Bouwstenen elektriciteitsinfra

Achtergrond rapport ter ondersteuning van de visievorming over toekomstige ontwikkeling en gebruik elektriciteitsinfrastructuur

69407 – 14 juli 2023

Inhoudsopgave

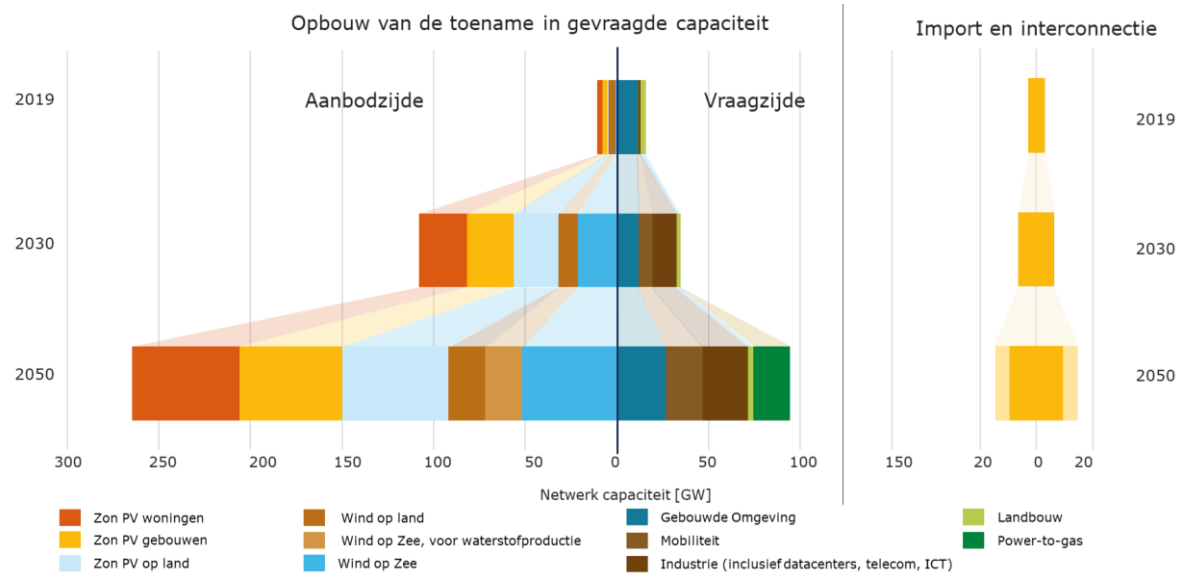
Hoofdstuk 1 Inleiding 3
1.1 Aanleiding 3
1.2 Onderzoeksvraag 4
1.3 Aanpak 4
1.4 Leeswijzer 7
Hoofdstuk 2 Ontwikkelingen, knelpunten en oplossingen 8
2.1 Ontwikkelingen 8
2.2 Knelpunten 11
2.3 Oplossingen 15
Hoofdstuk 3 Sneller meer infrastructuur realiseren 16
3.1 Planmatig werken 17
Hoofdstuk 4 Slimmer keuzes maken 19
4.1 Vraag- en aanbodsturing: verplichtende oplossingen 20
4.1.1 Non-firm ATO's 20
4.1.2 Curtailment 21
4.2 Vraag- en aanbodsturing: stimulerende oplossingen 22
4.2.1 Demand Side Respons (DSR) en hybridisering 22
4.2.2 Conversie 25
4.2.3 Energieopslag 30
4.2.4 Review biedzone (EU Regulation 2015/1222) 32
4.3 Overige Oplossingen 34
4.3.1 Het n-1 principe loslaten 34
4.3.2 Ruimtelijk bij elkaar brengen van vraag en aanbod 35
4.3.3 Dynamische nettarieven 37
4.3.4 Energiehubs/Energiecollectief (groepsaansluiting) 40
Hoofdstuk 5 Omgaan met schaarste 43
5.1 Prioriteren van aansluitingen of uitbreidingen 43
5.2 Congestiemanagement 45
Hoofdstuk 6 Energiesysteemkeuzen en ruimtelijke ordening in samenhang 47
6.1 Integraal programmeren 47
Hoofdstuk 7 Beleid, rollen & taken (bouwblok 4 & 5) 49
7.1 Oplossingen uitgezet in de tijd 49
7.2 Beleid naar oplossing en tijd 50
7.2.1 Beleid richting 2030/2035 50
7.2.2 Beleid richting 2050 58
7.2.3 Beleid gericht op oplossingen zonder mijlpaal 61
7.3 Rollen en taken nu en in de toekomst 63
7.3.1 Rollen en taken anno nu 63
7.3.2 Rollen en taken in het nieuwe systeem 63
Hoofdstuk 8 Overkoepelende inzichten uit analyse 64
8.1 Inleiding 64
8.2 Ontwikkelingen 64
8.3 Knelpunten en oplossingen 65
8.4 Oplossingen uitgezet in de tijd 68
8.5 Beleid, rollen en taken in de nieuwe situatie 69
Bijlage 1. Toelichting beoordeling scores oplossingen 70

1.1 Aanleiding

Netcapaciteit is één van de belangrijkste randvoorwaarden voor een succesvolle energietransitie en mede daardoor een belangrijke enabler voor het halen van de klimaatambities. Zonder adequate capaciteit (en leveringszekerheid) kunnen bijvoorbeeld nieuwe ziekenhuizen, woonwijken (met e-warmtepomp en elektrische auto) of e-boilers om de industrie te verduurzamen niet aangesloten worden. De actuele situatie van het elektriciteitsnet illustreert dat beperkte netcapaciteit een probleem is. Nu al worden initiatiefnemers geconfronteerd met beperkingen in het elektriciteitsnet, waardoor investeringen in verduurzaming uitgesteld worden. Uit verschillende studies blijkt dat de capaciteitsbehoefte de komende decennia sneller dan voorheen gedacht zal toenemen (zie figuur 1). Gezien de behoefte naar meer capaciteit en de uitdaging om uitbreiding van netcapaciteit tijdig te realiseren moet echter ook naar alternatieven voor vergroting van de capaciteit op het net (zodat meer afnemers sneller aangesloten kunnen worden) gekeken worden.

Onderstaand figuur geeft een overzicht van de toename in gevraagde capaciteit vanuit de vraag- en aanbodzijde voor het Nationale Doelstelling scenario in 2030 en het Nationaal Leiderschap scenario van de netbedrijven in 2050. Dit figuur laat zien dat de behoefte aan netcapaciteit aan beide zijden enorm groeit in de komende periode. De scenario's die worden gekozen in dit figuur voor 2030 en 2050 zijn een weergave van de scenario's met de grootste behoefte aan netcapaciteit binnen de Integrale Infrastructuur 2030-2050 scenario's van de netbedrijven. Het concept Nationaal Programma Energiesysteem gaat voor een deel ook uit van de toename in nodige netcapaciteit van dit scenario, aangezien veel van de verduurzaming in Nederland plaats vindt.

Figuur 1. Verwachte ontwikkeling capaciteitsbehoefte (in GW) richting 2030/2035 en 2050.



Als gevolg van de toename in capaciteitsbehoefte is het noodzaak om de snelgroeiende vraag naar elektriciteit en de impact van grotendeels weersafhankelijke opwek goed te coördineren. Ongecoördineerde groei is niet wenselijk gezien de vele miljarden aan kosten die voortkomen uit investeringen in nieuwe-/het verzwaren van elektriciteitsinfra en de lange doorlooptijden. Sturing op hoe tegemoet te komen aan de snelgroeiende elektriciteitsvraag is daarom noodzakelijk. Onder meer het Nationaal Plan voor het Energiesysteem (NPE) dient er toe om de verschillende schakels in het energiesysteem zo mogelijk op elkaar af te stemmen. Het opstellen van een duidelijke visie op het sturen op de toekomstige netcapaciteit vormt hierin een belangrijkste eerste stap. Om deze visie op te kunnen stellen is inzicht gewenst in de knelpunten en mogelijke oplossingen rondom het

(tijdig) beschikbaar maken van voldoende netcapaciteit. Het ministerie van EZK heeft aan Berenschot gevraagd om de opties in kaart te brengen.

1.2 Onderzoeksvraag

Doel van dit onderzoek is het uiteenzetten van de verschillende knelpunten en oplossingen die naar verwachting optreden tussen nu en 2050 als gevolg van de transitie van het energiesysteem. Specifiek kijkt dit onderzoek naar de knelpunten en oplossingen die spelen op het gebied van netcapaciteit en leveringszekerheid[1] van het elektriciteitsnet. Dit rapport richt zich op de toekomstige behoefte naar capaciteit en dan met name de zichtjaren 2030/35 en 2050. Kanttekening hierbij is dat de toekomst inherent onzeker is, waar met nog enige mate van betrouwbaarheid uitspraken over 2030/35 gedaan kunnen worden, is dit voor daarna complexer.

Het ministerie van EZK heeft de volgende onderzoeksvragen voor deze studie opgesteld[2]:

1. Welke uitbreiding van netcapaciteit is – gezien de schaarste in ruimte, mensen, middelen – redelijkerwijs te verwachten c.q. maatschappelijk acceptabel?
2. Welke belemmeringen ontstaan er c.q. blijven er bestaan gegeven de groeiende elektriciteitsvraag- en aanbod?
3. Wat kan de bijdrage van gebiedsgericht beleid zijn aan het opvangen van de groeiende vraag naar netcapaciteit (bij elkaar brengen van vraag en aanbod op de verschillende schaalniveaus, in de verschillende sectoren)?
4. Wat kan de bijdrage van 'slimme oplossingen' zijn aan het opvangen van de groeiende vraag naar netcapaciteit?
5. Welke vormen van beleid zijn er nodig en hoe effectief zijn deze naar verwachting (op welke termijn)? En door welke actor dient dit te worden opgepakt?
6. Wat zijn de belangrijkste consequenties van deze vormen van beleid en wat is de kansrijkheid gezien de neveneffecten en nadelen?
7. Hoe verhouden de vormen van beleid zich tot bestaande beleidsinstrumenten in de vorm van ruimtelijk beleid, Energiewet en Europese richtlijnen?
8. Welk gat blijft er mogelijk tussen gevraagde en beschikbare netcapaciteit bestaan bij 'optimale' inzet van deze vormen van beleid?

Er is gekozen om het onderzoek beschouwend in te steken. De analyses geven dan ook een overzicht van bekende en bestaande uitdagingen en oplossingen, welke wet- en regelgeving hierop van toepassing is en/of aangepast dient te worden en hoe de rollen c.q. taken tussen partijen verdeeld zijn. Specifieke aanbevelingen of conclusies voor- of tegen een bepaalde maatregel om netcapaciteit mee 'op te lossen' worden dan ook niet gegeven. Inzichten uit deze studie kan door EZK c.q. de Minister gebruikt worden bij het aanpakken van knelpunten die optreden op gebied van netcapaciteit en leveringszekerheid als gevolg van interventies ten behoeve van klimaatambities.

1.3 Aanpak

De analyse naar mogelijke oplossingen die in de ruimte (lokaal tot nationaal) of in de tijd (nu/2030-5/2050) een bijdrage kunnen leveren aan de uitdagingen op het elektriciteitsnet bestaat uit vijf bouwblokken. Elk bouwblok bestaat uit een aantal bouwstenen (zie figuur 2). Het startpunt

[1] Netcapaciteit en leveringszekerheid zijn nauw met elkaar verbonden. Indien een netbeheerder een contract sluit van XY MW capaciteit zal zij vervolgens deze levering moeten/kunnen garanderen. Het aansluiten van meer/minder partijen op het elektriciteitsnet heeft daarmee invloed op de vraag of de huidige (zeer hoge) leveringszekerheid gegarandeerd kan worden. Dit speelt zowel lokaal/regionaal als nationaal.
[2] Van deze vragen is alleen vraag 8 niet beantwoordt vanwege het kwalitatieve karakter van dit onderzoek, de kwantitatieve gegevens voor beantwoording van deze vraag zijn niet aanwezig.

wordt gevormd door de verwachte ontwikkelingen (bouwblok 1), dit leidt tot mogelijke knelpunten (bouwblok 2), hiervoor bestaan oplossingen (bouwblok 3). Er is beleid (bouwblok 4) nodig om knelpunten te verhelpen, oplossingen te faciliteren en maatschappelijk wenselijke sturing te geven. Als beleid eenmaal gevormd is, vraagt dat om een heldere rol- en taakverdeling (bouwblok 5).

De bouwblokken zijn, waar mogelijk, vanuit drie verschillende perspectieven beschouwd. Het *generieke* perspectief beschrijft de bouwsteen met een algemene blik. Het sectoraal perspectief bekijkt de bouwstenen vanuit de *sectoren* die benoemd zijn binnen het klimaatakkoord en het *gebiedsgerichte* perspectief zoomt in op o.a. het ruimtelijk perspectief en maatschappelijk draagvlak. Voor een deel van de bouwblokken geldt tevens dat er variatie in uitwerking is afhankelijk van het gekozen schaalniveau: (inter)nationaal, regionaal en lokaal[3].

