobelasting bij voor de 380 kV-verbindingen voor een typische week in de winter (links) en de zomer

¹² We gaan uit van 9.625 MW transportcapaciteit. Vanaf Eemshaven 6 circuits (4 naar Vierverlaten, 2 naar Meeden), maar slechts 4 circuits ten zuiden van Meeden en Vierverlaten. Daarnaast bij Meeden en Vierverlaten 4 220/380 kV-trafo's. 3 bruikbaar in n-1, maar uitgegaan van 2,5 vanwege onderhoud. 2.650 MW per circuit (4 kA geleiders) en 750 MW per trafo.



(rechts). In deze figuur is te zien dat in de winter structureel lokale overschotten zijn door productie van wind op zee, maar dat er voldoende capaciteit is om deze af te voeren. In de zomer zorgt gecombineerde opwek van zon-pv en wind op zee ervoor dat de belasting overdag op enkele momenten hoger is dan de capaciteit. Dit komt maar een beperkt aantal uren in het jaar voor.

Figuur 15 - Illustratie vraag, aanbod en nettobelasting 380 kV-verbindingen



Het transport van elektriciteit vanaf de Eemshaven richting de rest van Nederland heeft niet alleen impact op de 380 kV-verbindingen vanaf de Eemshaven naar Meeden-Zwolle en Vierverlaten-Ens, maar ook op de rest van het 380 kV-net. Hier kijken we afzonderlijk naar bij de maatschappelijke kosten.

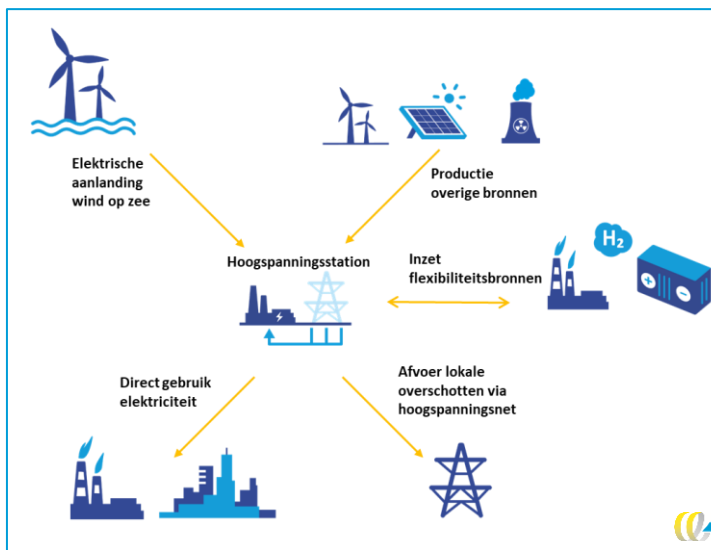
Tekstbox 4 - Onzekerheden inschatting belasting 380 kV-verbindingen

Om een goede inschatting te maken van de transportstromen over deze 380 kV-verbindingen en de impact van de flexibele bronnen hierop is een integrale doorrekening door TenneT noodzakelijk. Zo'n doorrekening is uitgevoerd voor de systeemstudie in 2019, maar deze uitkomsten konden niet voor deze analyses gebruikt worden omdat de resultaten niet het vereiste detailniveau hadden. En binnen dit onderzoek is geen tijd voor nieuwe doorrekeningen. Daarom is gekozen voor een alternatieve benadering.

Op basis van een modellering van uurlijkse vraag en aanbod van elektriciteit in de provincie Groningen (volgend uit de systeemstudie) maken we een inschatting van de hoeveelheid elektriciteit die elk uur aangevoerd of afgevoerd moet worden met de 380 kV-verbindingen. We vergelijken de transportbehoefte met de transportcapaciteit van deze verbindingen om een inschatting te maken van de omvang van de overbelasting, voor elk uur in het jaar. Deze methodiek illustreren we in onderstaande figuur.



Figuur 16 - Illustratie elektriciteitsstromen 380 kV-verbindingen



Er zijn echter enkele relevante factoren voor de belasting op de 380 kV-verbindingen die bij de gekozen methodiek niet meegenomen worden:

- Import/export elektriciteit vanaf Eemshaven. Er zijn bij de Eemshaven interconnectieverbindingen met Denemarken (COBRA) en Noorwegen (NorNed). Import of export van elektriciteit via deze kabels heeft impact op de hoeveelheid elektriciteit die via de 380 kV-verbindingen getransporteerd moet worden.
- Transit-flows. In de analyse is aangenomen dat de Eemshaven op een uitloper van het 380 kV-net ligt en dat er geen doorvoer van elektriciteit is. Echter in de praktijk zal er naar verwachting ook doorvoer van elektriciteit zijn, met name door import vanaf Duitsland bij Meeden.
- Scenario's enkele jaren oud. Voor deze analyses zijn scenario's van de systeemstudie Groningen-Drenthe uit 2019 gebruikt. De scenario's zijn destijds opgesteld voor 2050, dus zouden in theorie nog steeds geldig moeten zijn. Maar in de afgelopen jaren zijn ontwikkelingen in Groningen en Drenthe, met name rondom wind en zon op land, erg snel gegaan en een deel van de scenario's van de systeemstudie uit 2019 zijn op basis van huidige plannen al achterhaald. Het scenario Regionale Sturing lijkt op basis van de huidige ontwikkeling nog wel mogelijk, dus de resultaten van dat scenario worden gebruikt. Maar het is mogelijk dat de ontwikkelingen van met name wind en zon op land, maar ook aanlanding van wind op zee, nog verder gaan dan aangenomen in dit scenario.

Vanwege de bovenstaande beperkingen geeft de gekozen methodiek geen exacte inschatting van de belasting op de 380 kV-verbindingen. Maar deze benadering is goed genoeg voor het doel van dit onderzoek, namelijk inzicht geven in de impact van de flexibele bronnen op de 380 kV-verbindingen en de afweging tussen inzet van flexibele bronnen en verzwaringen.

Potentiële impact op belasting 380 kV-verbindingen

Figuur 17 geeft een overzicht van de potentiële impact van flexibele bronnen op de piekbelasting op de 380 kV-verbindingen. Voor de 380 kV-verbindingen hebben we de impact van flexibele bronnen bepaald die ingezet kunnen worden bij een overschot aan aanbod. De rode stippellijn geeft de capaciteit van het station weer.

Curtaillment en elektrolyse zijn de flexibele bronnen die een oplossing kunnen zijn bij opwek. Batterijen (Li-ion en redox-flow) en vraagsturing van de industrie zijn oplossingen bij zowel opwek als afname. Slim laden is niet meegenomen, aangezien de impact hiervan op het hoogspanningsnet beperkt is. CAES is niet meegenomen, aangezien de potentie

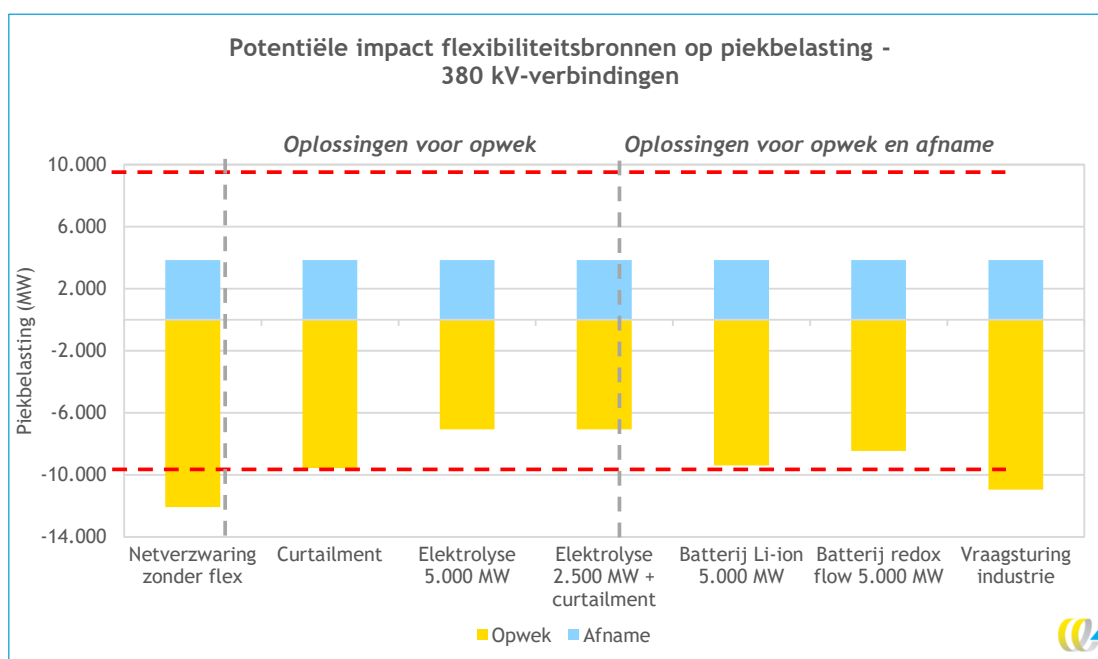
hiervan onzeker is en het onzeker is of dit gerealiseerd kan worden op de juiste locaties om de belasting te kunnen verlagen. De potentiële impact van CAES is vergelijkbaar met de impact van batterijen.

We zijn in deze analyse uitgegaan van 5.000 MW elektrolyzers en 5.000 MW batterijen. Deze waarden vallen binnen de bandbreedte van de vermogens die vanuit I13050 in Groningen verwacht worden (zie Tabel 16 in Paragraaf 5.1). We hebben aangenomen dat curtailment alleen ingezet wordt om de overbelasting op de verbindingen op te vangen (vermogen ongeveer 2.500 MW). Daarnaast hebben we gekeken naar een combinatie van curtailment met 2.500 MW elektrolyzers. Tabel 14 geeft een overzicht van de inzet van de flexibele bronnen, ook ten opzichte van de totale productie van hernieuwbare elektriciteit in de provincie Groningen (inclusief wind op zee). Daarnaast geven we aan hoeveel uren in het jaar de flexibele bronnen ingezet moeten worden voor congestie management.

Tabel 14 - Inzet flexibele bronnen voor netcongestie management, 380 kV-verbindingen

	Vermogen	Inzet voor congestie management	Aantal uur inzet
Curtailment	2.500 MW	156 GWh (0,3% van productie)	1.800 (20% van het jaar)
Elektrolyse	5.000 MW	2.450 GWh (5% van productie)	1.800 (20% van het jaar)
Batterijen Li-ion	5.000 MW	1.400 GWh (3% van productie)	1.800 (12% van het jaar)
Batterijen redox-flow		2.250 GWh (4% van productie)	
Vraagsturing industrie	1.200 MW	280 GWh (0,5% van productie)	1.100 (11% van het jaar)

Figuur 17 - Potentiële impact flexibiliteit op netbelasting, 380 kV-verbindingen



De belangrijkste conclusies voor het oplossen van netcongestie zijn:

- Curtailment, elektrolyse en een combinatie van de twee kunnen de overbelasting op de 380 kV-verbindingen vanaf de Eemshaven oplossen. Elektrolyse en een combinatie van elektrolyse en curtailment kunnen ervoor zorgen dat de piekbelasting nog verder teruggebracht wordt, waardoor mogelijk verzwaringen op de rest van het hoogspanning

in Nederland voorkomen kunnen worden. Hoeveel de piekbelasting teruggebracht kan worden is afhankelijk van het vermogen aan elektrolyzers. Elke MW elektrolyse zorgt in potentie voor een reductie van één MW van de piekbelasting door opwek. Hetzelfde geldt voor curtailment, al moet bij elke MW extra curtailment relatief meer stroom weggegooid worden.

- Bij curtailment zou 156 GWh ‘weggegooid’ moeten worden om de overschrijding met 2.500 MW te verlagen. Dit komt overeen met ruim 0,3% van de totale productie van hernieuwbare elektriciteit in Groningen (inclusief wind op zee). Met een kleine hoeveelheid curtailment kan de piekbelasting op de 380 kV-verbindingen dus al flink verlaagd worden.
- Li-ion-batterijen kunnen de piekbelasting op de verbindingen wat terugbrengen, maar niet voldoende de overbelasting op de 380 kV-verbindingen vanaf de Eemshaven volledig op te lossen. Bij toepassing van 5.000 MW Li-ion-batterijen kan de piekbelasting ongeveer 2.700 MW teruggebracht worden. Dit betekent dat Li-ion-batterijen niet erg geschikt zijn voor het verminderen van de netbelasting op de 380 kV-verbindingen. Dit komt doordat Li-ion-batterijen slechts enkele uren achtereen op vol vermogen kunnen opladen of ontladen, waardoor ze onvoldoende opslagcapaciteit hebben om alle overschrijdingen op te vangen. Een kleiner vermogen aan Li-ion-batterijen kan wel geschikt zijn om de piekbelasting iets te verlagen, aangezien de hoogste pieken in de belasting veel minder uur per jaar voorkomen.
- Redox-flow-batterijen zijn geschikter voor het verminderen van de netbelasting op de 380 kV-verbindingen, aangezien ze meer uren op vol vermogen kunnen opladen of ontladen. Redox-flow-batterijen kunnen de overbelasting op de 380 kV-verbindingen vanaf de Eemshaven oplossen en de piekbelasting nog verder terugbrengen. 5.000 MW aan redox-flow-batterijen kan de piekbelasting met 3.600 MW terugbrengen. Met extra redox-flow-batterijen kan de piekbelasting nog verder teruggebracht worden. Maar het is de verwachting elke toegevoegde MW redox-flow-batterijen minder reductie van de piekbelasting teweeg brengen. Daardoor is minder vermogen aan redox-flow-batterijen naar verwachting efficiënter voor het terugdringen van de belasting.
- Vraagsturing van de industrie kan de piekbelasting wat terugbrengen, maar niet voldoende om de overbelasting op de 380 kV-verbindingen vanaf de Eemshaven volledig op te lossen.

Relatie inzet netcongestiemanagement en elektriciteitsmarktbalancering

Tabel 15 geeft een overzicht op de overlap tussen de inzet voor netcongestiemanagement en de inzet voor elektriciteitsmarktbalancering voor de verschillende bronnen bij de 380 kV-verbindingen vanaf de Eemshaven richting de rest van Nederland.

Tabel 15 - Overlap inzet elektriciteitsmarktbalancering en netcongestiemanagement, 380 kV-verbindingen

Flexibiliteitsbron	Inzet van netcongestiemanagement ook gunstig voor elektriciteitsmarktbalancering?	Kan inzet elektriciteitsmarktbalancering nieuwe overbelasting veroorzaken?
Curtailement	Ja. De uren met inzet voor netcongestie overlappen bijna altijd met uren verwachte inzet elektriciteitsmarktbalancering.	Nee, inzet curtailment niet/nauwelijks mogelijk op momenten met netto afname aangezien er dan nauwelijks opwek is.
Elektrolyse	Ja. De uren met inzet voor netcongestie overlappen bijna altijd met uren verwachte inzet elektriciteitsmarktbalancering.	Inzet van elektrolyzers voor elektriciteitsmarktbalancering zorgt op een beperkt aantal uren (5-10% van uren) voor extra belasting, op momenten dat er

Flexibiliteitsbron	Inzet van netcongestiemanagement ook gunstig voor elektriciteitsmarktbalancering?	Kan inzet elektriciteitsmarktbalancering nieuwe overbelasting veroorzaken?
		lokaal meer afname is dan opwek. Hierdoor neemt de piekbelasting door afname toe, maar naar verwachting is er hiervoor voldoende capaciteit.
Batterijen Li-ion Batterijen redox-flow	Ja. Uren van zowel opladen als ontladen voor netcongestie overlappen bijna altijd met verwachte inzet voor elektriciteitsmarktbalancering.	Deel van inzet van batterijen voor elektriciteitsmarktbalancering (30-40% van uren) zorgt voor hogere netbelasting. Zowel opladen bij lokale tekorten als ontladen bij lokale overschotten. De inzet voor elektriciteitsmarktbalancering leidt netto tot een lagere piekbelasting voor opwek en een iets hogere piekbelasting door voor afname. Er is naar verwachting voldoende capaciteit voor de hogere belasting door afname.
Vraagsturing industrie	Ja. Uren van vraagtoename en vraagreductie komen bijna altijd met verwachte inzet elektriciteitsmarktbalancering.	Deel van inzet van vraagsturing voor elektriciteitsmarktbalancering (25-30% van uren) zorgt voor hogere netbelasting. Er komt met name extra vraag op momenten dat er lokaal meer afname is dan opwek. Hierdoor neemt de piekbelasting door afname toe, maar naar verwachting is er hiervoor voldoende capaciteit.

De belangrijkste conclusies zijn:

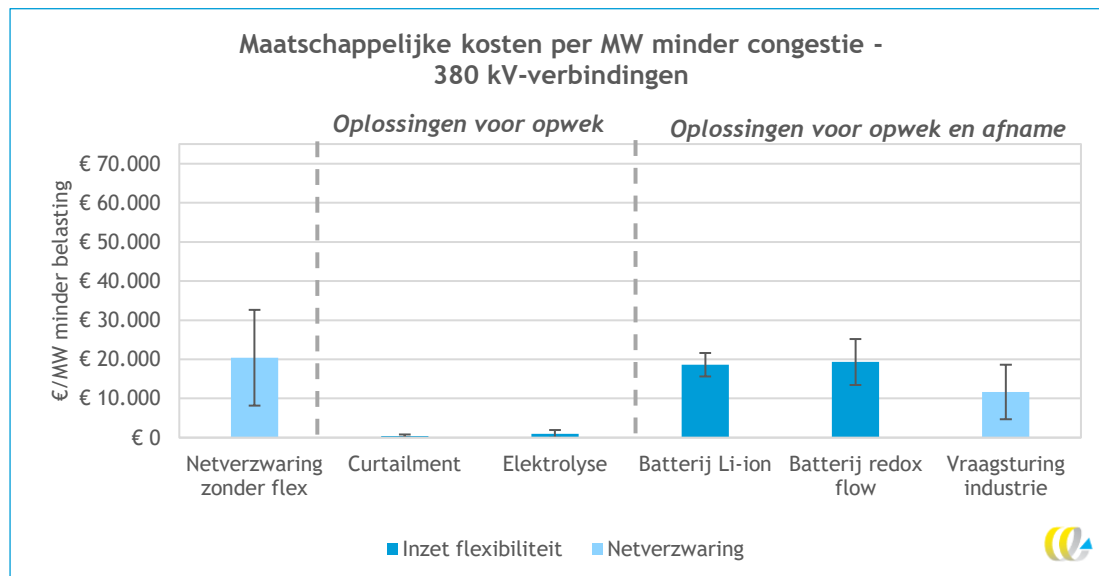
- Voor curtailment, elektrolyzers, batterijen en vraagsturing geldt dat de inzet voor netcongestiemanagement plaatsvindt op momenten dat deze bronnen ook ingezet kunnen worden voor energiebalancering. Dit betekent dat deze bronnen tegelijkertijd voor netcongestiemanagement en elektriciteitsmarktbalancering ingezet kunnen worden, wat maatschappelijk wenselijk is.
- Batterijen en vraagsturing kunnen de belasting op de 380 kV-verbindingen een aanzienlijk deel van het jaar verhogen, als ze ingezet worden voor elektriciteitsmarktbalancering. Dit komt doordat er op die momenten extra vraag gerealiseerd wordt als er lokaal meer afname dan vraag is. Dit levert naar verwachting een hogere piekbelasting op door afname. Maar naar verwachting is er hiervoor voldoende capaciteit beschikbaar, wat betekent dat dit geen nieuwe netcongestie veroorzaakt en hiervoor geen nieuwe uitbreidingen van het elektriciteitsnet noodzakelijk zijn.
- Zowel bij batterijen als vraagsturing is het netto-effect op de netbelasting (bij inzet voor elektriciteitsmarktbalancering) positief naar verwachting positief, doordat de piekbelasting veroorzaakt wordt door opwek en de opwekpiek verlaagd wordt.

Inschatting maatschappelijke kosten

Figuur 18 geeft een overzicht van de maatschappelijke kosten voor het oplossen van de overbelasting op de 380 kV-verbindingen vanaf de Eemshaven met verschillende flexibiliteitsopties, en voor de situatie zonder inzet van flexibiliteitsopties. Niet alle technieken kunnen de overbelasting volledig oplossen (zie vorige paragraaf), dus we geven voor die technieken ook nog de kosten voor de resterende verzwaringen. De kosten drukken we uit

per MW minder belasting, zodat deze te vergelijken zijn met de resultaten van de andere casussen.

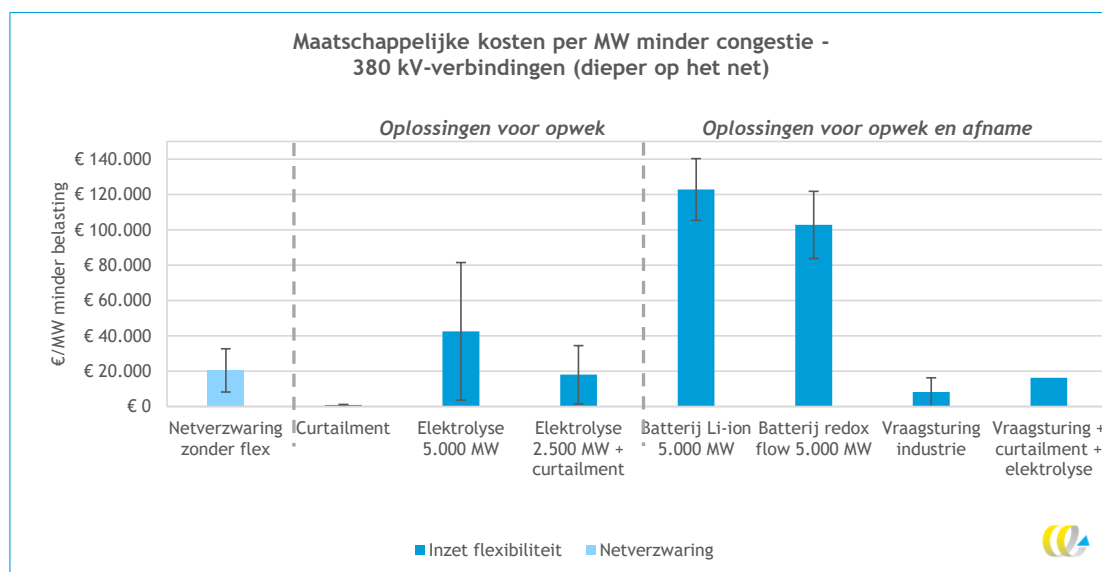
Figuur 18 - Maatschappelijke kosten inzet flexibele bronnen en netverzwarende 380 kV-verbindingen



De figuur laat zien dat inzet van flexibele bronnen in dit geval veel lagere maatschappelijke kosten heeft dan verzwaren. Dit komt doordat er, in het scenario Regionale Sturing uit de systeemstudie, slechts een paar uur van het jaar sprake is van een overschrijding (slechts 1% van het jaar, zie Tabel 13) en deze bronnen van flexibiliteit daardoor slechts een paar uur per jaar ingezet hoeven te worden. Op de overige uren van het jaar kunnen de flexibele bronnen ingezet worden voor elektriciteitsmarktbalancering om de investeringskosten terug te verdienen. Om deze reden zal TenneT in de praktijk ook geen uitbreidingen realiseren als er slechts een beperkt aantal uur sprake is van een overschrijding. Op die moment zal TenneT redispatch toepassen waarbij ze betalen voor de levering van de benodigde flexibiliteit.

Het transport van elektriciteit vanaf de Eemshaven richting de rest van Nederland heeft niet alleen impact op de 380 kV-verbindingen vanaf de Eemshaven naar Meeden-Zwolle en Vierverlaten-Ens, maar ook op de rest van het 380 kV-net. Om de maatschappelijke waarde van het verder verlagen van de piekbelasting door de flexibele bronnen in te schatten vergelijken we de kosten van inzet van de flexibele bronnen per gereduceerde MW piekbelasting met de kosten voor netuitbreiding per MW. Figuur 19 geeft hier de resultaten van weer.

Figuur 19 - Maatschappelijke kosten inzet flexibele bronnen en netverzwaring 380 kV-verbindingen, effecten dieper op het net



Uit deze figuur kunnen de volgende conclusies getrokken worden:

- De maatschappelijke kosten van inzet van flexibele bronnen liggen in dit geval een stuk hoger ligt, aangezien deze bronnen veel meer uur in het jaar ingezet moeten worden voor netcongestiemanagement.
- De maatschappelijke kosten van inzet van curtaillment en elektrolyzers liggen naar verwachting lager dan de kosten van verzwaring. Indien elektrolyzers ook ingezet worden voor elektriciteitsmarktbalancering, op de uren dat ze niet nodig zijn voor netcongestiemanagement, dan kan de investering terugverdiend worden en zijn er geen meerkosten voor de inzet van de elektrolyser voor netcongestiemanagement. Dit is naar verwachting mogelijk als de elektrolyzers in de Eemshaven geplaatst worden.
- Met name curtaillment kan, als het een beperkt deel van het jaar toegepast wordt, leiden tot fors lagere maatschappelijke kosten aangezien de hoogste pieken slechts enkele uren per jaren voorkomen.
- Een combinatie van curtaillment en elektrolyzers leidt tot lagere maatschappelijke maatschappelijke kosten dan alleen inzet van elektrolyzers. Dit komt doordat de hoogste pieken slechts enkele uren per jaar voorkomen en het een dure oplossing is om voor die uren te investeren in elektrolyzers.
- De vraagsturing van de industrie worden naar verwachting opgeheven door de baten van het verschuiven van vraag naar momenten met lagere prijzen. Dit betekent dat er geen maatschappelijke (meer)kosten zijn voor deze oplossingen. Het potentieel voor de reductie van de piekbelasting door vraagsturing is wel beperkt (zie Figuur 17).
- Inzet van batterijen voor reductie van de belasting op de 380 kV-verbindingen heeft naar verwachting hogere maatschappelijke kosten dan verzwaring. Enerzijds komt dit doordat batterijen (met name Li-ion) de piekbelasting slechts beperkt kunnen verlagen en anderzijds omdat de investeringskosten van batterijen hoog zijn en deze batterijen in deze situatie een aanzienlijk deel van het jaar ingezet moeten worden voor netcongestiemanagement. Er is uitgegaan van een fors vermogen aan batterijen (5.000 MW). Bij lagere vermogens zijn de maatschappelijke kosten per MW minder belasting waarschijnlijk lager, aangezien de hoogste pieken in de belasting minder uren voorkomen en dan elke MW batterij tot meer MW minder belasting leidt. De algehele conclusie verandert dan echter niet.

- Door de inzet van verschillende flexibele bronnen slim te combineren kunnen de maatschappelijke kosten verlaagd worden. Zo zijn de maatschappelijke kosten voor elektrolyse + curtailment lager dan de maatschappelijke kosten van alleen curtailment. Andere potentiële combinaties zijn vraagsturing industrie + curtailment + elektrolyse en redox flow batterijen + curtailment.

4.2.4 Wat is de potentiële impact van ruimtelijke energieplanologie?

Ruimtelijk energieplanologie zorgt ervoor dat vraag en aanbod van elektriciteit ruimtelijk samengebracht worden. Door vooraf goede keuzes te maken waar opwek en afname van elektriciteit worden ontwikkeld, kan de ruimte op het bestaande net efficiënter benut worden en gericht geïnvesteerd worden in netuitbreiding.

Ruimtelijke energieplanologie kan op twee manieren een impact hebben op het efficiënter benutten van het elektriciteitsnet:

1. **Optimaal gebruik maken van beschikbare capaciteit.** Het is efficiënt om de beschikbare capaciteit op het elektriciteitsnet en onderstations zoveel mogelijk te benutten en dit mee te wegen bij de keuze voor locaties voor nieuwe hernieuwbare opwek en vraag.
2. **Koppelen vraag en aanbod.** Door het bij elkaar plaatsen van vraag en aanbod kan met uitbreiding van de capaciteit van het net in één keer zowel extra vraag als extra opwek gefaciliteerd worden. Zonder ruimtelijke energieplanologie kan het voorkomen dat in een bepaald gebied verzwaaard moet worden voor opwek terwijl in een ander gebied verzwaaard moet worden voor afname.

Het optimaal gebruik maken van de beschikbare capaciteit van het elektriciteitsnet is in ieder geval wenselijk. Hiervoor is nauw contact tussen de provincie en Enexis en Tennet noodzakelijk.

Het koppelen van vraag en aanbod heeft potentie als er zowel gebieden zijn waar opwek dominant is als gebieden waar afname dominant is. Echter, bijna overal in Groningen en Drenthe is naar verwachting opwek dominant (met name door grote hoeveelheden zon-pv) en zijn met name uitbreidingen nodig door een toename van de opwek. Daardoor is de potentiële impact van het koppelen van vraag en aanbod op het efficiënter benutten van het elektriciteitsnet relatief beperkt. Er zijn nog wel een aantal regio's waar afname dominant is, namelijk Delfzijl, Eemshaven (op HS-/MS-niveau en lager) en mogelijk Groningen (stad). Door zoveel mogelijk opwek in deze gebieden te realiseren kunnen mogelijk uitbreidingen aan het elektriciteitsnet in andere regio's, waar al veel opwek aanwezig is, voorkomen worden.

Curtailment, en mogelijk inzet van elektrolyzers en batterijen, kan de belasting op het elektriciteitsnet door opwek flink verlagen (zie Paragraaf 4.2.1). Bij toepassing van deze flexibele bronnen zijn er mogelijk meer regio's waarbij afname dominant wordt. In dat geval is er ook meer winst te halen met het koppelen van vraag en aanbod. Dit is niet verder onderzocht.

Meer informatie over ruimtelijke energieplanologie is te vinden in Bijlage A.8.

4.3 Conclusies impact flexibiliteit op het elektriciteitsnet

Flexibiliteit kan ingezet worden om de piekbelasting op het elektriciteitsnet te verlagen. Flexibiliteit is niet noodzakelijkerwijs een geschikt alternatief voor netverzwaring. Voor

veel stations is ook met inzet van flexibiliteit verzwaring kosten optimaal en vereist. Daarom is het belangrijk om in ieder geval vol in te zetten op verzwaren.

We zien drie mogelijke rollen voor flexibiliteit voor netcongestiemanagement:

- **Autonome locatie gebonden elektriciteitsvraag of -productie slim aansturen:** Elektriciteitsvraag of -productie die autonoom ontstaat slim aansturen om gedurende de piekmomenten de productie of afname aan te passen. We maken daarbij onderscheidt in bronnen die wel of niet locatie gebonden zijn. De autonome ontwikkelingen die locatie gebonden zijn elektrificatie van de industrie, elektrische voertuigen en zon-PV op daken.
- **Flexibele bronnen slim aansluiten en sturen op locatie:** Veel van de flexibele bronnen worden de komende decennia gerealiseerd. Netcongestie en extra netverzwaring kunnen voorkomen worden door deze bronnen met slimme contracten aan te sluiten op het net én door ze op de juiste locatie in het net te plaatsen.
- **Extra flexibiliteit om netcongestie op te lossen:** In deze studie is ook gekeken naar extra flexibele bronnen toe te voegen om netcongestie op te lossen. Dit zijn dus extra installaties bovenop de autonome ontwikkeling van flexibiliteit voor elektriciteitsmarktbalancerings. Bijvoorbeeld elektrolyse om piekbelasting door opwek te voorkomen en batterijen voor zowel opwek- als afnamepieken.

Autonome elektriciteitsvraag en -productie slim aansturen

Flexibiliteit die beschikbaar is bij industrie, elektrische voertuigen en zon- en wind moet maximaal beschikbaar gemaakt worden. Uit onze analyses blijkt dat de meerkosten van de flexibiliteit beschikbaar maken beperkt zijn en dat ze een bijdrage kunnen leveren aan het oplossen van netcongestie.

Met name met curtailment kunnen in Groningen en Drenthe veel verzwaringen aan het elektriciteitsnet voorkomen worden. De impact van vraagsturing van de industrie en slim laden is beperkter.

Flexibele bronnen slim aansluiten en sturen op locatie

Uit de analyses in dit hoofdstuk volgt dat inzet van flexibele bronnen voor elektriciteitsmarktbalancerings een positieve en een negatieve impact op het elektriciteitsnet kunnen hebben. Het is essentieel dat deze flexibele bronnen op geschikte locaties gerealiseerd worden om te zorgen dat ze geen extra netverzwaringen veroorzaken, en in sommige gevallen zelfs netverzwaringen voorkomen. Daarnaast is het noodzakelijk dat de juiste kaders gesteld worden. Zoals het instellen van contracten met een variabel recht op transport van elektriciteit voor de verschillende bronnen van flexibiliteit. Het gaat hierbij om het efficiënt inpassen van de flexibele bronnen die nodig zijn voor elektriciteitsmarktbalancerings. Er worden hierbij dus geen extra flexibele bronnen ontwikkeld voor netcongestiemanagement.

Extra flexibiliteit om netcongestie op te lossen

In deze studie is ook gekeken naar de mogelijkheid om extra flexibele bronnen toe te voegen om netcongestie op te lossen. Dit zijn dus extra installaties bovenop de autonome ontwikkeling van flexibiliteit voor elektriciteitsmarktbalancerings. Maar uit de analyses volgt dat het realiseren van extra flexibele bronnen, specifiek voor netcongestiemanagement, hoge maatschappelijke kosten heeft en daarom geen kosteneffectief alternatief is voor

netverzwaring. Dit betekent dat er naar verwachting geen extra flexibele installaties gerealiseerd worden voor netcongestiemanagement.



5 Wat is de toekomstige behoefte aan flexibiliteit?

In Hoofdstuk 2 we de twee potentiële rollen van flexibiliteit geïntroduceerd. In dit hoofdstuk bespreken we de toekomstige behoefte aan flexibiliteit in de provincies Groningen en Drenthe, voor deze beide rollen.

5.1 Wat is de behoefte aan flexibiliteit voor elektriciteitsmarktbalancing¹³?

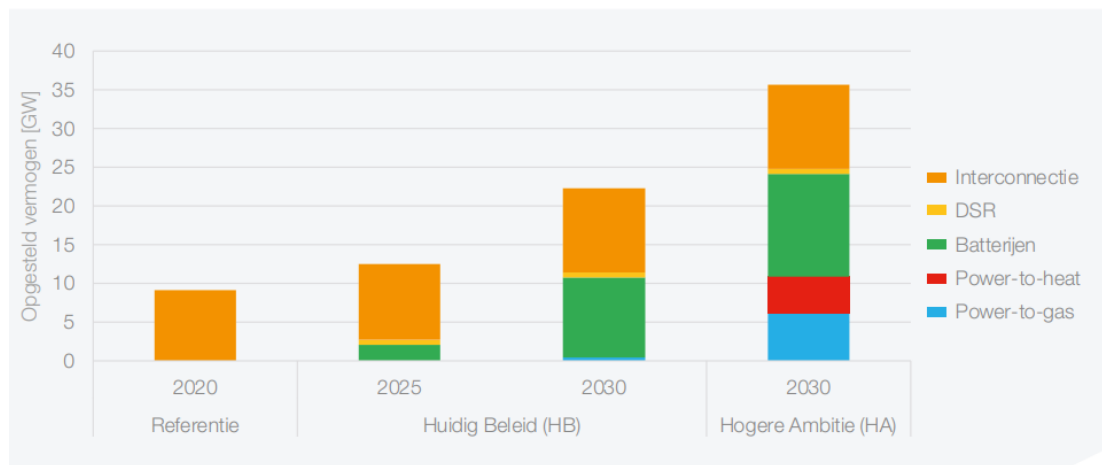
TenneT brengt jaarlijks de monitor leveringszekerheid uit, waarin ook scenario's zijn opgenomen over mogelijke ontwikkeling van de flexibele capaciteit. TenneT stelt verschillende scenario's op gebaseerd op verschillende bronnen. Een deel van de scenario's is gebaseerd op de door TenneT verwachte ontwikkeling van verschillende flexibiliteitsbronnen, zoals de Monitor leveringszekerheid. Dit is dan bijvoorbeeld gebaseerd op het aantal aanvragen van projecten die er nu zijn. Andere scenario's zijn bedoeld om de hoekpunten van de mogelijke ontwikkelingen weer te geven, bijvoorbeeld in de I13050-scenario's. De prognoses verschillen bijvoorbeeld in de verwachte kostprijs ontwikkeling, beleid dat de overheid voert, bereidwilligheid van industrie om flexibel energiegebruik in te passen en de ontwikkeling van de energiemix (zon-, wind-, kernenergie). TenneT voert deze analyses uit om te bepalen of de huidige en verwachte ontwikkelingen resulteren in een betrouwbaar en robuust elektriciteitssysteem. In sommige studies wordt dus ook onderzocht welke verschillende scenario's met verschillende verhoudingen tot een betrouwbaar energiesysteem leiden. De scenario's zijn dus vaak gedreven vanuit een betrouwbaar energiesysteem en mogelijke ontwikkelingen en niet vanuit een markt- of businesscase-analyse. In deze paragraaf lichten we verschillende scenario's toe die een inschatting geven van de hoeveelheid flexibiliteit in het toekomstige elektriciteitssysteem.