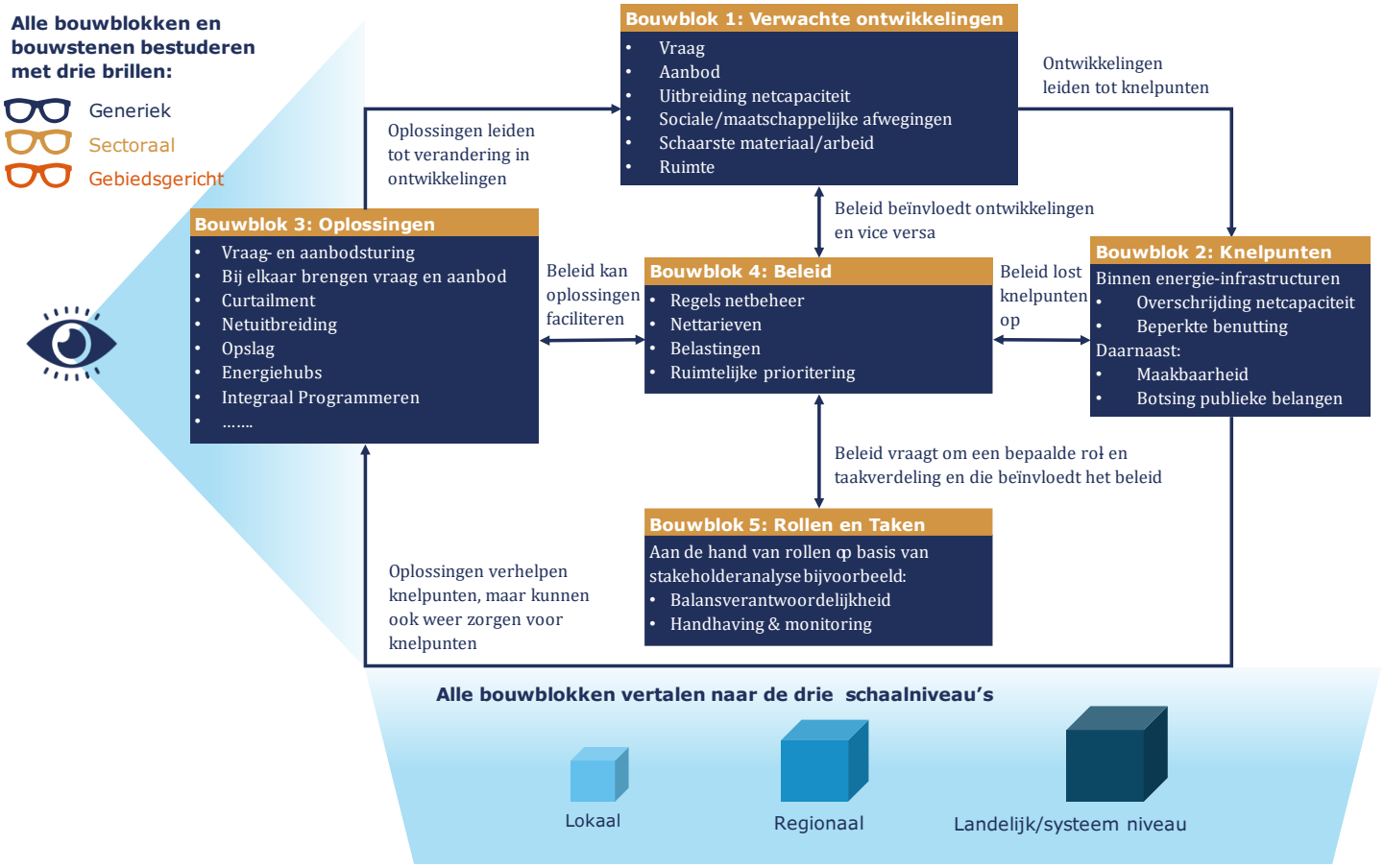
Vervolgens is de analyse opgesplitst in drie delen.

1. Eerst zijn de ontwikkelingen rondom het elektriciteitssysteem, de verwachten knelpunten en mogelijk oplossingen beschreven.
2. Vervolgens is voor elk van de geïdentificeerde oplossingsrichtingen hun werking/doel beschreven, beschreven wat hun impact is op relevante thema's zoals leveringszekerheid en/of netcapaciteit, betaalbaarheid, financiële en juridische aandachtspunten.
3. Ten derde is in beeld gebracht wat het inzetten van een oplossingsrichting betekent (of juist niet) voor de (her)verdeling van taken en rollen tussen betrokken partijen.

Onderstaande drie paragrafen zetten de gevolgde aanpak op hoofdlijnen nader uiteen.

[3] De benadering van de verschillende perspectieven en de vertaling naar schaalniveaus is (zo bleek tijdens uitvoeren van de analyse) niet voor elke bouwblok mogelijk. Daarom is besloten om de beschouwing vanuit drie verschillende perspectieven dan wel schaalniveaus waar ze niet bijdragen aan het onderzoek ook niet op te nemen.

Figuur 2. Bouwblokken.



1. Ontwikkelingen, knelpunten en oplossingen

De ontwikkelingen die over de periode 2030-5/50 beslag gaan leggen op het elektriciteitssysteem zijn in kaart gebracht. Denk hierbij aan grootschalige zonneweides, de bouw van nieuwe datacenters, windmolens op de Noordzee, lokale groengas invoeding, verduurzaming (en elektrificatie) gebouwde omgeving, aanleg van laadinfra/laadpleinen, etc. Door deze ontwikkelingen rondom elektriciteitsvraag en -aanbod is de verwachting dat het aantal en de intensiteit van knelpunten op het elektriciteitsnet sterk toeneemt. De verwachte knelpunten worden in beeld gebracht, hierbij wordt aangesloten bij de II3050 waar zes typen gebieden waar knelpunten kunnen voorkomen worden onderscheiden. Vervolgens wordt reeds ingezoomd op de mogelijke oplossingen.

2. Verdieping per oplossingsrichting

Voor elke van de mogelijke oplossingen van geïdentificeerde knelpunten en is nagegaan wat de verwachte impact op de leveringszekerheid en/of capaciteit en op de betaalbaarheid voor de afnemer is. Daarnaast is aangegeven hoe haalbaar een oplossing is vanuit juridisch en financieel oogpunt. Om de impact c.q. haalbaarheid te beoordelen is gebruik gemaakt van onderstaande scoring, het betreft hier een kwalitatieve beoordeling. De kwalitatieve beoordeling helpt bij het vergelijken van mogelijke oplossingen voor een knelpunt.

Figuur 3. Schaalverdeling beoordeling impact c.q. haalbaarheid.

Kleur	Bijbehorende omschrijving van impact of haalbaarheid
	Zeer positieve impact/zeer goed haalbaar
	Positieve impact/goed haalbaar
	Matig positieve impact/redelijk haalbaar
	Neutrale impact/haalbaar
	Matig negatieve impact/beperkt haalbaar
	Negatieve impact/slecht haalbaar
	Zeer negatieve impact/zeer slecht haalbaar

De resultaten van de analyse per oplossingsrichting zijn in afzonderlijke overzichtstabellen opgenomen. Deze overzichtsballen dienen als factsheet van de betreffende oplossing en staan telkens aan het begin van de paragraaf die ingaat op de oplossing.

3. Analyse beleid, rollen en taken

Beleid en de daaruit voortvloeiende maatregelen zijn nodig om knelpunten te verhelpen, oplossingen te faciliteren en maatschappelijk wenselijke sturing te geven. Beleid kan ook leiden tot veranderingen in ontwikkelingen. Als beleid eenmaal is gevormd, vraagt dat ook om een heldere rol-en taakverdeling. Een onduidelijke rol- en taakverdeling leidt tot problemen. Voor het scala aan oplossingen worden suggesties voor mogelijke maatregelen gedaan. Tevens is de huidige rol en taakverdeling onder de loep genomen.

1.4 Leeswijzer

Hoofdstuk 2 beantwoordt onderzoeksvragen (zie paragraaf 1.2) 1 en 2. Het hoofdstuk begint met het in kaart brengen van de ontwikkelingen en knelpunten (bouwblokken 1 & 2). Ook gaat dit hoofdstuk in op de benadering van de oplossingen (bouwblok 3).

Hoofdstukken 3 tot en met 6 beantwoorden onderzoeksvragen 3, 4 en 5. Voor het identificeren van de mogelijke oplossingen is gebruik gemaakt van de indeling zoals opgenomen in de Handreiking Integraal Programmeren 1.0: A, Sneller meer infrastructuur realiseren (H3); B, Slimme keuzes maken om infrastructuurbehoefte te verminderen (H4); C, Omgaan met schaarste (H5); en D, Programmeren (H6). Deze indeling wordt ook gehanteerd wordt door de werkgroep Integraal Programmeren (2022).

Hoofdstuk 7 beantwoordt onderzoeksvragen 6 en 7. Dit hoofdstuk zoomt in op het beleid, rollen en de taken (bouwblokken 4 en 5).

Tenslotte zijn de overkoepelende inzichten uit de gedane analyse beschreven in hoofdstuk 8. Dit hoofdstuk brengt de verschillende uitdagingen, oplossingsrichtingen en algemene bevindingen uit het onderzoek samen. De inzichten uit de analyse ondersteunen de verdere visievorming.

2.1 Ontwikkelingen

Om de ambitie van klimaatneutraliteit in 2050 te halen, scherpt het kabinet, in 2022, het doel voor 2030 aan. De doelstelling is om ten minste 55% CO_2-reductie t.o.v. 1990 te realiseren, maar om dit doel te halen richt het kabinet het beleid op 60% CO_2-reductie in 2030[4]. Het realiseren van deze CO_2-reductie vraagt om een herinrichting van het energiesysteem. Denk hierbij aan grootschalige zonneweides, de bouw van nieuwe datacenters, windmolens op de Noordzee, lokale groengas invoeding, verduurzaming (en elektrificatie) gebouwde omgeving, aanleg van laadinfra/laadpleinen, etc. Het is evident dat de 2030-doelen, maar zeker ook de 2050-doelen, alleen gehaald kunnen worden met grootschalige aanpassingen aan onze infrastructuur. Aan de ene kant betekent dit geheel nieuwe infrastructuren voor warmte, waterstof en CO_2, aan de andere kant betekent het ook dat de bestaande gas- en elektriciteitsinfrastructuren moeten worden aangepast. In dit onderzoek richten we ons uitsluitend op het elektriciteitsnet, een net dat nu al onder druk staat en geconfronteerd met hoge groeiverwachtingen van zowel vraag als aanbod.

De elektriciteitsvraag groeit o.a. als gevolg van economische groei en verduurzaming door elektrificatie, het elektriciteitsaanbod neemt toe als gevolg van nieuwe wind- en zonne-energie. De verwachting is dat deze trend doorzet richting 2030, maar ook in de periode 2030-2050. Deze ontwikkelingen zorgen voor grote veranderingen in zowel het volume van elektriciteit dat getransporteerd moet worden als de locaties waar dit gevraagd en aangeboden wordt. De belasting van het elektriciteitsnet wordt hiermee (veel) groter en dit vraagt daarom om visie hoe dit net in de toekomst uitgebreid en verzwaard dient te worden[5]. De trends en ontwikkelingen op de korte termijn staan al redelijk scherp op het vizier[6], maar er is nog veel onzekerheid op de (middel-) lange termijn. Op deze termijn kunnen er namelijk grote verschillen zitten in de mogelijke ontwikkelingen van sectoren. In onderstaande tabellen wordt een beeld geschetst van vier klimaatneutrale toekomstscenario's[7], waarbij elk onderdeel kort nader wordt toegelicht.

Tabel 1. Verwacht elektriciteitsaanbod (opgestelde vermogens) vanuit wind- en zonne-energie in Nederland exclusief flexibiliteit in zichtjaren 2030 en 2050.

		2019	2030			2050			
		Ref	KA	ND	IA	DEC	NAT	EUR	INT
Wind op zee	GW	1,0	21,5	21,5	21,5	37,0	52,0	38,0	38,0
Wind op zee voor waterstofproductie	GW	0,0	0,6	0,0	2,0	8,0	20,0	0,0	8,0
Wind op land	GW	3,5	9,1	10,3	7,5	15,0	20,0	10,0	10,0
Zon PV land	GW	0,7	19,6	24,6	14,3	58,0	58,0	35,0	35,0
Zon PV gebouwen	GW	2,6	21,0	25,3	15,5	66,6	56,1	42,1	28,1
Zon PV woningen	GW	2,8	18,7	26,2	12,2	58,5	58,5	49,2	36,9
Interconnectie	GW	5,9	12,8	12,8	12,8	18,8	18,8	28,8	28,8

[4] Rijksoverheid (2022). Ontwerp Beleidsprogramma Klimaat (link)
[5] NBNL (2023). Integrale energiesysteemverkenning 2030-2050: de II3050-scenario's (link)
[6] Rijksoverheid & partners (2022). Landelijk Actieprogramma Netcongestie (link)
[7] Door de gezamenlijke netbedrijven is in voorjaar 2023 twee studies gepubliceerd. Het IP2024 (Investeringsprogramma 2024, met als zichtjaar tot en met 2035 en drie scenario's) en de II3050 scenario's (Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050, met vier scenario's).

Windenergie zee

Door de extra opgave wind op zee wordt de opwekcapaciteit van 11,5 GW grofweg verdubbeld tot 21,5 GW in 2030, welke ingepast zal moeten worden in het elektriciteitsnet[8]. De belasting van het elektriciteitsnet zal fors toenemen bij hoogspanningsstations langs kustgebieden. Ook na 2030 is de verwachting dat het aanbod sterk door zal groeien. In uiteenlopende scenario's wordt uitgegaan van 37 tot 52 GW, dit is nog exclusief 0 tot 20 GW voor de productie van waterstof op zee. Aanlanding van windenergie zal daarmee voor een grote opgave zorgen. Tegelijkertijd zal groene waterstofproductie een volwassen onderdeel van het energiesysteem zijn, waardoor niet alle windenergie ingevoerd hoeft te worden in het elektriciteitsnet op land. Dit is afhankelijk van de locaties van de elektrolysers in het net. Voor 2030 wordt een elektrolyse vermogen van 0,6 GW aangenomen. Voor 2050 varieert het vermogen van 10 tot 25 GW exclusief het vermogen voor productie van synthetische brandstoffen.

Wind- en zonne-energie op land

Ook op land neemt het aanbod van hernieuwbare elektriciteit toe. De Regionale Energiestrategieën (RES'en) hebben de doelstelling om in 2030 35 TWh op te wekken. In de Monitor RES 2022 wordt aangegeven dat deze doelstelling haalbaar is omdat de middenraming uitkomt op 41 TWh, met een bandbreedte van 35-46 TWh. De raming zit dus nog ruim boven het doel, maar de Monitor geeft ook een waarschuwing dat het tempo van concretisering afneemt en dat de beschikbare tijd wel steeds korter wordt[9]. Een zekerheid is wel dat de groei van grootschalig wind op land en zon een grote impact heeft op de verschillende netvlakken door bijvoorbeeld spanningsproblematiek. Naast de grootschalige projecten, worden zonnepanelen ook op kleine schaal (huishoudens) veel geplaatst. In 2022 waren er bijna 2 miljoen woningen met een zonnepaneel[10]. Al deze zonnepanelen hebben een grote impact op het elektriciteitsnet, omdat ze allemaal tegelijk produceren bij zonrijke dagen..

Import en interconnectiecapaciteit

De mate van import is afhankelijk van hoe het Nederlandse en Europese systeem zich ontwikkeld. Kiezen we voor een zelfvoorzienend systeem, dan is er minder behoefte aan import en zijn juist meer opslag en conversie mogelijkheden benodigd. Een Europees energiesysteem zal vooral vragen naar meer interconnectie om elektriciteitsgebruik en transport binnen Noordwest Europese landen te optimaliseren. Welke interconnectie behoefte er nodig zal zijn is afhankelijk van de ontwikkelingen van vraag en aanbod en de locatie van regelbaar vermogen.

Tabel 2. Verwachte elektriciteitsvraag (in TWh) in Nederland inclusief plaatsgebonden flexibiliteit, zichtjaren 2030 en 2050. Netto vraag is inclusief eigen productie.