Figuur 20 toont de inschatting van de verwachte noodzakelijke hoeveelheid flexibiliteit voor 2025 en 2030, van de Monitor Leveringszekerheid van 2022 (TenneT, 2022b). In het 'Huidig beleid' scenario wordt de flexibiliteit vooral geleverd door interconnectoren¹⁴ en batterijen. Een totaal vermogen van ongeveer 10 GW aan batterij is vereist in 2030 (grootschalige batterijen, elektrische voertuigen en thuisbatterijen). Met dit vermogen wordt de leveringszekerheid maar net gewaarborgd. In het scenario 'Hogere ambitie' wordt er ook een vermogen van ongeveer 11 GW aan power-to-heat en power-to-gas gerealiseerd.

¹³ Dit wordt ook wel energiebalancing genoemd.

¹⁴ Interconnectoren maken fysiek transport van elektriciteit tussen elektriciteitsnetwerken uit verschillende landen mogelijk. Via interconnectie worden er tekorten en overschotten van elektriciteit uitgewisseld, om zo flexibiliteit te creëren.

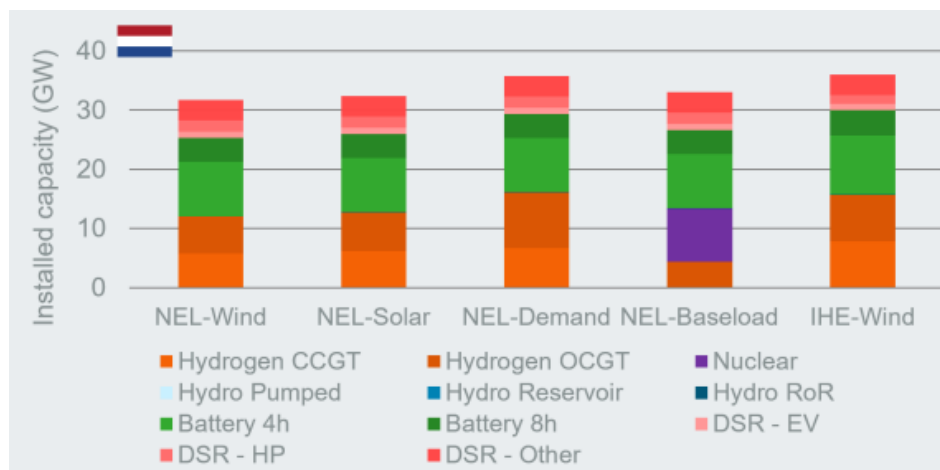
Figuur 20 - Scenario's TenneT over (vereiste) flexibiliteit in 2025 en 2030 in monitor leveringszekerheid



Bron: (TenneT, 2022b).

TenneT heeft recent ook verder vooruit gekeken naar de vereiste flexibiliteit in een volledig CO₂-vrij elektriciteitssysteem in haar Adequacy Outlook (TenneT, 2023a). TenneT gaat naast de flexibele bronnen in Figuur 21 uit van een interconnectiecapaciteit van 18,8 GW, Power-to-gas vermogen van 51 GW en power-to-heat van 9 GW. Per scenario verschilt de mix van flexibele bronnen sterk. Voor batterij wordt een vermogen van ongeveer 10 GW voorzien en voor waterstof centrales tussen de 5 en 15 GW. 'Other' in het figuur zijn kerncentrales. Voor vraagsturing (Demand side response - DRS) wordt een vermogen van ongeveer 5 GW verwacht. Met interconnectie is het opgesteld flexibel vermogen ongeveer 110 GW.

Figuur 21 - Scenario TenneT over (vereiste) flexibiliteit in CO₂-neutraal elektriciteitssysteem¹⁵



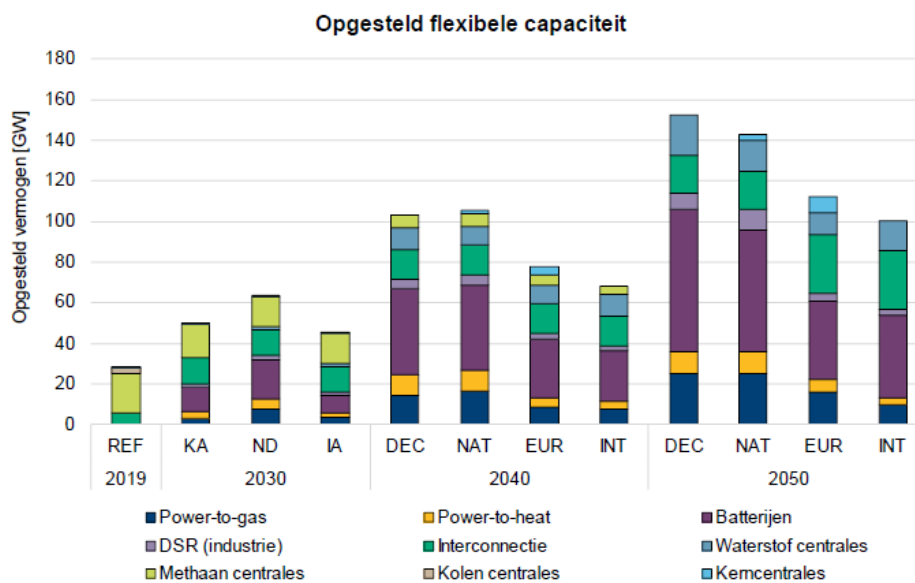
Bron: (TenneT, 2023a).

¹⁵ Deze volumes zijn sterk afhankelijk van de gestelde betrouwbaarheidseisen en de kosten als de stroom uitvalt (loss of load). Een hoger bedrag per MWh elektriciteit die uitvalt zou volgens TenneT kunnen resulteren in additionele flexibele capaciteit van 7 GW.



In Figuur 22 zijn de scenario opgenomen van de I13050-studie voor flexibiliteit. De scenario's van TenneT in de Adequacy Outlook zijn niet gekoppeld aan een jaartal, maar beide studies gaan uit van een CO₂-vrij elektriciteitssysteem. De totale vraag en aanbod zijn wel ongeveer gelijk. In de opgestelde I13050-scenario's leveren batterijen de meeste flexibiliteit met 40 tot 70 GW. De elektrolyse capaciteit (power-to-gas) is 16 tot 45 GW in de scenario's en power-to-heat is 6 tot 11 GW. De scenario's bevatten een capaciteit tussen de 15 en 20 GW aan waterstofcentrales. Interconnectoren hebben een capaciteit van tussen de 19 en 29 GW. In I13050 is voor systeem flexibiliteit (grootschalige batterijen, power-to-gas, power-to-heat, curtailment, back-up centrales en import/export) aangenomen dat locatiesturing plaatsvindt. Op locaties met veel opwek en weinig vraag wordt vragende flexibiliteit gemodelleerd en op plekken met veel vraag ten opzichte van de opwek wordt leverende flexibiliteit geplaatst.

Figuur 22 - Vereist opgesteld flexibele capaciteit in I13050-scenario's



Bron: (Netbeheer Nederland, 2023).

De Adequacy Outlook gaat uit van 110 GW flexibel vermogen, wat aan onderkant van de range van de I13050-scenario's ligt. Er zijn wel opvallende verschillen in de invulling van de flexibiliteit. In de I13050-scenario's is een veel groter vermogen van batterijen en interconnectie opgenomen. In de Adequacy Outlook is het vermogen power-to-gas veel groter.

De onduidelijkheid over de vereiste hoeveelheid vermogen in de toekomst in Nederland is dus nog relatief groot en verschillende onderzoeken komen tot verschillende resultaten. Het is echter wel helder dat er een grote hoeveelheid flexibiliteit bij moet om in de toekomst een betrouwbaar elektriciteitssysteem te vormen. Dit kan ingevuld worden met batterijen, vraagsturing (demand side response), power-to-heat, power-to-gas, gascentrales (waterstof, tijdens de transitie nog gas), kerncentrales en interconnectie. Een mix van deze bronnen is nodig en de onderlinge verhouding zal afhangen van de ontwikkeling van vraag en aanbod, prijsontwikkeling van de verschillende technieken en beleid van overheden en netbeheerders/ACM.



5.1.1 Welk deel van deze elektriciteitsmarktbalancing behoefte kan worden ingevuld in Groningen en Drenthe?

Elektriciteit moet gebalanceerd worden binnen een biedingszone. Nederland is één biedingszone. Nederland moet binnen de biedingszone zorgen dat vraag en aanbod altijd in balans zijn, maar mag met interconnectoren ook elektriciteit uitwisselen met andere landen. Er wordt onderzoek gedaan naar Nederland verdelen in drie biedzones maar dit is nog niet concreet.

Groningen en Drenthe zijn een integraal onderdeel van het elektriciteitssysteem van Nederland. Voor het leveren van flexibiliteit voor elektriciteitsmarktbalancing is er geen verschil of dit geleverd wordt in Groningen, Drenthe of een willekeurige andere plek in Nederland. De flexibele bronnen moeten echter wel aangesloten worden op de elektriciteitsinfrastructuur. Daarom is het logisch flexibele bronnen te realiseren waar de geschikte elektriciteitsinfrastructuur voor handen is en capaciteit beschikbaar is. Daarnaast is een gedeelte van de flexibiliteit gebonden aan een locatie. Bijvoorbeeld de flexibiliteit in warmtegebruik van de industrie of laden van elektrische logistieke en personenvoertuigen. Gebieden met meer vraag dan aanbod, zullen aan de aanbodzijde netcapaciteit over hebben bijvoorbeeld. Daarom kan het logisch zijn daar bronnen met elektriciteitsafname neer te zetten, zoals elektrolyse.

TenneT voorziet een belangrijke rol voor batterijen in 2030. TenneT heeft in juni 2023 een overzicht gemaakt van hoeveel batterijen er naar verwachting nodig zijn in 2030 op het hoogspanningsnet voor systeemstabiliteit. In totaal is er naar verwachting 9.000 MW batterijvermogen noodzakelijk. TenneT heeft daarnaast een inschatting gemaakt wat, vanuit netperspectief, een gunstige geografische verdeling over de provincies is van het benodigde vermogen aan batterijen voor 2030 (TenneT, 2023c). TenneT geeft daarin aan dat het wenselijk is om in Groningen ruim 2.000 MW van de totale 9.000 MW batterijvermogen te realiseren. Voor Drenthe is 200 - 1.000 MW batterijvermogen wenselijk, vergelijkbaar met veel andere provincies (TenneT, 2023c).

Voor 2050 is onder meer in de I13050-scenario's een inschatting gemaakt van de benodigde flexibele bronnen voor een klimaatneutraal energiesysteem in Nederland (Netbeheer Nederland, 2023). In deze scenario's is een modelmatige inschatting gemaakt van de verdeling van de flexibele bronnen over Nederland, op basis van inschattingen van de ontwikkelingen van lokale vraag en aanbod en potentie voor plaatsgebonden flexibiliteit zoals vraagsturing.

Tekstbox 5 - Modelmatige inschatting flexibele bronnen

Zowel in het onderzoek van TenneT naar batterijen in 2030 als in I13050 is een modelmatige inschatting gemaakt van de benodigde hoeveelheid flexibele bronnen en de geografische verdeling van deze bronnen. Deze modelmatige benaderingen geven een goed inzicht van de behoefte aan flexibiliteit en geschikte locaties voor het realiseren van flexibele bronnen, maar moeten niet gezien worden als concrete plannen of de absolute waarheid.

Tabel 16 geeft een overzicht van de prognoses voor de vermogens aan flexibele bronnen in de I13050-scenario's, voor Nederland als geheel en voor de provincies Groningen en Drenthe. Hierbij is onderscheid gemaakt naar de flexibele bronnen batterijen, power-to-heat, power-to-gas, vraagsturing, centrales en curtailment.

Tabel 16 - Overzicht geprognostiseerde flexibiliteit in 2050 (Netbeheer Nederland, 2023)

	Totaal Nederland	Groningen	Drenthe
Totaal	67.000 - 136.000 MW	7.600 - 16.000 MW	1.100 - 2.800 MW
Batterijen	39.000 - 70.000 MW	3.700 - 5.700 MW	1.100 - 1.900 MW
Power-to-heat	3.000 - 11.000 MW	400 - 2.000 MW	0 - 100 MW
Power-to-gas	11.000 - 25.000 MW	2.400 - 6.000 MW	0 - 600 MW
Vraagsturing	3.000 - 10.000 MW	300 - 800 MW	0 - 100 MW
Centrales	11.000 - 20.000 MW	800 - 1500 MW	0 - 100 MW

Uit deze tabel kunnen de volgende conclusies getrokken worden:

- In de toekomst zullen in Groningen naar verwachting meer flexibele bronnen gerealiseerd worden dan in Drenthe.
- In beide provincies worden forse vermogens aan batterijen geplaatst voor 2050. Deze vermogens liggen ook hoger dan de prognoses voor 2030. Dit betekent dat in beide provincies naar verwachting nog extra batterijen geplaatst worden na 2030.
- Door de aanlanding van wind op zee wordt in Groningen een grote rol voorzien voor elektrolyse. In Drenthe kunnen mogelijk elektrolyzers geplaatst worden bij hernieuwbare opwek op land.
- In Groningen zullen in de toekomst nog steeds regelbare elektriciteitscentrales aanwezig zijn, naar verwachting vooral bij de Eemshaven en Delfzijl.
- De potentie voor power-to-heat en vraagsturing in Drenthe is beperkt. De provincie Groningen heeft meer potentie, door een grotere elektriciteitsvraag en grotere industrie.

De prognoses voor de benodigde hoeveelheid flexibiliteit voor elektriciteitsmarktbalancing in de provincies lopen echter sterk uiteen. De belangrijkste oorzaken hiervoor zijn:

- **Ontwikkeling vraag en aanbod elektriciteit onzeker.** Toekomstscenario's fluctueren sterk qua totale elektriciteitsvraag, hoeveelheden opgesteld vermogen voor verschillende type elektriciteitsproductie en flexibele bronnen. Dit wordt veroorzaakt door de prijsontwikkeling van elektriciteitsproductie en flexibele bronnen en het overheidsbeleid. Hoeveel flexibiliteit noodzakelijk is hangt af van de omvang van de onbalans tussen vraag en aanbod van elektriciteit. Bij meer vraag zijn in het algemeen meer batterijen, vraagsturing en centrales noodzakelijk. Bij meer flexibel aanbod, bijvoorbeeld van zon-PV, meer batterijen, power-to-heat en power-to-gas. Het nationale overheidsbeleid ontwikkelt zich nu het meest richting het scenario 'Nationaal Leiderschap'. Dit is het scenario met de hoogst behoefte aan flexibiliteit en de waardes komen dus overeen met de bovenkant van de range in Tabel 16. De reden daarvoor is een hoge elektriciteitsvraag en een invulling daarvan met zon-pv en wind op zee. Deze fluctuerende productiebronnen vereisen een hoger vermogen aan flexibiliteit.
- **Onderlinge verhouding tussen verschillende flexibele bronnen.** Het is onduidelijk welk deel van de flexibiliteitsbehoefte door welke bronnen ingevuld wordt. Een mix van verschillende soorten bronnen is nodig en de onderlinge verhouding zal afhangen van de ontwikkeling van vraag en aanbod, prijsontwikkeling van de verschillende technieken en beleid van overheden en netbeheerders/ACM.
- **Toedeling aan Groningen en Drenthe.** Elektriciteitsmarktbalancing moet op nationaal niveau geregeld worden. Er is geen harde regel die omschrijft welk deel hiervan in Groningen of Drenthe gerealiseerd wordt. De flexibele bronnen moeten echter wel aangesloten worden op de elektriciteitsinfrastructuur. Daarom is het logisch flexibele bronnen te realiseren waar de geschikte elektriciteitsinfrastructuur voor

handen is en capaciteit beschikbaar is. Daarnaast is een gedeelte van de flexibiliteit gebonden aan een locatie.

5.2 Wat is de toekomstige behoefte aan flexibiliteit voor netcongestiemanagement?

In Hoofdstuk 4 hebben we de volgende rollen voor flexibiliteit bij netcongestiemanagement onderscheiden:

- **Autonome locatie gebonden elektriciteitsvraag of -productie slim aansturen.** Elektriciteitsvraag of -productie die autonoom ontstaat slim aansturen om gedurende de piekmomenten de productie of afname aan te passen. We maken daarbij onderscheidt in bronnen die wel of niet locatie gebonden zijn. De autonome ontwikkelingen die locatie gebonden zijn elektrificatie van de industrie, elektrische voertuigen en een gedeelte van de zon- en wind.
- **Flexibele bronnen slim aansluiten en sturen op locatie.** Veel van de flexibele bronnen worden de komende decennia gerealiseerd. Netcongestie en extra netverzwaring kunnen voorkomen worden door deze bronnen met slimme contracten aan te sluiten op het net én door ze op de juiste locatie in het net te plaatsen.
- **Extra flexibiliteit om netcongestie op te lossen.** In deze studie is ook gekeken naar extra flexibele bronnen toe te voegen om netcongestie op te lossen. Dit zijn dus extra installaties bovenop de autonome ontwikkeling van flexibiliteit voor elektriciteitsmarktbalancerings. Bijvoorbeeld elektrolyse om piekbelasting door opwek te voorkomen en batterijen voor zowel opwek- als afnamepieken.

Het is de verwachting dat in ieder geval de eerste twee rollen zullen plaatsvinden, maar hiervoor worden geen extra flexibele bronnen gerealiseerd (ten opzichte van de behoefte voor elektriciteitsmarktbalancerings). Bij de derde rol is er wel een additionele behoefte aan flexibele bronnen, maar we verwachten dat het realiseren van extra flexibele installaties voor netcongestie niet kosteneffectief is ten opzichte van netverzwaringen. Dit betekent dat er geen behoefte is aan flexibiliteit voor netcongestiemanagement, bovenop de behoefte aan flexibiliteit voor elektriciteitsmarktbalancerings.

Flexibele bronnen kunnen wel ontwikkeld worden als tijdelijk alternatief voor netverzwaring, in congestiegebieden. Dit valt echter buiten de scope van dit onderzoek, aangezien we kijken naar de lange termijn.

5.3 Conclusies behoefte aan flexibiliteit

Voor de provincie Groningen en Drenthe is de mogelijke behoefte aan flexibiliteit in kaart gebracht voor twee belangrijke functies:

1. **Elektriciteitsmarktbalancerings.** Elektriciteitsmarktbalancerings wordt nationaal geregeld, de flexibiliteit kan dus overal in Nederland gerealiseerd worden. De hoeveelheid flexibiliteit per gebied wordt bepaald waar netcapaciteit beschikbaar is en waar projecten aantrekkelijk ontwikkeld kunnen worden. Een onderdeel daarvan kan bijvoorbeeld zijn dat er veel elektriciteitsproductie aanwezig is. Volgens verschillende scenario's is er in Nederland 70 tot 135 GW aan flexibiliteit nodig. Dit bestaat uit batterijen, power-to-heat, power-to-gas, vraagsturing en centrales. In Groningen is 7,5 tot 16 GW geprognoseerd en in Drenthe 1 tot 3 GW. Voor beide provincies wordt een groot aandeel batterijen verwacht en daarnaast qua vermogen een groot aandeel power-to-gas.

2. **Netcongestiemanagement.** Naar verwachting zullen er geen extra flexibele installaties gerealiseerd worden als structureel kosteneffectief alternatief voor netverzwaring en is er dus geen additionele behoefte aan flexibiliteit (ten opzichte van de behoefte voor elektriciteitsmarktbalancing). Wel is het van belang dat de elektriciteitsvraag- en productie slim aangestuurd worden en dat de flexibele bronnen voor elektriciteitsmarktbalancing op efficiënte locaties geplaatst worden en slim aangesloten worden.



6 Wat is de beleidscontext voor de realisatie van flexibiliteit?

6.1 Beleidscontext

In de volgende deelparagrafen zijn belangrijke aspecten rondom visies of beleid voor flexibiliteit geschetst. Het gaat hier met name om inzichten en beleid vanuit de rijksoverheid die van belang zijn voor de provincies.

6.1.1 Visie rijksoverheid inzet flexibele bronnen

Nationaal Plan Energiesysteem (NPE)

Het NPE beschrijft de langetermijnvisie op het energiesysteem in 2050. Het NPE beschrijft richtpunten en ontwikkelroutes, inclusief onzekerheden en afwegingen. Het NPE houdt rekening met verschillende scenario's voor de inrichting van het energiesysteem (Rijksoverheid, 2023a). Uit het NPE zal langjarig energiebeleid volgen en de bijdragen die rijksoverheid, provincies en gemeente moeten leveren. In juli 2023 is het concept NPE gepresenteerd met daarin de visie voor het energiesysteem van de toekomst en wat daarvoor nodig is. In het NPE vijf hoofdrichtlijnen gedeeld:

1. Maximale inzet op aanbod van duurzame energie en energie-infrastructuur.
2. Energiebesparing is een belangrijke hoeksteen in energiebeleid.
3. Schaarre energie- en infrastructuur wordt ingezet waar deze het meest nodig is vanuit systeemperspectief.
4. Sterke internationale samenwerking en maximaal verbonden energiesysteem.
5. Gezamenlijke aanpak met burgers en bedrijven, waarbij ruimte is voor participatie en initiatief.

Rol elektriciteit en waterstof

Het NPE voorziet een belangrijke rol voor elektriciteit. Dit zal volgens deze visie de ruggengraat worden van het energiesysteem. Daarbij wordt een belangrijke rol voor flexibiliteit voorzien, onder meer door opslag (van elektriciteit, in waterstof of in warmte) en flexibele vraag. Er wordt een belangrijke systeemrol voor waterstof voorzien, voor flexibele elektriciteitsproductie. Daarnaast is waterstof noodzakelijk voor verduurzaming van de energie-intensieve industrie en de internationale lucht- en zeevaart. Volgens de visie van het NPE zal binnenlandse waterstofproductie middels elektrolyse plaatsvinden, maar zal ook import plaatsvinden.

Rol verschillende flexibele bronnen

De uitgewerkte flexibele bronnen in Hoofdstuk 3 zijn in lijn met de flexibele bronnen die het NPE beschrijft. Het NPE onderschrijft dat een CO₂-vrij elektriciteitssysteem alleen tot stand kan komen als er ook in een sterk tempo voldoende flexibiliteit ontstaat. Vanuit een energiesysteem-perspectief en weging van publieke belangen is er volgens het NPE een gebalanceerde stimulering nodig van de verschillende, deels concurrerende, flexibiliteitsoplossingen. Het NPE benoemt specifiek dat curtailment een nuttige vorm van flexibiliteit is, met name wanneer er anders netcongestie zou ontstaan en/of het



(economisch) potentieel van andere flexibiliteitsvormen om overschotten op te vangen al volledig benut is. Daarnaast wordt aan flexibele vraag in de vorm van aangepaste processen en hybride processen (zie ook Bijlage A.5) een belangrijke rol toegeschreven, om zo de behoefte aan regelbaar productievermogen te verkleinen en maximaal de variabele opwek uit wind en zon te benutten. Het NPE benoemt dat het kabinet zich sterk zal inzetten voor de substantiële ontwikkeling van flexibele vraag, aangezien zonder de opgave voor 2030 en 2035 nagenoeg onmogelijk is om te realiseren. Daarnaast is de ontwikkeling van elektriciteitsopslag en waterstofproductie en opslag van belang en het kabinet wil zich daarom inzetten voor het borgen van prijsprikkels en markttoegang om de ontwikkeling van flexibiliteit en voldoende diversiteit in de toepassing van deze opties zeker te stellen.

Routekaart Energieopslag

De Routekaart Energieopslag brengt in kaart welke acties ondernomen moeten worden om energieopslag te bevorderen, passend bij de verwachte rol ervan in het toekomstige energiesysteem, tot aan 2035 en daarna. In de Routekaart Energieopslag wordt gekeken naar alle vormen van energieopslag, onderverdeeld in elektriciteits-, moleculen- en warmteopslag (Ministerie van EZK, 2023).

Rondom flexibiliteit benadrukt de Routekaart Energieopslag dat flexibiliteit voor balanshandhaving en netcongestie tegenstrijdig kunnen zijn en dat daarom sterk rekening gehouden moet worden met netcapaciteit en zo nodig ruimtelijke sturing bij de inpassing van flexibiliteit. De Routekaart schrijft het volgende: 'De elektriciteitsmarkt is zo georganiseerd dat transport ervoor zorgt dat er in het bij elkaar brengen van vraag en aanbod geen rekening gehouden hoeft te worden met de infrastructuur c.q. locatie. De energietransitie gaat echter zo snel dat de vraag naar infrastructuur niet bij te benen is. Bij het bij elkaar brengen van vraag en aanbod moet dan ook steeds meer rekening gehouden worden met de netcapaciteit. Dat betekent dat flexibiliteitstoepassingen voor balanshandhaving (zoals batterijen) binnen de kaders van de beschikbare netcapaciteit moeten opereren. Flexibiliteitstoepassingen kunnen ook een oplossing zijn bij beperkingen in de netcapaciteit, door een vlakker opwek- of vraagprofiel te realiseren'. Dit sluit goed aan bij de resultaten van dit onderzoek.

Ook benoemt de Routekaart Energieopslag dat energieopslag niet de enige oplossing is voor het volledige flexibiliteitsvraagstuk is, maar ook oplossingen zoals flexibele vraagsturing. De Routekaart geeft als voorbeelden voor het actief beïnvloeden van de vraagzijde het open afregelen van processen in de industrie, het hybridiseren van toepassingen (bijvoorbeeld power-to-heat en power-to-gas in de industrie en hybride warmtepompen in de gebouwde omgeving) en het flexibel laden van elektrisch vervoer.

6.1.2 Perspectief netbeheerders

De netbeheerder heeft de wettelijke verantwoordelijkheid voor het beheer van de elektriciteitsnetten. Netbeheerders, de landelijke en regionale overheden, de ACM en marktpartijen werken gezamenlijk in het Landelijk Actieprogramma Netcongestie (LAN) dat oplossingen moet bieden voor de krapte op het stroomnet. Door de energietransitie staan de netbeheerders voor een grote taak om de netten verder uit te breiden.

De netbeheerders pleiten voor meer flexibiliteit in de vorm van (tijdelijke) opslag van elektriciteit en vraagsturing, om zo de infrastructuur efficiënt te kunnen benutten (Netbeheer Nederland, 2019b). De netbeheerders pleiten voor meer flexibiliteit in de vorm van (tijdelijke) opslag van elektriciteit en vraagsturing, om zo de infrastructuur efficiënt te kunnen benutten (Netbeheer Nederland, 2019b). Er wordt momenteel nog niet aan ruimtelijke sturing gedaan vanuit de netbeheerder, en ook nog maar beperkt vanuit de

overheid. Gezien de forse ruimtelijke vraag van de uitbreiding van het elektriciteitsnet en de toevoeging van flexibele bronnen is ruimtelijke sturing van belang. Hierin is een grote rol weggelegd voor de netbeheerders, aangezien zij vanuit het netperspectief gunstige locaties kunnen aanwijzen voor flexibele bronnen. Zij mogen de bronnen van flexibiliteit echter niet zelf realiseren.

De regionale en landelijke netbeheerders kunnen flexibiliteit contracteren voor netcongestie, als tijdelijke oplossing of als langetermijnalternatief voor netverzwaring. De landelijke netbeheerder is ook verantwoordelijk voor elektriciteitsmarktbalancing en heeft dus voor dat doeleinde ook flexibiliteit nodig. Beide rollen en de effecten van een tekort aan flexibiliteit zijn beschreven in Hoofdstuk 2.

Voorkomen van netcongestie

De visie van de netbeheerders is dat flexibiliteit een oplossing kan zijn voor netcongestie maar ook de piekbelasting kan vergroten. Congestiemanagement is een manier om flexibiliteit in te zetten voor het oplossen van congestie. Daarnaast werken de netbeheerders aan het implementeren van alternatieve transportrechten om flexibiliteit 'congestieneutraal' aan te sluiten, oftewel dat het de pieken niet verhoogd. Meer informatie daarover is opgenomen in Paragraaf 2.2. Het doel is dat hiermee door de netbeheerders een inpassingskader gerealiseerd wordt, in eerste instantie gericht op batterijen, om flexibiliteit netneutraal aan te sluiten.

6.1.3 Ruimtelijk sturing flexibele bronnen

Programma Energiehoofdstructuur (PEH)

Recentelijk is het ontwerp Programma Energiehoofdstructuur (PEH) gepubliceerd (Rijksoverheid, 2023b). Het PEH is een ruimtelijk plan op hoofdlijnen dat gaat over de ontwikkeling van energie-infrastructuur van nationaal belang (hoofdstructuur) tussen 2030 en 2050 die nodig is voor een klimaatneutraal energiesysteem. Hieronder worden ook grootschalige flexibele bronnen geschaard. In het ontwerp PEH zijn inrichtingsprincipes en ruimtelijke uitgangspunten voor ontwikkelingen van energie-infrastructuur en flexibiliteitsbronnen opgenomen. Voor enkele grootschalige flexibele bronnen zijn specifieke ruimtelijke richtlijnen opgenomen:

- De bestaande vestigingslocaties voor elektriciteitscentrales vanuit het Barro¹⁶ worden in de toekomst behouden voor grootschalige CO₂-vrije regelbare centrales (> 500 MW, met name waterstof). In Groningen zijn twee vestigingslocaties voor grootschalige elektriciteitscentrales, namelijk de Eemshaven en Delfzijl. In Drenthe zijn er geen.
- Grootschalige batterijen worden bij voorkeur in de nabijheid van hoogspanningsstations geplaatst en bij voorkeur in gebieden met veel aanbod van hernieuwbare elektriciteit. Er worden nog geen concrete voorkeurslocaties aangewezen, hier is verder onderzoek voor nodig.
- Grootschalige elektrolyse op land (> 100 MW) wordt bij voorkeur geplaatst in de omgeving van elektrische aanlandlocaties van wind op zee en nabij de waterstof-backbone. De Eemshaven is daarmee een voorkeurslocatie voor grootschalige elektrolyse.

¹⁶ Besluit algemene regels ruimtelijke ordening.

Plaatsing batterijen

De netbeheerders pleiten om batterijen netneutraal aan te sluiten in gebieden waar netcongestie is of dreigt. Netbeheerders pleiten daarnaast voor het aansluiten van batterijen die systeemdiensten op het TenneT-netwerk, om de regionale netwerken te ontlasten. Het idee hierachter dat hierdoor meer andere partijen aangesloten kunnen worden op de regionale netten en dat er minder uitbreidingsinvesteringen gedaan moeten worden voor batterijen. Daarnaast pleiten de netbeheerders ook om batterijen zoveel mogelijk bij bestaande aansluitingen te realiseren, waardoor er geen nieuwe aansluitingen gerealiseerd hoeven te worden (Netbeheer Nederland, 2022b). TenneT heeft recentelijk in een visiestuk aangegeven wat, vanuit netperspectief, een gunstige geografische verdeling is van het benodigde vermogen aan batterijen voor 2030 (TenneT, 2023c).

6.1.4 Stimuleringsbeleid

In Nederland wordt flexibiliteit op verschillende manieren gestimuleerd (Ministerie van EZK, 2023):

- ondersteuning via subsidies:
 - Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++);
 - Demonstratie Energie en Klimaatinnovatie (DEI+);
 - Hernieuwbare Energietransitie (HER+);
 - Missiegedreven Onderzoek, Ontwikkeling en Innovatie regeling (MOOI);
 - Regionale subsidies.
- regeling Energie-Investeringsaftrek voor ondernemers (EIA);
- Nationaal Groeifonds;
- Nationaal Actieplan Batterijsystemen;
- Interdepartementale strategische aanpak batterijen;
- Wet- en regelgeving met betrekking tot ondergrondse opslag.

De (financiële) stimulering richt zich met name op technieken die flexibiliteit mogelijk maken, zoals batterijen en elektrolyzers. De flexibiliteitsinstrumenten zoals, vraagsturing, aanbodsturing en ruimtelijke energieplanologie kennen minder directe stimuleringsmaatregelen. Wel worden er technieken die hiervoor nodig zijn ondersteund, zoals elektrische boilers die een rol kunnen spelen bij vraagsturing in de industrie.

Dat de aandacht voor stimulering voornamelijk ligt bij technieken voor flexibiliteit is in eerste instantie logisch, aangezien het ontwikkelen en realiseren van een techniek praktischer is om direct te ondersteunen. Desalniettemin verdienen de procesmatige instrumenten voor flexibiliteit aandacht, juist omdat ze mogelijk lastiger te bewerkstelligen zijn. flexibele bronnen

6.2 Welke rol kan de provincie spelen?

Met het veranderen van het energiesysteem zal ruimtelijke energieplanologie en de rol van de provincie daarin steeds belangrijker worden. Het vestigen van bedrijventerreinen of openbare voorzieningen zal steeds meer samenhangen met de beschikbaarheid van (lokaal opgewekte) duurzame elektriciteit. Zo is te verwachten dat nieuwe industrie zich rondom de aanlanding van wind op zee zal vestigen, die flexibel kan omgaan met stroomgebruik. Meer informatie over ruimtelijke energieplanologie is te vinden in Bijlage A.8. Hieronder zal verder ingegaan worden op de verschillende rollen die de provincie heeft, samenwerkingsverbanden van de provincie en de juridische mogelijkheden rondom de inpassing van flexibiliteit.

Verschillende rollen

De combinatie van ruimtelijke inpassing van energie-infrastructuur, vestigingsklimaat en lokale economie behoren tot de kerntaken van de provincie. De provincie kan op het gebied van flexibele bronnen en de energietransitie verschillende rollen oppakken in dit proces:

- **Ruimtelijk regulerend:** de provincie kan op ruimtelijk gebied kaders stellen en besluiten nemen over de leefomgeving wanneer dit van regionaal belang is, op basis van de Wet ruimtelijke ordening. De provincie kan in haar omgevingsvisie duidelijke randvoorwaarden creëren waarbinnen de ruimtelijke inpassing plaats kan vinden. De provincie kan daarnaast ook eigen grond beschikbaar stellen of ruimtelijke reserveringen doen om hernieuwbare opwek of opslag te realiseren.
- **Faciliteren:** de provincie kan gemeenten ondersteunen met kennis, geld en organisatiekracht, bijvoorbeeld in de vorm van proeftuinen. De provincie kan economische instrumenten inzetten door bijvoorbeeld projecten met een onrendabele top te (co-)financieren, investeringen in nieuwe technieken mogelijk te maken of door het afgeven van garantstellingen. Dit kan bijvoorbeeld als de SDE++-subsidie niet toereikend is voor de gewenste ontwikkeling.
- **Agenderen:** de provincie kan een initiator zijn van gesprekken tussen verschillende stakeholders. Het gaat hierbij om het verbinden van partijen, gemeenten, (semi-)overheden en zorgen voor kennisuitwisseling of het nemen van besluiten op lager niveau. De provincie kan hierbij een stimulerende, verbindende of aanjagende rol spelen. Daarnaast kan een provincie ook actief lobbyen richting de rijksoverheid en eventueel de EU. Hierbij kunnen knelpunten op onderdelen waar de transitie onvoldoende op gang komt of dreigt te stikken agenderen. Lobbyen kunnen provincies ook gezamenlijk doen via het Interprovinciaal Overleg (IPO).

De provincie kan het meeste verschil maken in het ruimtelijke domein, aangezien zij hier een regulerende rol heeft en zelf actief beleid kunnen maken. Tegelijkertijd zijn de provincies voor het realiseren van hun doelstellingen in grote mate afhankelijk van andere partijen en overheden. Zo heeft nationaal beleid, zoals het aanwijzen van barro-locaties en het aanwijzen van voorkeurslocaties voor batterijen en elektrolyzers in het PEH, zeer grote effecten op lokaal en provinciaal niveau. Bovendien wordt een groot deel van het nationale beleid doorvertaald naar de verantwoordelijkheden voor gemeenten, zoals de doelstelling om wijken van het aardgas af te halen (BrabantAdvies, 2019).