		2019	2030			2050			
		Ref	KA	ND	IA	DEC	NAT	EUR	INT
Elektriciteitsvraag (finaal en flex)		**119**	**184**	**233**	**170**	**364**	**433**	**339**	**269**
w.v. Gebouwde omgeving	TWh	56,0	52,1	52,3	52,5	69,9	63,4	69,9	73,2
w.v. Transport	TWh	2,4	18,5	25,6	12,8	50,1	55,8	46,7	35,0
w.v. Industrie	TWh	41,3	54,1	63,5	47,5	92,9	139,5	99,8	71,5
w.v. Landbouw, ICT, energie	TWh	19,0	25,8	30,6	24,4	32,4	33,8	39,4	39,1
w.v. Flex: p2x en opslag	TWh	0,0	33,2	61,4	32,7	118,3	140,1	83,5	50,6

[8] NBNL (2023). IP2024 (link) en II3050 update scenario's 2050 (link)
[9] PBL (2022). Monitor RES 2022; Een voortgangsanalyse van de Regionale Energie Strategieën (link)
[10] CBS (2022). Zonnestroom; vermogen en vermogensklasse, bedrijven en woningen, regio (link)

Gebouwde omgeving

Binnen de gebouwde omgeving wordt ingezet op energiebesparing en aardgasvrij maken. Het doel is om 2,5 miljoen woningen te isoleren in de periode tot en met 2030[11]. Ook moeten kantoorgebouwen voldoen aan energielabel C in 2023[12]. Deze doelstelling is vooralsnog niet gehaald[13]. Daarnaast wordt er gestreefd woningen en gebouwen aardgasvrij te maken. In het Klimaatakkoord is opgenomen dat voor 2030 wordt ingezet op 1,5 miljoen aardgasvrije woningen en gebouwen en in 2050 moeten alle woningen en gebouwen aardgasvrij zijn[14]. Met de aanscherping van de CO_2-reductiedoelstelling voor 2030 naar minimaal 55% is het waarschijnlijk dat de doelstelling voor aardgasvrije gebouwen nog hoger wordt. Als gevolg van deze stappen neemt de totale energievraag af, maar ontstaat een grotere elektriciteitsvraag en piekvraag als gevolg van (hybride)warmtepompen. In combinatie met een sterke groei van zon-pv neemt de druk op het elektriciteitsnet vanuit de gebouwde omgeving zowel aan de vraag- als aanbodkant sterk toe.

Mobiliteit

De maatregelen uit het coalitieakkoord, i.c.m. de maatregelen Fit for 55, zetten in op een versnelde verduurzaming van de mobiliteitssector, vooral via meer elektrificatie. Hoewel andere duurzame energiedragers mogelijkheden bieden tot verduurzaming van de mobiliteitssector zal elektrificatie in combinatie met biobrandstoffen op korte- en middellange termijn het meest kansrijk zijn. De verwachting is dat waterstof en synthetische brandstoffen pas op de (middel-)lange termijn opkomen waarbij deze met name ingezet worden voor internationaal transport, lucht- en scheepsvaart.

Met name de elektrificatie van het personen- en lichte vrachtvervoer zorgt voor een snel groeiende behoefte aan landelijke laadinfrastructuur. Het aantal emissieloze personenauto's in 2030 loopt uiteen van circa 1,7 tot 3,8 miljoen afhankelijk van het scenario[15]. Op het hoog- en middenspanningsnet ontstaat een grote piekbelasting als gevolg van snelladers. In de wijken neemt het aantal laadpunten bij woningen gestaag toe wat forse impact heeft op het laagspanningsnet.

Industrie

De (energie-intensieve) industrie heeft een grote verduurzamingsopgave om de gestelde doelen in het klimaatakkoord te behalen. Ook worden de grootste CO_2-uitstoters indirect gedwongen om hun huidige fossiele productieprocessen te verduurzamen door het Emissions Trading System (ETS). Het uiteindelijke transitiepad van de 10 tot 20 grootste uitstoters ligt nog niet vast om de verduurzamingsopgave te realiseren, maar heeft wel grote invloed op de benodigde infrastructuur.

Indien veelal gekozen wordt voor elektrificatie, ontstaat een sterke vraag naar elektriciteit waarvoor additionele infrastructuur moet worden gerealiseerd. De huidige industriële vraag naar elektriciteit is ca. 55 TWh. In 2030 wordt een extra vraag naar elektriciteit van 30- 80 TWh verwacht, waarmee de elektriciteitsvraag op 85-135 TWh uitkomt, inclusief elektriciteitsvraag voor elektrolyse[16]. De scenario's van het IP2024 voorzien een lagere elektriciteitsvraag. De elektriciteitsvraag blijft ook na 2030 stijgen, waarbij groei afhangt van het gekozen transitiepad.

---

[11] Rijksoverheid (2022). Nationaal isolatieprogramma (link)
[12] Bouwbesluit (2012). Artikel 5.11 Labelverplichting kantoorgebouw (link)
[13] RVO (2023). Energielabel C kantoren (link)
[14] SER (2019). Klimaatakkoord; Afspraken voor de gebouwde omgeving (link)
[15] Netbeheer Nederland (2023). Scenario's investeringsplannen 2024 (link)
[16] Netbeheer Nederland (2022). Quickscan coalitieakkoord energiesysteem (link)

Elektrificatie kan mogelijk leiden tot uitfasering van de WKK's in de industrie, waardoor regelbaar vermogen verdwijnt.

Ook als gekozen wordt voor waterstof ontstaat er een grote elektriciteitsvraag met bijbehorende impact op de elektriciteitsinfrastructuur. Het transitiepad met een grote rol voor waterstof geeft enige mate van vrijheid binnen het elektriciteitsnet, omdat de locaties van elektrolysers nog niet vastliggen. Dit geldt niet voor industrieclusters, welke op dezelfde locatie gevestigd blijven. Het is noodzakelijk dat elektrolysers op de juiste locaties in het elektriciteitsnet worden geplaatst om een positieve impact op het elektriciteitsnet te realiseren. Netbeheerders kunnen die gewenste locaties in beeld brengen met hun kennis van zowel het elektriciteits- als het gasnet.

Landbouw, specifiek glastuinbouw

De landbouw wordt energetisch gedomineerd door de energievraag in de glastuinbouw. De huidige energiecrisis en de afschaffing van het verlaagd tarief van belasting voor de glastuinbouw zijn voor de korte termijn belangrijke ontwikkelingen met grote onzekerheid op de effecten voor de glastuinbouw.

Het is de verwachting dat de elektriciteitsvraag toeneemt als gevolg van sterke belichting en de warmtebehoefte daalt door besparingen[17]. Ook zal de warmtebehoefte anders worden ingevuld. Warmtekrachtkoppelingen (WKK's) maken deels plaats voor geothermie, e-boilers en warmtepompen. Hierdoor neemt de belasting van het elektriciteitsnet toe, terwijl het opgestelde regelbare vermogen afneemt. Richting 2040 verschuift de sector van netto levering naar inkoop van het net[18].

Power-to-gas

Conversie van elektriciteit naar waterstof vindt momenteel nauwelijks plaats. Richting 2030 zal de vraag naar elektriciteit voor waterstofproductie groeien, maar de grootste toename wordt verwacht na 2030. Dit heeft te maken met een sterke groei van hernieuwbaar opwek vermogen op zee en de transitie van de energie-intensieve industrie.

Het vermogen van power-to-gas is afhankelijk van de transitiepaden die worden ingeslagen en de gewenste afhankelijkheid van waterstofimport. Deze verschillen worden duidelijk gemaakt in de bandbreedte van de 2050 scenario's met een bandbreedte tussen 10 en 25 GW.

2.2 Knelpunten

De verwachte ontwikkelingen en trends laten zien dat elektriciteit een hoofdrol speelt in de verduurzaming van het energiesysteem. Het elektriciteitsnet wordt hierdoor steeds belangrijker. De energietransitie is gebaat bij (ruim) voldoende netcapaciteit om toekomstige ontwikkelingen te kunnen opvangen. Het Nederlandse elektriciteitsnet is van oudsher relatief fijnmazig aangelegd in vergelijking met andere Europese landen omdat verbruikers dichter op elkaar wonen (we zijn een klein land met veel inwoners). Middels maatschap concurrentie is door de toezichthouder gestuurd op zo laag mogelijke netkosten voor gebruikers.

De verwachte ontwikkelingen gaan echter dermate snel dat de capaciteitslimieten van het elektriciteitsnet snel in beeld komen (en op veel plaatsen momenteel al worden bereikt) en dat de geplande investeringen in de netten de toegenomen vraag niet kan bijbenen. Hierdoor ontstaat

[17] van der Velden, N. J. A., Smit, P. X., & Buurma, J. S. (2018). Prognoses CO_2-emissie glastuinbouw 2030 (link)
[18] Onder Glas (2023). Tuinbouw blijft belangrijke rol spelen in balans elektriciteitsnet (link)

congestie in het elektriciteitsnet als gevolg van toenemende vraag- en aanbodpieken welke de capaciteitslimieten van de netinfrastructuur op stations- of tracé overschrijden.

Bij het optreden van netcongestie zijn niet alle ruimtelijke ontwikkelingen, zoals nieuwbouw van woningen of bedrijven, verzekerd van een plek op het elektriciteitsnet. Dat heeft nadelige gevolgen voor de economie, maar brengt ook de realisatie van klimaatambities voor 2030 in gevaar. Netbeheerders zien geen ruimte om – binnen het geldende kader - meer dan 35 TWh opwek op land aan te sluiten op het net in 2030, tenzij de elektriciteitsnetten slimmer worden benut[19]. Daarnaast verschuift de verhouding tussen zon en wind verder op richting zon, een bron van elektriciteit die minder constant elektriciteit opwekt dan wind[20]. Dit maakt dat de robuustheid van het elektriciteitsnet nog verder op de proef wordt gesteld.

Knelpunten op hoofdlijnen

Momenteel zijn er reeds knelpunten in het elektriciteitsnet. Door ontwikkelingen rondom elektriciteitsvraag en -aanbod is de verwachting dat het aantal en de intensiteit van knelpunten sterk toeneemt. In dit rapport onderscheiden we in lijn met de II3050 zes typen gebieden waar knelpunten kunnen voorkomen:

1. Landelijk gebied
   Gebiedskenmerken zijn dorps- of kleine stadskernen, relatief lage dichtheid, ruimte voor landbouw en natuur. De energievraag is relatief beperkt, met vraag vanuit verschillende sectoren. Zware industrie ontbreekt veelal. Er is potentieel voor decentrale energieopwekking. In landelijk gebied is de infrastructuur van oudsher relatief 'dun', omdat er weinig vraag naar energie was.

   Voor het landelijke gebied zijn er in een toenemend aantal uren grote overschotten als gevolg van weersafhankelijke opwek. Deze overschotten worden lokaal beperkt benut en moeten getransporteerd worden naar het stedelijk/industrieel gebied. Transportcapaciteit van het elektriciteitsnet is vanwege beperkte behoefte hieraan in het verleden veelal onvoldoende om het aanbod van duurzame elektriciteit uit de regio te transporteren.

2. Stedelijk gebied
   Gebiedskenmerken zijn hoge bebouwingsdichtheid, beperkt ruimte, bedrijven- en industrieterreinen en veel vervoersbewegingen van personen en goederen. Ruimte voor wind- en zonneparken is beperkt, daarentegen is er veel potentieel voor zon op daken. Er is extra elektriciteitsinfrastructuur nodig, waarbij uitbreidingen veelal op plekken met weinig ruimte in boven- en ondergrond moeten plaatsvinden.

   Voor het stedelijk gebied zijn er het grootste deel van het jaar elektriciteitstekorten, met alleen op zeer zonnige uren overschotten. Tijdens tekorten wordt het grootste deel van het net gehaald. Door elektrificatie van gebouwde omgeving en mobiliteit ontstaan grotere tekorten (met name tijdens randen van de dag), waarvoor de transportcapaciteit niet toereikend is. Op zeer zonnige dagen wordt er veel elektriciteit geproduceerd, waardoor kortstondige aanbod knelpunten en spanningsproblemen ontstaan.

3. Industrie
   Gebiedskenmerkend is de aanwezigheid van energie-intensieve industrie. Er is, zeker in de vijf centrale cluster, een hoge gecentreerde vraag naar energie en grondstoffen. Daarnaast worden in sommige van deze clusters energiedragers en grondstoffen overgeslagen en

[19] Netbeheer Nederland (2022). Quickscan coalitieakkoord energiesysteem (link)
[20] Energeia (2023). Enexis: Nog altijd te veel zon en te weinig wind in de RES'en (link)

doorgevoerd, vooral naar Duitsland en ook België. Het hele jaar door zijn er lokale tekorten. Er moet veel elektriciteit van buiten het gebied worden gehaald om te voorzien in de elektriciteitsvraag, waardoor transportcapaciteitstekorten kunnen ontstaan. Het zogenaamd zesde cluster, bestaand uit energie-intensieve industrie verspreid over Nederland en veelal nabij andere hulpbronnen voor hun productieproces gelegen, kent ook een hoge energievraag en netcapaciteit problemen.

4. Logistieke clusters

   Gebiedskenmerkend is een hoge mate van elektrificatie van mobiliteit, waardoor grote elektriciteitsvraag ontstaat. In het toekomstige energiesysteem is mobiliteit direct verbonden aan de elektriciteitsinfrastructuur. Elektrisch vervoer heeft impact op alle elektriciteitsnetten: op het hoofdtransportnet door snellaadstations langs snelwegen en op de laagspanningsnetten door thuisladen.

   Op momenten met een hoog gebruik van laadpunten ontstaan tekorten. Laden van elektrische voortuigen zorgt voor een grote vermogensvraag, waardoor het elektriciteitsnet zwaar belast wordt en er transportcapaciteitstekorten ontstaan.

5. Nieuwe industrie (met hoge elektriciteitsvraag: datacenters, elektrolysers en batterijen)

   Er zijn ook enkele relatief nieuwe sectoren met een snel groeiende elektriciteitsvraag, dit zijn in het komend decennia met name datacenters, elektrolysers en batterijen. De impact van deze nieuwe sectoren op de energie-infrastructuur is merkbaar op lokaal- en systeemniveau, afhankelijk van de keuze voor gedistribueerde kleinere of voor minder, maar grotere ‘productie’-locaties.

   Datacenters kennen een seizoenprofiel waarbij de elektriciteitsvraag groter is in de zomer vanwege een grotere koelbehoefte. De vraag naar elektriciteit is veelal groot, waardoor er een tekort aan transportcapaciteit kan ontstaan. Elektrolysers lopen daarentegen naar verwachting veel meer in pas met de weersafhankelijke opwek. Batterijen functioneren afhankelijk van de sub-markt waarop ze opereren.

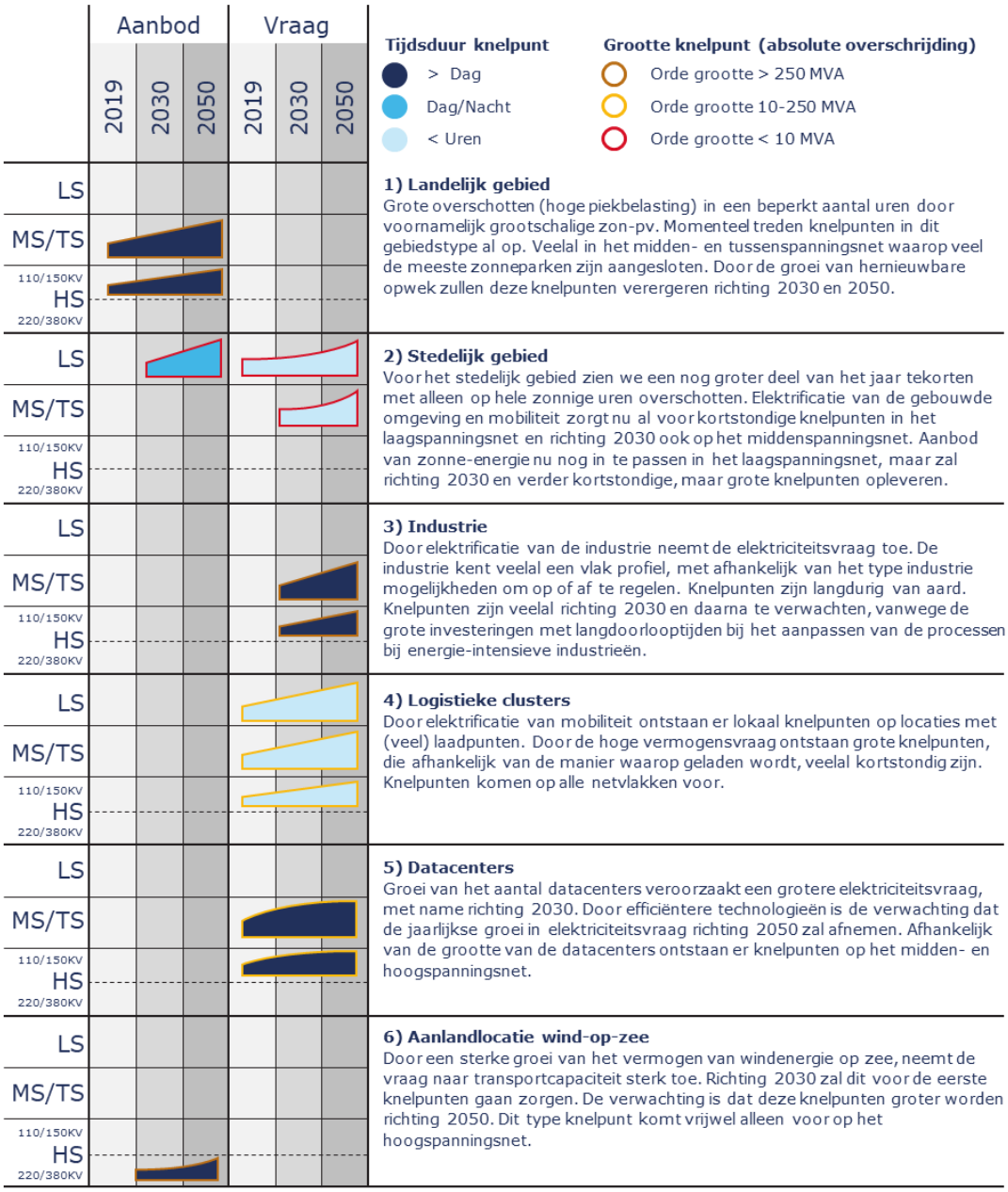
6. Aanlandlocatie wind-op-zee

   Gebiedskenmerkend is de infrastructuur waarmee elektriciteit van windparken aan land wordt gebracht. Veelal langs de Nederlandse kust, maar ook dieper landinwaarts is voorstelbaar. Op enkele aanlandlocaties zal windenergie merendeels lokaal benut worden (bijvoorbeeld Rotterdam, Beverwijk). Op andere aanlandlocaties zal windenergie getransporteerd worden naar locaties met een grote elektriciteitsvraag (bijv. Hollandse Kroon, Het Hogeland).

   Doordat elektriciteitstransport noodzakelijk blijft ontstaat er grotere behoefte aan transportcapaciteit. Er ontstaan een tekort aan transportcapaciteit als het vermogen van wind op zee sneller groeit dan de capaciteit van het elektriciteitsnet.

Figuur 4 geeft voor de zes gebieden waar knelpunten kunnen ontstaan aan op welk deel van het elektriciteitsnet de knelpunten zich waarschijnlijk gaan voordoen (LS, MS/TS, HS), wat de verwachte ordergrootte is en wanneer het knelpunt zich in de tijd voordoet.

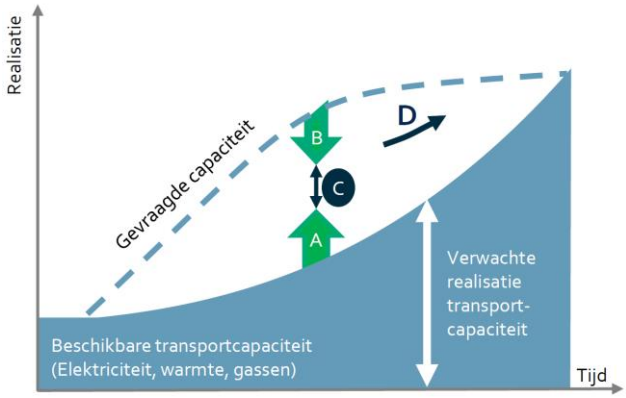
Figuur 4. Zes typen gebieden waar knelpunten kunnen ontstaan.



2.3 Oplossingen

Momenteel wordt op verschillende manieren nagedacht over oplossingen om met netcapaciteit om te gaan. Om met de visie op netcapaciteit goed aan te sluiten op de dagelijkse praktijk van overleggen tussen verschillende (overheids-)organisaties, zijn de oplossingen gestructureerd langs een overzicht van de landelijke werkgroep Integraal programmeren (zie Figuur 5)[21]. De werkgroep spreekt zelf over manieren om met schaarse netcapaciteit om te gaan, deze worden in dit rapport aangeduid als oplossingsrichtingen.

Figuur 5. Overzicht oplossingsrichtingen om met schaarse netcapaciteit om te gaan.



In het overzicht links zijn vier oplossingsrichtingen onderscheiden om met schaarste netcapaciteit om te gaan:

A. Sneller meer infrastructuur realiseren
B. Slimme keuzes maken om infrastructuurbehoefte te verminderen
C. Omgaan met schaarste: Prioriteren over aansluitingen of uitbreidingsinvesteringen
D. Programmeren: Energiesysteemkeuzen en ruimtelijke ordening in samenhang.

- Ten eerste wordt er volop gewerkt aan het realiseren van meer infrastructuur (onderdeel A), waarbij in dit onderzoek wordt ingegaan op de mogelijke impact van planmatig werken op het sneller realiseren van meer infrastructuur. De verwachting is echter dat het niet lukt om de elektriciteitsnetten snel genoeg uit te breiden om de (toekomstige) elektriciteitsstromen te kunnen transporteren. Daarvoor dienen de andere oplossingen.
- In onderdeel B worden diverse maatregelen beschreven om slimme keuzes te maken zodat de infrastructuurbehoefte vermindert. Dit zijn met name de technische oplossingen, die vragen om bredere adoptie in de maatschappij, bijvoorbeeld door nieuwe wetgeving of positieve/negatieve financiële prikkels. Onderdeel B gaat in onder andere in op vraag -en aanbodsturing oplossingen (zowel verplichtend als stimulerend) en bevat oplossingen die op een andere wijze bijdragen aan het terugbrengen van de gevraagde capaciteit (zoals het ruimtelijk bij elkaar brengen van vraag-aanbod en dynamische nettarieven).
- Onderdeel C omvat een aantal meer beschouwende oplossingen. Met beschouwend bedoelen we dat deze oplossingen een afweging maken over de verdeling van schaarste. Het prioriteren vraagt om een publieke afweging over hoe het energiesysteem van de toekomst eruit ziet. Daarnaast kan er een discrepantie zitten tussen de gecontracteerde en daadwerkelijk gebruikte netcapaciteit, hier wordt verder op ingegaan binnen de oplossing congestiemanagement.
- Onderdeel D gaat in op de oplossing integraal programmeren. Door deze oplossing krijgt men beter in beeld wat de toekomstige ontwikkeling vraag-aanbod is (in de regio) en kunnen middelen effectiever worden ingezet.

De oplossingen worden in de hierna volgende hoofdstukken nader uitgewerkt. Telkens wordt het doel van -en toelichting op de oplossing en de verwachte impact van de oplossing beschreven.

[21] Werkgroep Integraal Programmeren (2022). Handreiking Integraal Programmeren 1.0 (link)

HOOFDSTUK 3 SNELLER MEER INFRASTRUCTUUR REALISEREN

De eerste oplossingsrichting die wordt uiteengezet is de snellere realisatie van meer infrastructuur om de toekomstige elektriciteitsstromen te transporteren. Uitbreiding van de infrastructuur speelt direct in op het tekort aan capaciteit op het elektriciteitsnet doordat dit wordt vergroot. Echter, het huidige realisatietempo voor de uitbreiding van het elektriciteitsnet ligt te laag om de (toekomstige) elektriciteitsstromen te kunnen transporteren. Doorlooptijden kunnen namelijk, afhankelijk van het component van het elektriciteitsnet dat uitgebreid wordt, oplopen tot 10 jaar[22]. Netbeheerders zien de grote behoefte aan uitbreiding van het elektriciteitsnet ook. Om deze reden zijn de netinvesteringen sinds 2019 al verdubbeld naar bijna 4 miljard euro per jaar[23]. Een forse stijging in de investeringen, maar om de uitbreiding te realiseren wordt nu aangelopen tegen andere knelpunten, zoals een beperkte beschikbaarheid van ruimte, personeel en materiaal[23].

Het gebrek aan grondstoffen en chips leiden tot tekorten van onder andere elektriciteitsmeters en kabels waardoor het langer duurt om elektriciteitsnetten te verzwaren[24]. Daarnaast is er ook een krapte op de arbeidsmarkt, waarbij de verwachting is dat de krapte op de lange termijn in enkele sectoren een structureel probleem zal blijven. Onder deze sectoren vallen ook beroepen in de techniek en beroepen die nodig zijn voor de klimaattransitie, zoals de verzwaring van elektriciteitsnetten[25]. Als laatste is ruimte in Nederland regelmatig een beperkende factor, met name in dichtbebouwde gebieden waar de onder -en bovengrond al redelijk vol ligt. Om deze problemen het hoofd te bieden lopen al diverse trajecten, waaronder de sporen benoemd door het Actieteam netcapaciteit[26] en het Landelijk Actieprogramma Netcongestie (spoor 1). Hier worden acties benoemd om de bovenstaande knelpunten aan te pakken, door onder andere de arbeidsmarkt voor de elektriciteitssector aantrekkelijker te maken, concrete afspraken te maken over het versnellen van het realisatieproces van elektriciteitsnetten en versnelling van de benodigde wet- en regelgeving voor verandering.

Er worden hiermee al stappen ondernomen, maar de druk om snel resultaten te boeken is groot. Daarom moet ook worden gekeken naar andere werkvormen, zoals planmatig werken. In dit hoofdstuk wordt ook ingegaan op de mogelijke bijdrage van planmatig werken bij het sneller realiseren van meer infrastructuur. De focus ligt hierbij op het versnellen van de realisatie van de benodigde elektriciteitsinfrastructuur. De benodigde verbindingen met andere Europese landen (interconnectie) wordt behandeld in de paragraaf over integraal programmeren (paragraaf 6.1).

[22] NBNL (2019). Basisinformatie over energie-infrastructuur; Opgesteld voor de Regionale Energie Strategieën (link).
[23] Kamerbrief DGKE-DRE (2023). Prioriteringskader uitbreidingsinvesteringen netbeheerders (link), en Landelijk Actieprogramma Netcongestie (link)
[24] Liander (2022). Tekort aan materialen raakt ook klanten van Liander (link)
[25] Rijksoverheid (2023). Kamerbrief met Actieplan groene en digitale banen (link)
[26] Actieteam Netcapaciteit (2022). Samen sneller het net op; voorstel voor gezamenlijk aanpak van de grootste knelpunten op het elektriciteitsnet (link)

3.1 Planmatig werken

Tabel 3. Overzichtstabel planmatig werken.

Oplossing	Doel	Impact		Haalbaarheid	
Planmatig werken	Snellere realisatie van uitbreiding of verzwaring van het elektriciteitsnet				

Toelichting op score		Planmatig werken
	Leveringszekerheid	Met planmatig werken wordt het elektriciteitsnet sneller verzwaard. Additionele capaciteit op het elektriciteitsnet biedt meer ruimte om fluctuaties op te vangen, dit biedt meer ruimte om het huidige niveau van leveringszekerheid te behouden. Netbedrijven alloceren hiervoor een groter deel van gelden/mensen naar uitbreiding en verzwaren. Hierdoor minder tijd/geld naar onderhoud, op termijn kan dit de leveringszekerheid parten spelen door vaker onderbrekingen.
	Betaalbaarheid	De kosten door planmatig te werken nemen op korte termijn toe; we zijn in Nederland bezig met een inhaalslag, veel nieuw materiaal moet de grond in. Risico is dat achteraf blijkt dat extra vraag toch uitblijft. Op de korte termijn lijkt (uit de huidige tekorten) dit risico zeer klein. Kosten worden uitgesmeerd over alle gebruikers, huidige en toekomstige.
	Financieel	Financieel is dit aantrekkelijk omdat het alleen gaat om een herstructurering van werkzaamheden en hiervoor geen additionele investeringen nodig zijn. Risico op evt. desinvesteringen is te verwaarlozen, aangezien de waarde van infra op dit moment groot is voor verbruikers.
	Juridisch	Het gaat voornamelijk om het maken van nieuwe afspraken over de manier waarop samengewerkt wordt. Dit vraagt niet om nieuwe wetgeving en is daarom juridisch haalbaar. De nieuwe vorm van samenwerken met bijv. aannemers (lange-termijn contracten) is wel nog onbeproefd en pas na enkele jaren ervaring kan beoordeeld worden of deze nieuwe manier van werken beter/veiliger/sneller werkt.

1. Doel

Snellere realisatie van uitbreiding of verzwaring van het elektriciteitsnet middels andere werkwijzen.