Naast de noodzakelijke wettelijke kerntaken (voornamelijk de ruimtelijke regulerende rol) kan de provincie op bepaalde beleidsterreinen ook een regisserende of faciliterende rol inneemt, bijvoorbeeld in de ondersteuning van gemeentelijke keuzes en besluiten. Tot slot kan de provincie zich ook inzetten voor maatschappelijk draagvlak. Deze rol ligt primair bij gemeenten, omdat zij qua schaalniveau het dichtst bij de inwoners staan. Echter zijn er ook voor provincies mogelijkheden om complementair hieraan eigen beleidsinstrumenten in te zetten, bijvoorbeeld communicatieve instrumenten zoals voorlichtingscampagnes.

Samenwerkingsverbanden

In de energietransitie en de realisatie van flexibiliteit werkt de provincie met verschillende partners samen:

- gemeenten;
- netbeheerders over de energie-infrastructuur;
- RES-regio's voor de ontwikkeling van hernieuwbare opwek en de warmtetransitie;
- andere provincies via het Interprovinciaal Overleg (IPO);
- de Omgevingsdienst voor handhaving van externe veiligheid en milieutoezicht voor zowel provincies als gemeenten;

- NAL-regio (Nationale Agenda Laadinfrastructuur) voor de gezamenlijke uitrol van integraal laadinfrastructuur;
- RMP-regio (Regionale Mobiliteitsprogramma) voor het regionale mobiliteitsprogramma om op regionaal schaalniveau toekomstbestendige bereikbaarheidsoplossingen te realiseren die bijdragen aan de transitie naar een duurzaam mobiliteitssysteem.

Deze samenwerkingsverbanden zijn ook van belang voor het opstellen van het provinciaal Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (pMIEK). Het pMIEK betreft een integrale afwegingen voor de investeringsplannen van netbeheerders voor de energie-infrastructuur van de toekomst binnen de provincie. Op basis van de opgedane kennis binnen het pMIEK heeft de provincie de mogelijkheid om haar bevoegdheden in te zetten om te sturen voor keuzes rondom de energie-infrastructuur. Momenteel bevindt de ontwikkeling van de pMIEK's zich in de tweede ronde van het integraal programmeren. In 2025 moet dit leiden tot een energievisie en de volgende versie van de pMIEK.

Juridisch instrumentarium realisatie flexibele bronnen

Voor de realisatie van flexibiliteit is goede netinpassing van groot belang. Recent is er een studie gepubliceerd over het juridisch instrumentarium voor een gemeente of provincie om ruimtelijk te sturen op netinpassing (AT Osborne, 2023). Centraal in dit onderzoek staan de bevoegdheden van de netbeheerder vanuit de Elektriciteitswet 1998 en de opkomende Energiewet, en de bevoegdheden van de provincie, vanuit de Wet ruimtelijke ordening en de opkomende Omgevingswet.

In de Elektriciteitswet is bepaald dat het elektriciteitsnet onder de netbeheerders valt en dat provincie en gemeente geen regels mogen stellen over de opwek, het transport en de levering van elektriciteit. Juridisch sturen vanuit provincie en gemeente op beter benutten van het elektriciteitsnet kan raken aan het belang van de energievoorziening en is daarom op basis van de Elektriciteitswet niet mogelijk. Desondanks is het vanuit ruimtelijk belang steeds vaker nodig om te sturen op beter benutten. De onderzoekers concluderen op basis van de Wet ruimtelijke ordening dat provincie en gemeente wél juridische mogelijkheden hebben om ruimtelijk te sturen op netinpassing, indien dit vanuit het ruimtelijk belang gemotiveerd is. Zowel de gevolgen als de aanpak van netinpassing zijn een ruimtelijk vraagstuk en raken daarmee aan gemeentelijke en provinciale belangen, waardoor zij de bevoegdheid hebben om hierop te sturen.

De nieuwe Omgevingswet, zie ook Tekstbox 6, verbreedt de reikwijdte van een goede ruimtelijke ordening (ruimtelijke relevantie) naar een goede kwaliteit van de fysieke leefomgeving. Hiermee zal de Omgevingswet verdere mogelijkheden bieden om te sturen op netinpassing (AT Osborne, 2023). De specifieke aanbevelingen aangaande flexibiliteitsbronnen voor de provincies Groningen en Drenthe worden verder toegelicht in de conclusie.

Tekstbox 6 - Nieuwe Omgevingswet

Verandering van provinciale bevoegdheden met de introductie van de Omgevingswet

Op 1 januari 2024 zal de Omgevingswet in werking treden. Met de Omgevingswet wil de overheid de regels voor ruimtelijke ontwikkeling vereenvoudigen en samenvoegen (Rijksoverheid, lopend). Alle onderwerpen uit de fysieke leefomgeving komen samen: van gezondheid en veiligheid tot natuur, bouw en water. Hoewel de instrumenten die een provincie tot haar beschikking heeft onder de Omgevingswet op veel vlakken vergelijkbaar zijn met de huidige instrumenten (Catch Legal, 2020), heeft de introductie van de Omgevingswet invloed op de manier van werken voor provincies. Doordat verschillende verordeningen worden geïntegreerd tot één



verordening en de verschillende visies tot één visie, ontstaat meer samenhang en kunnen provincies straks invloed uitoefenen op de gehele fysieke leefomgeving.

De belangrijkste instrumenten in de Omgevingswet voor provincies zijn:

- **Omgevingsverordening.** Elke provincie moet verplicht één omgevingsverordening vaststellen die bestaande verordeningen (bijvoorbeeld milieuverordening of provinciale ruimtelijke verordening) samenvoegt en vervangt. In een omgevingsverordening kunnen provincies de kwaliteit vastleggen die ze voor de fysieke leefomgeving willen bereiken. Ook kunnen provincies in de omgevingsverordening regels opnemen waar gemeentelijke omgevingsplannen aan moeten voldoen.
- **Omgevingsvisie.** De Omgevingsvisie is een verplichte langetermijnvisie voor de fysieke leefomgeving, waarin alle beleidsdoelen voor de fysieke leefomgeving moeten worden opgenomen. In de omgevingsvisie moeten onder andere ruimte, milieu, water en landschap aan bod komen. De omgevingsvisie geeft een beschrijving van de gewenste kwaliteiten en functies van de leefomgeving. Dit wordt vervolgens uitgewerkt in de regels van de omgevingsverordening. Van gemeenten binnen de provincie wordt verwacht dat zij rekening houden met de provinciale omgevingsvisie bij het opstellen van hun ruimtelijk beleid. De provincie kan dit uiteindelijk ook afdwingen.
- **Programma's.** Provincies kunnen ook programma's vaststellen, alleen of in samenwerking met gemeenten. Een programma regelt de uitvoering van het omgevingsbeleid en concretiseert de doelen van de omgevingsvisie (bijvoorbeeld wanneer wordt een bepaald doel moet worden behaald of welke maatregelen worden genomen om een doel te realiseren. Er zijn verplichte programma's, maar de provincie kan ook vrijwillige programma's ontwikkelen.
- **Projectbesluit.** Het projectbesluit is de opvolger van het provinciale inpassingsplan. Met een projectbesluit kunnen provincies projecten realiseren die van provinciaal belang zijn, zoals de aanleg van een windpark. Een projectbesluit beschrijft op welke manier het project zal worden uitgevoerd. Een provincie kan zelfs het omgevingsplan van een gemeente aanpassen met een projectbesluit, mits duidelijk onderbouwd. Een projectbesluit moet een publiek belang dienen. Dit publieke belang staat bijvoorbeeld in de omgevingsvisie of in een programma van de provincie.

7 Conclusies en aanbevelingen

Het energiesysteem in de provincies Groningen en Drenthe gaat fors veranderen in de komende decennia, door de energietransitie en autonome ontwikkelingen bij bedrijven en bewoners. In 2019 heeft CE Delft, in samenwerking met Quintel Intelligence, de [systeemstudie Groningen/Drenthe](#) uitgevoerd. In deze systeemstudie is een eerste globale inschatting gemaakt van hoe het energiesysteem in deze provincies zich gaat ontwikkelen, welke keuzes gemaakt kunnen worden en welke energie-infrastructuur noodzakelijk is om deze transitie te faciliteren.

Sindsdien is er veel gebeurd op het gebied van de energietransitie. Zo kunnen we steeds beter inschatten hoe het energiesysteem zich gaat ontwikkelen en welke rol flexibiliteit, in de vorm van energieopslag, vraagsturing en conversie, kan spelen in het energiesysteem. In de toekomst is meer flexibiliteit nodig om vraag en aanbod van elektriciteit te balanceren. Dit komt doordat de productie van elektriciteit in de toekomst grotendeels van (niet-stuurbare) hernieuwbare bronnen komt, zoals windmolens en zon-pv. Daarnaast zal de onbalans die ontstaat op de tijdschaal van seconden, minuten en kwartieren toenemen. De benodigde flexibiliteit kan bijvoorbeeld geleverd worden door vraagsturing (van industrie, mobiliteit of warmteproductie), energieopslag zoals batterijen, CO₂-vrije energiecentrales (op waterstof) en elektrolyzers.

Doel en onderzoeksvragen van deze studie

Het doel van deze studie is om in kaart te brengen hoe verschillende vormen van flexibiliteit in het energiesysteem kunnen bijdragen aan de inpassing van hernieuwbare opwek en extra elektriciteitsvraag in de provincies Groningen en Drenthe, en daarmee bijdragen aan de verduurzaming binnen de provincies. Daarbij ligt de focus op de lange termijn, op de periode tot 2050. We kijken niet naar de rol van flexibiliteit bij de huidige congestieproblematiek. Hiermee biedt deze studie de provincies Groningen en Drenthe handvaten voor het ontwikkelen van een strategische visie op de ontwikkeling van flexibiliteit op de langere termijn.

De focus ligt hierbij op het elektriciteitssysteem. Ook voor andere energiedragers, zoals waterstof en warmte, is flexibiliteit nodig (met name in de vorm van opslag), maar dat valt buiten de scope van het onderzoek.

De hoofdvraag van het onderzoek is:

Welke rol speelt flexibiliteit in het toekomstige elektriciteitssysteem in Groningen en Drenthe voor elektriciteitsmarktbalancing en netcongestie?

Om de hoofdvraag van het onderzoek te beantwoorden, beantwoorden we de volgende deelvragen:

- Wat is de behoefte aan flexibiliteit in het elektriciteitssysteem van de provincies Groningen en Drenthe?
- Welke bronnen kunnen deze flexibiliteit leveren en wat zijn hun eigenschappen?
- Wat is de impact van flexibiliteit op de elektriciteitsinfrastructuur?
- Wat is de beleidscontext voor de realisatie van flexibiliteit?



7.1 Conclusies

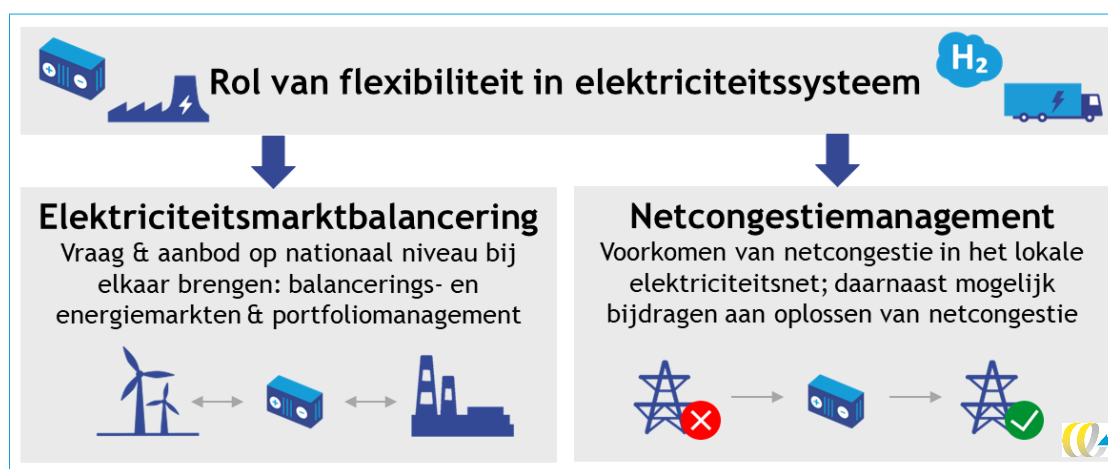
Flexibele bronnen kunnen op verschillende manieren bijdragen aan het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit. De belangrijkste manieren zijn opslag van elektriciteit, conversie (van elektriciteit naar een andere energiedrager zoals waterstof of vice versa), vraagsturing of sturing van aanbod.

Flexibiliteit kan ingezet worden voor twee belangrijke rollen in het elektriciteitssysteem, ook weergegeven in Figuur 23:

1. **Elektriciteitsmarktbalancering**¹⁷: balanceren van vraag en aanbod op nationaal niveau. Dit gebeurt via energiemarkten. In heel Nederland moet vraag en aanbod van elektriciteit altijd gelijk zijn. Dit wordt op nationaal niveau geregeld. Als er te weinig flexibiliteit is voor deze rol dan is er te weinig elektriciteit om de vraag te faciliteren en kan er aan een deel van Nederland geen elektriciteit geleverd worden. Dit heet ook wel de 'lost load' en kent grote economische gevolgen (Ecorys, 2022).
2. **Netcongestiemanagement**: lokale balancering voor het verlagen van de belasting op het lokale elektriciteitsnetwerk, voor elektriciteit afname (gebruik) of invoeding (productie). Dit wordt op lokaal niveau geregeld. Als er te weinig flexibele bronnen beschikbaar zijn voor deze rol moet de netbeheerder het elektriciteitsnet meer verzwaren en kan er congestie ontstaan zolang er geen verzwaring is uitgevoerd.

Een flexibele bron kan in principe voor beide functie tegelijk ingezet worden. Soms lopen deze twee functies synchroon, maar soms gaan deze twee functies niet altijd hand in hand.

Figuur 23 - Twee belangrijkste rollen in elektriciteitssysteem



7.1.1 Elektriciteitsmarktbalancering

In heel Nederland moet vraag en aanbod van elektriciteit altijd gelijk zijn. Met plotselinge veranderingen in de hoeveelheid elektriciteit (bijvoorbeeld door meer of minder zon of wind) ontstaan er tekorten of overschotten die zonder voldoende flexibele bronnen niet opgelost kunnen worden. Als er te weinig flexibiliteit is, dan is er op sommige momenten te weinig elektriciteit om de vraag te faciliteren en kan er aan een deel van de afnemers in Nederland geen elektriciteit geleverd worden. Dit heet ook wel de 'lost load' en kent grote economische gevolgen (Ecorys, 2022). De flexibele bronnen om deze tekorten of over-

¹⁷ Dit wordt ook wel energiebalancering genoemd.

schotten op te vangen moeten aanwezig zijn in Nederland of in de buurt van Nederland om flexibiliteit voor het volledige Nederlandse elektriciteitssysteem te kunnen leveren.

Groningen en Drenthe zijn een integraal onderdeel van het elektriciteitssysteem van TenneT. Voor het leveren van flexibiliteit voor elektriciteitsmarktbalancing is er geen verschil of dit geleverd wordt in Groningen, Drenthe of een willekeurige andere plek in Nederland. Dit betekent dat er geen vaste omvang is voor de flexibiliteitsbehoefte in Groningen en Drenthe, maar dat gekeken moet worden waar de nationale flexibiliteitsbehoefte het meest efficiënt gerealiseerd kan worden. Hiervoor is de impact van flexibele bronnen op het elektriciteitsnet leidend. Het is de verwachting dat in ieder geval een deel van de nationale flexibiliteitsbehoefte in Groningen en Drenthe gerealiseerd wordt.

Voor 2050 is onder meer in de I13050-scenario's een inschatting gemaakt van de benodigde flexibele bronnen voor een klimaatneutraal energiesysteem in Nederland (Netbeheer Nederland, 2023). In deze scenario's is een modelmatige inschatting gemaakt van de verdeling van de flexibele bronnen over Nederland, op basis van inschattingen van de ontwikkelingen van lokale vraag en aanbod en potentie voor plaatsgebonden flexibiliteit zoals vraagsturing. Tabel 17 geeft een overzicht van de prognoses voor de vermogens aan flexibele bronnen in de I13050-scenario's, voor Nederland als geheel en voor de provincies Groningen en Drenthe. Hierbij is onderscheid gemaakt naar de flexibele bronnen batterijen, power-to-heat, power-to-gas, vraagsturing en centrales.

Tabel 17 - Overzicht geprognostiseerde flexibiliteit in 2050

	Totaal Nederland	Groningen	Drenthe
Totaal	67.000 - 136.000 MW	7.600 - 16.000 MW	1.100 - 2.800 MW
Batterijen	39.000 - 70.000 MW	3.700 - 5.700 MW	1.100 - 1.900 MW
Power-to-heat	3.000 - 11.000 MW	400 - 2.000 MW	0 - 100 MW
Power-to-gas	11.000 - 25.000 MW	2.400 - 6.000 MW	0 - 600 MW
Vraagsturing	3.000 - 10.000 MW	300 - 800 MW	0 - 100 MW
Centrales	11.000 - 20.000 MW	800 - 1500 MW	0 - 100 MW

Bron: (Netbeheer Nederland, 2023).

De belangrijkste conclusies over de behoefte van flexibiliteit voor elektriciteitsmarktbalancing in de provincies Groningen en Drenthe zijn:

- In de toekomst zullen in Groningen naar verwachting meer flexibele bronnen gerealiseerd worden dan in Drenthe, omdat er in Groningen meer vraag en aanbod van elektriciteit is.
- In beide provincies worden forse vermogens aan batterijen verwacht voor 2050. Deze vermogens liggen ook hoger dan de prognoses voor 2030 (TenneT, 2023c). Dit betekent dat in beide provincies naar verwachting nog extra batterijen geplaatst worden na 2030.
- De potentie voor power-to-heat en vraagsturing in Drenthe is beperkt. De provincie Groningen heeft meer potentie, door een grotere elektriciteitsvraag en grotere industrie.

De prognoses voor de benodigde hoeveelheid flexibiliteit voor elektriciteitsmarktbalancing in de provincies lopen echter sterk uiteen. De belangrijkste oorzaken hiervoor zijn:

- **Ontwikkeling vraag en aanbod elektriciteit onzeker.** Toekomstscenario's fluctueren sterk qua totale elektriciteitsvraag, hoeveelheden opgesteld vermogen voor verschillende type elektriciteitsproductie en flexibele bronnen. Dit wordt veroorzaakt

door de prijsontwikkeling van elektriciteitsproductie en flexibele bronnen en het overheidsbeleid.

- **Onderlinge verhouding tussen verschillende flexibele bronnen.** Het is onduidelijk welk deel van de flexibiliteitsbehoefte door welke bronnen ingevuld wordt. Een mix van verschillende soorten bronnen is nodig en de onderlinge verhouding zal afhangen van de ontwikkeling van vraag en aanbod, prijsontwikkeling van de verschillende technieken en beleid van overheden en netbeheerders/ACM.
- **Toedeling aan Groningen en Drenthe.** Elektriciteitsmarktbalancering moet op nationaal niveau geregeld worden. Er is geen harde regel die omschrijft welk deel hiervan in Groningen of Drenthe gerealiseerd wordt. De flexibele bronnen moeten echter wel aangesloten worden op de elektriciteitsinfrastructuur. Daarom is het logisch flexibele bronnen te realiseren waar de geschikte elektriciteitsinfrastructuur voor handen is en capaciteit beschikbaar is. Daarnaast is een gedeelte van de flexibiliteit gebonden aan een locatie.

7.1.2 Netcongestiemanagement

Flexibiliteit kan ingezet worden om de piekbelasting op het elektriciteitsnet te verlagen. Flexibiliteit is niet noodzakelijkerwijs een geschikt alternatief voor netverzwaring. Voor veel stations is ook met inzet van flexibiliteit verzwaring kosten optimaal en vereist. Daarom is het belangrijk om in ieder geval vol in te zetten op verzwaren.

We zien daarin drie mogelijke rollen voor flexibiliteit bij netcongestiemanagement:

- **Autonome locatie gebonden elektriciteitsvraag of -productie slim aansturen:** Elektriciteitsvraag of -productie die autonoom ontstaat slim aansturen om gedurende de piekmomenten de productie of afname aan te passen. We maken daarbij onderscheid in bronnen die wel of niet locatie gebonden zijn. De autonome ontwikkelingen die locatie gebonden zijn elektrificatie van de industrie, elektrische voertuigen en een gedeelte van de zon- en wind.
- **Flexibele bronnen slim aansluiten en sturen op locatie:** Veel van de flexibele bronnen worden de komende decennia gerealiseerd. Netcongestie en extra netverzwaring kunnen voorkomen worden door deze bronnen met slimme contracten aan te sluiten op het net én door ze op de juiste locatie in het net te plaatsen.
- **Extra flexibiliteit om netcongestie op te lossen:** In deze studie is ook gekeken naar extra flexibele bronnen toe te voegen om netcongestie op te lossen. Dit zijn dus extra installaties bovenop de autonome ontwikkeling van flexibiliteit voor elektriciteitsmarktbalancering. Bijvoorbeeld elektrolyse om piekbelasting door opwek te voorkomen en batterijen voor zowel opwek- als afnamepieken.

Autonome elektriciteitsvraag en -productie slim aansturen

Flexibiliteit die beschikbaar is bij industrie, elektrische voertuigen en zon- en wind moet maximaal beschikbaar gemaakt worden. Uit onze analyses blijkt dat de meerkosten van de flexibiliteit beschikbaar maken beperkt zijn en dat ze een bijdrage kunnen leveren aan het oplossen van netcongestie.

Met name met curtailment kunnen in Groningen en Drenthe veel verzwaringen aan het elektriciteitsnet voorkomen worden. De impact van vraagsturing van de industrie en slim laden is beperkter.

Flexibele bronnen slim aansluiten en sturen op locatie

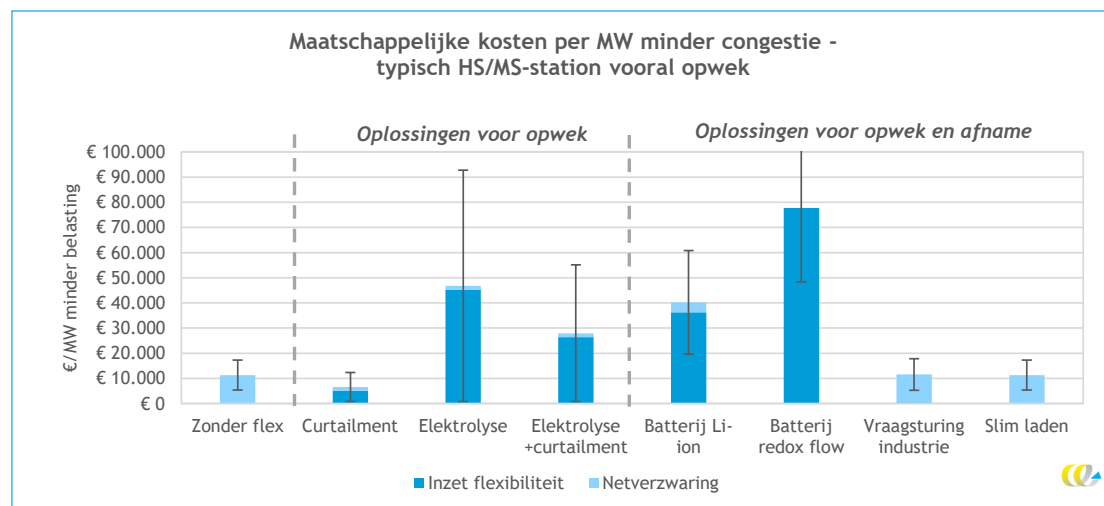
Uit de analyses in dit hoofdstuk volgt dat inzet van flexibele bronnen voor elektriciteitsmarktbalancing een positieve en een negatieve impact op het elektriciteitsnet kunnen hebben. Het is essentieel dat deze flexibele bronnen op geschikte locaties gerealiseerd worden om te zorgen dat ze geen extra netverzwaringen veroorzaken, en in sommige gevallen zelfs netverzwaringen voorkomen. Daarnaast is het noodzakelijk dat de juiste kaders gesteld worden. Zoals het instellen van contracten met een variabel recht op transport van elektriciteit voor de verschillende bronnen van flexibiliteit. Het gaat hierbij om het efficiënt inpassen van de flexibele bronnen die nodig zijn voor elektriciteitsmarktbalancing. Er worden dus geen extra flexibele bronnen ontwikkeld voor netcongestiemanagement.

Extra flexibiliteit om netcongestie op te lossen

In deze studie is ook gekeken naar de mogelijkheid om extra flexibele bronnen toe te voegen om netcongestie op te lossen. Dit zijn dus extra installaties bovenop de autonome ontwikkeling van flexibiliteit voor elektriciteitsmarktbalancing. Maar uit de analyses volgt dat het realiseren van extra flexibele bronnen, specifiek voor netcongestiemanagement, hoge maatschappelijke kosten heeft en daarom geen kosteneffectief alternatief is voor netverzwaring (zie ook Figuur 24). Dit betekent dat er naar verwachting geen extra flexibele installaties gerealiseerd worden voor netcongestiemanagement.

Flexibele bronnen kunnen wel ontwikkeld worden als tijdelijk alternatief voor netverzwaring, in congestiegebieden.

Figuur 24 - Maatschappelijke kosten inzet flexibele bronnen en netverzwaring typisch HS/MS-station opwek



7.1.3 Rollen verschillende bronnen van flexibiliteit

Er zijn verschillende flexibele bronnen die elk invulling geven aan de toekomstige behoefte aan flexibiliteit in Nederland. Er is elektriciteitsmarktbalancing nodig op verschillende tijdschalen, aangezien vraag en aanbod van elektriciteit op elk moment van het jaar in balans moeten zijn. Vraag en aanbod moeten dus gebalanceerd worden op de schaal van secondes tot minuten, binnen dagen en ook op langere termijn (dagen, maanden) en er

moet flexibiliteit gerealiseerd worden voor momenten met overschotten (teveel productie) en momenten met tekorten (te weinig productie).

Tabel 18 geeft een overzicht van de belangrijkste bronnen van flexibiliteit in Groningen en Drenthe. Deze technieken zullen naar verwachting gezamenlijk het overgrote deel van de behoefte aan flexibiliteit voor het elektriciteitssysteem in beide provincies invullen. Voor elk van deze bronnen geven we aan hoe de bronnen kunnen bijdragen aan elektriciteitsmarktbalancing en netcongestiemanagement. Op basis daarvan geven we een indicatie van geschikte locaties. Hier gaan we in Paragraaf 7.2.1 verder op in.

Tabel 18 - Rollen verschillende bronnen flexibiliteit

Techniek	Elektriciteitsmarktbalancing	Netcongestiemanagement	Geschikte locaties
Waterstof-centrale	Invulling langetermijntekorten (uren tot weken).	Geen kosteneffectief structureel alternatief voor verzwaring. Kan bij stations met veel vraag en op huidige locaties grote centrales congestienuutraal aangesloten worden.	Idealiter op locaties met veel vraag en capaciteit elektriciteitsnet. Grootschalige centrales alleen op bestaande locaties mogelijk.
Elektrolyzers	Benutting langetermijnoverschotten (uren tot weken).	Inzet bij aanlanding wind op zee gunstig voor belasting 380 kV-net, tegen lage maatschappelijke kosten. Potentiële oplossing voor netcongestie bij stations met veel opwek op land, maar dan hogere maatschappelijke kosten en ook risico op veroorzaken extra afnamecongestie.	Aanlanding wind op zee. Alleen bij opwek op land als het geen extra congestie veroorzaakt. Idealiter op locatie met waterstofvraag en -infrastructuur en mogelijkheid nuttige benutting restwarmte.
Curtaillment	Korte- en middellangetermijn-overschotten (tot uren). Hoogste pieken van overschotten, waarvoor investeren in andere oplossing niet rendabel is.	Potentiële oplossing in plaats van verzwaren bij stations met vooral opwek, tegen beperkte maatschappelijke kosten. Met name bij beperkt aantal uren aan overbelasting. Ook bij 380 kV-net nuttige optie voor grootste pieken op uren met zowel wind op zee als zon.	Alleen mogelijk bij opweklocaties. Idealiter vooral toegepast op locaties met overbelasting door opwek.
Batterijen Li-ion	Balancing korte termijn (tot uren). Zowel overschotten als tekorten.	Kan bij Eemshaven en stations met veel opwek met weinig beperkingen congestienuutraal	Bij voorkeur bij stations met veel opwek of bij
Batterijen redox-flow	Balancing middellange-termijn (uren tot dagen). Zowel overschotten als tekorten.		

Techniek	Elektriciteitsmarktbalancing	Netcongestiemanagement	Geschikte locaties
		aangesloten worden en mogelijk netcongestie wat verminderen. Bij stations met vooral afname risico op veroorzaken extra afnamecongestie.	aanlanding wind op zee.
CAES	Balancing korte termijn (tot uren). Zowel overschotten als tekorten.	Vergelijkbaar met Li-ion-batterijen. Maar kan alleen op specifieke locaties gerealiseerd worden, dus er is minder mogelijkheid om het te realiseren op meest gunstige locaties vanuit netperspectief. Daarnaast potentie onzeker.	Kan alleen op specifieke locaties met zoutcavernes.
Slim laden	Balancing korte termijn (tot uren). Zowel overschotten als tekorten.	Kan beperkte bijdrage leveren aan verminderen netbelasting bij alle soorten stations en op het hoogspanningsnet, tegen zeer lage maatschappelijke kosten.	Idealiter bij alle laadpalen.
Vraagsturing industrie	Balancing korte termijn (tot uren). Zowel overschotten als tekorten.		Idealiter bij alle industrie.
Energie-planologie	Kan niet bijdragen aan elektriciteitsmarktbalancing.	Mogelijk positieve impact op netbelasting. Maar potentie naar verwachting beperkt doordat in beide provincies voornamelijk uitbreidingen nodig zijn door opwek.	Gehele provincies.

7.2 Aanbevelingen en handelingsperspectief

De provincie kan op het gebied van flexibele bronnen en de energietransitie verschillende rollen oppakken in dit proces, namelijk ruimtelijk regulerend, faciliterend en agenderend. De provincie kan het meeste verschil maken in het ruimtelijke domein, aangezien zij hier een regulerende rol heeft en zelf actief beleid kunnen maken.

Het onderzoek laat zien dat netcongestie en extra netverzwaring wel voorkomen kunnen worden door de flexibele bronnen, die gerealiseerd worden voor elektriciteitsmarktbalancing, op de juiste locatie te plaatsen in het net én met slimme contracten aan te sluiten. Ruimtelijke sturing is noodzakelijk om te zorgen dat flexibele bronnen op juiste locaties in het net geplaatst worden. Vanwege de schaalgrootte van flexibele bronnen vraagt dit om een provinciale afweging. Daarom raden we de provincie aan hun bevoegdheden te gebruiken om ruimtelijk te sturen op geschikte locaties voor flexibele bronnen. Dit dient in samenwerking met de netbeheerders te gebeuren, aangezien zij het beste inzicht hebben in geschikte locaties.

De provincie kan op ruimtelijk gebied kaders stellen en besluiten nemen over de leef-omgeving wanneer dit van regionaal belang is en zelf actief beleid maken en duidelijke randvoorwaarden creëren voor flexibele bronnen in haar omgevingsvisie en energievisie. De provincie heeft op basis van de Wet ruimtelijke ordening en de opkomende Omgevingswet de bevoegdheid om ruimtelijk te sturen bij flexibele bronnen en betere benutting van het elektriciteitsnet, indien dit vanuit het ruimtelijk belang gemotiveerd is. In Paragraaf 7.2.1 motiveren we wat, vanuit het perspectief van het elektriciteitssysteem, gunstige locaties zijn voor de verschillende flexibele bronnen.

Naast ruimtelijk sturen op locaties van flexibele bronnen zijn er nog enkele no-regret ontwikkelingen, die de provincie niet zelf kan realiseren. Maar waar de provincie met zijn faciliterende, agenderende, ruimtelijk regulerende rol en door middel van lobby richting de rijksoverheid wel een bijdrage kan leveren:

- **Ontwikkeling van slimme energiesturing van installaties.** Elektriciteitsvraag en -aanbod dient flexibel te kunnen opereren. De kosten om vraag en aanbod flexibel te maken zijn vaak beperkt en kunnen vaak terugverdiend worden door het leveren van flexibiliteitsdiensten en handelen op elektriciteitsmarkten. Er zal sowieso extra vraag en productie komen en het is zeer wenselijk voor het systeem dat dit ontwikkeld wordt met flexibiliteit in het achterhoofd.
- **Faciliteren autonome ontwikkelingen.** Er is onzekerheid over de hoeveelheid flexibiliteit die nodig is richting 2050 in Nederland voor elektriciteitsmarktbalancing en welk deel hiervan in Groningen en Drenthe gerealiseerd wordt. Maar het is zeker dat er richting 2050 een fors grotere behoefte is aan flexibiliteit dan de huidige concrete plannen¹⁸. De projecten die nu ontwikkeld worden zijn dus vanuit systeemperspectief no-regret in de ontwikkeling richting 2050. Belangrijk daarbij is natuurlijk dat het voldoende aan andere randvoorwaarden zoals ruimtegebruik, businesscase en milieu-impact voldoet en dat deze flexibiliteit op gunstige locaties gerealiseerd wordt (zie paragraaf 7.2.1).
- **Maximaal inzetten op netverzwaring.** Flexibele bronnen kunnen, in potentie, een positieve impact hebben op het elektriciteitsnet. Inzet van flexibele bronnen lost zeker niet alle problemen rondom netcongestie op. Daarom is het belangrijk om in ieder geval vol in te zetten op verzwaren.

7.2.1 Geschikte locaties flexibele bronnen

Flexibele bronnen worden idealiter gerealiseerd op locaties waar:

1. Voldoende aansluitcapaciteit beschikbaar is.
2. Ze in ieder geval geen extra netcongestie veroorzaken.
3. Inzet voor elektriciteitsmarktbalancing bijdraagt aan het verminderen van de belasting op het lokale elektriciteitsnet en het verminderen van netcongestie.

Inzet van flexibele bronnen kan naar verwachting bij hoogspannings/middenspannings (HS/MS) stations en op het hoogspanningsnet de grootste bijdrage leveren aan het efficiënter benutten van het net en voorkomen van uitbreidingen, aangezien uitbreidingen op deze niveaus veel ruimte, tijd en geld kosten, de stations een groter voorzieningsgebied beslaan en hier grote flexibele bronnen aangesloten kunnen worden. Daarnaast is op hogere netvlakken meer aansluitcapaciteit beschikbaar en zijn grotere flexibelere bronnen vaak goedkoper door schaalvoordelen. Daarom worden flexibele bronnen idealiter op zo'n hoog

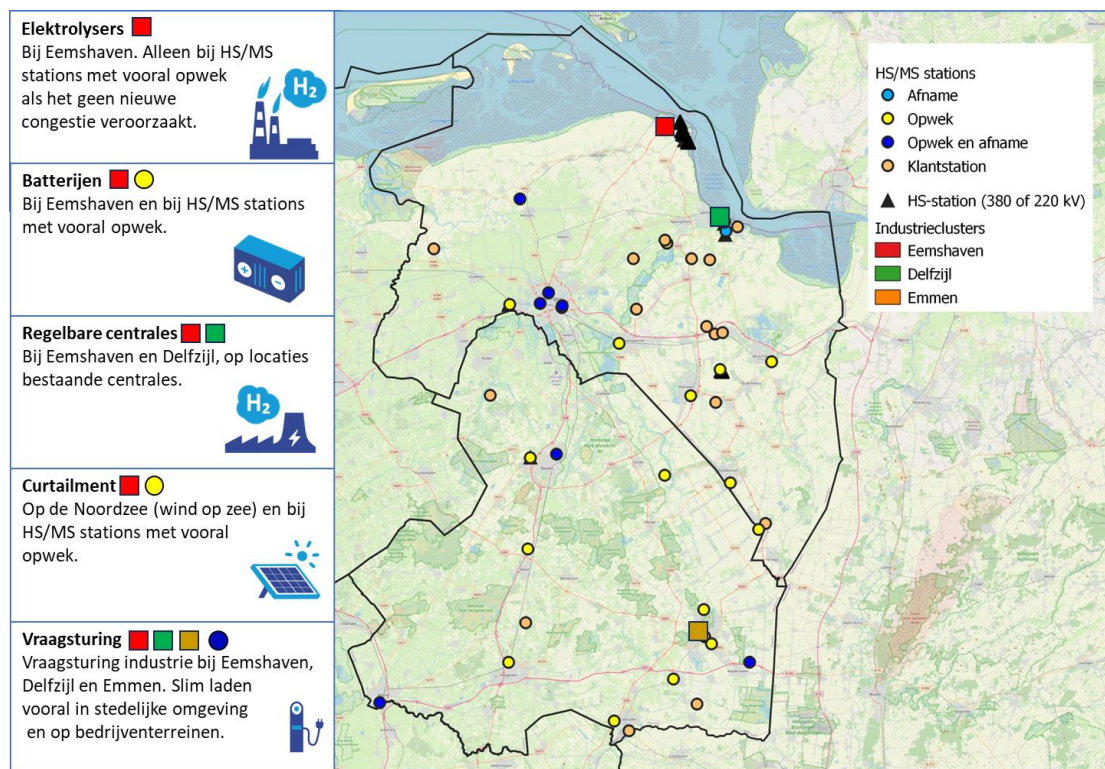
¹⁸ Er zijn met name voor batterijen veel initiatieven en aanvragen bij de netbeheerders, mogelijk zelfs meer dan de totale behoefte aan flexibiliteit. Maar het is de verwachting dat niet al deze initiatieven gerealiseerd zullen worden en het aantal concrete projecten is nog beperkt. Vandaar dat we het faciliteren van de concrete projecten als no-regret beschouwen (gegeven de benoemde randvoorwaarden).

mogelijk netvlak aangesloten. Idealiter worden de bronnen dichtbij HS/MS- of HS-stations geplaatst, zodat minder infrastructuur nodig is om ze aan te sluiten.