2. Toelichting

Planmatig werken wordt regelmatig genoemd als een manier om de het realisatieproces van elektriciteitsnetten te versnellen. Hierbij zijn er wel verschillen in de activiteiten die worden verstaan onder planmatig werken, waarbij hier 3 vormen worden onderscheiden:

1) *De gestructureerde uitrol van innovaties*. Om innovaties door te voeren is een gestructureerde aanpak nodig. Denk bijvoorbeeld aan de innovatie van instaleren van de slimme meter, waardoor handmatig doorgeven van de meterstanden verleden tijd is. Een dergelijke gestructureerde aanpak wordt aangeduid als een planmatige aanpak.
2) *Meer voorbereiden dan nodig om sneller te kunnen realiseren*. Een voorbeeld hiervan is het Target Grid van Tennet[27]. In het huidige model mogen netbeheerders investeren in verzwaren van het net op moment dat er voldoende zekerheid is op toekomstige vraag. De netbeheerder voert hiervoor toekomstverkenningen uit en kijkt naar de daadwerkelijke

[27] Tennet (2023). Target Grid 2045 (link)

aanvragen. De netbeheerder is vanwege verplichtingen vanuit het reguleringskader echter in den beginne reactief. Binnen het Target Grid is de netbeheerder proactief. Er zijn namelijk diverse scenario's (waaronder de II3050) waaruit blijkt dat het elektriciteitsnet aangepakt moet worden. Het is nog niet exact bekend hoe dit overal uitpakt, maar er kunnen al wel plannen worden opgesteld wat deze scenario's betekenen voor het elektriciteitsnet per gebied. Wanneer er dan aanpassingen moeten worden gedaan aan het elektriciteitsnet in dit gebied liggen de plannen al klaar en kan hierdoor sneller geacteerd worden wanneer een beslissing gemaakt moet worden.

3) *Overdimensioneren van het elektriciteitsnet*. Deze is gerelateerd aan punt 2. Bij de dimensionering van het elektriciteitsnet kan uit worden gegaan van verschillende benodigde vermogens waaraan voldaan moet worden. Dit kan worden gebaseerd op de huidige behoefte, de behoefte op de korte- en middellange termijn of op de lange termijn. Door bij de dimensionering van het elektriciteitsnet uit te gaan van scenario's met hoge maten van elektrificatie zijn op de korte termijn meer investeringen nodig, maar wordt het risico voorkomen dat op de lange termijn nogmaals geïnvesteerd moet worden in hetzelfde elektriciteitsnet.

Planmatig werken vraagt, met name bij de laatste 2 vormen, om een andere vorm van samenwerken tussen de betrokken partijen bij de verzwaring van het elektriciteitsnet. Het gaat hierbij om partijen zoals netbeheerders, aannemers en (regionale) overheden. Door de samenwerking zo in te richten dat deze meer proactief wordt in plaats van reactief wordt meer ruimte gecreëerd om partijen eerder in het proces te betrekken en planning beter op elkaar af stemmen. Denk hierbij aan:

- Het uitvoeren van lange termijn verkenningen naar toekomstige vraag-aanbod. Vanaf 2017/18 is ingezet op de analyse-reeks 'net van de toekomst, of later II3050'. Betere inzichten over de toekomstige vraag, opgesteld samen met alle betrokken partijen, verbeterd ook op de korte termijn de investeringskeuzes.
- Het beter afstemmen van vergunningstrajecten. Projecten kunnen niet van start voordat de vergunning is toegekend en dit zijn veelal langdurige procedures. Het vergunningstraject heeft hierdoor een grote impact op de totale doorlooptijd. Met projectmatig werken kunnen deze vergunningstrajecten eerder worden gestart waardoor partijen niet zitten te wachten op de toekenning van deze vergunning. Dit levert tijdswinst op.
- De samenwerking tussen netbeheerders en aannemers. De netbeheerders beheren het elektriciteitsnet, maar voor daadwerkelijke aanpassingen in het elektriciteitsnet zijn netbeheerders grotendeels afhankelijk van aannemers. De uitvoeringscapaciteit bij aannemers is schaars en om de toekomstige uitbreiding en verzwaring van het elektriciteitsnet te kunnen realiseren is het van belang om nieuwe arbeidscapaciteit te werven en de huidige arbeidscapaciteit slimmer in te zetten. Met planmatig werken kan men de huidige arbeidscapaciteit effectiever inzetten door planningen beter op elkaar aan te laten sluiten. In 2023 is door veel RNBs met consortia van aannemers meerjarige contracten gesloten; planmatig werken is iets dat zeker al in de praktijk wordt gebracht.

Planmatig werken is hiermee voornamelijk een term die wordt gebruikt om, door proactief plannen te maken voor toekomstscenario's, de samenwerking van verschillende partijen betrokken bij de verzwaring en uitbreiding van het net in lijn te brengen en zo sneller af te stemmen.

3. **Impact van oplossing**

Planmatig werken levert een bijdrage aan de versnelde uitbreiding van de elektriciteits-infrastructuur. De mate waarin deze manier van werken een bijdrage levert aan de snellere ontwikkeling van nieuwe infra verschilt per netbedrijf en is afhankelijk van externe factoren (zoals het regulerend kader van de ACM en/of beschikbaarheid van voldoende gekwalificeerd personeel).

HOOFDSTUK 4 SLIMMER KEUZES MAKEN

De tweede oplossingsrichting (B) die aangedragen wordt is het maken van slimme keuzes om infrastructuurbehoefte te verminderen. De toename in elektriciteitsvraag- en aanbod is dusdanig groot dat het uitbreiden van de netcapaciteit niet tijdig uitkomst biedt. Het maken van slimme keuzes, waarmee de behoefte aan netcapaciteit daalt zijn cruciaal. Er zijn diverse maatregelen die genomen kunnen worden. Dit kunnen technische oplossingen zijn, die vragen om bredere adoptie in de maatschappij, bijvoorbeeld door nieuwe wetgeving of positieve/negatieve financiële prikkels. De oplossingen onder slimme keuzes zijn verdeeld in twee categorieën: oplossingen die vallen onder het sturen van vraag en aanbod en een aantal overige oplossingen. De oplossingen onder vraag- en aanbodsturing worden vervolgens gesplitst in verplichtende oplossingen (paragraaf 4.1) en stimulerende oplossingen (paragraaf 4.2.) De overige oplossingen zijn allen opgenomen in paragraaf 4.3.

Vraag- en aanbodsturing

Vraag- en aanbodsturing is een cruciaal aspect om de robuustheid van een steeds volatieler energiesysteem te borgen. Hoe beter vraag en aanbod in tijd en locatie op elkaar afgestemd zijn des te lager de kosten voor netbeheerders zullen uitvallen, er is immers minder congestiemanagement en balanshandhaving nodig. De belasting van het elektriciteitsnet is afhankelijk van (een overschot aan) vraag of aanbod van elektriciteit. Door vraag en aanbod te sturen is het mogelijk om het elektriciteitsnet minder te belasten. Daarbij kan er gewerkt worden met een groot aantal oplossingen, die opgedeeld kunnen worden in meer verplichtende oplossingen en meer stimulerende oplossingen. De indeling geeft een structuur voor deze paragraaf, maar zoals met elke structuur is er bij sommige oplossingen ook twijfel onder welk type oplossing ze vallen. Bij de oplossingen waar dit het geval is, staat in de introductie een toelichting waarom deze hier ingedeeld is.

Bij deze flexibiliteitsoplossingen geldt dat op dit moment sommige van deze oplossingen nog door congestie worden beperkt. Daarbij zouden deze oplossingen ook congestie kunnen versterken wanneer de (markt)prikkels niet de goede aansturing geven. Maar wanneer de oplossing zorgvuldig worden opgenomen binnen het elektriciteitssysteem met de juiste prikkels kunnen ze de belasting op het elektriciteitsnet juist verminderen.

Vraag- en aanbodsturing: verplichtende oplossingen

De verplichtende oplossingen zijn: non-firm ATO's (paragraaf 4.1.1.) en curtailment (paragraaf 4.1.2.).

Vraag- en aanbodsturing: stimulerende oplossingen

Naast verplichtende maatregelen is het ook mogelijk om vraag- en aanbod te sturen met meer stimulerende oplossingen. Het gaat hierbij met name om oplossingen die het voor aangeslotenen financieel aantrekkelijk maken om vraag en aanbod te sturen. Het gaat hierbij om oplossingen met diverse opsplitsingen, om deze reden wordt ook gewerkt met meerdere tabellen in tegenstelling tot de verplichtende oplossingen. De stimulerende oplossingen betreffen: Demand Side Response / hybridisering (paragraaf 4.2.1.), conversie (paragraaf 4.2.2.), energieopslag (paragraaf 4.2.3.) en review van de biedzone (paragraaf 4.2.4).

Overige oplossingen

De overige oplossingen bevatten oplossingen met zeer diverse achtergronden. De eerste oplossing gaat in op de inzet van de storingsreserve die nu al aanwezig is, oftewel het loslaten van het n-1 principe (paragraaf 4.3.1). De tweede oplossing heeft een duidelijke ruimtelijke insteek omdat hier wordt ingegaan op het ruimtelijk bij elkaar van vraag en aanbod (paragraaf 4.3.2). De derde

oplossing gaat in op 'rekeningrijden op het stroomnet' c.q. dynamische nettarieven (paragraaf 4.3.3). Als laatste wordt ingegaan op energiehubs (paragraaf 4.3.4), hier een groot aantal oplossingen samenkomen in één oplossing welke op lokaal niveau van toepassing kan zijn.

4.1 Vraag- en aanbodsturing: verplichtende oplossingen

Tabel 4. Verplichtende oplossingen bij vraag- en aanbodsturing.

Oplossing	Doel	Impact		Haalbaarheid	
Non-firm ATO's	Beter afstemmen elektriciteitsvraag- en aanbod in tijd door de aangeslotene alleen tijdens contractueel afgesproken tijden gebruik te laten maken van bepaalde capaciteit				
Curtailment	Beter afstemmen elektriciteitsvraag- en aanbod in tijd door de capaciteit van wind en zon tijdelijk terug te schroeven				

Toelichting op score

	Non-firm ATO's	Curtailment
Leveringszekerheid	Non-firm ATO's hebben geen invloed op algehele leveringszekerheid. Ze verbeteren wel de lokale vraag-aanbod balans over de dag heen en maken het mogelijk voor partijen om op bepaalde momenten wel stroom te gebruiken.	Netbeheerders/bedrijven kunnen direct sturen op overschotten door aanbod te verminderen. Hierdoor gaat de leveringszekerheid omhoog
Betaalbaarheid	Dit levert geen kosten op voor de netbeheerders. Voor een afnemer ontsluit het nieuwe capaciteit (al is het wel minder dan gewenst).	Dit levert geen kosten op voor de netbeheerders, wel gederfde inkomsten voor hernieuwbare opwek eigenaar.
Financieel	NFA's hebben enerzijds een positief effect: een bedrijf heeft eerder toegang tot grotere capaciteit op een deel van de dag. NFA's hebben ook een nadelig effect: niet elk bedrijf kan het proces (tijdig) aanpassen en/of ondervindt problemen in het productieproces bij minder zekerheid op capaciteit.	Het effect heeft meerdere facetten. Enerzijds nemen volume verkochte elektriciteit af; deze elektriciteit kent waarschijnlijk echter een lage (of zelfs negatieve) waarde waardoor verloren afzet financieel weinig invloed heeft.
Juridisch	Op dit moment is dit nog niet mogelijk binnen de Netcode, maar de verwachting is dat dit juridisch in de toekomst mogelijk is	Vanuit negatieve energietarieven is hier sturing op.

4.1.1 Non-firm ATO's

1. **Doel**

Non-firm Aansluit- en Transport Overeenkomsten (ATO's) dienen tot het beter afstemmen van de elektriciteitsvraag- en aanbod in de tijd door de aangeslotene alleen tijdens de contractueel afgesproken tijden gebruik te laten maken van bepaalde capaciteit via de netaansluiting, vooralsnog zijn non-firm ATO's alleen in beeld bij nieuwe aansluitingen, een variant hierop betreft het sluiten van non-firm ATO's bij bestaande contracten.

2. **Toelichting**

Non- firm ATO's zijn overeenkomsten waarmee de aangeslotene alleen tijdens de contractueel afgesproken tijden gebruik mag maken van bepaalde capaciteit via de netaansluiting. Het aangaan van een non-firm ATO wordt door sommigen als verplichting geïnterpreteerd omdat, door de krapte

op het elektriciteitsnet, dit de enige optie is om op korte termijn toch een aansluiting op het net te kunnen krijgen. Bedrijven zijn verdeeld over de toepassing van non-firm ATO's. Enerzijds neemt de kans op een netaansluiting toe als de bedrijfsvoering afgestemd kan worden op tijdsgebonden contracten. Anderzijds moeten bedrijven hun productieproces (kunnen) aanpassen aangezien ze geen zekerheid meer hebben op gewenste capaciteit elk uur van de dag. Bedrijven hebben door aangaan van een non-firm ATO dus eerder een aansluiting, maar geen garantie op de eigenlijk gewenste capaciteit.

Nu richten deze non-firm ATO's zich voornamelijk op het aansluiten van nieuwe capaciteit. Door non-firm ATO's ook bij bestaande aansluitingen te introduceren ontstaat op momenten met veel congestie waarschijnlijk ruimte op het net. Het kan verkend worden of bedrijven met een bestaand contract (van XYZ transportcapaciteit) dit om willen zetten (tegen betaling) naar een non-firm ATO. Voor bepaalde bedrijven leent hun productieproces er mogelijk prima voor om tijdens piekuren minder te verbruiken. Om non-form ATO's mogelijk te maken is wel een aanpassing in de Netcode nodig. Op dit moment is namelijk een aansluitovereenkomst waarin de vaste levering van energie niet wordt geborgd, zonder dat hier een vergoeding tegenover staat, niet toegestaan.

De Netcode zal moeten worden aangepast om de non-firm ATO's mogelijk te maken. Het voorstel voor een codewijzing die dit mogelijk maakt is al ingediend bij de ACM door Netbeheer Nederland[28].

3. **Impact van oplossing**

Met deze contractvorm is het voor de netbeheerder direct mogelijk om te sturen op de beschikbare capaciteit van het elektriciteitsnet. Dit geeft de netbeheerder meer mogelijkheden om te sturen wanneer er sprake is van netcongestie zodat dit (tijdelijk) opgelost kan worden. Daarbij biedt deze contractvorm op dit moment een kans voor gebruikers om een aansluitingen te krijgen die anders niet mogelijk zou zijn. Dit komt wel met een onzekerheid voor de gebruiker of deze wel ten allen tijde gebruik kan maken van het elektriciteitsnet.

Er zijn op dit moment geen inschattingen bekend over de capaciteitsimpact van non-firm ATO's op het elektriciteitsnet. Qua ordergrootte zou het kunnen dat non-firm ATO's op de aanbodzijde een soortgelijk effect hebben als curtailment, omdat deze oplossingen in zekere mate substituten van elkaar zijn. Het capaciteitseffect van non-firm ATO's op de vraagzijde vraagt nader onderzoek.

4.1.2 Curtailment

1. **Doel**

Bij curtailment gaat het om het beter afstemmen van de elektriciteitsvraag- en aanbod door het tijdelijk terugschroeven van de capaciteit van wind en zon zodat de balans op het elektriciteitsnet behouden blijft.