Tabel 18 geeft een overzicht van rollen van de onderzochte bronnen van flexibiliteit bij elektriciteitsmarktbalancing en netcongestiemanagement in beide provincies. Op basis daarvan kunnen de volgende conclusies getrokken worden over geschikte locaties voor verschillende flexibele bronnen in Groningen en Drenthe (zie ook Figuur 25):

- De huidige locaties van grootschalige centrales zijn geschikt voor toekomstige **waterstofcentrales**. Deze locaties worden hiervoor in het Programma Energiehoofdstructuur aangewezen.
- Aanlandingslocaties van wind op zee zijn de meest geschikte locaties voor **elektrolyzers**. Deze locaties worden hiervoor in het Programma Energiehoofdstructuur aangewezen. Elektrolyzers kunnen ook bij hernieuwbare opwek op land geplaatst worden, maar alleen als de inzet van deze elektrolyzers geen extra netcongestie veroorzaakt. Daarnaast zijn aanwezigheid van waterstofvraag- en infrastructuur en de mogelijkheid voor nuttige benutting van de restwarmte van belang bij de locatiekeuze. Het is onwenselijk om elektrolyzers te plaatsen op locaties met weinig hernieuwbare opwek.
- **Curtailment** is een kosteneffectieve maatregel voor elektriciteitsmarktbalancing en netcongestiemanagement en kan het beste ingezet worden op plekken waar (veel) uitbreidingen aan het elektriciteitsnet nodig zijn door opwek.
- Bij voorkeur worden (grootschalige) **batterijen** vlakbij hoogspanningsstations (HS-stations) in de Eemshaven (aanlanding wind op zee) of hoogspannings-/middenspannings-stations (HS/MS-stations) met veel hernieuwbare opwek geplaatst. Op beide locaties zullen batterijen vermoedelijk geen structurele oplossing zijn voor netcongestie, maar kunnen de batterijen wel congestieneutraal opereren en mogelijk netcongestie verminderen. Het is onwenselijk om batterijen te plaatsen op locaties met weinig hernieuwbare opwek.
- Inzet van slim laden en vraagsturing in de industrie wordt idealiter zo veel mogelijk toegepast, aangezien het tegen lage maatschappelijke kosten kan bijdragen aan elektriciteitsmarktbalancing en netcongestiemanagement.

Figuur 25 - Geschikte locaties flexibele bronnen



Bovenstaande figuur geeft een voorzet voor de meest geschikte locaties voor grootschalige flexibele bronnen. Dit zijn locaties die aan alle drie de bovenstaande criteria voldoen en waarbij de grootschalige flexibele bronnen naar verwachting bijdragen aan het structureel verminderen van netcongestie. In het onderzoek is gekeken naar de impact van flexibele bronnen bij HS/MS stations en de aanlanding van wind op zee bij de Eemshaven. Er is geen onderzoek gedaan naar het realiseren van flexibele bronnen bij hoogspanningsstations en klantstations. Naar verwachting kunnen met name hoogspanningsstations ook geschikte locaties zijn voor batterijen en mogelijk elektrolyzers, indien bij deze stations opwek dominant is.

Indien batterijen en elektrolyzers op andere locaties, bijvoorbeeld bij stations waar afname dominant is, gerealiseerd worden zullen ze naar verwachting niet bijdragen aan het structureel verminderen van netcongestie en kan dit resulteren in extra noodzaak voor netverzwaringen. Deze locaties zijn dus minder geschikt. Op deze locaties kunnen flexibele bronnen wel bijdragen aan elektriciteitsmarktbalancing en de leveringszekerheid in Nederland. Bij realisatie van flexibele bronnen op deze andere locaties moet gezorgd worden dat deze bronnen in ieder geval geen extra netcongestie veroorzaken. Hiervoor is nauwe afstemming met de netbeheerders nodig. Daarnaast is er noodzaak voor nieuwe wettelijke kaders vanuit netbeheerders, ACM en de Rijksoverheid, aangezien met de huidige kaders deze flexibiliteitsbronnen de piekbelasting op die locaties naar verwachting zullen verhogen.

Literatuur

- ACM. (2021). *Methodebesluit regionale netbeheerders elektriciteit 2022-2026*.
- ACM. (2022). *Netcode elektriciteit*.
- AT Osborne. (2023). *Ruimtelijk sturen op netinpassing*.
<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2023-06/Ruimtelijk-sturen-op-netinpassing-juridische-instrumenten.pdf>
- BrabantAdvies. (2019). *Energietransitie: Positionering & rollen van de provincie Noord-Brabant*.
- Catch Legal. (2020). De instrumenten van de provincie onder de Omgevingswet. In.
- CE Delft. (2018). *Waterstofroutes Nederland : Blauw, groen en import*.
- CE Delft. (2022). *100% CO2-vrije elektriciteit in 2025*. <https://ce.nl/publicaties/100-co2-vrije-energie-in-2025/>
- CE Delft. (2023a). *Beleid voor grootschalige batterijen en afnamenetcongestie*.
<https://ce.nl/publicaties/beleid-voor-grootschalige-batterijsystemen-en-netcongestie/>
- CE Delft. (2023b). *Nut en noodzaak extra wind op land in 2030 en 2050. Uiteenzetting mogelijke scenario's en afweging*. <https://ce.nl/publicaties/nut-en-noodzaak-extra-wind-op-land-in-2030-en-2050/>
- CE Delft, & Quintel. (2019). *Systeemstudie energie-infrastructuur Groningen & Drenthe 2020-205*.
- Corre Energy. (n.d.). *CAES Zuidwending*. <https://correenergystorage.nl/het-project/>
- DNV GL, & TNO. (2018). *Technologiebeoordeling van groene waterstofproductie : Enpuls*.
https://www.enpuls.nl/media/2345/eindrapport-module-1-_-technologiebeoordeling-groene-waterstof-_-enpuls.pdf
- Ecorys. (2022). *The value of lost load for electricity in the Netherlands*.
<https://www.ecorys.com/app/uploads/files/2022-11/Value%20of%20Lost%20Load%20Netherlands%20-%20final%20report%20Ecorys%20SEO%2020220614.pdf>
- Enexis. (2021). *Investeringsplan 2022*. <https://www.enexis.nl/-/media/downloads/investeringsplan-en-bijlagen/enexis-netbeheer-investeringsplan-2022.pdf>
- Enexis. (lopend). *Enexis Open data*. <https://www.enexis.nl/over-ons/open-data>
- HYnetwork services. (2023). *Waterstofnetwerk Noord-Nederland*.
<https://www.hynetwork.nl/voor-de-omgeving/noord-nederland>
- Industrietafel Noord-Nederland. (2021). *Cluster Energie Strategie*.
- Ministerie van EZK. (2023). *Routekaart Energieopslag*.
<https://open.overheid.nl/documenten/7f9ca5c1-3f11-4efc-9b0d-1ffa36aa59ed/file>
- Netbeheer Nederland. (2019a). *Basisdocument over energie-infrastructuur*.
- Netbeheer Nederland. (2019b). *Basisinformatie over energie-infrastructuur : Opgesteld voor de Regionale Energie Strategieën*.
https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Basisdocument_over_energie-infrastructuur_143.pdf
- Netbeheer Nederland. (2019c). *Basisinformatie over energie-infrastructuur : opgesteld voor de Regionale Energie Strategieën*.
- Netbeheer Nederland. (2021a). *Het Energiesysteem van de toekomst. Integrale infrastructuurverkenning 2030-2050*. <https://www.tennet.eu/nl/over-tennet/publicaties/integrale-infrastructuurverkenning-2030-2050>
- Netbeheer Nederland. (2021b). *Het Energiesysteem van de Toekomst: Integrale Infrastructuurverkenning 2030 - 2050*. Netbeheer Nederland.



- Netbeheer Nederland. (2022a). *Het Energiesysteem van de Toekomst: Integrale Infrastructuurverkenning 2030 - 2050*. Netbeheer Nederland.
<https://www.tennet.eu/nl/over-tennet/publicaties/integrale-infrastructuurverkenning-2030-2050>
- Netbeheer Nederland. (2022b, 15 december 2022). *Nieuw inpassingskader voor grote batterijen moet netcongestie verminderen*. Netbeheer Nederland.
<https://www.netbeheer Nederland.nl/nieuws/nieuw-inpassingskader-voor-grote-batterijen-moet-netcongestie-verminderen-1596>
- Netbeheer Nederland. (2023). *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's*.
<https://open.overheid.nl/documenten/ronl-7219ac2558977a6050ac4db764d2ddeb156df32/pdf>
- NP RES, & CE Delft. (2022). *Factsheet Opslag van elektriciteit*. https://ce.nl/wp-content/uploads/2023/01/CE_Delft_220271_RES-Factsheet-Opslag_elektriciteit-2022.pdf
- NREL. (2023). *Utility-Scale Battery Storage*. https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale_battery_storage
- Pondera Consult, & CE Delft. (2023). *Integrale Effectenanalyse Programma Energiehoofdstructuur*. <https://open.overheid.nl/documenten/af2a7ff5-9640-4f87-88f3-c2282653fac6/file>
- Qirion. (2022). *Mobiliteitshubs A6 Ruimte, energie en mobiliteit komen samen*.
<https://qirion.nl/slimme-inzet-van-mobiliteitshubs-maakt-ruimte-voor-duurzame-energie/>
- Rijksoverheid. (2023a). *Concept-Nationaal plan energiesysteem*.
[https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/07/03/bijlage-1-hoofddocument-concept-npe#:~:text=Het%20Nationaal%20plan%20energiesysteem%20\(NPE,de%20ontwikkeling%20van%20het%20energiesysteem](https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/07/03/bijlage-1-hoofddocument-concept-npe#:~:text=Het%20Nationaal%20plan%20energiesysteem%20(NPE,de%20ontwikkeling%20van%20het%20energiesysteem)
- Rijksoverheid. (2023b). *Ontwerp-Programma Energiehoofdstructuur - Ruimte voor een klimaatneutraal energiesysteem van nationaal belang*.
<https://open.overheid.nl/documenten/b788594f-1818-414a-9861-fe509161d1ea/file>
- Rijksoverheid. (lopend). *Omgevingswet*. Rijksoverheid.
<https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/omgevingswet>
- Rijkswaterstaat. (lopend). *Klimaatmonitor*. Retrieved 3 februari from
<https://klimaatmonitor.databank.nl/dashboard/dashboard/energiegebruik/>
- RVO. (2023). *Nieuwe ruimte voor de zon: Inspiratiegids met innovatieve voorbeelden van multifunctioneel ruimtegebruik van zon-pv*.
<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2023-04/Inspiratiegids-Nieuwe-ruimte-voor-de-zon.pdf>
- Strategy&. (2021, 15 July 2021). *Unlocking Industrial Demand Side Response*. PwC.
- TenneT. (2022a). *Investeringsplan net op land 2022-2031*. <https://www.tennet.eu/nl/over-tennet/publicaties/investeringsplannen>
- TenneT. (2022b). *Monitor Leveringszekerheid 2022*. https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2023-01/Monitoring%20Leveringszekerheid%202022_12JAN2023.pdf
- TenneT. (2023a). *Adequacy Outlook*. https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2023-05/TenneT_Adequacy%20Outlook_2023_publ.v1.2.pdf
- TenneT. (2023b). Soorten elektriciteitsmarkten. In: TenneT.
- TenneT. (2023c). TenneT ziet grote rol voor batterijen voor stabiel elektriciteitsnet 2030. In.
- TenneT. (2023d). *TenneT's position on Battery Energy Storage Systems (BESS)*.
https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2023-06/TenneT_s_position_large_BESS_-_Public_Info_-_update.pdf



- TenneT. (lopend, april 2021). *Netkaarten: Kaarten van ons onshore en offshore hoogspanningsnet*. TenneT. <https://www.tennet.eu/nl/bedrijf/nieuws-en-pers/pers/netkaarten/>
- TNO. (2020). *Inventory of risks associated with underground storage of compressed air (CAES) and hydrogen (UHS), and qualitative comparison of risks of UHS vs. underground storage of natural gas (UGS)*.
- TNO. (2021). *Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030-2050: Technische evaluatie van vraag en aanbod*.
- Trinomics. (2017). *The potential of electricity demand side response*. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2017/607322/IPOL_STU\(2017\)607322_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2017/607322/IPOL_STU(2017)607322_EN.pdf)



A Uitgebreide omschrijving flexibele bronnen

Per flexibiliteitsbron geven we een omschrijving en een beschouwing op de potentiële rol van de bron in het elektriciteitssysteem. Daarvoor gaan we in op de technische aspecten, de potentiële rol in het elektriciteitssysteem, de potentie voor de provincies, de maatschappelijke kosten en baten en de maatschappelijke impact van de inzet. Voor deze eigenschappen kijken we naar de lange termijn, richting 2050.

A.1 Regelbare elektriciteitscentrales

Omschrijving techniek

Op dit moment wordt een groot deel van de elektriciteit in Nederland opgewekt met gas- en kolencentrales. Dit zijn regelbare elektriciteitscentrales die op- en afgeschakeld kunnen worden op basis van de vraag naar elektriciteit. Om de leveringszekerheid in het toekomstige, klimaatneutrale energiesysteem te garanderen is in de toekomst nog steeds een groot vermogen aan regelbare elektriciteitscentrales nodig. Deze centrales moeten elektriciteit leveren op momenten dat er te weinig productie is van windturbines en zonnepanelen.

De regelbare centrales zullen in de toekomst, als deze klimaatneutraal moeten zijn, naar verwachting draaien op groene waterstof (al zijn er ook alternatieven, zie Tekstbox 7). Hiervoor kunnen bestaande gascentrales omgebouwd worden¹⁹ of nieuwe centrales gebouwd worden. De techniek van centrales op waterstof is in essentie gelijk aan de techniek van gascentrales, al zijn er wel aanpassingen nodig aangezien waterstof andere eigenschappen heeft dan aardgas (meer hierover bij *Technische aspecten*).

Tekstbox 7 - Alternatieven waterstofcentrales

Het is de verwachting dat langetermijntekorten van elektriciteit in de toekomst opgevangen worden door waterstofcentrales. Maar er zijn ook alternatieven. Zo kunnen er ook regelbare centrales gerealiseerd worden die draaien op groengas, biomassa (eventueel in combinatie met CCS²⁰ voor negatieve emissies) of aardgas in combinatie met CCS. Daarnaast kunnen brandstofcellen die op waterstof draaien mogelijk de flexibiliteit voor de langetermijntekorten. Elk van deze technieken heeft echter zijn beperkingen, zoals hoge kosten, beperkte beschikbaarheid van duurzame biomassa of rest emissies en gebruik fossiele brandstoffen bij CCS.

Kerncentrales kunnen het hele jaar door elektriciteit leveren en kunnen daarmee ook de langetermijntekorten van elektriciteit invullen. Het is echter niet de verwachting dat er voldoende kerncentrales neer worden gezet voor het opvangen van de pieken in de tekorten van elektriciteit, aangezien de kapitaalkosten van de kerncentrales daarvoor te hoog zijn in vergelijking met waterstofcentrales. Daarmee is een kerncentrale geen direct alternatief voor waterstofcentrales en zullen ook in een elektriciteitssysteem met kerncentrales nog waterstofcentrales (of alternatieven) nodig zijn.

¹⁹ De bestaande [Magnumcentrale](#) in de Eemshaven is zo gebouwd dat deze met enkele kleine aanpassingen op waterstof kan draaien.

²⁰ Carbon Capture and Storage, oftewel CO₂-afvang en opslag.

Technische aspecten

Er zijn verschillende soorten regelbare centrales:

- Er zijn grootschalige CCGT²¹-centrales die een hogere efficiëntie hebben en minder flexibel zijn. De efficiëntie van deze centrales ligt naar verwachting rond de 63%, uitgaande van de lagere calorische waarde van waterstof (Netbeheer Nederland, 2022a). Deze centrales hebben een typisch vermogen van minimaal 500 MW.
- Daarnaast zijn er piekeenheden (OCGT of GT²²) die bijspringen op momenten van forse tekorten en daarmee minder draaiuren maken. Dit type regelbare centrale heeft een lagere efficiëntie, maar kan flexibeler ingezet worden. De efficiëntie van deze centrales ligt naar verwachting rond de 41%, uitgaande van de lagere calorische waarde van waterstof (Netbeheer Nederland, 2022a). Deze centrales kunnen ook grootschalig (> 500 MW) zijn, maar het is ook mogelijk dat dit in de toekomst kleinschaligere eenheden van rond de 100 MW worden (Pondera Consult & CE Delft, 2023).

Er zijn nog geen gasturbines beschikbaar die op 100% waterstof kunnen draaien binnen de eisen voor NO_x-emissies. De belangrijkste fabrikanten bieden gasturbines aan die op een mengsel van 30-60% waterstof kunnen draaien. De uitdagingen zijn met name technisch: de verbranding van waterstof verloopt veel sneller en op hogere temperaturen dan de verbranding van aardgas. Bij hogere temperaturen worden er meer stikstofverbindingen gevormd. Waterstofturbines moeten hierop aangepast worden zodat zij binnen de stikstofnormen blijven. Als alternatief kan er een nageschakelde behandelinstallatie geïnstalleerd worden die de NO_x-omzet in onschadelijke stikstof. De fabrikanten verwachten tussen 2025 en 2030 gasturbines aan te kunnen bieden die op 100% waterstof kunnen draaien. Wellicht treedt er een versnelling op vanwege de recente impuls om sneller over te stappen van aardgas naar hernieuwbare bronnen (CE Delft, 2022).

Rol in het elektriciteitssysteem

Elektriciteitsmarktbalancing

Regelbare centrales, zoals waterstofcentrales, zijn nodig in het toekomstige, klimaat-neutrale elektriciteitssysteem om de leveringszekerheid te garanderen. Hiermee dragen ze voornamelijk bij aan de elektriciteitsmarktbalancing. Deze centrales moeten elektriciteit leveren op momenten dat er te weinig productie is van windturbines en zonnepanelen.

Waterstofcentrales kunnen elektriciteit leveren voor langere periodes. In principe kunnen deze centrales het hele jaar door elektriciteit leveren, als voldoende groene waterstof beschikbaar is. Hiermee zullen waterstofcentrales vooral flexibiliteit leveren voor langetermijntekorten van elektriciteit. Dus voor periodes van dagen of weken met onvoldoende productie van hernieuwbare elektriciteit. Waterstofcentrales, en dan met name de piekcentrales, kunnen in potentie ook flexibiliteit leveren voor korte termijn tekorten van elektriciteit. Deze rol wordt nu vaak al vervuld door aardgascentrales. Maar het is de verwachting dat deze flexibiliteit in de toekomst voornamelijk gerealiseerd zal worden door andere technieken, zoals batterijen.

Grootschalige waterstofcentrales (> 500 MW) worden direct aangesloten op het hoogste spanningsniveau van hoogspanningsnet, het 380 kV-net of het 220 kV-net. Het is ook mogelijk dat er in de toekomst kleinschaligere piekeenheden komen, maar vanwege

²¹ Combined Cycle Gas Turbine, ook wel stoom- en gascentrale (STEG) genoemd.

²² Open Cycle Gas Turbine of gasturbine.



schaalvoordelen zullen dit naar verwachting ook eenheden zijn die direct op het hoogspanningsnet aangesloten worden. Hierdoor hebben waterstofcentrales geen impact op de regionale elektriciteitsnetten, maar alleen op de hoogspanningsinfrastructuur. Om de impact op de hoogspanningsinfrastructuur te minimaliseren is het gunstig om de centrales zo dicht mogelijk bij de locaties waar het piekvermogen nodig is te plaatsen. Het is de verwachting dat er dan geen uitbreidingen aan de hoogspanningsinfrastructuur nodig zijn door de aanleg van waterstofcentrales (Pondera Consult & CE Delft, 2023).

Impact op elektriciteitsinfrastructuur

Waterstofcentrales kunnen in principe, naast hun rol voor elektriciteitsmarktbalancing, ook ingezet worden voor het oplossen van congestieknelpunten op het hoogspanningsnet door middel van redispatch. De waterstofcentrales kunnen tegen een vergoeding van TenneT hun productie op- of terugschroeven om ervoor te zorgen dat minder transport van elektriciteit over een hoogspanningsverbinding of transformatorstation nodig is. Hiermee kunnen in potentie verzwaringen aan de hoogspanningsinfrastructuur voorkomen worden. Het is de vraag in hoeverre dit het geval is in Groningen en Drenthe, aangezien de congestieknelpunten in de regio naar verwachting vooral zullen ontstaan door momenten met teveel hernieuwbare opwek (door de aanlanding van wind op zee in de Eemshaven en de forse hoeveelheden hernieuwbare opwek op land). Op die momenten zal er al amper inzet van waterstofcentrales zijn, dus is verder terugschakelen niet of nauwelijks mogelijk. Daarnaast liggen de maatschappelijke kosten voor inzet van waterstofcentrales voor netcongestiemanagement heel hoog (zie Hoofdstuk 4).

Potentie voor de provincies

In een klimaatneutraal elektriciteitssysteem zal naar verwachting een fors vermogen aan waterstofcentrales noodzakelijk zijn voor het garanderen van de leveringszekerheid. Er moeten voldoende waterstofcentrales geplaatst worden om aan de pieken van de tekorten aan elektriciteit te kunnen voorzien, ook in jaren met extreme omstandigheden zoals een zogenaamde Dunkelflaute (een lange periode met weinig wind en zon en lage temperaturen). Deze tekorten aan elektriciteit komen overeen met het gedeelte van de elektriciteitsvraag dat niet ingevuld kan worden met wind en zon (na toepassing van andere flexibele bronnen).

Hoeveel vermogen aan waterstofcentrales noodzakelijk is, is afhankelijk van de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag, de inzet van andere flexibele bronnen en de mogelijke ontwikkeling van kerncentrales. Momenteel is ongeveer 20 GW aan gas- en kolencentrales actief in Nederland. In de Adequacy Outlook van TenneT wordt ingeschat dat in een klimaatneutraal elektriciteitssysteem tussen de 5 en 15 GW aan waterstofcentrales noodzakelijk is (TenneT, 2023a). Deze prognoses gaan er echter vanuit dat een fors deel van de tekorten van elektriciteit opgelost worden met vraagsturing van de industrie, interconnectie en batterijen. Bij een minder gunstige inzet van deze andere bronnen van flexibiliteit zijn meer waterstofcentrales noodzakelijk. In het recent gepubliceerde Programma Energiehoofdstructuur wordt uitgegaan van een noodzaak van 30 tot 35 GW aan waterstofcentrales (Pondera Consult & CE Delft, 2023).

Er zijn specifieke criteria waaraan locaties voor grote regelbare centrales moeten voldoen. Zo moet er onder meer voldoende koelwater beschikbaar zijn en moet er een aansluiting zijn op het hoogspanningsnet. Door deze criteria is het de verwachting dat er geen nieuwe locaties voor grote regelbare centrales bijkomen, maar dat hiervoor de bestaande Barro-locaties gebruikt worden. Dit zijn locaties die vanuit het Besluit algemene regels ruimtelijke ordening aangewezen zijn voor grootschalige elektriciteitscentrales.

In Groningen zijn er twee Barro-locaties, namelijk de Eemshaven en Delfzijl. In Drenthe zijn er geen Barro-locaties. Het is dus de verwachting dat er in de toekomst waterstofcentrales zullen komen in de Eemshaven en Delfzijl. De Eemshaven heeft nu ongeveer 3.300 MW aan gas- en kolencentrales. Richting 2050 zou het vermogen aan waterstofcentrales op die locatie nog fors hoger kunnen zijn, gezien het sterke hoogspanningsnet op die locatie, de forse elektriciteitsvraag en de beschikbare ruimte. Ook bij Delfzijl, waar nu een gascentrale staat van ruim 500 MW, is een toename van het regelbare vermogen mogelijk (Pondera Consult & CE Delft, 2023). Dit is bij beide locaties echter in grote mate afhankelijk van het totale vermogen aan waterstofcentrales dat noodzakelijk is.

Het is richting 2050 ook mogelijk er kleinschaligere piekcentrales op waterstof van rond de 100 MW worden (Pondera Consult & CE Delft, 2023). Deze kleinschaligere centrales kunnen op veel meer locaties geplaatst worden, dus ook op locaties in Drenthe en Groningen buiten de bestaande Barro-locaties. Logische locaties voor deze kleinschaligere piekcentrales zijn HS/MS-stations. Vanuit het perspectief van de elektriciteitsinfrastructuur is het gunstig om deze eenheden dichtbij de elektriciteitsvraag te plaatsen.

(Maatschappelijke) kosten en baten

Voor de toepassing van waterstofcentrales moeten kosten gemaakt worden voor de ombouw van bestaande gascentrales of de bouw van nieuwe waterstofcentrales. De kosten om bestaande gasturbines om te bouwen naar waterstof zijn ook nog onbekend. Het is mogelijk dat deze ombouw dermate ingrijpend is, dat een nieuwe turbine kosteneffectiever is.

De investeringskosten voor nieuwe waterstofcentrales liggen richting 2050 naar verwachting tussen de € 600 en € 750 per kW (Netbeheer Nederland, 2021b). Voor een grootschalige waterstofcentrale van 500 MW liggen de investeringskosten dan tussen de € 300 en € 375 miljoen euro.

Daarnaast zijn de kosten van de brandstof, waterstof, verantwoordelijk voor een groot deel van de kosten van de elektriciteitsproductie. De productiekosten per eenheid elektriciteit (LCoE)²³ zijn afhankelijk van het aantal draaiuren en de ontwikkeling van de kosten van groene waterstof. Naar verwachting zullen de LCOE van waterstofcentrales in 2050 tussen de 150 €/MWh en 200 €/MWh liggen. Ter referentie, de productiekosten van wind op zee dalen richting 2050 naar verwachting tot onder de € 30/MWh (CE Delft, 2023b).

De maatschappelijke baten van waterstofcentrales zijn aanzienlijk, aangezien zonder waterstofcentrales de leveringszekerheid van elektriciteit in het gedrang komt. Als er onvoldoende regelbare centrales zijn, dan leidt dit er toe dat afnemers op sommige momenten in het jaar geen stroom meer kunnen afnemen. Het is lastig om hier een exact prijskaartje aan te plakken, maar duidelijk is dat dit vanuit maatschappelijk perspectief onwenselijk is.

Maatschappelijke impact van de inzet

Waterstofcentrales hebben een relatief beperkte ruimtelijke impact per geproduceerde hoeveelheid energie, in vergelijking met windmolens en zonneparken. Het ruimtebeslag van waterstofcentrales is 213 MW/ha (Pondera Consult & CE Delft, 2023). Dit betekent dat een

²³ Levelised Costs of Electricity. LCoE geeft de gestandaardiseerde kosten over de gehele levensduur per energie-output (bijvoorbeeld per kWh). Hierin worden dus zowel de vaste kosten (investeringskosten) en de variabele kosten (onderhoud en brandstof) gedurende de hele levensduur meegenomen.

grote waterstofcentrale van 500 MW ongeveer 2,5 hectare aan omvang heeft. Aangezien het bij waterstofcentrales om grote vermogens gaat is de impact per centrale aanzienlijk. En de ruimtelijke impact van waterstofcentrales op de Barro-locaties Delfzijl en met name de Eemshaven is ook aanzienlijk. Het is belangrijk dat op die locaties voldoende ruimte beschikbaar blijft voor de realisatie van waterstofcentrales in de toekomst (Pondera Consult & CE Delft, 2023).

Een kleinere waterstofcentrale van 100 MW heeft ongeveer een 0,5 hectare aan omvang. Ook bij deze kleinere eenheden is het ruimtebeslag dus nog aanzienlijk. Maar deze kleinere eenheden kunnen naar verwachting wel makkelijker ingepast worden, ook aangezien er veel meer potentiële locaties voor deze kleinere eenheden zijn.

Conclusie: potentiële rol

Om de leveringszekerheid in het toekomstige, klimaatneutrale elektriciteitssysteem te garanderen is in de toekomst nog steeds een groot vermogen aan regelbare elektriciteitscentrales nodig. Er moeten voldoende waterstofcentrales geplaatst worden om aan de pieken van de tekorten aan elektriciteit te kunnen voorzien, ook in jaren met extreme omstandigheden zoals een zogenaamde Dunkelflaute (een lange periode met weinig wind en zon en lage temperaturen). Deze tekorten aan elektriciteit komen overeen met het gedeelte van de elektriciteitsvraag dat niet ingevuld kan worden met wind en zon (na toepassing van andere flexibele bronnen).

De regelbare centrales zullen in de toekomst, als deze klimaatneutraal moeten zijn, naar verwachting draaien op groene waterstof (al zijn er ook alternatieven, zie onderstaand kader). Hiervoor kunnen bestaande gascentrales omgebouwd worden²⁴ of nieuwe centrales gebouwd worden. De techniek van centrales op waterstof is in essentie gelijk aan de techniek van gascentrales, al zijn er wel aanpassingen nodig aangezien waterstof andere eigenschappen heeft dan aardgas.

Er zijn specifieke criteria waaraan locaties voor grote regelbare centrales moeten voldoen. Zo moet er onder meer voldoende koelwater beschikbaar zijn en moet er een aansluiting zijn op het hoogspanningsnet. Daarom zullen deze naar verwachting grootschalige waterstofcentrales komen op de bestaande productielocaties Eemshaven en Delfzijl. In Drenthe kunnen in de toekomst mogelijk kleinschalige eenheden gerealiseerd worden.

A.2 Elektrolyse

Omschrijving techniek

Bij elektrolyse, ook wel power-to-gas, wordt elektriciteit gebruikt om water te splitsen in waterstof en zuurstof. Hiermee wordt dus elektriciteit omgezet in waterstof. Elektrolyzers bevatten twee elektroden (een kathode die negatief geladen is en een anode die positief geladen is) die gescheiden worden door een elektrolyt of een membraan.

Er zijn verschillende soorten elektrolyzers beschikbaar. De bekendste technieken zijn:

²⁴ De bestaande [Magnumcentrale](#) in de Eemshaven is zo gebouwd dat deze met enkele kleine aanpassingen op waterstof kan draaien.

- **Alkaline (AE) elektrolyzers.** Bij alkaline elektrolyzers wordt gebruik gemaakt van een vloeibaar elektrolyser, waarbij het water in dit elektrolyt gesplitst wordt in waterstof en hydroxide ionen bij de kathode. De hydroxide ionen worden vervolgens bij de anode geoxideerd naar zuurstof en water. Alkaline elektrolyzers zijn op dit moment de meest ontwikkelde techniek.
- **Proton-Exchange Membrane (PEM) elektrolyzers.** Een PEM-elektrolyser wordt water bij de anode gesplitst in zuurstof, waterstofionen en twee elektronen. De waterstofionen en elektronen vormen waterstof bij de kathode, nadat ze door een polymeer membraan gaan. PEM-elektrolyzers zijn een nieuwere techniek, maar zijn ook al commercieel beschikbaar.
- **Solid Oxide (SOE) elektrolyzers.** Bij SOE-elektrolyzers wordt het water bij de kathode gesplitst in zuurstof ionen en waterstof. De zuurstof ionen gaan vervolgens door een keramisch membraan en reageren vervolgens tot zuurstof bij de anode. Dit proces vindt plaats bij hoge temperaturen, tussen de 700 °C en 900 °C (bij AE- en PEM-elektrolyzers ligt dit tussen de 60 °C en 90 °C). SOE-elektrolyzers zijn op dit moment nog niet op commerciële schaal beschikbaar.

Tekstbox 8 - Waterstofopslag

Elektrolyzers produceren waterstof. Een deel van deze waterstof kan direct benut worden voor de invulling van de waterstofvraag, maar naar verwachting niet alles. Daarom is bij toepassing van elektrolyzers ook opslag van waterstof noodzakelijk. Grootschalige opslag van waterstof kan plaatsvinden in lege zoutcavernes en mogelijk in bestaande gasopslagen en lege gasvelden.

Op dit moment is pas een beperkt vermogen aan elektrolyzers operationeel in Nederland. Het gaat op dit moment nog vooral om relatief kleinere elektrolyzers op Megawatt-schaal. De ambities voor opschaling van elektrolyzers zijn echter enorm. De ambitie van de rijksoverheid is om in 2032 8 GW aan elektrolyzers in Nederland te hebben²⁵. Dit betekent dat de rol van elektrolyzers in het energiesysteem naar verwachting snel zal toenemen.

Op dit moment worden vooral elektrolyzers op land gerealiseerd. Deze elektrolyzers kunnen geplaatst worden op locaties met een grote beschikbaarheid van hernieuwbare opwek, dus bij hernieuwbare opwek op land of bij aanlandingslocaties van wind op zee zoals de Eemshaven. Het is de verwachting dat na 2030 ook elektrolyse op zee zal plaatsvinden, waarbij windparken op zee direct gekoppeld worden aan grootschalige elektrolyzers en de geproduceerde waterstof via buisleidingen naar land wordt getransporteerd. Recentelijk is de eerste grootschalige pilot voor offshore elektrolyse aangekondigd. In 2031 moet een 500 MW elektrolyser gerealiseerd zijn bij het windgebied Ten noorden van de Waddeneilanden. De geproduceerde waterstof wordt, mogelijk met een bestaande aardgasleiding, richting de Eemshaven getransporteerd²⁶.

Technische aspecten

Verschillende technieken voor elektrolyzers hebben wisselende technische specificaties. Tabel 19 geeft een overzicht van de belangrijkste eigenschappen (DNV GL & TNO, 2018).

²⁵ [Rijksoverheid: stimulering gebruik van waterstof](#)

²⁶ [Windpark boven Groningen beoogd als 's werelds grootste waterstof op zee productie in 2031](#)

Tabel 19 - Technische specificaties elektrolyzers

	AE-elektrolyser	PEM-elektrolyser	SOE-elektrolyser
Typisch vermogen	Nu tot enkele MW. In toekomst richting GW-schaal		
Efficiëntie (HHV) ²⁷	80%	70%, in toekomst richting 80%	95%
Snelheid op- of afschakelen	15% per 2 minuten	Binnen seconde	Onbekend
Wanneer realiseerbaar?	Nu al	Nu al	Op zijn vroegst 2030
Zuiverheid waterstof	99,5%	99,999%	99,999%

Bron: (DNV GL & TNO, 2018).

De tabel laat zien dat PEM-elektrolyzers sneller kunnen op- of afschakelen en daarmee geschikter zijn voor het opereren onder een sterk variërende input van elektriciteit. Verder valt op dat de zuiverheid van waterstof hoger is bij PEM en SOE in vergelijking met AE-elektrolyzers. SOE-elektrolyzers kunnen in potentie een stuk hogere efficiëntie behalen, als er een externe warmtebron is om de temperatuur van het proces hoog te houden. Dit type elektrolyzers is voorlopig nog niet op commerciële schaal beschikbaar.

Rol in het elektriciteitssysteem

Elektriciteitsmarktbalancing

Elektrolyzers kunnen overschotten van elektriciteit opvangen en omzetten in waterstof. Hiermee kunnen elektrolyzers ervoor zorgen dat overschotten van elektriciteit nuttig benut kunnen worden. Naar verwachting zullen elektrolyzers vooral ingezet worden voor het opvangen van lange-termijn overschotten van elektriciteit. Technisch gezien is het mogelijk, zeker voor PEM-elektrolyzers, om ook op korte tijdschalen balanceringsdiensten te leveren. Maar vanwege de hoge kapitaalkosten is het de verwachting dat elektrolyzers veel draaiuren moeten maken en daarmee vooral langetermijnoverschotten van elektriciteit zullen opvangen.

Voor de bijdrage van elektrolyzers aan elektriciteitsmarktbalancing is het wel essentieel hoe elektrolyzers worden ingezet. Indien deze vollast draaien, en niet alleen op momenten met overschotten van elektriciteit, kunnen ze ervoor zorgen meer balancing nodig is op momenten met weinig hernieuwbare opwek omdat ze dan extra tekorten veroorzaken. Of elektrolyzers in de toekomst vollast of alleen op momenten met overschotten ingezet worden is afhankelijk van de ontwikkeling van de verhouding tussen de kapitaalkosten en de kosten van elektriciteit. De elektriciteitsprijzen liggen een stuk hoger op momenten met weinig hernieuwbare opwek, maar indien de kapitaalkosten dominant zijn in het totale kostenplaatje kan het toch rendabel zijn om de elektrolyzers op die momenten te laten draaien.

Tekstbox 9 - Offshore elektrolyzers

Elektrolyzers kunnen ook op zee geplaatst worden. Deze elektrolyzers worden dan direct gekoppeld aan windparken op zee. Bij elektrolyse vinden forse energieverliezen plaats, daarom is het wenselijk om zoveel mogelijk elektriciteit van de windparken op zee direct als elektriciteit te benutten. Maar in de toekomst wordt dusdanig veel elektriciteit geproduceerd met windparken op zee dat een groot deel niet meer als elektriciteit

²⁷ Higher Heating Value, oftewel bovenste verbrandingswaarde. Deze efficiëntie gaat uit van de bovenste verbrandingswaarde van waterstof. De efficiëntie is lager als uitgegaan wordt van de onderste verbrandingswaarde.

benut kan worden. Daarom zal een deel van de windparken op zee naar verwachting ingezet worden voor waterstofproductie op zee.

De geproduceerde waterstof op zee wordt via buisleidingen (indien mogelijk bestaande gasleidingen) richting de kust getransporteerd. Hierdoor zijn minder kabels nodig vanaf windparken op zee richting de kust, welke een stuk duurder zijn dan buisleidingen. Daarnaast verlicht offshore elektrolyse ook het hoogspanningsnet op land, aangezien minder elektriciteit naar land wordt gebracht.

Elektriciteitsinfrastructuur

Elektrolyzers kunnen bijdragen aan netcongestie die veroorzaakt wordt door overschotten van opwek. Het is de verwachting dat elektrolyzers een grote bijdrage kunnen leveren aan de integratie van wind op zee in het elektriciteitssysteem. Als grootschalige elektrolyzers (GW-schaal) geplaatst worden bij de Eemshaven, waar elektriciteit van windparken op zee aan landt komt, kunnen lokaal overschotten van elektriciteit omgezet worden naar waterstof. Hierdoor hoeven deze overschotten niet verder getransporteerd te worden via het hoogspanningsnet. Dit zorgt voor minder belasting op het hoogspanningsnet en zorgt er indirect voor dat meer aanlanding van elektriciteit van windparken op zee op deze locatie mogelijk is, voordat uitbreidingen aan de hoogspanningsinfrastructuur noodzakelijk is. Windparken op zee hebben in de toekomst naar verwachting tot 5.000 vollasturen (ruim 55% van het jaar), wat betekent dat elektrolyzers bij aanlandingslocaties van wind op zee veel draaiuren kunnen maken.

In theorie kunnen elektrolyzers ook bijdragen aan het verminderen van netcongestie door hernieuwbare opwek op land indien deze elektrolyzers geplaatst worden nabij deze opwek, bij voorkeur in de buurt van een hoogspanningsstation. Deze elektrolyzers kunnen dan (een deel van) de overschotten van hernieuwbare opwek op land opvangen. Hernieuwbare opwek op land heeft echter een stuk minder vollasturen dan wind op zee. Daarom is het zeer de vraag of het mogelijk is om een rendabele businesscase voor een elektrolyser te krijgen die alleen op overschotten van hernieuwbare opwek op land draait. Als de elektrolyser bij hernieuwbare opwek op land ook ingezet wordt op momenten dat er lokaal weinig of geen opwek is, kan de inzet van elektrolyzers juist netcongestie veroorzaken en ervoor zorgen dat meer uitbreidingen aan elektriciteitsinfrastructuur noodzakelijk zijn (meer hierover in Hoofdstuk 4).

Aangezien elektrolyzers waterstof produceren is het ook noodzakelijk dat waterstofinfrastructuur aanwezig is op locaties waar de elektrolyzers geplaatst worden. Bij de Eemshaven zal dat het geval zijn. Maar als elektrolyzers geplaatst worden bij hernieuwbare opwek op land zullen nieuwe waterstofleidingen aangelegd moeten worden of bestaande aardgasleidingen omgezet moeten worden. Daarnaast is het gunstig als de geproduceerde restwarmte bij elektrolyse nuttig benut kan worden in de gebouwde omgeving of industrie.

Potentie voor de provincies

In principe wordt de potentie voor elektrolyzers in Groningen en Drenthe alleen beperkt door de hoeveelheid beschikbare ruimte en de beschikbaarheid van zoet water. Daardoor zijn in theorie enorme hoeveelheden elektrolyzers mogelijk en kunnen deze op veel plekken geplaatst worden. Wel is er voldoende beschikbare netcapaciteit noodzakelijk om de elektrolyzers aan te sluiten, wat vooral een probleem kan zijn als elektrolyzers niet alleen gebruik maken van overschotten van elektriciteit.

Maar in plaats van kijken naar hoeveel elektrolyzers gerealiseerd kunnen worden, is het eerder de vraag hoeveel elektrolyzers wenselijk zijn in de provincies, vanuit het perspectief van het elektriciteitssysteem. Zoals besproken in de vorige paragraaf kunnen elektrolyzers een belangrijke rol spelen in het elektriciteitssysteem door overschotten van hernieuwbare opwek om te zetten in waterstof. De volgende aspecten zijn bepalend bij de vraag hoeveel elektrolyzers in de provincie wenselijk zijn:

- **Hoeveelheid elektrische aanlanding wind op zee.** Hoe meer aanlanding van elektriciteit bij de Eemshaven, hoe meer elektrolyse wenselijk is. Tot en met 2031 wordt naar verwachting 4,6 GW elektrische aanlanding gerealiseerd in de Eemshaven. Maar tot 2050 zou nog fors meer gerealiseerd kunnen worden. In het Programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee (pVAWOZ) wordt bepaald hoeveel extra elektrische aanlanding gerealiseerd bij de Eemshaven wordt gerealiseerd tussen 2031 en 2040.
- **Elektrolyzers wel of niet bij hernieuwbare opwek op land.** De potentie voor elektrolyzers is groter in met name Drenthe als elektrolyzers ook bij hernieuwbare opwek geplaatst worden. Dit is afhankelijk van de businesscase voor exploitatie van elektrolyzers op deze locaties. In dat geval zullen naar verwachting minder elektrolyzers bij aanlandingslocaties van wind op zee geplaatst worden, aangezien de totale behoefte aan elektrolyzers in Nederland niet toeneemt.
- **Inzet andere flexibele bronnen.** Inzet van andere flexibele bronnen, zoals vraagsturing of opslag van elektriciteit, vangen een deel van de overschotten van elektriciteit op. Hierdoor blijven minder overschotten van elektriciteit over voor elektrolyse. Inzet van andere flexibele bronnen zullen elektrolyzers niet volledig vervangen, aangezien de andere bronnen vooral kortetermijnoverschotten zullen opvangen.

In de II3050-scenario's wordt uitgegaan van 2.400 tot 6.000 MW aan elektrolyzers in Groningen en 0 tot 600 MW aan elektrolyzers in Drenthe in 2050 (zie Paragraaf 5.1).

(Maatschappelijke) kosten en baten

Tabel 20 geeft een overzicht van de investeringskosten van verschillende soorten elektrolyzers. Deze investeringskosten zijn gebaseerd op een elektrolyser van 10 MW.

Tabel 20 - Investeringskosten elektrolyzers voor 10 MW elektrolyzers

	AE-elektrolyser	PEM-elektrolyser	SOE-elektrolyser
Investeringskosten huidig (2018)	€ 1.250/kWe	€ 1.350/kWe	€ 4.300/kWe

Bron: (DNV GL & TNO, 2018).

Het is de verwachting dat de kosten van elektrolyzers fors zullen dalen door innovatie en opschaling. Daarnaast is het de verwachting dat grootschalige elektrolyzers goedkoper zullen zijn door schaalvoordelen. Het is de verwachting dat de investeringskosten voor elektrolyzers zullen dalen naar € 440-710/kWe in 2030 en € 320-650/kWe in 2040 (CE Delft, 2018).

Elektrolyzers hebben maatschappelijke waarde doordat ze waarde geven aan overschotten van elektriciteit en niet gecurtailed hoeven te worden. Deze maatschappelijke waarde betaalt zich uit in de inkomsten voor exploitanten door verkoop van de geproduceerde waterstof.

Bij elektrolyse komt restwarmte vrij. Indien deze restwarmte nuttig benut kan worden, bijvoorbeeld door deze restwarmte in te voeden in een warmtenet, verhoogt dit de maatschappelijke en commerciële waarde van elektrolyzers.

Daarnaast kunnen elektrolyser, indien deze op gunstige locaties geplaatst worden en op een gunstige manier ingezet worden, investeringen in elektriciteitsinfrastructuur voorkomen. Daarmee levert de inzet van elektrolyzers ook potentieel maatschappelijke waarde. Echter, zoals eerder besproken kunnen elektrolyzers er ook voor zorgen dat juist meer uitbreidingen aan elektriciteitsinfrastructuur noodzakelijk zijn.

Maatschappelijke impact van de inzet

Elektrolyzers hebben een ruimtelijke impact van ongeveer 10 hectare per GW, inclusief alle (Pondera Consult & CE Delft, 2023). Dit betekent dat grootschalige elektrolyzers bij de aanlanding van wind op zee in de Eemshaven een forse impact kunnen hebben, aangezien daar grote vermogens (meerdere GW'en) aan elektrolyzers verwacht worden. Bij hernieuwbare opwek op land zal het om kleinere vermogens gaan en is de ruimtelijke impact ook kleiner.

Daarnaast is water nodig voor elektrolyse. Per m³ waterstof is ongeveer 1 liter waterstof noodzakelijk (DNV GL & TNO, 2018). Dit komt overeen met een jaarlijkse zoetwatervraag van 1,7 miljard liter voor een elektrolyser van 1 GW²⁸.

Conclusie: potentiële rol

Elektrolyzers kunnen overschotten van elektriciteit opvangen en omzetten in waterstof. Hiermee kunnen elektrolyzers ervoor zorgen dat overschotten van elektriciteit nuttig benut kunnen worden. Naar verwachting zullen elektrolyzers vooral ingezet worden voor het opvangen van langetermijnoverschotten van elektriciteit. Technisch gezien is het mogelijk, zeker voor PEM-elektrolyzers, om ook op korte tijdschalen balanceringsdiensten te leveren. Maar vanwege de hoge kapitaalkosten is het de verwachting dat elektrolyzers veel draaiuren moeten maken en daarmee vooral langetermijnoverschotten van elektriciteit zullen opvangen. Voor de bijdrage van elektrolyzers aan elektriciteitsmarktbalancing is het wel essentieel hoe elektrolyzers worden ingezet. Indien deze vollast draaien, en niet alleen op momenten met overschotten van elektriciteit, kunnen ze ervoor zorgen meer balancing nodig is op momenten met weinig hernieuwbare opwek omdat ze dan extra tekorten veroorzaken.

Elektrolyzers kunnen bijdragen aan netcongestie die veroorzaakt wordt door overschotten van opwek. Het is de verwachting dat elektrolyzers een grote bijdrage kunnen leveren aan de integratie van wind op zee in het elektriciteitssysteem. Als grootschalige elektrolyzers (GWW-schaal) geplaatst worden bij de Eemshaven, waar elektriciteit van windparken op zee aan land komt, kunnen lokaal overschotten van elektriciteit omgezet worden naar waterstof. Hierdoor hoeven deze overschotten niet verder getransporteerd te worden via het hoogspanningsnet. Dit zorgt voor minder belasting op het hoogspanningsnet en zorgt er indirect voor dat meer aanlanding van elektriciteit van windparken op zee op deze locatie mogelijk is. In theorie kunnen elektrolyzers ook bijdragen aan het verminderen van netcongestie door hernieuwbare opwek op land indien deze elektrolyzers geplaatst worden nabij deze opwek, bij voorkeur in de buurt van een hoogspanningsstation. Maar daar kan inzet van elektrolyzers ook extra netcongestie door afname veroorzaken (zie Hoofdstuk 4).

²⁸ Uitgaande van 5.000 vollasturen.

A.3 Batterijen

Omschrijving techniek

Een batterij slaat elektriciteit op door middel van een omkeerbare chemische reactie.

Er bestaan verschillende technieken voor batterijen. De bekendste zijn:

- **Lithium-ion (Li-ion-) batterij.** Deze batterij is momenteel het meest gangbaar en momenteel voor de meeste toepassingen het goedkoopst. Deze soort techniek wordt ook toegepast in elektrische voertuigen. Bij oudere Li-ion is brandveiligheid een aandachtspunt. Daarnaast is beschikbaarheid van materialen een aandachtspunt door de enorme toename van Li-ion-batterijen.
- **Natrium-ion-batterij.** Natrium-ion-batterijen (sodium-ion) lijken op lithium-ion batterijen, maar gebruiken veel goedkoper en minder zeldzaam natrium in plaats van lithium. Natrium-ion-batterijen kunnen binnen enkele jaren competitief worden met lithium-ion (NP RES & CE Delft, 2022).
- **Solid-state batterij.** Solid-state batterijen (letterlijk: vastestofbatterijen) bevatten geen vloeistof tussen de plus- en de minpool, maar een vaste stof. Dit resulteert in een betere levensduur, een hogere veiligheid en een hogere energiedichtheid. Solid-state lithium batterijen worden midden jaren '20 verwacht in voertuigen en enkele jaren later in stationaire toepassingen (NP RES & CE Delft, 2022).
- **Flowbatterijen** slaan energie op in een vloeistof. De vloeistof is een chemische verbinding die een opgeladen en ontladen toestand heeft. De opgeladen en de ontladen vloeistof worden in aparte tanks opgeslagen. De batterij wordt opgeladen en ontladen door de twee vloeistoffen door een membraan te pompen waar onder invloed van elektriciteit moleculen worden uitgewisseld.
- Het grote voordeel van flowbatterijen is dat de capaciteit (MWh) en het vermogen (MW) onafhankelijk van elkaar schaalbaar zijn. Het vermogen wordt bepaald door het oppervlak van het membraan. De capaciteit wordt bepaald door de grootte van de opslagtanks. De vloeistof en tanks zijn relatief goedkoop, dus de meerkosten voor een langere opslagduur zijn beperkt.
- Er zijn vele verschillende types flowbatterijen. Enkele van de meest bekende zijn de lithium-bromide batterij (LiBr) en de vanadium redox flowbatterij (VRFB). De gebruikte vloeistoffen in deze batterijen zijn schadelijk voor het milieu. Er zijn veel flowbatterijen in ontwikkeling die gebruik maken van organische verbindingen die onschadelijk zijn voor het milieu.
- **Zoutwaterbatterij.** Een zoutwaterbatterij gebruikt water met verschillende zoutconcentraties om elektriciteit op te slaan. Qua opbouw lijkt een zoutwaterbatterij op een flowbatterij, maar het werkingsprincipe is anders. Tijdens het opladen wordt verdund zout water in een membraan gescheiden in zoet water en geconcentreerd zoutwater, met behulp van elektriciteit. Tijdens het ontladen worden de twee stromen weer gecombineerd tot verdund zout water, waarbij energie vrij komt.

Batterijen kunnen op verschillende plekken in het systeem ingezet worden. We maken onderscheid tussen de volgende types (NP RES & CE Delft, 2022):

- **Thuisbatterij bij een huishouden.** De thuisbatterij is een kleine batterij van 4 tot 10 kWh die achter de elektriciteitsmeter wordt geplaatst bij huishoudens of kleine bedrijven. De batterij heeft voldoende opslagcapaciteit om een paar uur tot een dag te overbruggen. Het voornaamste voordeel voor de gebruiker is dat het eigen verbruik van zelf opgewekte zonne-energie kan worden verhoogd. Bovendien kunnen gebruikers die een dynamisch energiecontract hebben (waarbij de prijzen fluctueren gedurende de dag) elektriciteit inkopen tegen gunstige tarieven.

- **Buurtbatterijen.** Een buurtbatterij is vaak een kleinere, mobiele batterij in een zeecontainer, die in woonwijken geplaatst kan worden van 200 tot 1.000 kWh. De buurtbatterij kan in woonwijken worden ingezet om te helpen het net te ontlasten. De batterij kan vrij handelen op de energiemarkten tijdens perioden dat er wel voldoende netcapaciteit is.
- **Grote batterij bij opwekker of verbruiker.** Een grote batterij wordt geplaatst bij een bedrijf, een zonnepark of een windpark. Deze batterij is vrijwel dezelfde als de thuisbatterij, maar dan met een (veel) groter vermogen van ongeveer 2 tot 100 MWh. De batterijen bestaan uit modulaire elementen: een grotere batterij wordt gemaakt door meerdere kleine batterijen te combineren. De grote batterij is toepasbaar bij bedrijven of opwekkers van hernieuwbare elektriciteit waarbij de productie of afname van elektriciteit sterk fluctueert over de dag, bijvoorbeeld een zonnepark, een snellaadstation voor mobiliteit of een bedrijf dat alleen overdag produceert. Batterijen kunnen in die toepassing de energie een paar uur verschuiven (arbitrage), het net ontlasten (congestiemanagement) en eventueel een bijdrage leveren aan het constant houden van de netfrequentie.
- Bij een tekort aan beschikbare netcapaciteit kan een (tijdelijke) batterij ervoor zorgen dat bepaalde projecten of ontwikkelingen toch door kunnen gaan. Hierbij accepteren ondernemers in sommige gevallen dat de batterij meer kost dan de directe besparingen, omdat zij zonder de batterij winst door bedrijfsuitbreiding mislopen.
- **Gridbatterij.** De grootschalige gridbatterij bestaat typisch uit tientallen batterij-eenheden die samen één grote batterij vormen. De huidige (aangekondigde) systemen hebben een vermogen tussen de 10 en 100 MW, maar in de toekomst worden grotere systemen verwacht. Dit type batterij staat vaak op een meer afgelegen locatie, met een grotere netaansluiting. De grootschalige gridbatterij wordt doorgaans vanuit zuiver commercieel oogpunt gebouwd, met als doel de batterij zo optimaal mogelijk in te zetten op meerdere verschillende markten en een zo hoog mogelijke winst te behalen.

Technische aspecten

Verschillende batterijtechnieken en verschillende toepassingen van batterijen hebben wisselende technische specificaties. Tabel 21 geeft een overzicht van deze specificaties (NP RES & CE Delft, 2022).

Tabel 21 - Technische specificaties batterijen

	Thuisbatterij Li-ion	Buurtbatterij Li-ion	Batterij bij afnemer/ opwekker Li-ion	Gridbatterij Li-ion	Flowbatterij	Zoutwater- batterij
Typisch vermogen	2 - 10 kW	0,3 - 3 MW	0,3 - 10 MW	5 - 1.000+ MW	1 - 100 MW	Paar kW
Capaciteit	2 - 40 kWh	0,6 - 12 MWh	0,3 - 40 MWh	10 - 1.000+ MWh	1 - 1.000+ MWh	1 - 100 kWh
Aantal uren ontladen vol vermogen	1 tot 4 uur	2 tot 4 uur	1 tot 4 uur	2 tot 4 uur	4 tot 100 uur	2 uur en meer
Efficiëntie	90%	85%	90%	90%	70%	80 - 90%
Wanneer realiseerbaar?	Nu al	Nu al	Nu al	Nu al	Zeker voor 2030	Mogelijk voor 2030
Toepasbaarheid op schaalniveau	Woningen	Woonwijk	Alle niveaus	HS/MS-stations en hoogspanningsnet	Alle niveaus	Alle niveaus

Bron: (NP RES & CE Delft, 2022).

Rol in het elektriciteitssysteem

Elektriciteitsmarktbalancering

Batterijen zullen de komende jaren een belangrijke rol spelen om de fluctuerende vraag én het fluctuerende aanbod (elektriciteit uit zon en wind) op elk moment met elkaar in balans te brengen. Elektriciteit moet iedere seconden, minuut en kwartier in balans zijn.

De huidige Lithium-ion-batterijen kunnen enkele uren elektriciteit leveren op vol vermogen en kunnen daarmee bijdragen aan elektriciteitsmarktbalancering op korte tijdschalen. Het is de verwachting dat batterijen tot 2030 en daarna een belangrijke rol zullen spelen in het balanceren van elektriciteit op korte tijdschalen (secondes tot uren) en zullen acteren op de verschillende balanceringsmarkten (zie Paragraaf 2.1). Daarmee bijdragen zullen batterijen bijdragen aan de balanshandhaving.

Daarnaast kunnen batterijen ook bijdragen aan het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit op de schaal van uren, bijvoorbeeld door de pieken van zon-pv uit te smeren over de dag. Dit zal naar verwachting vooral gebeuren bij thuisbatterijen en batterijen bij zonneparken. Het is de verwachting dat er tot 2030 geen gridbatterijen zullen komen die primair op de day-ahead-markt opereren en daarmee voor de balancering van vraag en aanbod van elektriciteit binnen een dag zorgen, aangezien hier naar verwachting geen rendabele businesscase voor is (CE Delft, 2023a). Richting 2050 is dit mogelijk wel het geval.

De huidige batterijen kunnen, doordat ze slechts enkele uren op maximaal vermogen elektriciteit kunnen opslaan of leveren, geen bijdrage leveren aan het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit op langere tijdschalen, van enkele dagen of weken. Ze kunnen dus geen langdurige periodes van overschotten van wind op zee of langdurige periodes van tekorten zonder wind of zon opvangen. Flowbatterijen kunnen in de toekomst potentieel wel een rol spelen bij het balanceren van vraag en aanbod op langere tijdschalen, aangezien bij deze batterijen de capaciteit (MWh) en het vermogen (MW) onafhankelijk van elkaar schaalbaar zijn en zo batterijen ontworpen kunnen worden die tot 100 uur op vol vermogen kunnen op- of ontladen.

Impact op elektriciteitsinfrastructuur

Bij het bepalen van de impact van batterijen op de belasting op het elektriciteitsnet en daarmee op de huidige problemen rondom netcongestie is het belangrijk om onderscheid te maken naar het type batterij en naar het soort congestie (opwek of afname). De belangrijkste conclusies over de impact van batterijen op de elektriciteitsinfrastructuur zijn:

- Op dit moment worden voornamelijk aanvragen gedaan naar grootschalige gridbatterijen. CE Delft heeft recent onderzoek gedaan naar de mogelijke rol van deze grootschalige gridbatterijen bij netcongestie door afname van elektriciteit (CE Delft, 2023a). Uit dit onderzoek volgt dat een groot gedeelte van de nieuwe batterijprojecten door de inzet van de batterijen voor elektriciteitsmarktbalancering de piekbelasting zullen verhogen en daarmee juist bijdragen aan netcongestie. Dit betekent dat in dit geval de twee functies van bronnen van flexibiliteit (elektriciteitsmarktbalancering en netcongestie) niet synchroon lopen. Met de juiste beleidsopties, zoals nieuwe contractvormen tussen de netbeheerder en batterijexploitanten, kan naar verwachting gewaarborgd worden dat batterijen de netbelasting tijdens netcongestie niet verhogen.
- Echter, alsnog zijn de huidige grootschalige batterijen (Li-ion, maximaal 4 uur op- of ontladen op maximaal vermogen) geen betrouwbare, betaalbare, schaalbare en uitvoerbare oplossing zijn om netcongestie voor de afname van elektriciteit op te lossen en daarmee extra afnemende-klienten aan te sluiten. De belangrijkste reden hiervoor is

technisch. De periodes van netcongestie bij afname van elektriciteit duren vaak langer dan 4 uur, waardoor Li-ion-batterijen onvoldoende capaciteit hebben (CE Delft, 2023a). Dit houdt in dat voor de langere termijn Li-ion-batterijen naar verwachting ook niet zullen zorgen dat minder uitbreidingen van het elektriciteitsnet door afname nodig zijn. Flowbatterijen zouden mogelijk wel een bijdrage kunnen leveren aan het verminderen van de netbelasting bij afname van elektriciteit en daarmee uitbreidingen kunnen voorkomen, maar de maatschappelijke kosten hiervan zijn hoog. Meer hierover is te vinden in Hoofdstuk 4.

- Gridbatterijen kunnen mogelijk wel bijdragen aan het verlagen van de piekbelasting op het elektriciteitsnet en het oplossen van netcongestie door opwek van elektriciteit, met name in gebieden met veel productie van zon-pv. Dit betekent dat batterijen er in potentie voor kunnen zorgen dat in de toekomst minder uitbreidingen van het elektriciteitsnet noodzakelijk zijn. Maar de maatschappelijke kosten hiervan liggen een stuk hoger dan die van curtailment of netverwarings (zie Hoofdstuk 4).
- Voor buurtbatterijen geldt in principe dezelfde conclusies als voor gridbatterijen. Het is echter niet de verwachting dat buurtbatterijen ingezet zullen worden voor het voorkomen van verzwaringen aan het lokale elektriciteitsnet. Maar buurtbatterijen kunnen wel bijdragen aan het voorkomen van uitbreidingen aan hogere netvlakken van het elektriciteitsnet.
- Thuisbatterijen kunnen leiden tot meer eigen gebruik van geproduceerde elektriciteit van zonnepanelen bij huishoudens en kunnen daarmee in potentie leiden tot een vermindering van de piekbelasting door opwek op de lokale elektriciteitsinfrastructuur. Thuisbatterijen kunnen een gedeelte van de piekbelasting op laagspanningsnetten reduceren (10-30%), mits batterijen specifiek voor dit doel ingezet worden. In sommige wijken hoeven netverzwaringen dan later plaats te vinden, maar in de meeste wijken is het effect naar verwachting beperkt. Het kan wel de uitvoerbaarheid aan de kant van de netbeheerder vergroten. We zien echter dat de kosten van de thuisbatterij veel hoger zijn dan het netwerk verzwaren. Daarnaast is het nog een organisatorische en contractuele uitdaging om de thuisbatterijen betrouwbaar in te zetten voor het oplossen van netcongestie.
- Door het plaatsen van batterijen bij zonneparken kan de productie meer uitgesmeerd worden over de dag en kan daarmee een groter paneelvermogen gerealiseerd worden met dezelfde aansluiting. Hierdoor kan meer productie van zon-pv gerealiseerd binnen dezelfde capaciteit van het elektriciteitsnet. Ook is het mogelijk om alle zonne-energie op te slaan en pas op een later moment in te voeden, bijvoorbeeld op momenten zonder duurzame elektriciteitsproductie. De rijksoverheid heeft recentelijk een verplichting van opslag bij zonneparken ingevoerd²⁹.
- Bedrijven kunnen batterijen inzetten achter de meter als er netcongestie in hun gebied, om toch te kunnen elektrificeren of groeien ondanks de netcongestie. In dit geval zijn batterijen een tijdelijke oplossing zijn.

Potentie voor de provincies

Gridbatterijen en buurtbatterijen

Er zijn weinig specifieke eisen waar locaties voor gridbatterijen of buurtbatterijen aan moeten voldoen, zoals die er bij waterstofcentrales wel zijn (grote beschikbaarheid water). In theorie kan in elk weiland een grootschalige batterij geplaatst worden, zolang er voldoende ruimte beschikbaar is en er voldoende afstand is tot andere gebouwen en voertuigen in verband met veiligheid. Een belangrijke limiterende factor die wel bestaat

²⁹ <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2023/06/07/kabinet-zet-in-op-energieopslag>



voor het plaatsen van batterijen is de beschikbare netcapaciteit. Zoals we bespraken in de vorige paragraaf kunnen batterijen door hun inzet voor elektriciteitsmarktbalancing zorgen voor een toename van de belasting op het elektriciteitsnet en kunnen ze zo in potentie bijdragen aan netbelasting en netcongestie. Dit betekent dat er een grens zit aan de hoeveelheid batterijen die aangesloten kan worden binnen de provincies. Waar deze grens ligt hangt af van de exacte locaties van de batterijen en de manier waarop deze ingezet worden en kan op dit moment niet bepaald worden. Daarbij speelt ook de hoeveelheid netverzwaringen die de netbeheerder uitvoert.

In plaats van kijken naar hoeveel batterijen gerealiseerd kunnen worden, is het eerder de vraag hoeveel batterijen wenselijk zijn in de provincies, vanuit het perspectief van het elektriciteitssysteem. Dit is eerder behandeld in Paragraaf 5.1. Zoals we daar besproken hebben spelen batterijen een belangrijke rol bij elektriciteitsmarktbalancing. Elektriciteitsmarktbalancing gebeurt binnen de Nederlandse biedingszone en hoeft dus niet specifiek in een bepaalde provincie te gebeuren. Dit betekent dat er geen specifieke behoefte is aan batterijen binnen de provincies, voor elektriciteitsmarktbalancing. Maar om de impact van batterijen op de elektriciteitsinfrastructuur te minimaliseren is het wel wenselijk om deze batterijen verspreid door het land te plaatsen. Idealiter worden grootschalige gridbatterijen dichtbij hoogspanningsstations geplaatst en in de buurt van wind- en zonneparken geplaatst omdat overschotten van lokale opwek dan direct opgeslagen kunnen worden. In een modellering van de netbeheerders, waarbij de benodigde batterijen over Nederland verdeeld worden naar rato van verwachte overschotten, wordt ingeschat dat in 2030 in Drenthe 200-1.000 MW en in Groningen meer dan 2.000 MW batterijen wenselijk zijn (TenneT, 2023d). Voor 2050 gaat het om 1.100-1.900 MW in Drenthe en 3.700-5.700 MW in Groningen. Dit kan ingevuld worden met grootschalige gridbatterijen, maar ook met buurtbatterijen of mogelijk batterijen bij zonneparken of thuisbatterijen (zie volgende punten).

Batterijen bij zonneparken

Zoals we besproken hebben in de vorige paragraaf, is recentelijk een verplichting voorgesteld voor het plaatsen van batterijen bij nieuwe zonneparken. In de RES wordt voor Groningen 2,8 GW aan zonneparken voorzien en in Drenthe 1,8 GW voor 2030. In 2022 was reeds 700 MW gerealiseerd in Groningen en 700 MW in Drenthe (Rijkswaterstaat, lopend). Dit betekent dat er in Groningen nog ongeveer 2 GW zonneparken en in Drenthe nog ongeveer 1 GW verwacht wordt richting 2030. Als bij al deze zonneparken batterijen geplaatst worden, dan worden vergelijkbare vermogens aan batterijen gerealiseerd. Richting 2050 worden mogelijk nog meer zonneparken gerealiseerd, wat betekent dat er dan ook meer batterijen bij zonneparken gerealiseerd worden. Hoeveel batterijen er nog bijkomen is afhankelijk van de toename van het aantal zonneparken. Deze batterijen komen er echter niet vanzelf, specifiek beleid is daarvoor nodig.

Batterijen bij zonneparken worden ingezet om meer productie van deze zonneparken te kunnen invoeden op het elektriciteitsnet, maar deze batterijen kunnen naar verwachting ook ingezet worden voor elektriciteitsmarktbalancing. Het vermogen aan batterijen dat nodig is in beide provincies voor elektriciteitsmarktbalancing kan dus ook (deels) ingevuld worden met de batterijen bij zonneparken. Hier zit overlap in.

Thuisbatterijen

Een thuisbatterij kan bij ieder huishouden achter de meter geplaatst worden, mits er voldoende ruimte is. Thuisbatterijen zullen naar verwachting alleen geplaatst worden bij woningen of bedrijven met zonnepanelen. In 2030 is er naar verwachting ongeveer 950 MW kleinschalige zon op dak in Groningen en 700 MW kleinschalige zon op dak in Drenthe.



In theorie kan bij al deze zonnepanelen een thuisbatterij geplaatst worden en is er dus een enorme potentie voor thuisbatterijen in beide provincies. Echter, of thuisbatterijen ook daadwerkelijk op grote schaal gerealiseerd zullen worden is afhankelijk van het beleid van de overheid en impact daarvan op de businesscase.

Thuisbatterijen kunnen ingezet worden voor meer eigen gebruik van elektriciteit van zonnepanelen, maar kunnen ook ingezet worden voor elektriciteitsmarktbalancing. Het vermogen aan batterijen dat nodig is in beide provincies voor elektriciteitsmarktbalancing kan dus ook (deels) ingevuld worden met thuisbatterijen. Hier zit overlap in.

Tijdelijke batterijen bij bedrijven als oplossing voor netcongestie

Zoals eerder benoemd kunnen batterijen geplaatst worden bij afnemers of producenten die willen uitbreiden of verduurzamen, maar geen grotere aansluiting kunnen krijgen door bestaande netcongestie. In deze gevallen zijn batterijen een tijdelijke oplossing. Hoeveel batterijen er mogelijk voor deze toepassing in de provincies geplaatst kunnen worden is onduidelijk.

(Maatschappelijke) kosten en baten

Tabel 22 geeft een overzicht van de investeringskosten van verschillende soorten batterijen (NP RES & CE Delft, 2022). Gridbatterijen zijn, door schaalvoordelen, het goedkoopst. Het is de verwachting dat de kosten voor alle soorten batterijen nog flink zullen dalen richting de toekomst.

Tabel 22 - Investeringskosten batterijen huidig

	Thuisbatterij Li-ion	Buurtbatterij Li-ion	Batterij bij afnemer/ opwekker Li-ion	Gridbatterij Li-ion	Flowbatterij	Zoutwater batterij
Investeringskosten	700 tot 1.200 €/kWh plus 500 tot 1.000 €/kWh voor installatie	circa 700 €/kWh	500 tot 700 €/kWh	Circa 380 €/kWh	Circa 500 €/kWh	Duurder dan Li-ion, maar geen betrouwbare inschatting beschikbaar

Bron: (NP RES & CE Delft, 2022).

Batterijen hebben maatschappelijke waarde doordat ze bijdragen aan het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit. Deze maatschappelijke waarde betaalt zich uit in de inkomsten voor exploitanten van batterijen op verschillende energie- en balanceringsmarkten.

Batterijen bij afnemers of producenten in netcongestiegebied kunnen eraan bijdragen dat bedrijven kunnen uitbreiden of verduurzamen, of dat nieuwe bedrijven (of andere entiteiten) zich kunnen vestigen. Bij deze toepassing kan de inzet van batterijen dus forse maatschappelijke baten opleveren. Daarnaast kunnen batterijen mogelijk leiden tot minder kosten voor netinvesteringen, met name in gebieden met veel opwek.

Maatschappelijke impact van de inzet

Tabel 23 geeft een inschatting van de ruimtelijke impact van batterijen (NP RES & CE Delft, 2022). Grootschalige gridbatterijen kunnen een forse ruimtelijke impact hebben. Bij een batterij van 100 MW/200 MWh is de ruimtelijke impact 0,5 hectare en het is niet ondenkbaar dat er in de toekomst nog grotere batterijen komen. Daarmee kunnen deze grootschalige batterijen een significante impact hebben op de omgeving.