2. **Toelichting**

Curtailment als één van de flex oplossingen, houdt in dat de capaciteit van wind en zon tijdelijk kan worden teruggeschroefd. Bij de aanleg van nieuwe zonneweides, binnen de SDE wordt nu verplicht uitgegaan van een curtailmentpercentage van 50% bij de aanleg, bij zon-pv-projecten groter dan 1 MWp. Door de krapte op het elektriciteitsnet, gaat er mogelijk ook een extra eis voor zon-PV-projecten kleiner dan 1 MWp gelden. Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) toetst nu samen met het ministerie en netbeheerders of deze wijziging voor alle partijen uitvoerbaar is[29]. Bij

[28] ACM (2022). Voorstel codewijziging variabel recht op transport (non-firm ATO) (link)
[29] RVO (2023). Meer kansen SDE++ 2023 voor minder rendabele technieken (link)

andere vormen van hernieuwbare energieproductie is niets van tevoren vastgelegd maar wordt te hoge productie wel gecurtaild in afstemming tussen netbeheerder en producent op het moment van het overschot aan productie. Aan de andere kant zijn er ook aan de aanbodzijde non-firm ATO's, dan ligt van tevoren vast op welke momenten een producent minder of geen gebruik maakt van het elektriciteitsnet.

In de huidige elektriciteitswet en energiewet worden geen stappen ondernomen om flexibiliteit bij aangeslotenen te verplichten. Huidige (kosten)prikkels zijn onvoldoende en bij de oplossing dynamische (net)tarieven wordt nader ingegaan op de optie om dit (eventueel) aan te passen.

3. **Impact van oplossing**

In de huidige situatie is het aftoppen van pieken oftewel curtailment als een kosteneffectieve manier beschouwd om netcongestie tegen te gaan[30]. Tabel 5 toont de ontwikkeling van de behoefte aan vermogen dat gecurtaild dient te worden in de periodes 2019-2030 en 2030-2050 om tot een klimaatneutraal energiesysteem te komen.[31] Curtailment is op korte termijn nodig, omdat vraag- en aanbod onvoldoende op elkaar aansluiten. In de periode 2030-2050 neemt de hoeveelheid curtailment toe ten opzichte van 2030. De benodigde hoeveelheid groeit echter beperkt wanneer dit wordt vergeleken met de totale groei in vermogen van wind en zon, de belangrijkste technologieën waarop curtailment wordt toegepast. De reden hiervoor is de groei van flexibiliteit in het energiesysteem als geheel waardoor het mogelijk is overschotten aan elektriciteit op andere manieren in te zetten.

Tabel 5. Overzicht ontwikkeling in GW van curtailment tot 2050[32]

		2019	2030			2050			
		Ref	KA	ND	IA	DEC	NAT	EUR	INT
Curtailment	GW	0,0	31,3	31,8	23,5	47,3	40,4	35,5	48,3

4.2 Vraag- en aanbodsturing: stimulerende oplossingen

4.2.1 Demand Side Respons (DSR) en hybridisering

Tabel 6. DSR en hybridisering

Oplossing	Doel	Impact		Haalbaarheid	
DSR	Gebruikers hun vraag af laten stemmen op de behoefte vanuit het elektriciteitsnet en zo het elektriciteitsnet te ontlasten				

[30] TKI Urban Energy (2021). Elektrificatie van het energiesysteem in de gebouwde omgeving (link)
[31] Het gaat hier over curtailment ten behoeve van de balans tussen vraag en aanbod in het gehele elektriciteitssysteem, niet de (mogelijk) aanvullende behoefte van curtailment vanuit de elektriciteitsinfrastructuur. Dit deel / manier van curtailment is niet onderzocht in dit onderzoek.
[32] Netbeheer Nederland (2022). II3050

Hybridisering	Gebruikers beter de mogelijkheid geven om hun vraag af te stemmen	

Toelichting op score			
		DSR	**Hybridisering**
	Leveringszekerheid	Vraag is beter afgestemd op (duurzaam) aanbod, dit vermindert piekbelasting wat een positief effect heeft op leveringszekerheid.	Vraag- en aanbodsturing verbeteren gelijktijdig, dit vermindert piekbelasting wat een positief effect heeft op leveringszekerheid.
	Betaalbaarheid	Lagere kosten doordat er minder behoefte is aan congestiemanagement en balanshandhaving.	Lagere kosten doordat er minder behoefte is aan congestiemanagement en balanshandhaving.
	Financieel	Dit is in de basis financieel aantrekkelijk voor de netbeheerder en de gebruiker. Voor de netbeheerder omdat netcongestie wordt vermeden, voor de gebruiker omdat de energierekening lager uitvalt. Verder is dit voornamelijk aanpassing van gedrag waardoor de investeringen relatief laag uit zullen vallen.	Bij woningeigenaren is er een subsidie die de hybride warmtepomp aantrekkelijker maakt. Voor (industriële) bedrijven zijn hybride installaties financieel minder aantrekkelijk.
	Juridisch	Er zijn geen grote juridische barrières om DSR te realiseren	Er zijn geen juridische barrières om hybridisering te realiseren.

1. Doel

Het doel van Demand Side Response (DSR) is om gebruikers hun vraag af laten stemmen op het aanbod vanuit het elektriciteitsnet en zo het elektriciteitsnet te ontlasten. Met hybridisering wordt bedoeld dat een installatie niet alleen meer draait op één energiedrager - zoals aardgas - maar dat een installatie kan switchen tussen verschillende energiebronnen, bijvoorbeeld elektriciteit en H2.

2. Toelichting

Demand Side Response (DSR)

DSR houdt in dat de vragers van elektriciteit hun elektriciteitsgebruik aanpassen als gevolg van een externe prikkel. Deze prikkel is in veel gevallen een prijssignaal. Met dit prijssignaal worden vragers worden gestimuleerd om op bepaalde momenten geen of minder elektriciteit te gebruiken met als doel het elektriciteitsnet minder (of juist meer) te belasten door hun vraag aan te passen. Aanpassen van hun vraag levert een lagere energierekening op. Uit de praktijk blijkt tot dusver echter dat de impact die DSR toepassen heeft op het productieproces aanzienlijk is en dat een zeer sterke prijsprikkel nodig is voordat afschakeling van vraag plaatsvindt. Energie (elektriciteit) is namelijk 'slechts' 1 van de inputs in een productieproces en andere inputs (zoals arbeid) zijn minder flexibel in te regelen. Ook speelt mee dat veel processen (nog) niet zijn ingericht om flexibel te opereren en een eigenaar voorkeur heeft voor 24-uurs gelijke productie.

Er zijn verschillende mogelijkheden om door middel van DSR het elektriciteitsnet te ontlasten, waarbij het wel afhankelijk van de sector is in welke mate deze in kan spelen op de stimulansen die worden geboden om het gebruik aan te passen. Voorbeelden van vraagsturing waaraan kan worden gedacht zijn:

- Stimulering van eigenaren van elektrische voertuigen om hun auto niet op te laden tijdens momenten van piekbelasting vanuit het net. Elektrische voertuigen vragen veel vermogen van het elektriciteitsnet en autogebruikers waarvan de auto niet direct opgeladen hoeft te worden kunnen door middel van een prijsprikkel worden gestimuleerd om hun auto bijvoorbeeld 's nachts op te laden.

- Eenzelfde type prikkel zou kunnen worden afgegeven voor woningen, waarbij huishoudens met (hybride) warmtepompen worden gestimuleerd om hun verwarmingsprofiel aan te passen zodat het huis wordt verwarmd met gunstige elektriciteitsprijzen (en minder belasting van het elektriciteitsnet oplevert).
- Industrieën zouden ook DSR toe kunnen passen. Zeker op moment dat steeds meer industriële processen elektrificeren is het van belang om deze optie (ten tijde van investeren in nieuwe processen) in beeld te houden.

Zoals aangegeven kan DSR gestimuleerd worden door middel van een prijssignaal. Mocht dit onvoldoende effectief zijn (partijen kiezen ervoor om niet te acteren op basis van het prijssignaal) kan gekozen worden voor een vorm van verplichting tot DSR in bepaalde sectoren. Denk dan aan het instellen van een laadverbod van elektrische voertuigen tijdens piekbelasting vanuit het net en/of maximeren van de laadsnelheid. Voor instellen van dit soort mechanismen is meer ontsluiting van data over congestie op het net noodzakelijk. Er moet dan informatie beschikbaar zijn op een hoog detailniveau (denk aan: locatie, tijd, netbalans en druk) over het elektriciteitsnet-/gebruik. Daarbij speelt ook de vraag in welke mate deze informatie gedeeld mag en kan worden met verschillende partijen. Een eerste stap zou zijn om meer real time-data te verzamelen over het elektriciteitsnet door netbeheerders, vervolgens zou kunnen worden gekeken op welke manier deze data beschikbaar kan worden gemaakt voor andere partijen.

Over het geheel kan DSR een belangrijke rol spelen, maar om dit te organiseren moeten nog wel enkele stappen worden gezet. Daarbij zou het goed zijn om flexibel in te zetten technologieën te voorzien van slimme (gestandaardiseerde) op afstand bedienbare aansturing om de flexibiliteit mogelijk te maken. Hier zou mogelijk een verplichting kunnen worden ingericht zodat alle apparaten die op de markt worden gebracht in staat zijn om deze flexibiliteit te leveren. De volgende stap is om benodigde apparatuur nog slimmer te maken en ook van de benodigde eigenschappen te voorzien. Denk hierbij aan hoge kwaliteit bi-directionele laadsystemen in elektrische voertuigen en/of batterijen in laadpalen als standaard.

Hybridisering

Hybridisering geeft gebruikers veelal meer mogelijkheden om meer te variëren in hun elektriciteitsgebruik. Met hybridisering wordt namelijk bedoeld dat een installatie niet alleen meer draait op één energiedrager - zoals aardgas - maar dat een installatie zowel de energiedrager als elektriciteit in kan zetten. Een voorbeeld is de hybride warmtepomp. De hybride warmtepomp is een combinatie van een hr-ketel (op aardgas) en een elektrische warmtepomp. De inzet van de hybride warmtepomp wordt nu gebaseerd op de meest effectieve energetische inzet wat inhoud dat de hr-ketel wordt ingezet wanneer er veel warmte geleverd moet worden (koude dagen of douchen) en de warmtepomp bij een minder grote warmtevraag. Dit is de huidige werking, maar het is ook mogelijk om met deze warmtepomp meer in te spelen op signalen die de inzet kosteneffectiever maken in plaats van alleen het energetisch rendement.

Bij hybridisering is er voor woningen sprake van een soort van verplichting. De hybride warmtepomp wordt vanaf 1 januari 2026 namelijk de nieuwe standaard bij de vervanging van een hr-ketel[33]. Daarbij is het mogelijk om af te wijken van de hybride warmtepomp als er concrete plannen zijn voor een warmtenet, of de woning een all-electric warmtepomp installeert. Echter, voor het overgrote deel van de woningen zal eerst worden overgestapt op een hybride warmtepomp. Dit resulteert in een extra belasting van het elektriciteitsnet. Sturing van deze warmtepompen (op afstand) op basis van de variabele capaciteit op het net over de dag heen lijkt

[33] Rijksoverheid (2022). Hybride warmtepomp de nieuwe standaard vanaf 2026 (link)

dan kansrijk (tussen 12-17 hogere temperatuur, tussen 17-21 beperkt 'aan staan' en vanaf 21:00 uur 'normaal'). Dit kan geïntegreerd worden met de spotmarkt, waardoor beter gebruik gemaakt wordt van weersafhankelijke duurzame opwek.

Voor de industrie is geen sprake van een verplichting voor hybridisering. Het flexibiliseren van het productieproces is vanwege het zwaar geïntegreerde karakter van industrieën met een volcontinu productieproces sterk verschillend tussen sectoren. Het is wenselijk om de komende periode met de industrie te onderzoeken welke processen (tegen welke kosten en impact op bijvoorbeeld veiligheid) flexibeler kunnen opereren. Inzet van hybride systemen biedt de industrie de optie om (binnen de kaders van de beschikbare netcapaciteit) balanceringsdiensten te leveren aan het elektronen, moleculen of warmtenetwerk.

3. **Impact van oplossing**

Onderstaande tabel toont de verwachte ontwikkeling van het DSR vermogen in de industrie in de periodes 2019-2030 en 2030-2050 om tot een klimaatneutraal energiesysteem te komen. Deze ontwikkeling is voor de korte- en middellange termijn in lijn met de inschatting dat het theoretische potentiële capaciteitseffect van DSR binnen de huidige industrieopbouw circa 3,4 GW (circa 17% van het huidige piekvermogen) is[34]. Daarbij zitten er wel grote verschillen in de potentie van DSR tussen verschillende industrietypes. Voor de lange termijn is de verwachting dat er meer installaties binnen de industrie worden geïnstalleerd die flexibel in kunnen spelen op de prijs. Hierdoor kan het benodigde DSR-vermogen op de lange termijn hoger uitkomen dan de 3,4 GW waar werd uitgegaan van de huidige industriële installaties.

Het DSR vermogen vanuit mobiliteit en gebouwen wordt niet apart weergegeven in onderstaande tabel. De reden hiervoor is dat het DSR-vermogen van bijvoorbeeld Vehicle-to-Grid (V2G) onderdeel is van de oplossing Energieopslag (paragraaf 4.2.3) en dit anders een dubbeltelling geeft binnen deze rapportage. Binnen de scenario's wordt ook geen uitsplitsing gegeven van de ontwikkeling van hybridisering binnen zowel de industrie als de gebouwde omgeving.

Tabel 7. Overzicht ontwikkeling in GW van DSR (industrie) tot 2050[35]

		2019	2030			2050			
		Ref	KA	ND	IA	DEC	NAT	EUR	INT
DSR (industrie)	GW	0,0	1,7	2,0	1,5	7,7	10,2	3,9	3,1

4.2.2 Conversie

Tabel 8. Conversie

Oplossing	Doel	Impact		Haalbaarheid	
Power-to-gas (P2G)	Dit beleid heeft als primair doel verduurzaming binnen de industriële clusters te stimuleren.				

[34] PWC (2021).Unlocking industrial demand side response (link)
[35] NBNL (2023). Netbeheer Nederland (2023). De integrale energiesysteemstudie 2030 – 2050: scenario's (II3050). Dit zijn vermogens ten behoeve van de balans tussen vraag en aanbod. De vraag naar DSR vanuit elektriciteitsinfrastructuur kan aanvullend of zelfs beperkend hiervoor zijn. Deze interactie dient nader onderzocht te worden.

Gas-to-power (G2P), regelbaar vermogen	Regelbaar vermogen vergroten bij voorkeur met duurzame moleculen. Hiervoor is duurzame molecuul seizoensopslag benodigd.				
Power-to-heat (P2H)	Dit beleid heeft als primair doel verduurzaming te stimuleren.				