Tabel 23 - Ruimtelijke batterijen

	Thuisbatterij Li-ion	Buurtbatterij Li-ion	Batterij bij afnemer/ opwekker Li-ion	Gridbatterij Li-ion	Flowbatterij	Zoutwater batterij
Ruimtelijke impact	< 1 m ²	25 m ² /MWh	30 tot 80 m ² / MWh	25 m ² /MWh	10 m ² /MWh	Fors groter dan Li-ion, maar geen betrouwbare inschatting beschikbaar

Bron: (NP RES & CE Delft, 2022).

Bij Li-ion zijn daarnaast veiligheidsaspecten een aandachtspunt, met name rondom brandveiligheid. Hier zijn veiligheidsnormen voor ontwikkeld. De nieuwere soorten Li-ion-batterijen zijn al een stuk brandveiliger dan oude soorten. Flowbatterijen en zoutwaterbatterijen zijn naar verwachting een stuk veiliger van Li-ion-batterijen (NP RES & CE Delft, 2022).

Conclusie: potentiële rol

Batterijen zullen de komende jaren een belangrijke rol spelen om de fluctuerende vraag én het fluctuerende aanbod (elektriciteit uit zon en wind) op elk moment met elkaar in balans te brengen. Het is de verwachting dat batterijen tot 2030 en daarna een belangrijke rol zullen spelen in het balanceren van elektriciteit op korte tijdsschalen (secondes tot uren) en zullen acteren op de verschillende balanceringsmarkten.

Daarnaast kunnen batterijen ook bijdragen aan het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit op de schaal van uren, bijvoorbeeld door de pieken van zon-pv uit te smeren over de dag. Tot 2030 is hier naar verwachting geen rendabele businesscase voor, maar richting 2050 is dit mogelijk wel het geval. De huidige batterijen kunnen, doordat ze slechts enkele uren op maximaal vermogen elektriciteit kunnen opslaan of leveren, geen bijdrage leveren aan het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit op langere tijdsschalen, van enkele dagen of weken. In de toekomst kan dit mogelijk wel met flowbatterijen.

Op dit moment worden voornamelijk aanvragen gedaan naar grootschalige gridbatterijen. Met de juiste beleidsopties, zoals nieuwe contractvormen tussen de netbeheerder en batterijexploitanten, kan naar verwachting gewaarborgd worden dat batterijen de netbelasting tijdens netcongestie niet verhogen. Batterijen kunnen ook bijdragen aan het verminderen van netcongestie, met name bij netcongestie door opwek. De huidige grootschalige batterijen zijn echter geen betrouwbare, betaalbare, schaalbare en uitvoerbare oplossing als structureel alternatief voor netverzwaring. Deze conclusies gelden ook voor buurtbatterijen.

Door het plaatsen van batterijen bij zonneparken kan de productie meer uitgesmeerd worden over de dag en kan daarmee een groter paneelvermogen gerealiseerd worden met dezelfde aansluiting. Daarnaast kunnen bedrijven batterijen inzetten achter de meter als er netcongestie in hun gebied, om toch te kunnen elektrificeren of groeien ondanks de netcongestie. In dit geval zijn batterijen een tijdelijke oplossing zijn. Thuisbatterijen kunnen leiden tot meer eigen gebruik van geproduceerde elektriciteit van zonnepanelen bij huishoudens en kunnen daarmee in potentie leiden tot een vermindering van de piekbelasting door opwek op de lokale elektriciteitsinfrastructuur.

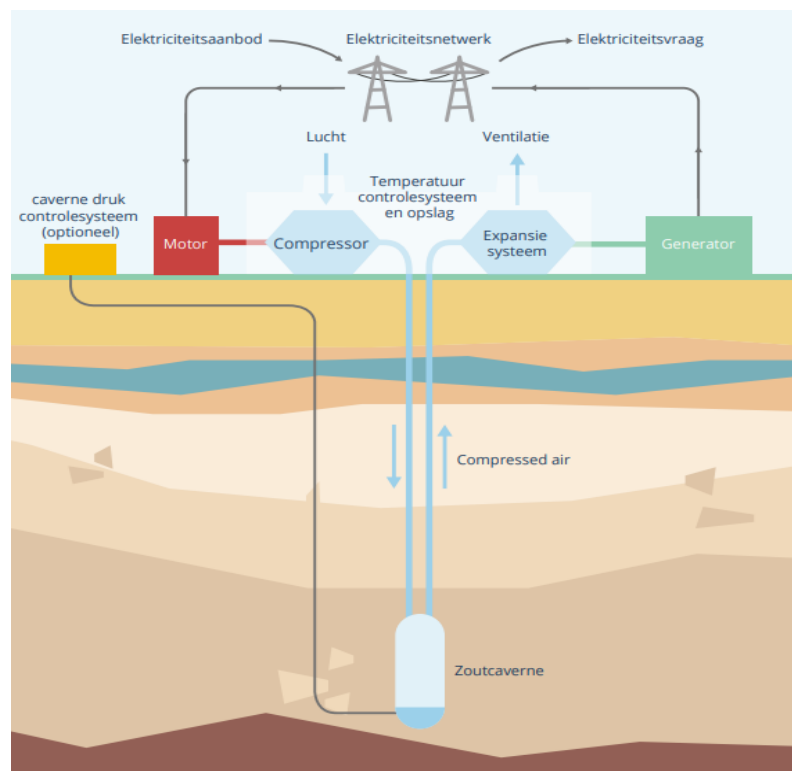
A.4 CAES en eCATS

In deze paragraaf gaan we in op Compressed Air Energy Storage (CAES). Aan het eind wordt kort ingegaan op Compressed Air Transport and Storage System (eCATS) in Tekstbox 10. Over deze techniek is een stuk minder bekend.

Omschrijving techniek

Bij Compressed Air Energy Storage (CAES, in het Nederlands persluchttopslag) wordt lucht met een elektrisch aangedreven compressor gecomprimeerd en gekoeld en onder hoge druk in grote ondergrondse ruimtes gepompt. Hiervoor kunnen lege zoutcavernes gebruikt worden. Bij vraag naar elektriciteit kan deze opgewekt worden door de lucht uit het reservoir te laten lopen en op te warmen, waardoor deze uitzet. Vervolgens wordt de lucht door een turbine geleid die een generator aandrijft, waarmee elektriciteit geproduceerd wordt. Figuur 26 illustreert een CAES-installatie.

Figuur 26 - Illustratie van een CAES-installatie



Bron: (NP RES & CE Delft, 2022).

Technische aspecten

Er bestaan twee varianten van CAES, waarvan de technische gegevens worden benoemd in Tabel 24:

1. **Diabatic CAES (D-CAES)**. Hierbij wordt de lucht opgewarmd met een externe verwarmingsbron, namelijk het verbranden van fossiele brandstoffen. De warmte die ontstaat bij compressie wordt in deze variant dus niet opgeslagen. In de toekomst is de verwarming ook mogelijk met verbranding van groene waterstof of elektriciteit.
2. **Advanced diabatic CAES (AA-CAES)**. Hierbij wordt de warmte die ontstaat bij compressie opgeslagen en weer gebruikt om later de lucht op te warmen voor de opwek van elektriciteit. Dit maakt het proces efficiënter en voorkomt verwarmen met fossiele brandstoffen.

In Groningen zijn er plannen voor een D-CAES-installatie in een zoutcaverne (320 MW/3-4 GWh) waarbij de lucht wordt verward door verbranding van groene waterstof. Het project bevindt zich momenteel in een exploratie stadium (Corre Energy, n.d.).

Tabel 24 - Technische aspecten D-CAES en AA-CAES

	D-CAES	AA-CAES
Vermogen (MW) en opslagcapaciteit (MWh)		100-300 MW 400 - 4.000 MWh
Efficiëntie (conversieverliezen)	50-60%	60-70%
Technische potentie flexibiliteitsbron	TRL: 9	TRL: 5 Wereldwijd nog geen operationele projecten, wel in ontwikkeling.

Bron: (NP RES & CE Delft, 2022).

Rol in het elektriciteitssysteem

Elektriciteitsmarktbalancering

CAES is een oplossing voor middellangetermijnopslag (6-12 uur). Een CAES-installatie kan op- en afschakelen in vijftien minuten en kan dus geen flexibiliteit leveren op hele korte tijdschalen. CAES kan helpen om overschotten en tekorten over de dag te vereffenen, maar ook om langere perioden van aanhoudend tekort of aanhoudend overschot te overbruggen. De businesscase en afspraken met de netbeheerder zijn van belang voor de voornaamste rol van een CAES-installatie, aangezien meer op- en ontladcycli vaak leiden tot een betere businesscase. Het is daarom aannemelijk dat CAES vooral zal op- en ontladen tussen 6 en 12 uur. CAES is daarom niet geschikt voor seizoensopslag (NP RES & CE Delft, 2022).

Impact op elektriciteitsinfrastructuur

CAES-installaties zullen waarschijnlijk direct worden aangesloten op het hoogste spanningsniveau van hoogspanningsnet, het 380 kV-net of het 220 kV-net. Hierdoor hebben CAES-installaties geen impact op de regionale elektriciteitsnetten, maar alleen op de hoogspanningsinfrastructuur. De CAES-installaties kunnen tegen een vergoeding van TenneT hun productie op- of terugschroeven om ervoor te zorgen dat minder transport van elektriciteit over een hoogspanningsverbinding of transformatorstation nodig is. Hiermee kunnen in potentie verzwaringen aan de hoogspanningsinfrastructuur voorkomen worden. Dit is alleen mogelijk indien er ook daadwerkelijk netcongestie plaatsvindt op de

hoogspanningsinfrastructuur in de buurt van de CAES-installatie. CAES-installaties zijn, in tegenstelling tot bijvoorbeeld batterijen, gebonden aan specifieke locaties (geschikte zoutcavernes) en kunnen niet zomaar op locaties geplaatst worden met netcongestie. Doordat CAES gebonden is aan specifieke locaties bestaat er ook het risico dat de netbelasting toeneemt bij de inzet voor elektriciteitsmarktbalancing, indien de CAES-installatie wordt aangesloten in een gebied waar netcongestie is.

Potentie voor de provincies

De grootste beperking van CAES is de beschikbaarheid van geschikte zoutcavernes in de provincies. De huidige zoutcavernes zijn waarschijnlijk niet geschikt voor CAES of waterstof opslag. Dit vanwege de grootte van de caveerne, de vorm en de diepteligging; cavernes die alleen voor zoutwinning worden aangelegd zijn namelijk in de regel veel groter dan geschikt is voor opslag. Daarom dienen nieuwe zoutcavernes aangelegd te worden. TNO schat het maximum aantal praktisch realiseerbare zoutcavernes voor opslag in op 60 zoutcavernes tussen nu en 2050 in Nederland (TNO, 2021). Het is niet duidelijk wat het totale potentiële vermogen van deze zoutcavernes is, aangezien dat afhankelijk is van hoe groot de individuele zoutcavernes zullen zijn. Zoals weergegeven in Tabel 24 kan een zoutcaveerne, afhankelijk van de omvang een vermogen hebben tussen de 100 en 300 MW. De zoutkoepels die mogelijk geschikt zijn voor de aanleg van zoutcavernes bevinden zich met name in de provincies Groningen, Drenthe en Friesland. Voor alle potentiële zoutcavernes geldt dat deze nog door de exploratie fase heen moeten. Hieruit kan nog volgen dat het er fors minder dan 60 zoutcavernes mogelijk zijn om aan te leggen in de komende 20-25 jaar in Nederland. Het is ook onzeker hoeveel zoutcavernes per provincie geschikt zijn.

Na exploratie en goedkeuring volgt een proces waarin het zout moet worden gewonnen waarmee de caveerne ontstaat. Vervolgens dient de zoutcaveerne operationeel gemaakt te worden en moet de bovengrondse installatie gebouwd worden. In totaal duurt het gehele proces van start (vooronderzoek, vergunningaanvraag, etc.) totdat de CAES-installatie operationeel is zo'n 10 tot 15 jaar.

Een andere mogelijke beperking voor de uitrol van CAES is de concurrentie in ruimtegebruik met waterstof, wat ook opgeslagen kan worden in zoutcavernes. Vermoedelijk heeft CAES een ondergeschikte rol ten opzichten van waterstof, aangezien er voor waterstofopslag weinig rendabele alternatieven zijn en op nationaal niveau een substantiële vraag naar opslag van waterstof verwacht wordt tussen 2030 en 2050 (TNO, 2021). Voor elektriciteitsopslag voor het nationale elektriciteitssysteem zijn er ook andere alternatieven, zoals batterijen. CAES kan daarnaast wel specifieke netdiensten (eventueel gestapeld) leveren waarmee het interessant is voor private partijen.

(Maatschappelijke) kosten en baten

Een inschatting van de investeringskosten van een CAES-installatie zijn gemiddeld 150 € per kWh opslagcapaciteit (NP RES & CE Delft, 2022).

CAES-installaties hebben maatschappelijke waarde doordat ze bijdragen aan het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit. Deze maatschappelijke waarde betaalt zich uit in de inkomsten voor exploitanten van CAES op verschillende energie- en balanceringsmarkten. Indien CAES bijdraagt aan het verminderen van de netbelasting kan het in potentie verzwaren aan het hoogspanningsnet voorkomen, wat ook maatschappelijke baten kan opleveren.

Maatschappelijke impact van de inzet

Ruimtelijke impact

Voor CAES-installaties zijn nieuwe ondergrondse zoutcavernes nodig. Zoals hierboven beschreven duurt het zo'n 10 tot 15 jaar vanaf start totdat de CAES-installatie operationeel is. Bovengronds is er ruimtebeslag door compressor- en expansiesystemen. Door de specifieke ligging van de zoutcavernes moet aandacht geschonken worden aan een goede verbinding met de bestaande elektriciteitsinfrastructuur. Om de impact op de hoogspanningsinfrastructuur te minimaliseren is het gunstig om in de exploratie voor zoutcavernes te focussen op locaties dichtbij een aansluiting op het hoogspanningsnet en dichtbij bij hernieuwbare opwek.

Veiligheid en draagvlak

Ondergrondse activiteiten met betrekking tot zoutcavernes kunnen mogelijk zorgen voor bodemdaling en seismische activiteiten (TNO, 2021). De bodemdaling is inherent aan de aanleg van cavernes, maar is te beheersen en zo nodig te mitigeren. De seismische activiteiten die gemeten zijn bij opslagcavernes staan niet in verhouding met de gemeten activiteiten bij gasvelden. Er is veel bekend over de risico's rondom ondergrondse activiteiten met betrekking tot aardgasopslag, maar de risico's van opslag van samengeperste lucht of waterstof zijn minder bekend en vereisen nog aanvullend onderzoek. De effecten en impacts zijn wel in beeld, maar de mate waarin ze optreden, doorwerken en leiden tot risico's is nog volop in onderzoek (TNO, 2020).

Zoutwinning en ondergrondse activiteiten kennen daarnaast vaak weinig draagvlak van omwonenden, vanwege angst voor bodemdaling en seismische activiteiten. Aangezien effecten zoals de snelheid van bodemdaling afhangen van de wijze hoe de caverne wordt achtergelaten of hergebruikt, is dit een aandachtspunt met betrekking tot omwonenden en de natuur.

Conclusie: potentiële rol

De potentiële rol van CAES wordt door ons voor de provincies Groningen en Drenthe als laag ingeschat, vanwege mogelijk een onderschikte rol van CAES ten opzichten van waterstofopslag. Er dienen op nationaal niveau keuzes gemaakt te worden voor de inzet van het geringe aantal zoutcavernes in het energiesysteem. Vermoedelijk wordt waterstof hierbij verkozen boven CAES, aangezien waterstof een belangrijke rol zal hebben voor (lange termijn) flexibiliteit en er voor waterstofopslag nog niet aantoonbaar genoeg ruimte is voorzien. Indien vanuit het energiesysteem er meer vraag is naar meer elektriciteitsmarktbalancering en het stapelen van netdiensten, dan zou CAES daarvoor een geschikt techniek kunnen zijn en kunnen worden verkozen boven waterstofopslag.

Tekstbox 10 - eCATS (Compressed Air Transport and Storage System)

Het idee van eCATS is om buiten gebruik gestelde gasleidingen te gebruiken voor de flexibele opslag van duurzame elektriciteit. Het principe is hetzelfde als adiabatic CAES, waarbij lucht gecompriëerd wordt met overschotten van duurzame elektriciteit en er geen brandstof nodig is voor de expansie. De gecompriëerde lucht wordt bij eCATS vervolgens opgeslagen in het gastransportbuizenstelsel van de NAM, dat buiten gebruik zal zijn na afbouw van de gaswinning en -opslag in Nederland. Hiermee wordt bestaande infrastructuur hergebruikt om flexibiliteit in elektriciteit te creëren. Het systeem heeft een ingeschatte efficiëntie van 70%. Arcadis en Emmett Green zijn bedenker en tevens eigenaar van het concept eCATS.



Rol in het elektriciteitssysteem

eCATS kan balanceringsdiensten bieden en helpen om overschotten en tekorten over de dag te vereffenen. De huidige verwachtingen zijn dat met het leveren van capaciteit voor het balanceren van het elektriciteitsnet (opslag > 4 uur, GOPACS, onbalans, FRR blind vermogen, noodvermogen) een rendabele businesscase kan worden gerealiseerd. De opslagcapaciteit kan worden ingezet om overbelasting van het net te voorkomen, grid operators noodvermogen te bieden en het elektriciteitsnet te balanceren en efficiënt in te zetten. Het systeem kan binnen minuten starten en is dus snel schakelbaar. Seizoensopslag is in theorie mogelijk met de techniek, maar het is momenteel lastig in te schatten of dit rendabel is. De bovengrondse elektriciteitsgenerator produceert stroom door middel van uitgezette lucht, net zoals bij CAES. Het plan is om de installatie van eCATS voor het comprimeren en decomprimeren van de lucht op een voormalige NAM-locatie te plaatsen, zodat gebruik kan worden gemaakt van de daar al aanwezige infrastructuur en direct op het buizennetwerk kan worden aangesloten.

Potentie voor de provincies

De scope van eCATS in Groningen betreft nu circa 200 kilometer buisleiding (diameter 28 en 36 inch). Momenteel wordt er gekeken naar de beschikbaarheid richting 2030 van deze gastransportbuizen, in samenwerking met de NAM. In de toekomst (na 2030) zou het systeem mogelijk verder kunnen worden uitgebreid. De keuze voor de plek waar de installaties worden geplaatst is afhankelijk van verschillende criteria, waaronder de ruimtelijke inpasbaarheid, de afstand tot de aansluiting op het hoogspanningsnet en de hernieuwbare opwek en de impact hiervan op de businesscase voor eCATS. Indien eCATS mogelijk is, zal de opslagcapaciteit ruim 600 MWh en een vermogen van 100 MW bedragen en zou het systeem in 2030 operationeel kunnen zijn. Bij de keuze van de plek waar de installatie wordt geplaatst, wordt volgens de ontwikkelaars meegewogen waar het systeem het beste kan worden ingepast in het elektriciteitssysteem van Groningen. eCATS Groningen kent momenteel (september 2023) nog een aantal onzekerheden die verder moeten worden besproken en uitgewerkt met de verschillende stakeholders, zoals de ruimtelijke inpassing van de installatie op de voormalige NAM-locaties. Al met al zou eCATS voor de provincie Groningen interessant kunnen zijn aangezien deze versie van luchtopslag gebruik maakt van een bestaande infrastructuur in een gecontroleerde omgeving en daardoor relatief sneller en veiliger te realiseren is dan CAES in nieuwe zoutcavernes.

Voor de provincie Drenthe is gekeken naar eCATS in de niet meer gebruikte gastransportbuizen van NAM tussen Roswinkel en Elp. Het gaat om een systeem dat veel kleiner zou worden dan in Groningen: 36 kilometer buis van 28 inch, goed voor een opslagcapaciteit van 60 MWh met een vermogen van 50 MW. De status van dit project is momenteel onzeker, voornamelijk vanwege het sluitend krijgen van de businesscase voor deze eCATS installatie van kleinere omvang.

A.5 Vraagsturing industrie

Omschrijving techniek

Onder vraagsturing in de industrie verstaan we het variëren van de elektriciteitsvraag van de productieprocessen in de industrie op basis van de beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit, elektriciteitsprijzen en beschikbare netcapaciteit. Zo kan extra elektriciteitsvraag gegenereerd worden op momenten met veel hernieuwbare opwek en de elektriciteitsvraag gereduceerd worden bij weinig hernieuwbare opwek. Vraagsturing kan door middel van acteren op elektriciteitsmarkten plaatsvinden of door middel van een direct contract van een industriële partij met de netbeheerder.

Er zijn verschillende manieren waarop vraagsturing in de industrie plaats kan vinden:

- **Op- of afregelen productieproces.** In sommige processen is het mogelijk om de productievolumes op- of af te schroeven binnen een bepaalde bandbreedte. In plaats van een stabiele output wordt de productie van het proces dan afhankelijk van de

prijzen van elektriciteit. Op momenten met lage prijzen wordt de productie dan bijvoorbeeld opgevoerd naar 150% van de normale productie en bij hoge prijzen wordt teruggeschroefd naar 50%.

- **Afschakelen productieproces.** Een extremere variant van het op- of afregelen van productieprocessen is het tijdelijk volledig afschakelen van productieprocessen op momenten met hoge elektriciteitsprijzen.
- **Timing van batchprocessen.** Een deel van de industriële processen vindt plaats in batches. De timing van de productie van een batch kan afgestemd worden op de elektriciteitsprijzen, de beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit en de netcapaciteit. Dit gebeurt nu al bij chemiebedrijf ESD-SIC in Delfzijl, een producent van siliciumcarbide.
- **Power-to-heat met warmtebuffers in het proces.** Een alternatief voor het op- of afregelen van het productieproces is het toevoegen van warmtebuffers in het proces. Door deze buffers kan de input van het proces, de elektriciteit, gevarieerd worden terwijl het proces zelf op dezelfde temperatuur doorgaat en de output gelijk blijft. Deze buffers kunnen gevuld worden op momenten met lage prijzen en benut worden op momenten met hoge prijzen, waardoor op die momenten minder elektriciteit noodzakelijk is voor warmteproductie. Dit wordt ook wel power-to-heat genoemd. Het toevoegen van buffers in het proces is een optie als het noodzakelijk is om het productieproces zelf stabiel te houden en hier geen ruimte voor vraagsturing zit.
- **Hybride installaties voor vraag.** Een ander alternatief voor vraagsturing in de industrie waarbij het proces zelf stabiel blijft, is het implementeren van een hybride oplossing. Bij een hybride oplossing worden verschillende warmtebronnen parallel aangelegd en kan hiertussen geschakeld worden. Een voorbeeld van een hybride oplossing die nu opkomt is een combinatie van een gasboiler met een elektrische boiler. Op momenten met lage elektriciteitsprijzen wordt de warmte geleverd door de elektrische boiler en bij hogere elektriciteitsprijzen wordt overgeschakeld naar de gasboiler.
- In de toekomst zou een combinatie van een elektrische boiler met een waterstofboiler een optie zijn. Het is echter de verwachting dat dit niet op grote schaal zal gebeuren, maar dat de industrie zal kiezen voor volledige elektrische processen. Daarom zal het leveren van flexibiliteit door de industrie met hybride oplossingen vooral in de komende jaren een grote rol spelen en niet in het eindbeeld van een klimaatneutraal elektriciteitssysteem.
- **Eigen opwek (eventueel achter de meter).** Zowel in Delfzijl als in Emmen wordt op het industrieterrein elektriciteit en stoom geproduceerd met wkk's³⁰ voor levering aan de industrie. Bij GETEC PARK.EMMEN gebeurt dit achter de meter. Het terrein heeft één aansluiting op het hoogspanningsnet van TenneT en regelt achter die meter zelf de productie en levering van elektriciteit, warmte en stoom aan de bedrijven op het terrein en optimaliseert deze.
- Met eigen productie-eenheden, mogelijk in combinatie met opslag van energie, kan ook flexibiliteit geleverd worden, zonder de vraag op- of af te schakelen. Op momenten met veel hernieuwbare opwek en lage stroomprijzen in Nederland kan elektriciteit afgenomen worden van het elektriciteitsnet en op momenten met weinig hernieuwbare opwek kan op het eigen terrein elektriciteit geproduceerd worden. Zo wordt op die momenten niet of nauwelijks elektriciteit afgenomen van het elektriciteitsnet. Momenteel draaien de wkk's op aardgas. In de toekomst kan hiervoor groene waterstof gebruikt worden. Bij GETEC PARK.EMMEN worden hier nu al voorbereidingen voor getroffen, met waterstof die geproduceerd wordt op het terrein met eigen windmolens en zonnepanelen.

³⁰ Warmtekrachtkoppeling.

Technische aspecten

De technische aspecten voor vraagsturing in de industrie zijn afhankelijk van het type industriële proces en de manier waarop vraagsturing wordt toegepast.

- Bij het **op- of afregelen van processen** of het **afschakelen van processen** wordt een deel van de elektriciteitsvraag verplaatst naar een ander moment. In principe heeft dit geen impact op de totale elektriciteitsvraag van het proces en de energieverliezen. Om deze vorm van vraagsturing toe te passen is software nodig voor aansturing. Software voor aansturing is vaak al beschikbaar en niet zo ingewikkeld. De technische uitdaging bij deze vormen van vraagsturing zit in het mogelijk maken van het variabel opereren van een proces. Het verschilt per type proces in welke mate dit mogelijk is. Chemische processen zijn vaak complexe processen die continue onder dezelfde omstandigheden moeten draaien. Met name vanuit het perspectief van veiligheid is variabiliteit in deze processen onwenselijk. Bij een deel van de chemische processen, bijvoorbeeld bij Teijin Aramid in Delfzijl, is het daarom onmogelijk om deze vorm van vraagsturing toe te passen in het huidige proces. Bij het ontwerp van een nieuw proces, bijvoorbeeld als het proces geëlektrificeerd wordt, kunnen dan mogelijk wel tussenstappen in het proces ingebouwd worden om vraagsturing mogelijk te maken.
- Voor **timing van batchprocessen** is alleen software voor aansturing noodzakelijk. Dit is een vorm van vraagsturing die technisch relatief makkelijk geïmplementeerd kan worden en welke ook weinig impact heeft op het verdere productieproces, aangezien de productie toch al in batches plaatsvindt.
- Voor **power-to-heat in combinatie met warmtebuffers** moeten warmtebuffers toegevoegd worden aan het proces. Er zijn al verschillende technieken voor buffering en opslag van warmte technisch beschikbaar. Bij het bedrijf Holland Malt in de Eemshaven worden al warmtebuffers toegepast bij de verwarming van hun ontkiemingsinstallatie. In sommige complexe, chemische processen kan het lastig zijn om warmtebuffers toe te voegen in het huidige proces.
- **Hybride oplossingen** zijn nu al toepasbaar in de industrie. Elektrische boilers, die parallel geschakeld kunnen worden aan gasboilers, zijn nu al beschikbaar en kunnen relatief eenvoudig in de meeste industriële processen geïmplementeerd worden.
- **Eigen opwek (eventueel achter de meter)** gebeurt op dit moment al en de wkk's worden ook nu al flexibel ingezet op basis van elektriciteitsprijzen. In een klimaat-neutraal energiesysteem moeten deze wkk's op waterstof draaien. Dit gebeurt nu nog niet, maar het is de verwachting dat dit voor 2030 technisch mogelijk is.

Rol in het elektriciteitssysteem

Elektriciteitsmarktbalancering

Bij vraagsturing in de industrie wordt de afname van elektriciteit gevarieerd. Het kan zowel flexibiliteit leveren voor momenten met overschotten van elektriciteit (op nationaal niveau of lokaal) als op momenten met tekorten. Op momenten met overschotten van elektriciteit kan de elektriciteitsvraag van de industrie verhoogd worden, op momenten met tekorten wordt de elektriciteitsvraag teruggeschroefd.

Vraagsturing van de industrie kan in sommige gevallen flexibiliteit leveren op korte tijdschalen (secondes, minuten), al verschilt het per proces hoe snel op- of afgeschakeld kan worden. Vraagsturing van de industrie kan daarnaast ook flexibiliteit leveren voor langere periodes (uren, dagen en mogelijk zelfs weken), al zal een industrie niet te lang zijn proces stil willen leggen (Strategy&, 2021). Vraagsturing in de industrie is met name financieel interessant voor processen waarbij de energiekosten een groot aandeel van de



totale productiekosten zijn. Dit zijn meestal bedrijven die direct aangesloten op het hoogspanningsnet zijn, dus vraagsturing levert vooral flexibiliteit op dit niveau.

Vraagsturing van de industrie kan een belangrijke bijdrage leveren aan het balanceren van het elektriciteitssysteem op de middellange- en lange termijn. Door het reduceren van de elektriciteitsvraag op momenten met weinig hernieuwbare opwek en veel vraag, kan vraagsturing ervoor zorgen dat een stuk minder regelbare centrales en opslag noodzakelijk zijn (Netbeheer Nederland, 2023). Ook op de korte tijdschalen kan vraagsturing van de industrie mogelijk bijdragen aan het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit, door te acteren op onbalansmarkten.

Impact op elektriciteitsinfrastructuur

Vraagsturing van de industrie kan ook bijdragen aan het verminderen van de belasting op het hoogspanningsnet in Groningen en Drenthe, door extra vraag te genereren op momenten van netcongestie door invoeding van elektriciteit en terug te schakelen op momenten van netcongestie door afname. Om netcongestie door invoeding te kunnen oplossen is het wel noodzakelijk dat de industriële afnemers in de buurt liggen van de hernieuwbare opwek die de congestie veroorzaakt, wat in de praktijk vaak niet geval is.

Vraagsturing van de industrie, met name in de Eemshaven en in Delfzijl, kan een bijdrage leveren aan de inpassing van wind op zee in het elektriciteitssysteem. In de toekomst zullen grote vermogens elektriciteit vanaf windparken op zee aanlanden in de Eemshaven. Tot 2031 gaat het om 4,5 GW en na 2031 kan dit nog fors toenemen. Door vraagsturing van de industrie kan een groter deel van deze windenergie direct gebruikt worden in de vorm van elektriciteit, waardoor minder energieverliezen plaatsvinden (in vergelijking met opslag of elektrolyse). Daarnaast zal een groot deel van de elektriciteit die aanlandt in de Eemshaven zal doorgevoerd worden richting de rest van Nederland. Door vraagsturing van de industrie in Groningen kan meer elektriciteit direct benut worden en hoeft minder elektriciteit getransporteerd te worden richting de rest van Nederland. Zo kan vraagsturing van de industrie bijdragen aan het verminderen van de belasting van het hoogspanningsnet op momenten met veel productie van windparken op zee.

Potentie voor de provincies

Het potentieel voor vraagsturing in de industrie is groot, maar het ontsluiten hiervan is lastig. Uit onderzoek blijkt dat er in Nederland op dit moment potentie is voor 3,4 GW vraagsturing in de industrie, maar er wordt momenteel slechts 700 MW vraagsturing in de industrie toegepast (Strategy&, 2021). Een van de grootste industriële bedrijven waarbij nu vraagsturing wordt toegepast is ESD-SIC in Delfzijl. ESD-SIC hoort bij de grootste elektriciteitsgebruikers van Nederland.

In de toekomst zal de potentie voor vraagsturing in de industrie alleen maar toenemen, doordat de elektriciteitsvraag van de industrie fors zal toenemen door elektrificatie. In de energiescenario's van I13050 wordt uitgegaan van een potentie tussen de 3 en 10 GW voor vraagsturing in de industrie in 2050. Dit komt overeen met ruim de helft van de piekvraag van de industrie in 2050 (Netbeheer Nederland, 2023).

Om de potentie voor vraagsturing van de industrie in de provincies Groningen en Drenthe te schatten is het belangrijk om eerst te kijken naar de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag in de industrie. In de CES Noord-Nederland zijn prognoses opgesteld voor de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag van de industrie in de Eemshaven, Delfzijl en Emmen. De belangrijkste sectoren in deze industrieclusters zijn de chemie en datacenters.



Tabel 25 geeft een overzicht van de prognoses van de elektriciteitsvraag in de clusters richting 2030 en 2050 (Industrietafel Noord-Nederland, 2021).

Tabel 25 - Prognoses elektriciteitsvraag industrie CES Noord-Nederland

Aansluitlocatie	Eemshaven	Delfzijl	Emmen
2030	825	555	200
Waarvan chemie	205	555	200
Waarvan datacenters	610	0	0
2050	2.040	840	300
Waarvan chemie	280	840	300
Waarvan datacenters	1760	0	0

Bron: (Industrietafel Noord-Nederland, 2021).

Vervolgens is het zaak om te bepalen bij welk deel van deze industrie vraagsturing toegepast kan worden. Bij batchprocessen in de chemische industrie, zoals bij ESD, is vraagsturing altijd mogelijk en gebeurt het vaak ook nu al. Maar bij baseloadprocessen in de chemie is dit, zoals eerder benoemd, stuk lastiger. Chemische processen zijn erg complex en de veiligheid is bij dit soort processen de belangrijkste prioriteit. Het op- of afschakelen kan bij complexe processen problemen met de veiligheid veroorzaken en is in die gevallen onwenselijk. Echter, als processen opnieuw ontworpen worden kunnen verschillende maatregelen genomen worden om ervoor te zorgen dat er toch een bepaalde mate van vraagsturing mogelijk is. Zo kunnen buffers ingebouwd worden of kunnen processen opgesplitst worden, zodat de gevarieerd kan worden in de productie van tussenproducten. Richting een klimaatneutraal energiesysteem in 2050 zullen bijna alle industriële processen aangepast worden, omdat deze nu nog draaien op fossiele brandstoffen. Dit geeft de kans om het proces zo in te richten om vraagsturing mogelijk te maken. Daarnaast kan eigen elektriciteitsproductie en -opslag op het terrein de noodzakelijke flexibiliteit leveren als sturing van de vraag niet mogelijk is. Bij GETEC PARK.EMMEN voorzien ze dit als oplossing richting de toekomst. Vanwege het bovenstaande is het de verwachting dat het technisch mogelijk is om bij een groot deel van de chemische processen in 2050 een bepaalde vorm van vraagsturing toe te passen.

Bij datacenters wordt op dit moment nog weinig vraagsturing toegepast. Technisch gezien is naar verwachting een zekere mate van variabiliteit in de processen en de elektriciteitsvraag bij datacenters mogelijk, maar dit is wel uitdagend en de praktijk is weerbarstig.

We schatten in dat richting 2050 de vraag van de chemie technisch gezien minimaal 33,3% en maximaal 66,6% teruggeschakeld kan worden (of aangevuld kan worden met eigen opwek). Voor datacenters nemen we aan dat de vraag met minimaal 10% teruggeschakeld kan worden en maximaal met 50%. Dit komt neer op een potentie voor vraagsturing van 100 tot 200 MW bij de industrie in Emmen en een potentie van 550 tot 1.650 MW bij de Eemshaven en Delfzijl in 2050³¹. Het gaat hierbij om de potentie voor terugschakelen van de vraag, dus het leveren van flexibiliteit bij tekorten aan elektriciteit. De industrie kan ook extra vraag genereren op momenten met overschotten van elektriciteit. De omvang hiervan is afhankelijk van de dimensionering van de warmte-installaties bij de processen.

Technisch gezien is er dus een fors potentieel voor vraagsturing in de industrie. Maar de grote vraag is in hoeverre de industrie dit potentieel ook daadwerkelijk gerealiseerd wordt

³¹ Om een exacte inschatting te maken van het potentieel voor vraagsturing van de industrie moet eigenlijk voor elk individueel bedrijf bekeken worden of vraagsturing mogelijk is in hun proces en in welke mate hun vraag teruggeschakeld (of opgeschakeld) kan worden. Dit was binnen dit onderzoek niet mogelijk.



door de industrie. Voor de bereidheid van de industrie speelt vooral het financiële plaatje. De industrie zal alleen vraagsturing toepassen indien dit geld oplevert. Hiervoor moeten de baten van vraagsturing (lagere elektriciteitsprijzen, vergoeding leveren flexibiliteit) opwegen tegen de meerkosten van het maken van aanpassingen aan baseloadprocessen. Maar zelfs als er een businesscase is, is het nog niet gezegd dat partijen ook echt stappen gaan nemen om vraagsturing te implementeren. Het is de verwachting dat de industrie alleen hun processen zullen aanpassen als het financieel veel pijn doet als ze dit niet doen, aangezien in de praktijk investeringen met een laag rendement en lange terugverdientijd geen prioriteit krijgen. Daardoor zal vraagsturing naar verwachting alleen toegepast worden bij bedrijven waarbij de elektriciteitskosten een aanzienlijk aandeel van de totale productiekosten beslaan. Dit zijn vooral bedrijven op de industrieterreinen in Delfzijl, de Eemshaven en Emmen.

(Maatschappelijke) kosten en baten

Industriële partijen kunnen geld verdienen met vraagsturing doordat ze elektriciteit afnemen tegen zo laag mogelijke prijzen en een vergoeding ontvangen voor het leveren van flexibiliteit aan TenneT. Industriële bedrijven met een schakelbaar proces dat een hoog elektriciteitsgebruik heeft, kunnen flink besparen op hun productiekosten door flexibel te produceren. De kosten voor vraagsturing verschillen per proces. Het op- of afschakelen zelf vraagt vaak geen grote investering, maar het proces zo inrichten dat vraagsturing op een veilige manier toegepast kan worden kan wel een forse investering vragen. Vraagsturing levert minder op voor bedrijven waarbij de energiekosten slechts een klein aandeel van de totale productiekosten zijn. Dan kan het zo zijn dat de lagere energiekosten niet opwegen tegen de kosten voor vraagsturing, bijvoorbeeld door variabelere productievolumes.

Vanuit maatschappelijk perspectief kan vraagsturing van de industrie ook voordelen opleveren. Vraagsturing kan ervoor zorgen dat het elektriciteitsnet efficiënter gebruikt wordt door de vraag meer af te stemmen op de beschikbare netcapaciteit en daarmee zorgen voor lagere maatschappelijke kosten voor netinvesteringen. Daarnaast kan vraagsturing van de industrie zorgen voor lagere elektriciteitsprijzen voor alle gebruikers, door de vraag meer af te stemmen op de beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit (Trinomics, 2017).

Maatschappelijke impact van de inzet

Vraagsturing in de industrie heeft een beperkte impact op de maatschappij. Er is geen directe ruimtelijke impact aan verbonden en de processen vinden plaats op industrieterreinen. Wel dienen veiligheidsaspecten in achtgenomen te worden bij vraagsturing, met name bij chemische processen. Het op- of afschakelen kan bij complexe chemische processen problemen met de veiligheid veroorzaken. Daarom dient vraagsturing alleen toegepast te worden indien de veiligheid van het proces gegarandeerd kan worden.

Conclusie: potentiële rol

Vraagsturing van de industrie kan in sommige gevallen flexibiliteit leveren op korte tijdschalen (secondes, minuten), al verschilt het per proces hoe snel op- of afgeschakeld kan worden. Vraagsturing van de industrie kan daarnaast ook flexibiliteit leveren voor langere periodes (uren, dagen en mogelijk zelfs weken), al zal een industrie niet te lang zijn proces stil willen leggen (Strategy&, 2021). Door het reduceren van de elektriciteitsvraag op momenten met weinig hernieuwbare opwek en veel vraag, kan vraagsturing ervoor zorgen dat een stuk minder regelbare centrales en opslag noodzakelijk zijn (Netbeheer Nederland, 2023).

Vraagsturing van de industrie kan ook bijdragen aan het verminderen van de belasting op het hoogspanningsnet in Groningen en Drenthe, door extra vraag te genereren op momenten van netcongestie door invoeding van elektriciteit en terug te schakelen op momenten van netcongestie door afname. Om netcongestie door invoeding te kunnen oplossen is het wel noodzakelijk dat de industriële afnemers in de buurt liggen van de hernieuwbare opwek die de congestie veroorzaakt, wat in de praktijk vaak niet geval is.

Vraagsturing van de industrie, met name in de Eemshaven en in Delfzijl, kan een bijdrage leveren aan de inpassing van wind op zee in het elektriciteitssysteem. Door vraagsturing van de industrie kan een groter deel van deze windenergie direct gebruikt worden in de vorm van elektriciteit, waardoor minder energieverliezen plaatsvinden (in vergelijking met opslag of elektrolyse). Daarnaast kan door vraagsturing van de industrie in Groningen meer elektriciteit direct benut worden en hoeft minder elektriciteit getransporteerd te worden richting de rest van Nederland.

Het potentieel voor vraagsturing in de industrie is groot, maar het ontsluiten hiervan is lastig. De belangrijkste sectoren in Groningen en Drenthe zijn de chemie en datacenters. Bij batchprocessen in de chemische industrie is vraagsturing altijd mogelijk en gebeurt het vaak ook nu al. Maar bij baseloadprocessen in de chemie is dit, zoals eerder benoemd, stuk lastiger. Maar het is de verwachting dat het technisch mogelijk is om bij een groot deel van de chemische processen in 2050 een bepaalde vorm van vraagsturing toe te passen. Bij datacenters wordt op dit moment nog weinig vraagsturing toegepast. Technisch gezien is naar verwachting een zekere mate van variabiliteit in de processen en de elektriciteitsvraag bij datacenters mogelijk, maar dit is wel uitdagend en de praktijk is weerbarstig.

Vraagsturing in de industrie is met name financieel interessant voor processen waarbij de energiekosten een groot aandeel van de totale productiekosten zijn. Dit zijn meestal bedrijven die direct aangesloten op het hoogspanningsnet zijn, dus vraagsturing levert vooral flexibiliteit op dit niveau.

A.6 Vraagsturing mobiliteit (slim laden)

Omschrijving techniek

Slim laden van elektrische voertuigen (EV's) houdt in dat met behulp van software laadpalen aangestuurd worden om EV's zo efficiënt mogelijk op te laden. Het doel van slim laden is om het laden te optimaliseren en zo balanceringsdiensten te leveren. Dit gebeurt aan de hand van stroomprijzen, die laag zijn op momenten van veel hernieuwbare opwek, maar juist hoog als er veel vraag is. Het uitvoeren van balanceringsdiensten kan het lokale net verder belasten, aangezien lage landelijke stroomprijzen ook kunnen plaatsvinden terwijl het lokale net zwaar belast is.

De laadpalen kunnen bij huishoudens staan of bij een collectief laadplein, waarbij de stroom afkomstig is van het algehele elektriciteitsnet. Het is ook mogelijk om een collectief laadplein naast opwek te realiseren en direct gebruik te maken van de lokaal opgewekte stroom, eventueel aangevuld met stroom van het net.

Technische aspecten

Voor slim laden is software nodig die het laden kan aansturen en voorziet in data uitwisseling tussen de laadinfrastructuur en de EV's. Deze software bepaalt op welke momenten geladen wordt. Deze software is al beschikbaar en wordt op kleine schaal toegepast in combinatie met laadpalen met dynamische energiecontracten.

Collectief laadplein

In een pilot is gekeken naar het realiseren van een mobiliteitshub langs de A6 ten zuiden van Lelystad. Er kan met de bekeken hubs rondom de A6 \pm 6,4 MW aan extra zon-opwek gerealiseerd worden, zonder dat dit extra opwekpieken op het elektriciteitsnet veroorzaakt, mits er slim wordt geladen en een beperkt deel van de opwekpieken wordt gecurtailt (Qirion, 2022). Dit geeft aan dat er potentie zit in slim laden bij een mobiliteitshubs om zo extra zon-pv aan te sluiten in gebieden waar er weinig tot geen capaciteit in het net is om stroom terug te leveren. Door slim te laden bij een collectief laadplein wordt de laadvraag van EV's geclusterd en kan de slim laden software deze efficiënt plannen en uitsmeren over een bepaalde tijd, die eventueel aangegeven kan worden door de bestuurder. Slim laden draagt daarmee bij aan een lagere en flexibele vermogensvraag voor het laden van voertuigen.

Collectieve laadpleinen met slim laden vormen ook een oplossing voor bedrijven die hun wagenpark gaan elektrificeren. Met slim laden kan er optimaal gebruik gemaakt worden van de aansluitcapaciteit en de laadinfrastructuur door een lagere vermogensvraag te realiseren.

Tekstbox 11 - Vehicle-to-grid (bidirectioneel laden)

Naast dat slim laden kan bijdragen aan het verminderen van de nabelasting, kunnen de batterijen van elektrische voertuigen ook meedoen als flexibiliteitsbron. Door energie op te slaan in de accu en deze op een later moment terug te leveren aan het net worden EV's onderdeel van regelbaar vermogen. EV's acteren dan in principe gelijk aan batterijen. Momenteel zijn nog maar een fractie van de elektrische voertuigen uitgerust met een accu die geschikt is voor bidirectioneel laden, maar de verwachting is dat de ontwikkelingen hierin snel zullen verlopen, aangezien er een groot potentieel en (financieel) voordeel in vehicle-to-grid zit.

Vanuit de I13050-scenario's is de verwachting dat richting 2050 een auto een accucapaciteit heeft van 100 kWh. Het toekomstige vermogen per auto voor vehicle-to-grid is in de scenario's 3,7 kW. Er is aangenomen dat het aantal beschikbare batterijen voor balancering elk moment rond de 10-20% is. Dit vertaalt zich in een opslaghoeveelheid van 11-16 TWh gedurende het jaar, aangenomen dat een voertuig 87% cyclus efficiëntie heeft (Netbeheer Nederland, 2023). Bidirectioneel laden vraagt wel om meer vermogen rondom laadinfrastructuur, maar kan bijvoorbeeld voor huishoudens interessant zijn door het in te zetten als een thuisbatterij.

Rol in het elektriciteitssysteem

Slim laden is een vorm van vraagsturing en kan daarmee zorgen voor variatie in de afname van elektriciteit. Op het moment van veel hernieuwbare opwek zijn de stroomprijzen laag en zal de laadpaal maximaal laden. Op momenten met veel vraag zijn de stroomprijzen hoog en zal er minimaal geladen worden door de laadpalen. Op deze manier kunnen consumenten zo goedkoop mogelijk hun elektrische auto laden en wordt het net minder belast. Zonder slim laden, wat momenteel in de meeste gevallen de werkelijkheid is, steken mensen hun elektrische auto's in de lader bij thuiskomst aan het einde van de

middag en gaat de auto gelijk opladen. Dit draagt bij aan de avondpiek en zorgt voor veel netbelasting.

Slim laden kan zowel flexibiliteit leveren voor momenten met overschotten van elektriciteit (op nationaal niveau of lokaal) als op momenten met tekorten. Slim laden kan daarmee een bijdrage leveren aan het balanceren van het elektriciteitssysteem op de korte- en middellangetermijn. Slim laden kan flexibiliteit leveren op korte tijdschalen (seconde, minuten) en gebeurt aan de hand van elektriciteitsprijzen. Slim laden speelt zich af op laagspanningsniveau of middenspanningsniveau. Slim laden kan ook bijdragen aan het oplossen van netcongestie, zoals bij de mobiliteitshub A6, waar extra zon-pv vermogen kon worden aangesloten ondanks netcongestie. De inzet van slim laden voor nationale elektriciteitsmarktbalancing kan strijdig zijn met verhelpen van lokale netcongestie.

Potentie voor de provincies

In principe kan slim laden bij alle laadpalen voor elektrische auto's, busjes en trucks toegepast worden. Op basis van de toekomstige laadvraag in de I13050-scenario's schatten we de potentie voor slim laden in Drenthe in op 300-500 MW en voor Groningen op 350-550 MW (Netbeheer Nederland, 2023).

(Maatschappelijke) kosten en baten

Slim laden biedt verschillende voordelen. EV-eigenaren met slimme laadpaal krijgen meer inzicht in opladen, lagere energiekosten en de mogelijkheid om te profiteren van gunstige elektriciteitsstarieven. Voor netbeheerders helpt slim laden om de piekbelasting te verminderen en de stabiliteit van het elektriciteitsnet te verbeteren. Daarnaast kan slim laden er voor zorgen dan meer hernieuwbare opwek aangesloten kan worden, zelfs in het geval van netcongestie.

Voor slim laden is bepaalde regelsoftware nodig. Deze is momenteel al commercieel beschikbaar. De software kan los worden aangeschaft, maar wordt soms ook al als onderdeel van een flexibel contract voor laadpalen geleverd. De meerkosten zijn naar verwachting beperkt.

Slim laden dient rekening te houden met het gebruiksgemak en het is daarom niet mogelijk om oneindig te optimaliseren. Indien een EV-eigenaar aangeeft dat deze binnen een periode van een uur een volgeladen accu nodig heeft, dan zal er geladen moeten worden, ook in het geval van een aantal dagen weinig hernieuwbare opwek dienen EV's opgeladen te worden. Slim laden kan daarmee maar tot op zekere hoogte in flexibiliteit voorzien.

Maatschappelijke impact van de inzet

Slim laden heeft een beperkte impact op de maatschappij. Slim laden middels software heeft geen extra ruimtelijke impact en kan nu al worden toegepast op bestaande laadpalen bij parkeerplekken. In het geval van een collectief laadplein met slim laden is het mogelijk wenselijk om zeer dicht bij opwek te zitten, om zo vraag en aanbod af te stemmen. In dat geval is er meer fysieke ruimte nodig.

Een bijkomstigheid van EV's en slim laden is dat voor huishoudens flexibele elektriciteitsopslag mogelijk is in het geval van vehicle-to-grid, zie hiervoor het Tekstbox 9. Door het gebruik van de accu van voertuigen voor opslag zijn mogelijk minder batterijen nodig.

Conclusie: potentiële rol

Slim laden is in een no-regret maatregel, aangezien EV's geoptimaliseerd worden geladen, wat zorgt voor een lagere laadpiekvraag. Daarnaast kan slim laden bij veel aanbod van hernieuwbare elektriciteit met vraagsturing dit vermogen opvangen. Binnen het elektriciteitssysteem kan slim laden zorgen voor elektriciteitsmarktbalancing en/of het verhelpen van netcongestie. Deze twee doelen kunnen elkaar soms ook tegenwerken. Het is aannemelijk dat (losse) laadpalen voornamelijk balanceringsdiensten zullen leveren, maar collectieve laadpleinen kunnen bijvoorbeeld ook inbieden op congestiemanagement en daarmee bijdragen aan loadshifting. De provincie kan slim laden stimuleren en uitvoerende partijen bij elkaar brengen of eventuele verplichtingen hierover opnemen.

A.7 Aanbodsturing (curtailment)

Omschrijving instrument

Curtailment betekent letterlijk inperken. Voor duurzame opwek houdt dat in dat de productie van bijvoorbeeld windmolens of zonneparken tijdelijk kan worden teruggeschroefd op piekmomenten. Curtailment kent als het ware twee verschillende vormen die allebei plaatsvinden:

- Structurele curtailment: met overplanting wordt meer zon-pv vermogen aangesloten dan de grootte van de aansluiting. Hierdoor vindt er op dagen met veel productie structureel curtailment plaats, maar op dagen dat er zon minder schijnt, vindt er geen curtailment plaats en wordt er meer opgewekt dan zonder overplanting. Overplanting is tegenwoordig de standaard aanpak bij zon-pv. Eisen vanuit de SDE++ schrijven voor dat een zonnepark op maximaal 50% van het zon-pv vermogen mag worden aangesloten. Structurele curtailment vindt niet bij wind opwek plaats, aangezien wind een ander productieprofiel heeft, waardoor een lagere aansluitwaarde direct zorgt voor ongunstig veel energieverliezen.
- Insidentele curtailment: Als er sprake is van netcongestie op een bepaald moment kunnen wind- of zonneparken tegen betaling van de netbeheerder hun productie terugschroeven. Zonneparken of windparken kunnen ook curtailen uit eigen initiatief om te handelen op de onbalansmarkt of bij negatieve elektriciteitsprijzen.

Op deze manier kunnen wind- en zonneparken bijdragen aan het in balans houden van het elektriciteitssysteem, juist op momenten dat er meer aanbod dan vraag is, en raak het elektriciteitsnet niet overbelast.

Technische aspecten

Wanneer er veel wind waait en de zon hard schijnt maar er geen afnemer van deze elektriciteit is, kunnen windmolens en zonnepaneel omvormers afschakelen. Curtailment kan door de energiemarkt of een netbedrijf kan worden ingezet. Het gaat om het minder invoeden van hernieuwbare productie op basis van een marktprijsprikkel of op basis van aansturing vanuit een prikkel van netbeheerders. De prijzen voor stroom zullen op momenten met overschotten de nul benaderen of zelfs negatief worden, waardoor curtailment in de markt rendabel wordt en naar verwachting gerealiseerd zal worden.

Zonneparken worden tegenwoordig, door eisen vanuit de SDE++, aangesloten op 50% van het totale zon-pv piekvermogen. Voorheen was deze eis 70% en in de beginfase van zonneparken was het zelfs mogelijk om een aansluiting te krijgen van 100% van het totale

vermogen. Momenteel heeft een zonnepark dus twee keer zoveel paneel vermogen als aansluitvermogen. Het idee hierachter is dat maar enkele momenten in het jaar de opbrengst van het zonnepark gelijk is aan het totale piekvermogen. Door een kleinere aansluitwaarde zijn de verliezen op jaarbasis relatief laag, maar is het wel mogelijk om meer hernieuwbare elektriciteit projecten aan te sluiten, doordat er meer netcapaciteit overblijft. Deze verlaagde aansluitwaarde van een zonnepark, ook wel overplanting genoemd, is een vorm van structurele curtailment. Op deze manier kan op de piek-momenten niet alle opgewekte stroom ingevoerd worden door de kleinere aansluiting, maar op momenten dat er gemiddelde zonneshijns is, kan door een groter opgesteld totaal vermogen er wel meer worden ingevoerd.

Terugregelen omvormers

Bij curtailment worden omvormers vaak compleet uitgeschakeld. Bij het uitschakelen van alle omvormers, valt het gehele wind- of zonnepark uit. Nieuwe ontwikkelingen rond omvormers maken het mogelijk om dynamisch het vermogen van omvormers te regelen. Zo kan bijvoorbeeld naar 70% van het vermogen worden teruggeregeld. Op deze manier, indien het qua netbelasting mogelijk is om nog een deel van de opgewekte stroom in te voeden, gaat niet de gehele opbrengst verloren. De verwachting is dat gedeeltelijk terug regelen richting 2050 standaard onderdeel is van de technische mogelijkheden van omvormers.

Rol in het elektriciteitssysteem

Een grote hoeveelheid weersafhankelijke opwek die tegelijkertijd het net op moet draagt bij aan overbelasting van het net. Incidentele curtailment heeft als rol balanceringsdiensten leveren aan de aanbodkant op hoogspanningsniveau. Het afschakelen van omvormers kan binnen seconden plaatsvinden, bijvoorbeeld in het geval van negatieve stroompijzen.

Incidentele curtailment kan ook een rol hebben in congestiemanagement op midden- en hoogspanningsniveau, maar de vergoedingen die hier tegenover staan zijn lager dan bij elektriciteitsmarktbalancing. In het geval van congestiemanagement kan door de netbeheerder ervoor gekozen worden dat 150% van het onderstation in theorie belast is. Aan de hand van energieprofielen en onderlinge afspraken tussen opwek- en afnamepartijen is het dan goed mogelijk dat in de praktijk het station niet meer dan 100% belast wordt. Zo kan er per onderstation extra ruimte worden gecreëerd om bijvoorbeeld meer zon aan te sluiten, als dit energieprofiel past bij het gebruik van het onderstation.

Potentie voor de provincies

In 2050 zal het totaal vermogen aan hernieuwbare opwek in de provincie Groningen maximaal 16 GW zijn en in de provincie Drenthe maximaal 5 GW zijn. In de praktijk zal dit vermogen niet allemaal tegelijkertijd opgewekt worden. Om de precieze hoeveelheid elektriciteitsproductie die uiteindelijk afgeschakeld moet worden met curtailment te bepalen, zijn doorrekeningen van vraag en aanbod van elektriciteit (op uurbasis) en de belasting op de elektriciteitsinfrastructuur nodig.

(Maatschappelijke) kosten en baten

Curtailement heeft als voordeel dat het elektriciteitsnet niet onnodig hoeft te worden verzwaaard. Als het net sterk uitgebreid zou moeten worden voor de enkele uren per jaar aan overcapaciteit van opwek, is dit het waarschijnlijk niet waard en is het afschakelen van deze opwek een betere optie.

Wanneer een exploitant afspraken maakt met TenneT over het uitvoeren van balanceringsdienst door middel van curtailement kan deze hiervoor een vergoeding krijgen. Voor het leveren van congestiemanagement op middenspanningsniveau kan de exploitant een vergoeding krijgen van de regionale netbeheerder. Deze vergoeding is doorgaans wel lager dan voor balanceringsdiensten.

Curtailement bij extreem aanbod van opwek is een goedkope manier om overbelasting van het elektriciteitsnet te voorkomen. Curtailement (inclusief gemiste inkomsten) is goedkoper dan het faciliteren van opslag bij opwek, aangezien bijvoorbeeld een batterij erg duur is. Wel zorgt curtailement voor verlies van hernieuwbare elektriciteit. Het reduceren van curtailement met bijvoorbeeld een batterij kan baten opleveren, aangezien hiermee de inzet van grijze back-up productie voorkomen wordt. Dit zorgt ervoor dat de CO₂-uitstoot van de totale elektriciteitsproductie lager ligt.

Conclusie: potentiële rol

Curtailement zal in de provincies Groningen en Drenthe zowel aan elektriciteitsmarktbalanceringsdienst doen als congestiemanagement, met name op zonnige dagen door grote overschotten. Hiermee kan voorkomen worden dat netverzwaringen nodig is voor een zeer beperkt aantal uren in het jaar met hoge zon-pv productie. Door prijsprikkels op de energiemarkt en vanuit netbeheerders zal curtailement naar verwachting meer voorkomen. Door technologische ontwikkelingen zullen steeds meer omvormers in staat zijn om het vermogen gedeeltelijk terug te regelen, waarbij dus alleen het deel verloren gaat dat nodig is voor curtailen.

A.8 Ruimtelijke energieplanologie

Omschrijving instrument

Ruimtelijke energieplanologie zorgt ervoor dat vraag en aanbod van elektriciteit ruimtelijk samengebracht worden. Door vooraf goede keuzes te maken waar opwek en afname van elektriciteit worden ontwikkeld, kan de ruimte op het bestaande net efficiënter benut worden en gericht geïnvesteerd worden in netuitbreiding. In de huidige situatie is er in dichtbevolkte gebieden netverzwaringen voor afname nodig en tegelijkertijd is er in dunbevolkte gebieden invoedingscongestie door teveel opwek. Hierdoor dient er op beide plekken verzwaaard te worden. Als vraag en aanbod gecombineerd worden op plekken waar zowel afnamecongestie als invoedingscongestie is en er is overlap tussen afname- en opwekprofielen, is er in het optimale geval maar eenmaal verzwaring nodig.

Rol in het elektriciteitssysteem

Door de energietransitie neemt de vraag naar elektriciteit toe. Door netcongestie is het in veel gebieden niet tot nauwelijks mogelijk om een (grotere) aansluiting te krijgen voor

afname en opwek. Denk hierbij aan een papierfabriek die wil elektrificeren, een school die een warmtepomp neemt en laadpalen plaatst of een nieuw zonnepark. Actief met ruimtelijke energieplanologie rekening houden draagt bij aan netcongestie vermindering en op deze manier kunnen mogelijk meer partijen worden aangesloten en is minder verzwaring nodig. Ruimtelijke energieplanologie speelt geen rol in elektriciteitsmarktbalancing.

Ruimtelijke energieplanologie kan vanuit twee kanten werken:

- Dichtbij bestaande vraag naar elektriciteit, zoals een bedrijventerrein, een woonwijk, een onderwijsinstelling, wordt nieuwe opwek op hetzelfde netvlak geplaatst, zoals een zonnepark of een windmolen.
- Dichtbij een bestaand zonne- of windpark wordt een (grote) afnemer van elektriciteit gerealiseerd, zoals een datacenter, een collectieflaadplein of fabriek.

Een derde optie is als volgt:

- Bij nieuwbouw van woningen, bedrijven of industriële voorzieningen kan gewerkt worden met multifunctioneel ruimtegebruik van zon-pv. Voorbeelden hiervan zijn dakpannen met geïntegreerde zonnepanelen, lichtgewicht zonnepanelen voor bijvoorbeeld daken van stallen of distributiecentra of zonnepanelen als gevelbekleding (RVO, 2023). Op deze manier kunnen ook opwek en afname gecombineerd worden, waar mogelijk zelfs achter de meter. Door voorafgaand aan de bouw actief aan ruimtelijke energieplanologie te denken, kan in de ontwerpfase al nagedacht worden over esthetische integratie.

Netcongestie vermijden

Er doen zich steeds meer situaties voor dat er op een onderstation geen ruimte meer is voor afname en invoeding van elektriciteit. Ruimtelijke energieplanologie kan er voor zorgen dat ondanks netcongestie er toch nieuwe partijen aangesloten kunnen worden. Ter illustratie: een logistiek bedrijf moet haar wagenpark elektrificeren en heeft daardoor een veel grotere aansluiting nodig om laadpalen voor vrachtwagens mogelijk te maken. Een zon-pv exploitant wil tegelijkertijd in de omgeving een zonnepark met batterij realiseren. Zonder ruimtelijke energieplanologie zouden beide partijen geen toestemming krijgen van de netbeheerder voor een (grotere) aansluiting. Door ruimtelijke energieplanologie en onderlinge afspraken tussen de partijen, kan er voor gezorgd worden dat de vrachtwagens 's nachts kunnen opladen met resterende elektriciteit van het zonnepark opgeslagen in de batterij.

Netcongestie voorkomen

Ruimtelijke energieplanologie richting de toekomst kan ervoor zorgen dat er actief wordt nagedacht over het ruimtelijk domein met succesvolle inrichting van het elektriciteitsnet. Momenteel wordt grootschalige opwek vaak geplaatst in dunbevolkte gebieden waar niet direct gebruik gemaakt kan worden van grote vermogens die opgewekt kunnen worden. Dat zorgt ervoor dat resterende elektriciteit het net op wordt gestuurd, wat bij veel gelijktijdige opwek voor congestie zorgt. Door op hetzelfde netvlak opwek en afname goed af te stemmen, wordt er minder resterende elektriciteit het net op gestuurd.

Potentie voor de provincies

Ruimtelijke energieplanologie is met name interessant voor de provincies voor de periode waarin netverzwaring nog ontworpen wordt. In eerste instantie kan netcongestie worden



vermeden door partijen met een gelijksoortige afname- en op opwekprofiel aan te sluiten op onderstations met congestie. De provincie of netbeheerder kan actief een wachtlijst voor een bepaald onderstation bijhouden en projecten proberen aan te sluiten die verschillende afname- en opwekprofielen hebben. De provincie kan sturen in het ruimtelijke domein, door ruimte te creëren voor projecten waarvan de netbeheerder aangeeft dat ze nog aangesloten kunnen worden op het betreffende onderstation. Hierdoor kan de wachtlijst gereduceerd worden en efficiënt gebruik worden gemaakt van bestaande infrastructuur, ondanks netcongestie.

Door vervolgens in de ontwerpfase van netverzwaring rekening te houden met ruimtelijke energieplanologie, kan het elektriciteitsnet efficiënter worden benut. Door vraag en aanbod dichtbij elkaar te plaatsen is minder uitgebreide verzwaring nodig. Hiervoor is wel fysieke ruimte nodig en maatschappelijke acceptatie. Beide kunnen een grote belemmering vormen voor ruimtelijke energieplanologie. De provincie kan hierbij een actieve rol hebben om alle belangen af te wegen.

Een mogelijke beperkende factor in de praktijk kan zijn dat er niet tot nauwelijks overlap zit in opwek- en afnameprofielen. Om de belasting op de onderstations zo gering mogelijk te houden is dit wel van belang. Vraagsturing en opslag spelen daarom bij ruimtelijke energieplanologie ook een rol. Lokaal onderzoek zal moeten uitwijzen wat de mogelijkheden zijn tussen bestaande en toekomstige aangeslotenen.

Momenteel zijn de gemeente Groningen, netbeheerder Enexis, onderzoekscentrum Entrance en het Groninger bedrijfsleven bezig in een pilot om op lokaal niveau elektriciteitsvraag en -aanbod beter op elkaar af te stemmen. In het project 'Groningen Stroomt Door' wordt voor het bedrijventerrein Westpoort in kaart gebracht op welke momenten er pieken of juist dalen zijn. Het onderzoek heeft als doel vraag en aanbod slimmer op elkaar af te stemmen en de infrastructuur zo optimaal mogelijk te benutten. Op deze manier kunnen bedrijven, eventueel met aangepaste productietijden, toch verder elektrificeren en uitbreiden. Bovendien ontstaat er duidelijkheid over de nog beschikbare ruimte op het lokale elektriciteitsnet voor nieuwe gebruikers. Daarmee kan voor nieuwe bedrijven op het terrein actief gestuurd worden op bedrijven met een passend energieprofiel. Deze pilot illustreert energieplanologie en laat zien wat al mogelijk is binnen bestaande bedrijventerreinen. Een vervolgstap hierop is om ook voor nieuwe aansluitingen in het ruimtelijke domein te sturen op basis van lokale energieprofielen.

De verwachting is dat bereidheid onder projectontwikkelaars, bedrijven en opwekontwikkelaars groot is voor ruimtelijke energieplanologie, aangezien het mogelijk kan maken dat projecten doorgaan, ondanks netcongestie. Het zal mogelijk wel meer aanpassing vragen dan men tot nu toe gewend is, aangezien vraagsturing vaak ook nodig is om goed gebruik te kunnen maken van opwekbronnen.

(Maatschappelijke) kosten en baten

Met ruimtelijke energieplanologie is het mogelijk dat woonwijken of bedrijven op een onderstation aan gesloten kunnen worden, ondanks netcongestie. Dit heeft grote (maatschappelijke) waarde.

Door in de ontwerpfase van netverzwaring rekening te houden met ruimtelijke energieplanologie, kan het elektriciteitsnet efficiënter worden benut. Door vraag en aanbod dichtbij elkaar te plaatsen is minder uitgebreide verzwaring nodig, wat leidt tot minder kosten voor netverzwaring en daarmee tot lagere maatschappelijke kosten.

Maatschappelijke impact van de inzet

Ruimtelijke energieplanologie kan leiden tot meer aangeslotenen op het elektriciteitsnet, wat veel maatschappelijke positieve impact kan hebben, aangezien veel nieuwe projecten of uitbreidingen nu niet mogelijk zijn vanwege netcongestie.

Vraag en aanbod ruimtelijk samenbrengen kan in sommige gevallen ook sommige gevallen leiden tot (sterke) maatschappelijke weerstand. Dit kan met name spelen als bij een bestaande woonwijk een zonnepark of windmolens worden gerealiseerd, om zo de opwek dichtbij de vraag te hebben. Multifunctioneel ruimtegebruik van zon-pv kan hiervoor een oplossing zijn en kan bij esthetische inpassing rekenen op meer draagvlak.

Conclusie: potentiële rol

De provincie zou samen met de netbeheerders aan de slag kunnen gaan met ruimtelijke energieplanologie om netcongestie te vermijden en te voorkomen. Door gericht te sturen vanuit de provincie naar locaties waar opwek en afname van elektriciteit dichtbij elkaar komen, kan slim worden omgegaan met de huidige en toekomstige infrastructuur. Dit kan bijvoorbeeld door de integrale energie-infrastructuur op voorhand mee te nemen in (provinciale) gebiedsontwikkelingsplannen. Data uitwisseling over nieuwe ruimtelijke ontwikkelingen tussen de provincie en de netbeheerder zijn hierbij van groot belang. De provincie zou daarnaast eventueel ook keuzes kunnen maken over welke ontwikkelingen prioriteit dienen te krijgen, zodat netbeheerders de energie-infrastructuur als eerste kunnen realiseren daar waar die het meeste maatschappelijke waarde oplevert. De voornaamste potentie ligt bij de combinatie van grootschalige opwek in de vorm van een zonneveld of windmolen bij bedrijventerreinen of multifunctioneel ruimtegebruik van zon-pv in woonclusters.

B Aannames modellering impact flexibiliteit op elektriciteitsinfrastructuur

In dit hoofdstuk bespreken we de aannames voor de modellering van de inzet van de verschillende flexibele bronnen voor netcongestiemanagement. Daarnaast bespreken we de aannames voor het bepalen van de maatschappelijke kosten, zowel van elektriciteitsinfrastructuur als van de flexibele bronnen. We doen expliciet geen volwaardige Maatschappelijke Kosten-Batenanalyse (MKBA), aangezien we alleen naar de impact op het elektriciteitssysteem kijken.

B.1 Kosten verzwaring elektriciteitsinfrastructuur

Voor de verschillende casussen zetten we de kosten van inzet van flexibele bronnen af tegen de kosten voor verzwaring van de elektriciteitsinfrastructuur. Tabel 26 geeft de aannames voor kosten voor verzwaring van elektriciteitsinfrastructuur weer. Hierbij nemen we aan dat deze kosten gelijk blijven tot 2050. We gaan uit van een afschrijftermijn van 45 jaar en een WACC van 1,9%, conform de regulering van het ACM (ACM, 2021).

Tabel 26 - Aannames kosten elektriciteitsinfrastructuur

Type infrastructuur	Kosten	Capaciteit	Kosten per MW	Bron
380 kV-verbinding	€ 10 mln per km	2.650 MW	€ 3.700 per km	(Pondera Consult & CE Delft, 2023)
110 kV-verbinding	€ 3,5 mln per km	250 MW	€ 14.000 per km	
380 kV-station	€ 100 mln	500 MW	€ 200.000	(Netbeheer Nederland, 2019a)
HS/MS-station	€ 25 mln	200 MW	€ 125.000	

Extra belasting op HS/MS-stations heeft niet alleen impact op deze stations zelf, maar kan er ook voor zorgen dat er uitbreidingen nodig zijn aan het hoogspanningsnet. Of dit nodig is hangt af van de specifieke situatie. Daarom nemen we bij de bovengrens aan dat er voor elke MW uitbreiding bij een HS/MS-station ook een MW-uitbreiding aan een 110 kV-verbinding (aannahme lengte 10 km) en een MW-uitbreiding bij een EHS/HS-station nodig is. Voor de ondergrens nemen we aan dat er alleen bij het HS/MS-station uitbreidingen nodig zijn en dat het lokale hoogspanningsnet voldoende capaciteit heeft.

Extra belasting op het hoogspanningsnet, wat onderzocht wordt in de derde casus (Paragraaf 4.2.3), heeft geen significante impact op het lagere spanningsniveaus. Daarom nemen we daar alleen kosten voor nieuwe EHS-verbindingen mee. We gaan voor de ondergrens uit van uitbreiding van een MW op één verbinding met een lengte van 50 km. Voor de bovengrens gaan we uit van uitbreiding van één MW capaciteit bij meerdere verbindingen, met een totale lengte van 200 km, aangezien inzet van flexibele bronnen ook impact heeft op het hoogspanningsnet verder landinwaarts.

B.2 Aannames modellering en maatschappelijke kosten flexibele bronnen

B.2.1 Waterstofcentrales

Modellering inzet

In onze modellering hebben we aangenomen dat er voldoende capaciteit aan waterstofcentrales neergezet worden zodat hiermee alle congestie door afname opgelost wordt. Bij een piek van 100 MW overbelasting door afname wordt dus 100 MW aan waterstofcentrales geplaatst. We nemen in de modellering aan dat de waterstofcentrales alle afnamecongestie oplossen en dus altijd ingezet worden op de uren dat er afnamecongestie is (waterstofcentrales kunnen daarnaast ook ingezet worden op uren zonder afnamecongestie voor elektriciteitsmarktbalancing).