Toelichting op score				
		Power-to-gas (P2G)	**Gas-to-power (G2P),**	**Power-to-heat (P2H)**
	Leveringszekerheid	P2G neemt alleen 'overtollige' elektriciteit van het net af. Wetgeving vanuit Brussel (wanneer 'groene-h2'), subsidie-eisen, PPA-structuren en de locatie zijn cruciaal voor impact van P2G op het net. Mogelijk rol als balanceerder e-net.	Cruciaal in duurzaam energiesysteem met hernieuwbare opwek. Centrales vervangen met name huidige gascentrales. Goed voor leveringszekerheid.	P2H neemt alleen extra elektriciteit van het net af. P2H is sterk locatie- en seizoensgebonden. Locatie P2H niet altijd gunstig voor het net.
	Betaalbaarheid	P2G kan leiden tot extra kosten voor de e-infra afhankelijk van de locatie, productieprofiel en keuze voor wel/geen vrijstelling vermogenskosten.	Relatief duur door hoge investeringskosten en beperkte inzet. Mogelijk noodzaak voor capaciteit vergoeding of andere vorm van CAPEX subsidie.	P2H is beperkt door capaciteit e-net. P2H kan leiden tot noodzaak voor redispatch en is daarmee kostbaar, sterk locatie en e-prijs afhankelijk.
	Financieel	Wijze van aansturing bepaalt voor een deel de BC (netgestuurd, PPA, etc). Huidige wijze van NL als 1-bid-zone kan leiden tot extra kosten voor netbeheerder.	Zeer onaantrekkelijk voor marktpartijen vanwege niet sluitende business case tot 2035. Daarna (naast bio) enige grootschalige alternatief regelbaar vermogen.	Inzet van E-boilers is relatief goedkoop, warmtepompen vergen grotere investeringen. Beperkt aantal vollasturen maakt de business case minder gunstig.
	Juridisch	Onduidelijkheid over de 'eisen' aan groen en percentage afnameverplichting remt de FIDs van P2G.	Er zijn geen grote juridische barrières om P2G te realiseren. Wel is er nog een tekort aan aanbod groene/blauwe H2.	Er zijn geen grote juridische barrières om P2H te realiseren. Veelal is de nodige e-infra nog onvoldoende aanwezig.

1. Doel

Conversie is omzetting van elektriciteit naar een andere energiedrager of van een andere energiedrager naar elektriciteit. In dit rapport bespreken we drie varianten van conversie, *power-to-gas (P2G), power-to-heat (P2H)*, *gas-to-power (G2P)* en de impact die conversie heeft op het net.

2. Toelichting

2.1 Power-to-gas (P2G)

Er bestaan twee routes voor de productie van groene waterstof (P2G) in Nederland. Enerzijds kan middels een elektrolyser waterstof worden geproduceerd door elektriciteit aan het net te onttrekken (bij voorkeur staat de elektrolyser dan aan de kust, overschotten uit wind op zee kunnen dan omgezet worden). Dit is de systeem-variant. Anderzijds kan een elektrolyser 'dedicated' opereren, d.w.z. dat duurzame opwek uit wind en zon niet het net opgaat maar direct een elektrolyser ingevoed wordt. Bij de eerste optie zal een producent produceren tegen zo laag mogelijk marginale kosten (eventuele marktverstorende subsidies daargelaten), oftewel op momenten met veel wind en/of zon en weinig verbruik (gemiddeld genomen tussen 01-06 uur en tussen 12-17 uur). Bij de tweede variant produceert men zo veel mogelijk waterstof en is het

aantal vollasturen gelijk aan de achterliggende opwekmedium (het aantal vollasturen hangt af van de verhouding GW wind op zee en GW van de elektrolyser en kan oplopen tot 5.000 – 6.000). De eerste variant heeft een balancerende functie aangezien er waterstof wordt geproduceerd op uren met elektriciteitsoverschotten en het aantal vollasturen veelal lager is, er is dus ruimte voor opschaling.

Het huidige beleid van het Rijk (EZK) is voornamelijk gericht op het vergroten van conversie (elektrolyse) capaciteit om hiermee in de vraag naar groene waterstof te voorzien[36]. Realisatie van grootschalige elektrolysecapaciteit is een marktaangelegenheid en krijgt tractie als het gaat om productie van waterstof. Afhankelijk van de inzetmethode kan elektrolyse de netcapaciteit vergroten door bij locaties van hernieuwbare energie elektriciteitsoverschotten om te zetten in waterstof. De inzet van P2G als oplossing om meer netcapaciteit te creëren wordt veelvuldig genoemd, maar op dit moment niet toegepast in de praktijk. Hieraan ligt een aantal zaken ten grond slag:

- Een positieve business case is nog niet haalbaar. Inzet van conversie om lokale piekbelasting door elektriciteitsaanbod tegen te gaan is niet rendabel. Er zijn op dit moment veelal kortstondige, grote pieken wat vraagt om veel elektrolysecapaciteit met een zeer beperkt aantal vollasturen.
- Conversie zal lokaal plaatsvinden als gevolg van plaatselijke netcongestie (m.n. zon-pv) of overschotten (m.n. wind op zee). De opwek en verbruik van deze waterstof lopen veelal niet gelijk, opslag is nodig. Op dit moment is de benodigde infrastructuur (h2-backbone en zoutcavernes) nog niet gereed.
- Er is lange tijd onduidelijkheid (geweest) over de criteria waar een producent aan moet voldoen om waterstof het label ‘groen’ te mogen geven. In de recent verschenen Delegated Act van de EU COM (13 februari 2023) staan de vereisten. Ook is er nog geen eis aan verbruikers om een minimaal percentage groene waterstof te gebruiken, dit is voor 2030 pas voorzien (42%). Zonder het label ‘groen’ en een verbruikersverplichting is de waarde van waterstof fors lager.

Het is aannemelijk dat de ontwikkeling van P2G een markt aangelegenheid blijft. Indien P2G als concrete oplossing voor netcapaciteit wordt bestempeld dan zal aan een aantal (rand)voorwaarden voldaan moeten worden:

- Lokale afname van waterstof of de aanwezigheid van waterstofinfrastructuur (inclusief opslag).
- Duidelijkheid over nationale en Europese eisen aan ‘groen’.
- Duidelijkheid over nationale en Europese eisen t.a.v. percentage afnameverplichting ‘groen’.

Door het nemen van maatregelen kan het Rijk (EZK) sturen op deze (rand)voorwaarden. Door te investeren in de waterstofbackbone en bijbehorende opslag zullen lokale waterstofketens tot stand komen. Ook dient er meer duidelijkheid te komen welke potentiële afnemers in welk jaar aangesloten kunnen worden op de landelijke infra.

2.2 Power-to-heat (P2H)

Voor de productie van warmte (P2H, e-boilers, industriële warmtepompen en gebouwde omgeving) wordt productie van warmte centraal gesteld, bij voorkeur tegen de laagst mogelijke kosten. Afschakelen is niet zonder meer mogelijk vanwege het bieden van leveringszekerheid. De impact

[36] Rijksoverheid (2022). Zeven grote waterstofprojecten in Nederland krijgen subsidie voor elektrolyse

op het elektriciteitsnet hangt sterk af van de locatie van de P2H-installatie en het tijdstip waarop elektriciteit wordt gevraagd. Door P2H te combineren met lokale energie-/of warmteopslag is de impact op het elektriciteitsnet kleiner, levering van elektriciteit kan dan (nog meer) plaatsvinden op momenten met lage elektriciteitsprijzen (dus waarschijnlijk veel aanbod en weinig(er) vraag) en op piekmomenten kan vanuit eigen opslag warmte/elektriciteit gehaald worden.

Inzet van P2H als oplossing voor het vergroten van de netcapaciteit lijkt beperkt. De voornaamste reden is de mismatch tussen een lokaal elektriciteitsoverschot met een beperkte warmtevraag. P2H moet lokaal plaatsvinden om meer netcapaciteit te creëren. Lokaal verbruik van de produceerde warmte is noodzakelijk, omdat warmtetransport beperkt mogelijk is. Aanbodknelpunten ontstaan echter veelal in dunbevolkte gebieden met een kleine warmtevraag. Dit levert een mismatch op.

We zien nu al wel een opmars van de E-boiler binnen de industrie, waardoor de industrie hybridiseert. We verwachten dat deze trend zich sterk doorzet vanwege steeds volatielere elektriciteitsprijzen. E-boilers worden uitsluitend ingezet om meer elektriciteit van het net af te nemen, veelal op momenten dat de elektriciteitsprijs laag is. De inzet van E-boilers is zinvol om het elektriciteitsnet in balans te houden. Er kan echter ook netcongestie optreden, doordat er bij lage elektriciteitsprijzen een grote elektriciteitsvraag ontstaat bij de industrie(clusters) met weinig hernieuwbare opwekking.

Binnen de gebouwde omgeving kan P2H uitkomst bieden bij warmtenetten. Ook hier treedt het probleem op dat P2H weinig leveringszekerheid biedt om in de warmtevraag te voorzien. P2H zal alleen bij elektriciteitsoverschotten ingeschakeld worden, waardoor er behoefte blijft aan een andere bron om in de basislast warmtevraag te voorzien. Ook door de verschuiving van wind naar zon binnen de regionale energiestrategieën (RES'en) neemt de toepasbaarheid van P2H af. In de zomermaanden zijn er elektriciteitsoverschotten door zon, welke worden omgezet in warmte waar op dat moment geen vraag naar is. De produceerde warmte is veelal lage of middentemperatuur warmte die geschikt voor de gebouwde omgeving. Alleen heeft de gebouwde omgeving een warmtevraag in de winter. Hierdoor ontstaat een mismatch.

Richting 2030 en daarna ontstaan er doordat de gebouwde omgeving verder is met haar verduurzamingsopgave kansen. Dit betreft met name P2H in stedelijke gebieden waar een warmtenet ligt dat (deels) gevoed wordt vanuit een warmteopslag. P2H-warmte kan namelijk toegevoegd worden aan de opslag en gebruikt worden op een moment dat er vraag is naar deze warmte. Hierdoor kan men op termijn zelfs elektrische opwek in de zomermaanden, omgezet naar warmte, gebruiken in de wintermaanden.

2.3 Gas-to-power (G2P)

Met de conversieroute G2P bedoelen we de omzet van (groene) waterstof naar elektriciteit. Fossiele G2P centrales spelen vandaag de dag een grote rol in opvangen van tekorten in aanbod. Richting 2050 wordt de rol van fossiele centrales voor een deel door duurzame centrales ingevuld. Naast H2-G2P centrales is het ook mogelijk om andere duurzame gassen, CCS op fossiele centrales en kerncentrales de rol van regelbaar vermogen te laten invullen. Deze opties bespreken we niet in dit rapport, aangezien (we verwachten) dat deze grote installaties direct op het 380kV net van TenneT zijn aangesloten en dat inpassing van dit centrale grootschalige aanbod veel afstemming kent. Beide vormen van regelbaar vermogen helpen om tekorten op te vangen.

Lokaal regelbaar vermogen – op dit moment voornamelijk geleverd door WKK's – kan lokale netcongestie als gevolg van grote elektriciteitsvraag voorkomen. G2P wordt momenteel toegepast door de glastuinbouw sector en industriële partijen. De WKK's worden tegen betaling aangezet, bij volatiele prijzen kan dit financieel goed uit.

Regelbaar vermogen heeft echter ook een belangrijke systeemfunctie. Op dit moment is er voldoende regelbaar vermogen beschikbaar binnen Nederland om te voorzien in piekvraag. De ontwikkelingen binnen de energietransitie vragen echter om een transitie van het regelbaar vermogen. Het is van groot belang om voldoende regelbaar vermogen (dat geen broeikasgasemissies uitstoot) te realiseren op de middellange en lange termijn om leveringszekerheid te borgen. De impact hiervan op netcongestie is naar verwachting neutraal aangezien ze neergezet worden op locaties met ruime aansluiten.

3. Impact van oplossing

Tabel 9 toont de ontwikkeling in opgesteld vermogen (in GW) van de drie varianten van conversie voor de periode 2019-2030 en 2030-2050. Uit deze tabel blijkt ten eerste dat voor alle drie de vormen geldt dat ze opgeschaald (moeten) worden na 2030 met een factor 2 tot 5 om te komen tot een klimaatneutraal energiesysteem. Ten tweede valt op dat het om nieuwe technologieën gaat, of in elk geval om technologieën die in 2019 nog niet of nauwelijks in gebruik waren. Dit laatste is te verklaren doordat elektriciteitsvraag en -aanbod vaak in balans waren en het gegeven dat kolen, biomassa en met name gascentrales momenteel nagenoeg in de volledig regelbare vraag voorzien. De verwachting is daarmee dat deze oplossingen met name op de middellange termijn een grote rol gaan spelen, wanneer meer elektriciteitsoverschotten ontstaan en de elektriciteitssector genormeerd wordt naar verwachting in 2035.

De impact die deze toename in nieuw regelbaar vermogen heeft op de benodigde investeringen in elektriciteitsinfra heeft voor een groot deel te maken met de locatie waar deze nieuwe installaties komen te staan. De verwachting is bijvoorbeeld dat veel elektrolysers nabij de industriële clusters aan de kustlijn komen te staan, hierdoor zijn ze met een kleine aftakking of direct aan de zeekabels die TenneT aanlegt voor wind op zee verbonden. Aangenomen dat deze elektrolysers waterstof willen produceren die voldoet aan de vereisten uit de Delegated Act over hernieuwbare waterstof (februari, 2023), staan ze 'aan' op moment dat de wind waait en de elektriciteitsprijs laag is. De impact op het elektriciteitsnet in het binnenland is dan beperkt. Voor de G2P centrales geldt dat het of ombouw is van bestaande gascentrales of naar verwachting bouw van nieuwe centrales op de plek van huidige centrales; het elektriciteitsnet zou bij gelijke vermogens dit aan moeten kunnen. De nieuwe P2H installaties zijn verspreid(er) over het land; hun impact op decentrale investeringen in het elektriciteitsnet is daarmee naar verwachting het grootst.