Inschatting maatschappelijke kosten

Bij het inschatten van de maatschappelijke kosten van waterstofcentrales zijn de volgende aspecten van belang:

- **Specificaties waterstofcentrales.** We gaan uit van investeringskosten van € 725/kW, jaarlijkse operationele kosten van 4% van de investeringskosten, een afschrijftermijn van 25 jaar, een efficiëntie van 63% (Netbeheer Nederland, 2022a) en een WACC van 8%.
- **Kosten inkoop waterstof.** Er moet groene waterstof gekocht worden voor de productie van elektriciteit. We gaan voor de ondergrens uit van een groene waterstofprijs van € 3/kg en voor de bovengrens van € 5/kg in 2050.
- **Alleen inzet voor netcongestie of ook overige inzet.** Als waterstofcentrales alleen ingezet worden voor het oplossen van netcongestie maken deze slechts een beperkt aantal draaiuren per jaar en zijn de investeringskosten relatief hoger. Echter, waterstofcentrales kunnen ook op overige momenten met hoge stroomprijzen (bij tekorten van elektriciteit op nationaal niveau) ingezet worden. In dat geval worden de investeringskosten relatief lager. Voor de ondergrens nemen we aan dat waterstofcentrales ook op momenten zonder netcongestie ingezet kunnen worden en rekenen we slechts een deel van de investeringskosten van de waterstofcentrales toe aan het voorkomen van netcongestie (op basis van het aantal draaiuren voor netcongestie en naar verwachting ongeveer 1.000 draaiuren bij inzet voor elektriciteitsmarktbalancing (Netbeheer Nederland, 2023)). Bij de bovengrens nemen we aan dat de waterstofcentrales alleen ingezet worden voor het voorkomen van netcongestie en rekenen we de volledige investeringskosten mee.
- **Prijs verkochte elektriciteit.** Uit onze analyses is gebleken dat inzet van waterstofcentrales momenten van afnamecongestie in 2050 vaak (meer dan 50% van de inzet) plaatsvindt op momenten dat er op nationaal niveau geen tekorten, maar juist overschotten van hernieuwbare elektriciteit zijn. Dit betekent dat de waterstofcentrales ook ingezet worden op momenten met lage of negatieve elektriciteitsvraag. We nemen aan dat de geproduceerde stroom op die uren € 0 oplevert. Voor de uren dat er wel tekorten zijn op nationaal niveau gaan we bij de bovengrens uit van een prijs die gelijk is aan de marginale kosten van de waterstofcentrale. Dit is hoe nu de prijs op de APX-markt bepaald wordt. Voor de ondergrens nemen we aan dat er bovenop de marginale kosten nog een extra bedrag wordt betaald door afnemers van elektriciteit voor de investeringskosten van de waterstofcentrales.

We berekenen de meerkosten voor inzet van de waterstofcentrales voor netcongestie (nettokosten minus opbrengsten verkoop elektriciteit).

B.2.2 Elektrolyse

Modellering inzet

In onze modellering hebben we aangenomen dat er voldoende capaciteit aan elektrolyzers neergezet worden zodat hiermee alle congestie door opwek opgelost wordt. Bij een piek van 100 MW overbelasting door opwek wordt dus 100 MW aan elektrolyzers geplaatst. We nemen in de modellering aan dat de elektrolyzers alle opwekcongestie oplossen en dus altijd ingezet worden op de uren dat er opwekcongestie is (elektrolyzers kunnen daarnaast ook ingezet worden op uren zonder opwekcongestie).

De pieken van de overbelasting op de elektriciteitsinfrastructuur komen slechts een beperkt deel van het jaar voor. Het is een erg dure oplossing om elektrolyzers in te zetten voor dat beperkte aantal uren in het jaar. Daarom rekenen we ook een variant door waarbij de capaciteit van de elektrolyser gelijk is aan 60% van de piek van de overbelasting door opwek (in bovenstaand voorbeeld dus 60 MW aan elektrolyzers), waarbij de elektrolyser meer vollasturen kan draaien. De resterende opwekcongestie wordt dan opgelost met curtailment.

Inschatting maatschappelijke kosten

Bij het inschatten van de maatschappelijke kosten van elektrolyzers zijn de volgende aspecten van belang:

- **Specificaties elektrolyzers.** We gaan uit van investeringskosten van € 650/kW, jaarlijkse operationele kosten van 4% van de investeringskosten, een afschrijftermijn van 30 jaar, een efficiëntie van 73% (Netbeheer Nederland, 2022a) en een WACC van 8%.
- **Kosten inkoop stroom.** Uit onze analyses is gebleken dat inzet van elektrolyzers op momenten van opwekcongestie in 2050 bijna uitsluitend plaatsvindt op momenten dat er op nationaal niveau overschotten van hernieuwbare elektriciteit zijn. Op deze momenten zullen de prijzen van elektriciteit laag zijn, mogelijk zelfs negatief. Maar het is mogelijk dat op die momenten dusdanig veel flexibele vraag (bijvoorbeeld door vraagsturing, batterijen en elektrolyzers) gerealiseerd wordt dat deze de elektriciteitsprijzen opdrijven. We gaan voor de ondergrens uit van een waarde van € 0 voor de ingekochte stroom en voor de bovengrens gaan we uit van de gemiddelde productiekosten, oftewel de levelised costs of electricity (LCOE). We gaan uit van een LCOE van € 25-40 per MWh voor zon en wind op land en een LCOE van € 15-30 per MWh voor wind op zee in 2050 (CE Delft, 2023b).
- **Alleen inzet voor netcongestie of ook overige inzet.** Als elektrolyzers alleen ingezet worden voor het oplossen van netcongestie maken deze slechts een beperkt aantal draaiuren per jaar en zijn de investeringskosten relatief hoger. Echter, elektrolyzers kunnen ook op overige momenten met lage stroomprijzen (bij overschotten van elektriciteit op nationaal niveau) ingezet worden. In dat geval worden de investeringskosten relatief lager. In sommige gevallen kunnen elektrolyzers dan echter nieuwe netcongestie veroorzaken (zie Tabel 9 in Paragraaf 4.2.1), dus dit is niet altijd mogelijk. Voor de ondergrens nemen we aan dat elektrolyzers ook op momenten zonder netcongestie ingezet kunnen worden en rekenen we slechts een deel van de investeringskosten van de elektrolyser toe aan het voorkomen van netcongestie (op

basis van het aantal draaiuren voor netcongestie en naar verwachting ongeveer 4.000 draaiuren bij inzet voor elektriciteitsmarktbalancing (Netbeheer Nederland, 2023)). Bij de bovengrens nemen we aan dat de elektrolyzers alleen ingezet worden voor het voorkomen van netcongestie en rekenen we de volledige investeringskosten mee.

- **Prijs waterstof.** De geproduceerde waterstof bij elektrolyse kan verkocht worden, wat netto tot lagere kosten leidt. We gaan voor de ondergrens uit van een groene waterstofprijs van € 5/kg en voor de bovengrens van € 3/kg in 2050.

We berekenen de meerkosten voor inzet van de elektrolyzers voor netcongestie (netto-kosten minus opbrengsten verkoop waterstof). Indien de opbrengsten voor de verkoop van waterstof groter zijn dan de kosten, en de meerkosten van de elektrolyzers dus negatief zijn, dan nemen we aan dat deze elektrolyser ook zonder netcongestie gerealiseerd wordt en zetten we de meerkosten voor inzet voor netcongestie op € 0.

B.2.3 Batterijen

Modellering inzet

Batterijen kunnen ingezet worden om lokaal vraag en aanbod beter in balans te brengen en kunnen daarmee bijdragen aan het verminderen van zowel opwekcongestie als afnamecongestie.

We bepalen de impact van twee soorten batterijen: grootschalige Li-ion-batterijen en grootschalige redox-flow-batterijen. Bij de Li-ion-batterijen gaan we uit van systemen in de met de verhouding 1 MW/4 MWh en bij redox-flow-batterijen van 1 MW/40 MWh. De omvang van de batterijen is gelijk aan de omvang van de overbelasting op het station zonder flexibiliteit of de netcapaciteit in de specifieke casus als die kleiner is dan de overbelasting. Bij een 10 MW netaansluiting met 4 MW overbelasting dus 4 MW aan batterijvermogen, bij een overbelasting van 12 MW dus een 10 MW batterij. Deze keuze is gemaakt omdat anders de batterij niet aangesloten kan worden en niet voldoende kan laden/ontladen op andere momenten.

Voor beide soorten batterijen en alle drie de casussen modelleren we de optimale inzet voor het verminderen van de belasting. Hiervoor gebruiken we het eigen batterijmodel van CE Delft. Dit model bepaalt de optimale inzet van de batterijen door eerst de belastingcurve op te delen in pieken en dalen en vervolgens middels een optimalisatie algoritme de inzet te bepalen die leidt tot een zo vlak mogelijk profiel binnen het interval met een piek of dal.

Inschatting maatschappelijke kosten

De kosten van Li-ion-batterijssystemen zullen richting 2050 dalen, maar het is nog erg onzeker hoeveel. Voor redox-flow is dit nog onzekerder aangezien hiervoor nog geen commerciële systemen actief zijn. We nemen aan dat de investeringskosten voor Li-ion-batterijen in 2050 tussen de € 600 en € 1.300 per kW liggen (uitgaande van een 4-uurs systeem), dat de operationele kosten 2,5% van de investeringskosten per jaar zijn en dat de afschrijftermijn 15 jaar is (NREL, 2023). Voor redox-flow-batterijen gaan we uit van investeringskosten tussen de € 1.375 en € 2.750 per kW en ook operationele kosten van 3% per jaar en een afschrijftermijn van 15 jaar (Netbeheer Nederland, 2021a).

Uit onze analyses is gebleken dat het opladen van batterijen op momenten van opwekcongestie bij het typische HS/MS-station met opwekcongestie en de 380 kV-verbindingen bijna altijd plaatsvindt op momenten dat er op nationaal overschotten van hernieuwbare elektriciteit zijn. Dit geldt voor zowel Li-ion-batterijen als redox-flow-batterijen. Op deze momenten zullen de prijzen van elektriciteit laag zijn, mogelijk zelfs negatief. Dit betekent dat de batterijen op die momenten naar verwachting ook ingezet zouden worden voor elektriciteitsmarktbalancing day-ahead-markt en dat er geen meerkosten zijn voor de inzet van deze batterijen voor netcongestiemanagement ten opzichte van de situatie dat batterijen op die markten acteren. Daarom rekenen we voor de ondergrens alleen kosten voor de uren dat er inzet voor elektriciteitsmarktbalancing nodig is, maar er op nationaal niveau geen overschotten zijn. We nemen aan dat de maatschappelijke kosten overeenkomen met de totale kosten van de batterij, vermenigvuldigd met het aandeel van het jaar dat de inzet van de batterij voor elektriciteitsmarktbalancing op de day-ahead-markt beperkt wordt (bij 10% van de tijd in het jaar beperking, 10% maatschappelijke kosten).

Echter, batterijen zullen niet alleen acteren op de day-ahead-markt maar ook op onbalansmarkten, waar veel inkomsten te halen zijn. De inzet van batterijen op onbalansmarkten komt bij deze stations niet persé overeen met de inzet voor netcongestiemanagement. Dit betekent dat batterijen bij inzet voor netcongestiemanagement mogelijk toch inkomsten misloopt. Bij de bovengrens nemen we aan dat de batterij op alle uren dat hij ingezet wordt voor netcongestiemanagement beperkt wordt en rekenen we kosten toe voor al deze uren (bij 10% van de tijd inzet voor netcongestiemanagement, 10% maatschappelijke kosten).

Bij het typische HS/MS-station met afnamecongestie sluit de inzet van batterijen voor netcongestiemanagement minder goed aan bij de verwachte inzet voor elektriciteitsmarktbalancing. Bij een aanzienlijk deel van de uren in het jaar (> 30%) dat de batterij moet ontladen vanwege lokale tekorten, zijn er op nationaal niveau overschotten en zijn de prijzen van elektriciteit laag. Voor zowel de ondergrens als bovengrens rekenen we de kosten voor de batterij voor het aandeel van het jaar dat de inzet voor netcongestiemanagement afwijkt van de inzet voor elektriciteitsmarktbalancing als maatschappelijke kosten. De totale kosten voor batterijen verschilt tussen de ondergrens en bovengrens (zie eerste alinea van deze paragraaf).

B.2.4 CAES/eCATS

De impact van CAES op de elektriciteitsinfrastructuur is niet meegenomen, aangezien de potentie hiervan onzeker is (zie Paragraaf A.4) en het onzeker is of dit gerealiseerd kan worden op de juiste locaties om de belasting te kunnen verlagen. De potentiële impact van CAES is vergelijkbaar met de impact van batterijen.

B.2.5 Vraagsturing industrie

Modellering inzet

Vraagsturing in de industrie kan ingezet worden om lokaal vraag en aanbod beter in balans te brengen. Op momenten met lokale overschotten kan extra vraag gerealiseerd worden, om vervolgens op momenten met lokale tekorten de vraag te kunnen reduceren. Op deze manier kan vraagsturing van de industrie in potentie bijdragen aan het verminderen van zowel opwekcongestie als afnamecongestie.

Er zijn verschillende manieren waarop de industrie flexibiliteit kan leveren (meer hierover in Bijlage A.5). Het makkelijkste kan flexibiliteit geleverd worden in batchprocessen, waarbij de timing van de batchprocessen afgestemd kan worden op het marktprijzen of beschikbare netcapaciteit. Maar dit is slechts bij een deel van de industrie mogelijk. In de modellering zijn we uitgegaan van een andere vorm van vraagsturing, namelijk het op- of afschakelen van continue processen, met behulp van een warmtebuffer.

De industrie kan niet oneindig zijn vraag op- of afschakelen, aangezien dit ten koste gaat van het productieproces. In de modellering van de inzet van vraagsturing van de industrie hebben we de volgende aannames gehanteerd:

- Op jaarbasis verandert de elektriciteitsvraag van de industrie niet. Een deel van deze vraag verschuift alleen in de tijd.
- De elektriciteitsvraag van de industrie kan maximaal 50% op- of afgeschakeld worden, aangezien een deel van de industrie zijn vraag niet flexibel kan invullen en de speelruimte van industrie die zijn vraag wel flexibel kan invullen eindig is (veel industrie kan niet helemaal afschakelen, maar bijvoorbeeld wel richting 50%).
- We gaan bij de modellering van vraagsturing van de industrie uit van opslag van warmte. Als extra vraag gegenereerd wordt kan warmte opgeslagen worden. Maar de maximale hoeveelheid warmte die opgeslagen kan worden is beperkt. We nemen aan dat het equivalent van 2 uur vraag opgeslagen kan worden. Daarna moet eerst warmte onttrokken en de elektriciteitsvraag teruggedeschakeld worden voordat weer extra vraag gegenereerd kan worden. In principe werkt dit dus als een batterij.
- We nemen aan dat er geen energieverliezen plaatsvinden door vraagsturing.

Op basis van bovenstaande randvoorwaarden bepalen we de inzet van vraagsturing van de industrie voor het verminderen van de overbelasting op de elektriciteitsinfrastructuur.

Inschatting maatschappelijke kosten

Bij het inschatten van de maatschappelijke kosten van vraagsturing van de industrie zijn de volgende aspecten van belang:

- **Kosten mogelijk maken vraagsturing.** De kosten voor het mogelijk maken van inzet van vraagsturing in de industrie hangen af van het type proces. In sommige processen kunnen erg makkelijk processen op- of afgeschakeld worden en zijn de meerkosten nihil. Bij andere processen kan het noodzakelijk zijn om het hele proces anders in te richten om vraagsturing mogelijk te maken. Daarom gaan we uit van een range. We gaan uit van investeringskosten van € 0-100 per kW, jaarlijkse operationele kosten van € 5-20 per kW en een afschrijftermijn van 10 jaar (TenneT, 2023a).
- **Kosten elektriciteit bij inkoop extra vraag en verminderde inkoop vraagreductie.** Vraagsturing van de industrie kan geld opleveren voor de investeerder, ook los van netcongestie, doordat er extra stroom ingekocht wordt op momenten met lage prijzen en minder stroom ingekocht wordt op momenten met hoge prijzen. Voor elk van de casussen bepalen we of, bij inzet van vraagsturing voor het oplossen van lokale netcongestie, stroom ingekocht wordt op momenten met overschotten of tekorten op nationaal niveau. We nemen aan dat de prijzen op momenten van overschotten € 0 (laag scenario) of gelijk aan de gemiddelde LCOE van wind en zon (hoog scenario) zijn. Voor de momenten met tekorten nemen we aan dat de prijzen gelijk zijn aan de marginale kosten van waterstofcentrales. Voor de ondergrens gaan we uit van € 5/kg groene waterstof, voor de bovengrens van € 3/kg groene waterstof. Voor de ondergrens nemen we aan dat er bovenop de marginale kosten nog een extra bedrag wordt betaald door afnemers van elektriciteit voor de investeringskosten van de waterstofcentrales.

We berekenen de meerkosten voor inzet van vraagsturing van de industrie voor netcongestie (netto kosten minus opbrengsten vraagverschuiving). Indien de opbrengsten van vraagverschuiving groter zijn dan de kosten, en de meerkosten van de vraagsturing dus negatief zijn, dan nemen we aan dat vraagsturing van de industrie ook zonder netcongestie gerealiseerd wordt en zetten we de meerkosten voor inzet voor netcongestie op € 0.

B.2.6 Vraagsturing mobiliteit

Modellering inzet

Vraagsturing bij mobiliteit (personenvervoer, bestelbussen en vrachtwagens), door middel van slim laden, kan ingezet worden om lokaal vraag en aanbod beter in balans te brengen. Op momenten met lokale overschotten kan extra vraag gerealiseerd worden, om vervolgens op momenten met lokale tekorten de vraag te kunnen reduceren. Op deze manier kan vraagsturing van mobiliteit in potentie bijdragen aan het verminderen van zowel opwekcongestie als afnamecongestie.

Voor de modellering van slim laden is de dag ingedeeld in twee tijdsblokken. Er is een tijdsblok 's nachts, van 6 uur 's avonds tot 7 uur 's ochtends en een tijdsblok overdag tussen 8 uur 's ochtends en 5 uur 's middags. Binnen deze blokken kan geschoven worden met de laadvraag van elektrische auto's, bestelbussen en vrachtwagens, maar de totale laadvraag moet binnen dit blok ingevuld worden. Binnen deze tijdsblokken bepalen we de inzet van vraagsturing van de industrie voor het verminderen van de overbelasting op de elektriciteitsinfrastructuur. We nemen aan dat er verder geen beperkende randvoorwaarden zijn.

Inschatting maatschappelijke kosten

Voor het inschatten van de maatschappelijke kosten van vraagsturing bij mobiliteit is eenzelfde methode gehanteerd als bij vraagsturing van de industrie (zie paragraaf B.2.5). Wel verschillen de kosten voor het mogelijk maken van vraagsturing. We nemen aan dat er geen meerkosten zijn het mogelijk maken van vraagsturing, aangezien we aannemen dat alle laadpalen in 2050 standaard uitgerust zijn met software die dit mogelijk maakt.

B.2.7 Aanbodsturing (curtailment)

Modellering inzet

Aanbodsturing, of curtailment, kan altijd ingezet worden om opwekcongestie op te lossen. In onze modellering hebben we aangenomen dat curtailment alle congestie door opwek oplost en dat er dus exact voldoende teruggeschakeld wordt door lokale wind- en zonneparken om binnen de capaciteit van de elektriciteitsinfrastructuur te blijven.

We rekenen ook enkele casussen van combinaties van curtailment met een andere bron van flexibiliteit door. In die gevallen wordt eerst de inzet van de andere flexibiliteitsbron bepaald. De resterende opwekcongestie wordt opgelost met curtailment.

Inschatting maatschappelijke kosten

Uit onze analyses is gebleken dat inzet van curtailment op momenten van opwekcongestie in 2050 bijna uitsluitend (> 99% van de uren) plaatsvindt op momenten dat er op nationaal overschotten van hernieuwbare elektriciteit zijn. Op deze momenten zullen de prijzen van elektriciteit laag zijn, mogelijk zelfs negatief, en is de waarde van de elektriciteit die gecurtailed wordt laag. Maar het is mogelijk dat op die momenten dusdanig veel flexibele vraag (bijvoorbeeld door vraagsturing, batterijen en elektrolyzers) gerealiseerd wordt dat deze de elektriciteitsprijzen opdrijven en dat de weggegooidde stroom op die momenten toch nog waarde heeft. Over de wisselwerking van tussen overschotten van hernieuwbare opwek, flexibele vraag en de elektriciteitsprijzen in 2050 is nog veel onzekerheid.

Deze onzekerheid ondervangen we door uit te gaan van een range. Bij de ondergrens nemen we aan dat de weggegooidde stroom geen waarde heeft, omdat dit overschotten zijn, en dat er dus geen maatschappelijke kosten verbonden zijn aan het toepassen van curtailment. Bij de bovengrens nemen we aan dat de weggegooidde stroom wel waarde heeft, aangezien deze ingezet kan worden voor flexibele vraag. Daarbij nemen we aan dat de waarde van de weggegooidde elektriciteit gelijk is aan de gemiddelde productiekosten, oftewel de levelised costs of electricity (LCOE). We gaan uit van een LCOE van € 25-40 per MWh voor zon en wind op land en een LCOE van € 15-30 per MWh voor wind op zee in 2050 (CE Delft, 2023b).

B.3 Bepalen overlap inzet elektriciteitsmarktbalancering en inzet netcongestiemanagement

In de modellering van de impact van flexibele bronnen voor het verminderen van de netbelasting gaan we uit van de optimale inzet voor netcongestiemanagement. Maar flexibele bronnen zullen ook ingezet worden voor elektriciteitsmarktbalancering. Een flexibele bron kan in principe voor één functie tegelijk ingezet worden. In het ideale geval lopen deze twee functies synchroon, maar soms gaan deze twee functies niet altijd hand in hand.

We bepalen in hoeverre de optimale inzet van de flexibele bronnen voor netcongestiemanagement overeenkomt met elektriciteitsmarktbalancering, bij de verschillende casussen.

De inzet van de van flexibele bronnen voor elektriciteitsmarktbalancering nemen we direct over van de meest recente scenario's van I13050 (Netbeheer Nederland, 2023)³². In I13050 zijn aannames gemaakt over de inzet van deze flexibele bronnen. De inzet van deze flexibele bronnen wordt bepaald op basis van de residuele vraag (vraag minus hernieuwbare opwek). Hierbij zijn aannames gemaakt over welke flexibele bronnen op welk moment worden ingezet.

De inzet van flexibiliteit voor elektriciteitsmarktbalancering kan twee tegengestelde effecten hebben op netcongestie: een negatief of positief effect. Dit komt doordat de nationale energiebalans niet altijd gelijk is aan de lokale netcongestie. Een voorbeeld is dat alle afnemers in een net stroom willen gebruiken door lage prijzen van wind-op-zee terwijl er geen zon is. Nationaal is behoefte aan veel afname van elektriciteit maar lokaal ontstaan er hoge pieken op het net door veel vraag. Daarom onderzoeken we deze twee mogelijke effecten:

³² We gebruiken de cijfers van het scenario Nationaal Leiderschap, aangezien de aannames achter dit scenario het meest in lijn liggen met de huidige plannen voor de ontwikkeling van het energiesysteem in Nederland.

1. We onderzoeken of de inzet van flexibele bronnen voor elektriciteitsmarktbalancing overeenkomt met de inzet voor netcongestiemanagement. Als dit het geval kan de flexibiliteitsbron de netbelasting verlagen en tegelijkertijd bijdragen aan energiebalancing op nationaal niveau. Dit is vanuit maatschappelijk perspectief het meest wenselijk.
2. We onderzoeken of de inzet van flexibele bronnen voor elektriciteitsmarktbalancing extra netcongestie kan veroorzaken, door te analyseren op hoeveel momenten de richting inzet voor elektriciteitsmarktbalancing strijdig is met de lokale netsituatie (bijvoorbeeld inzet elektrolyse voor elektriciteitsmarktbalancing terwijl er lokaal weinig opwek en veel afname is).

C Overzicht toekomstige knelpunten elektriciteitsnet

In deze paragraaf brengen we in kaart welke knelpunten richting 2050 ontstaan op het elektriciteitsnet en welke verzwaringen noodzakelijk zijn. In Hoofdstuk 4 bespreken we de impact van flexibiliteit op de benodigde hoeveelheid uitbreiding van de netcapaciteit, voor enkele typische casussen. Daaruit volgt dat mogelijk een deel van de benodigde uitbreidingen, die we hieronder bespreken, voorkomen kan worden door inzet van flexibele bronnen. Maar zeker niet alle uitbreidingen. Daarom is het noodzakelijk om in ieder geval vol in te zetten op verzwaringen van het elektriciteitsnet.

We gaan in op de verwachte knelpunten en benodigde uitbreidingen bij de HS-infrastructuur en HS/MS-stations. Voor de HS-infrastructuur en HS/MS-stations geven we een samenvatting van de resultaten van de systeemstudie Groningen/Drenthe (CE Delft & Quintel, 2019). Er zijn geen nieuwe doorrekeningen gedaan in dit onderzoek. Hierdoor kan het zo zijn dat een deel van de onderstaande resultaten ondertussen achterhaald zijn (zie onderstaande tekstbox).

Tekstbox 12 - Zijn de resultaten van de vorige systeemstudie nog up-to-date?

De systeemstudie Groningen/Drenthe is uitgevoerd in 2019, wat ondertussen vier jaar geleden is. De ontwikkelingen in de energietransitie gaan erg snel, wat de vraag opwerpt of de scenario's nog wel up-to-date zijn. De scenario's zijn destijds opgesteld voor 2050, dus zouden in theorie nog steeds geldig moeten zijn. Maar in de afgelopen jaren zijn ontwikkelingen in Groningen en Drenthe, met name rondom wind en zon op land, erg snel gegaan. Daardoor zijn de aannames rondom hernieuwbare opwek in een deel van de scenario's van de systeemstudie uit 2019 op basis van huidige plannen al achterhaald.

Het scenario Regionale Sturing lijkt op basis van de huidige ontwikkeling nog wel mogelijk, dus de resultaten van dat scenario worden gebruikt. Maar het is mogelijk dat de ontwikkelingen van met name wind en zon op land, maar ook aanlanding van wind op zee, nog verder gaan dan aangenomen in dit scenario.

C.1.1 Hoogspanningsinfrastructuur

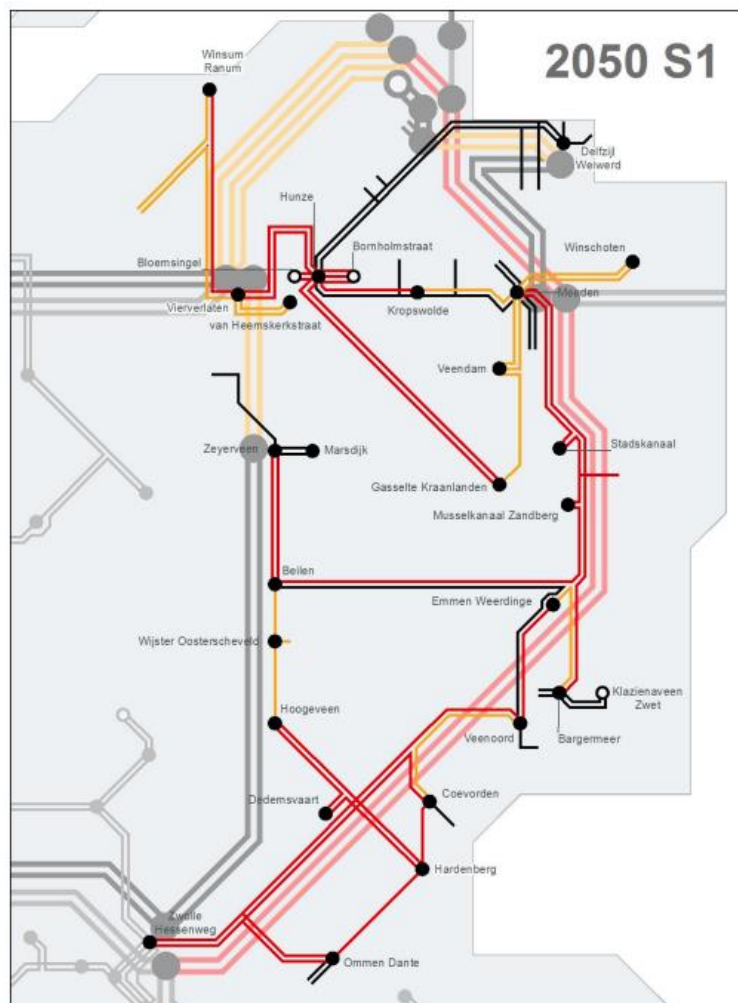
Het hoogspanningsnet in de regio is in grote lijnen als volgt te beschrijven:

- **380 kV.** Er loopt een 380 kV-tracé van Eemshaven naar Meeden (in de buurt van Veendam) en vandaar via Emmen naar Zwolle. Bij Meeden is er interconnectie met Duitsland. In het kader van project Noord-West 380 kV komt er een tracé vanaf de Eemshaven, via Vierverlaten naar Ens (Noordoostpolder).
- **220 kV.** Er loopt een tracé van Eemshaven naar Meeden, samen met de 380 kV, en een tweede van Eemshaven naar Vierverlaten. Vandaar gaat een tracé in westelijke richting naar Leeuwarden en dan zuidelijk naar Ens (Noordoostpolder), en een tweede tracé in zuidelijke richting over Assen naar Zwolle.
- **110 kV.** Op diverse plekken takken er 110 kV-tracés af van de 380 kV- en 220 kV-netten. Het tracé van Meeden naar Zwolle bevat behalve 380 kV ook verbindingen voor 110 kV. Het netwerk op 110 kV is te zien als een tussenstap tussen transport en distributie.

Figuur 27 geeft een overzicht van de voorziene knelpunten op de hoogspanningsverbindingen in het scenario 2050 Regionale Sturing uit de systeemstudie Deze figuur laat

zien dat er richting 2050 verscheidene knelpunten op de verbindingen van het hoogspanningsnet ontstaan, op alle spanningsniveaus (CE Delft & Quintel, 2019). Daarnaast zijn naar verwachting uitbreidingen van bestaande of aanleg van nieuwe stations nodig bij de Eemshaven (380 kV-station), Delfzijl (220 kV-station) en mogelijk bij Meeden (380 kV-station) (Pondera Consult & CE Delft, 2023), ook met inzet van flexibele bronnen.

Figuur 27 - Knelpunten hoogspanningsnet in scenario 2050 Regionale Sturing (geel: knelpunt bij N-1, rood: knelpunt bij N-0; dunne (zwarte) lijnen: 110 kV, dikke (donkergrijze) lijnen: 220 kV, dikke (lichtgrijze) lijnen: 380 kV)



Bron: (CE Delft & Quintel, 2019).

Het is de verwachting dat de knelpunten op de 110 kV-verbindingen grotendeels opgelost worden door implementatie van een pocketstructuur³³ (Pondera Consult & CE Delft, 2023). Dit betekent dat er naar verwachting weinig uitbreidingen nodig zijn, zeker als curtailment ingezet wordt om de grootste pieken van de opwek te verlagen. In Groningen en Drenthe

³³ In haar visie op het toekomstige hoogspanningsnet voorziet TenneT dat ze de 110 kV- en 150 kV-netten opsplitsen in kleine deelnetjes, die elk verbonden zijn met één 380 kV- of 220 kV-station. Op deze manier is er minder transport via de lagere spanningsniveaus noodzakelijk doordat de stroom snel afgevoerd kan worden naar het 380 kV- of 220 kV-net.

worden pockets voorzien onder de bestaande 380 kV-stations bij de Eemshaven en Meeden en bij de geplande 380 kV-stations Viervelaten, Veenoord-Boerdijk en Musselkanaal. Knelpunten bij 380 kV- en 220 kV-verbindingen kunnen worden opgelost met redispatch³⁴, verzwaring³⁵ of de aanleg van nieuwe verbindingen. Bij redispatch wordt flexibiliteit ingezet om de verzwaringen te komen. Uit de analyses in Paragraaf 4.2.3 volgt dat dit een kosten-effectief alternatief voor de aanleg van nieuwe verbindingen is als er relatief weinig uren per jaar sprake is van overbelasting.

C.1.2 HS/MS-stations

Hoogspannings -en middenspanningsstation, oftewel HS/MS-stations, verbinden het hoogspanningsnet van TenneT met het middenspanningsnet van Enexis. In Groningen en Drenthe zijn er momenteel ongeveer dertig HS/MS-stations.

Figuur 28 geeft een overzicht van de extra transformatorcapaciteit die tot 2050 nodig is bij HS/MS-stations, in verschillende clusters van stations³⁶. Er kan extra capaciteit gerealiseerd worden door het plaatsen van nieuwe transformatoren bij bestaande HS/MS-stations of door nieuwe HS/MS-stations aan te leggen. Als er geen ruimte meer beschikbaar is op een bestaande station, dan moet een nieuw station gerealiseerd worden.

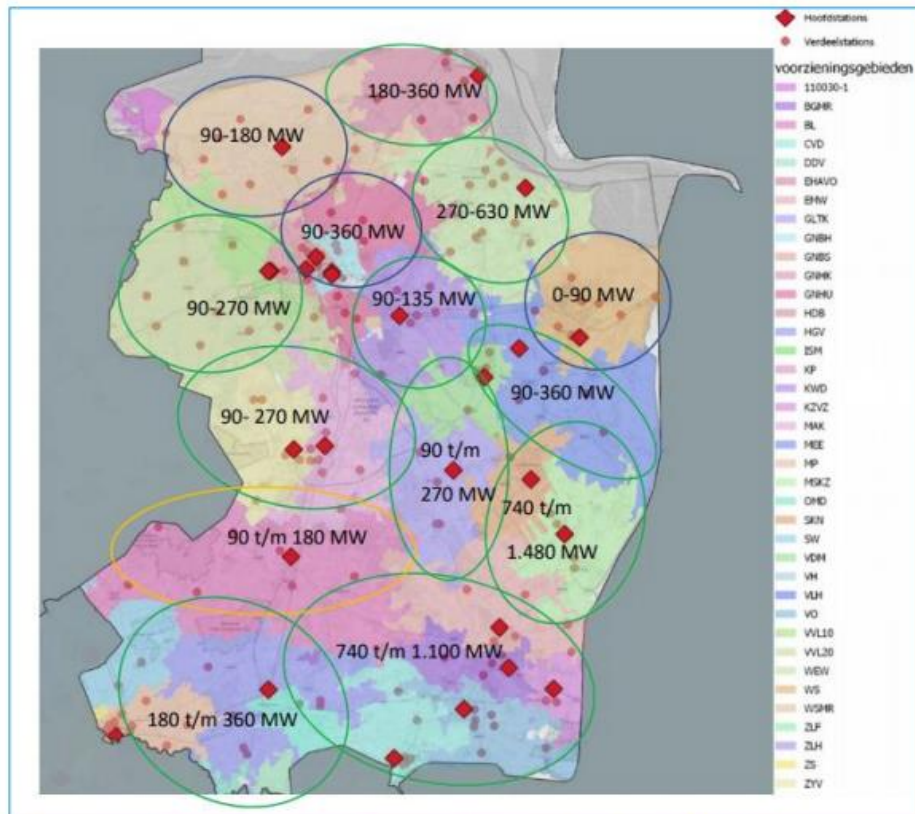
Inzet van flexibiliteit, en dan met name inzet van curtailment in gebieden met veel opwek, kan ervoor zorgen dat minder extra transformatorcapaciteit noodzakelijk is. In principe kan inzet van flexibele bronnen ervoor zorgen dat er helemaal geen extra transformatorcapaciteit meer nodig is, maar de maatschappelijke kosten daarvan liggen een stuk hoger dan (deels) verzwaringen. Hoeveel extra transformatorcapaciteit noodzakelijk bij een maatschappelijk kosten optimaal systeem is niet onderzocht.

³⁴ Bij redispatch betaalt TenneT afnemers of producenten van elektriciteit om hun productie of afname te verminderen of juist toe te laten nemen zodat minder transport nodig is op een verbinding waar een knelpunt dreigt op te treden. Als er slechts op enkele momenten in het jaar knelpunten optreden op een bepaalde verbinding is dit goedkoper dan het aanleggen van nieuwe infrastructuur.

³⁵ Bij verzwaring worden de geleiders van bestaande verbindingen opgewaardeerd naar 4 kA-geleiders, waardoor deze meer elektriciteit kunnen transporteren.

³⁶ Voor een deel van deze benodigde capaciteit zijn al plannen opgenomen, in de gebieden met groene cirkels. Deze cijfers komen uit 2019. Daarom zijn mogelijk sindsdien in nieuwe investeringsplannen van Enexis en TenneT ook voor overige gebieden plannen gemaakt voor uitbreiding van de capaciteit.

Figuur 28 - Uitbreidingen op HS/MS-stations nodig voor 2030 en 2050 Regionale Sturing*



* In groen omcirkelde gebieden lopen op dit moment uitbreidingsprojecten of staan in de planning.
Blauw omcirkelde gebieden zijn nog niet in de planning gezet.

Bron: (CE Delft & Quintel, 2019).