Tabel 9. Overzicht ontwikkeling in GW van conversietechnologieën tot 2050[37]

			2019	2030			2050			
			Ref	KA	ND	IA	DEC	NAT	EUR	INT
Conversie	Power-to-gas (dedicated en systeem)	GW	0,0	3,0	7,6	3,6	33,0	45,0	16,0	18,0
	(H2-)Gas-to-power	GW	0,0	0,0	1,4	1,9	20,0	15,0	11,0	15,0
	Power-to-heat	GW	0,0	3,3	5,1	2,5	10,9	11,1	6,2	3,2

Power-to-gas (P2G)

P2G als oplossing voor (lokale) netcapaciteit is, mits aan de bovenstaande voorwaarden wordt voldaan, aannemelijk na circa 2030. Er zullen eerste lokale waterstofketens moeten ontstaan of lokale waterstof infrastructuur aanwezig zijn. Wanneer deze lokale waterstofketens ontstaan dan zullen deze waarschijnlijk gedreven worden door vraag vanuit de mobiliteitssector voor zwaar transport en het zesde industriecluster op moment dat waterstof de enige verduurzamingsoptie

[37] Netbeheer Nederland (2022). II3050 2e editie.

is[39]. In een later stadium (2035-2040) kan lokale opwek ook gebruikt worden als alternatief voor aardgas in de gebouwde omgeving voor zogenaamde eiland-locaties (= een gebied dat 1 entry-exit point heeft). Daarnaast is de verwachting dat lokale waterstofketens voornamelijk zullen ontstaan na het ontsluiten van de waterstofbackbone, waarbij het wel gelijk als vliegwiel kan dienen voor de ontwikkeling van lokale P2G. De mate waarin dit gaat gebeuren is onder andere afhankelijk van de kosten voor de lokale productie van waterstof en de concurrentie met geïmporteerde waterstof. Dit laatste is ook afhankelijk van het scenario waardoor grote verschillen zijn in de hoeveelheid P2G tussen de scenario's in 2050.

Power-to-heat (P2H)

P2H kan in de toekomst een belangrijke rol spelen in het balanceren van het (decentrale) elektriciteitsnet. Door introductie van de juiste (prijs)prikkels kunnen eigenaren van e-boilers, warmteopslag en warmtepompen inspelen op de lokale situatie. Als eigenaren hun systeem zo inregelen dat ze tijdens een periode van lage prijzen hun systeem bufferen (zeker op moment dat de verwachting is dat morgen de prijzen sterk stijgen), dan is hun vraag lager tijdens piekuren. Waarschijnlijk is variabele beprijzing van gebruik van het net nodig om deze manier van inzet van het systeem nog meer aan te moedigen, dit kan door in te zetten op pilots. Doel van deze pilots zou dan zijn om P2H zo in te zetten dat de elektriciteitsinfrastructuur wordt ontlast, bijvoorbeeld door overdag elektriciteit om te zetten in warmte en op te slaan in centrale warmteopslagsystemen. Hiervoor dient naast een lage elektriciteitsprijs ook een prijsprikkel op gebruik van het net worden geïntroduceerd; die onderdeel is van de day-ahead marktprijzen, deze worden daarmee nog volatieler en sturen op elektriciteitsvraag loont dan meer dan op dit moment.

Gas-to-power (G2P), regelbaar vermogen

Op korte termijn en middellange termijn is het niet de verwachting dat G2P een bijdrage zal leveren aan reductie van netcongestie. Het totale regelbare vermogen zal eerder afnemen, dan toenemen als gevolg van verduurzaming binnen de glastuinbouw en industrie. Op de lange termijn zijn mogelijkheden doordat waterstof lokaal opgewekt en opgeslagen wordt. Deze opgewekte waterstof kan op momenten met netcongestie omgezet worden in elektriciteit. Op systeemniveau speelt G2P zeer belangrijke rol. Op momenten zonder hernieuwbare opwekking zal regelbaar vermogen in de elektriciteitsvraag moeten voorzien

4.2.3 Energieopslag

Tabel 10. Overzichtstabel energieopslag

Oplossing	Doel	Impact	Haalbaarheid		
Batterijen: Handhaven netbalans/ voorkomen netcongestie	Handhaven van de netbalans en voorkomen netcongestie door batterijen netneutraal in te zetten.				
Batterijen: Dag-nachtopslag (incl. vergroten benutting netten)	Vergroten van dag/nacht opslagcapaciteit om netschaarste te verminderen, benutting netcapaciteit laten toenemen en het aandeel hernieuwbaar in elektriciteitsmix laten groeien				

[39] Natuur & Milieu (2020). Waterstof: de waterstofladder (link)

Oplossing	Doel	Impact	Haalbaarheid
Toelichting op score			
		Handhaven netbalans	**Dag- nachtopslag**
	Leveringszekerheid	Groter aanbod batterijvermogen onbalans- en frequentiemarkten heeft positieve impact	Vergroot robuustheid van het energiesysteem door toevoeging van flexibiliteit
	Betaalbaarheid	Meer onbalans en frequentieschommelingen leidt tot hogere kosten voor netbeheerders	Investeringskosten voor marktpartijen zijn hoog en resulteren in hogere systeemkosten
	Financieel	Business case is nu al rendabel. Echter nog niet voor voorkomen van netcongestie.	Business case is niet rendabel Marktpartijen realiseren uitsluitend met gestaffelde business case
	Juridisch	Het betreft een bestaande markt waartoe marktpartijen kunnen toetreden	Het betreft een bestaande markt waartoe marktpartijen kunnen toetreden

1. **Doel**

Energieopslag kan in diverse vormen en kan een sleutelrol spelen in de aanpak naar een toekomstbestendig energiesysteem. Opslag is mogelijk in de vorm van moleculen-, thermische, elektrische en mechanische opslag. De verschillende technieken bieden een oplossing voor specifieke toepassingen en verschillende tijdsduren, van minuten, tot dagen of zelfs seizoenen. Opslag kan ook worden gebruikt om strategische lange termijn reserves aan te leggen, dit ligt echter buiten de scope van dit onderzoek[40]. Ten aanzien van het elektriciteitsnet maken we onderscheid tussen twee typen inzet van opgeslagen energie: handhaven netbalans en dag/nachtopslag.

2. **Toelichting**

Handhaven netbalans

Op dit moment staat voor het handhaven van de netbalans circa 60-70 MW aan batterijvermogen opgesteld[41]. Dit zijn bijna alleen maar batterijen met een opslagduur van één uur, welke vrijwel alleen ingezet worden op de balanceringsmarkt. Op dit moment groeit de aangevraagde netcapaciteit om batterijen aan te sluiten zeer snel doordat de businesscase van batterijen gunstig is door een daling van de kostprijs, hoge volatiliteit van de energieprijzen en de capaciteitsvergoedingen[42]. Deze batterijen kunnen echter ook een negatief effect hebben op netcongestie. Een batterij kan netcongestie verergeren door tijdens de belastingpiek te ontladen, bijvoorbeeld doordat de prijzen maken dat het op dit moment gunstig is om te ontladen[43].

TenneT is verantwoordelijk voor het handhaven van de netbalans. Door het inkopen van batterijopslag op de balanceringsmarkten en contracten met balance reponsible parties (BRP) wordt het net in balans gehouden. Doordat de balanceringsmarkt op dit moment de basis vormt van een business case voor batterijopslag is de verwachting dat de markt zal groeien en de prijzen voor het inkopen van batterijcapaciteit door TenneT zullen dalen. De snelle groei in aangevraagde capaciteit voor batterijen kan een negatieve uitwerking hebben op netcongestie. Men verwacht (op basis van het huidige beleid) dat een groot gedeelte van de nieuwe batterijprojecten tot 2030 door energiebalancering de piekbelasting zullen verhogen en daarmee bijdragen aan netcongestie[44]. Er

[40] In het rapport 'Ondergronds Energieopslag in Nederland 2030 – 2050: Technische evaluatie van vraag en aanbod' (TNO & EBN, 2021) wordt dieper ingegaan op de rol van ondergrondse opslag bij de aanleg van strategische reserves.
[41] CE Delft (2021). Omslagpunt grootschalige batterijopslag
[42] https://www.stratergy.nl/post/batterijen-dreigen-energiemarkten-te-overspoelen-20-gw-in-pijplijn
[43] CE Delft (2023). Beleid voor grootschalige batterijsystemen voor netcongestie; Beleidssessie
[44] CE Delft (2023). Beleid voor grootschalige batterijsystemen voor netcongestie; Beleidssessie

is op dit moment nog geen wet- en regelgeving om dit in goede banen te leiden. Er kan met beleid kan hierop gestuurd worden waardoor een mogelijk toename in netcongestie omgevormd kan worden tot afname.

Dag- nachtopslag

Dag-nachtopslag is cruciaal in een energiesysteem met een groeiend volatiel opwekvermogen. Verschillende technologieën kunnen toegepast worden om te voorzien in dag-nachtopslag. Batterijen lijken kansrijk, maar de huidige op commerciële schaal beschikbare lithium ion-batterijen, zijn op dit moment niet rendabel genoeg. Hierdoor is een gestapelde business case (een combinatie van verschillende inkomstenbronnen) noodzakelijk. Flowbatterijen hebben nog een onvoldoende hoog TRL-niveau, maar lijken op termijn grotere opslag te kunnen leveren tegen lagere kosten per kWh.

De nieuwe Energiewet lijkt cable-pooling met batterijopslag in de toekomst evenmin mogelijk te maken. De toelichting op het wetsvoorstel voor de nieuwe Energiewet verwijst enkel naar cable-pooling van zon en wind en noemt hierbij niet de aansluiting met batterijopslag[45].

3. **Impact van oplossing**

Tabel 11 toont de ontwikkeling in opgesteld vermogen (in GW) batterijen voor de periode 2019-2030 en 2030-2050. Uit deze tabel blijkt dat er een grote opschaling moet plaatsvinden richting 2030, waarna nog een versnelling (circa factor 4) nodig is. De benodigde vermogens zijn dusdanig groot dat nieuwe technologieën, zoals flow batterijen of andere nog niet voorhanden vormen van grootschalige batterijopslag benodigd zijn om de benodigde vermogens te realiseren.

Tabel 11. Overzicht ontwikkeling in GW van batterijen tot 2050[46]

			2019	2030			2050			
			Ref	KA	ND	IA	DEC	NAT	EUR	INT
Batterijen	Batterijen (groot-, kleinschalig & V2G)	GW	0,0	12,3	19,3	8,3	70,3	59,7	38,6	40,6

4.2.4 Review biedzone (EU Regulation 2015/1222)

1. **Doel**

Het Europese energiesysteem is onderverdeeld in zogenaamde biedzones. Biedzondes zijn een kernelement van het huidige Europese marktontwerp. Elektriciteitshandel en -uitwisselingen tussen deze zones worden georganiseerd op basis van beschikbare capaciteit berekend door TSO's en zijn afhankelijk van de interconnectie tussen landen. Interne transacties binnen biedzones worden als onbeperkt beschouwd, ookal is dit in Nederland anno 2023 zeker niet meer een gegeven. De definitie van biedzonegrenzen is daarom een vraag van groot belang voor de markt en vereist regelmatige grondige analyse en eventueel een herziening (zoals gespecificeerd in EU-verordening 2015/1222). Het reviewen van de Nederlandse biedzone is dan ook niet een 'nieuwe oplossing' als zodanig, de keuzes voor meer/minder sub-biedzones binnen Nederland is dat wel degelijk.

[45] Dorhout (2022). Biedt de voorgenomen Energiewet netbeheerders voldoende handvatten om het volle elektriciteitsnetwerk aan te pakken?
[46] Netbeheer Nederland (2022). II3050

2. **Toelichting**

Nederland is op dit moment 1 biedzone (de Noordzee is een eigen biedzone). Een biedzone is het geografische gebied waarbinnen marktpartijen energie kunnen uitwisselen zonder capaciteitsverdeling[47]. Deze systematiek komt voort uit de tijd dat er nog sprake was van een koperen plaat, maar is waarschijnlijk niet meer houdbaar op moment dat er veel meer vraag komt vanuit o.a. opslag (batterijen) en conversie. De groothandelsprijs wordt bepaald op basis van vraag-aanbod en niet op basis van locatie c.q. congestie die de transport van elektriciteit tot gevolg heeft. Op moment dat de elektriciteitsprijs in de biedzone van Nederland heel laag is door veel zon-pv opwek in het Noorden gaan de elektrolysers (systeem) langs de kust 'aan'. Hierdoor ontstaat veel transport door Nederland. Op moment dat het net deze capaciteit niet kan transporteren moet de netbeheerder congestiemanagement toepassen, dit is gezien de volumes waar we het richting 2030 en verder over hebben een zeer kostbare aangelegenheid (ook betekent dit waarschijnlijk curtailment van zon-pv en mogelijk inzet van gascentrales op andere locaties).

Bovenstaand probleem dat ontstaat door een toename van decentraal duurzame opwek, de vraag-aanbod 'duck-curve'[48] over de dag heen, en waarschijnlijk veel conversie nabij de kust maakt dat ACER recent een onderzoek heeft aangekondigd om de biedzone-indeling in een aantal Europese landen te evalueren. Uit het vooronderzoek trekt ACER de volgende conclusie[49]: "*Voor Nederland [moet] een biedzonesplitsing in twee biedzones onderzocht worden. De biedzonesplitsing volgt grofweg de grens tussen de provincie Overijssel en de provincie Gelderland, waarbij alle onderstations en onderliggende netwerken van het 110/220 kV in de noordoostelijke biedzone komen en de onderstations en onderliggende netwerken van het 150kV net in de zuidwestelijke biedzone belanden*." Doel van deze review is om "*te onderzoeken of alternatieve biedzone-indelingen de economische efficiëntie en zone-overschrijdende handelsmogelijkheden kunnen vergroten waarbij de operationele veiligheid van het elektriciteitsnetwerk gehandhaafd kan blijven*". Aanpassingen (eventueel) aan de biedzone indeling worden verwacht omtrent 2027. Aangenomen dat er daadwerkelijk een herziening van de huidige biedzone indeling plaats vindt (in 2 of meer biedzones binnen Nederland) lijken de eerder negatieve effecten die conversie en opslag hebben op het veroorzaken van congestie deels weggenomen. Een verschil in groothandelsprijs tussen zones maakt het namelijk minder aantrekkelijk om elektriciteit op moment van oplopende congestie tussen twee biedzones uit te wisselen.

Op de lange termijn, 2035 en verder, is het mogelijk noodzakelijk om de biedzones in Nederland nogmaals te herzien. Een tweede herziening heeft waarschijnlijk als gevolg dat Nederland in nog meer biedzones wordt opgedeeld. Doel hiervan is om middels prijsprikkels afnemers te stimuleren om vooral lokaal opgewekte elektriciteit te verbruiken en daardoor ongewenste transport van elektriciteit te ontmoedigen. Volgens de recente analyse van Ofgem (UK) naar 'locational pricing' wordt ook de productie van duurzame opwek beïnvloed door een andere indeling van biedzones. In deze studie wordt een alternatief op de huidige zonal biedzone aanpak (7 zones) bekeken, namelijk nodal biedzones (850 zones). Reden om dit te onderzoeken is het plan van de overheid om het elektriciteitssysteem volledig te decarboniseren in 2035[50].

---

[47] Article 2(3) of the Regulation 543/2013 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets and Article 2(65) of Regulation (EU) 2019/943 of the EU COM.
[48] Definitie duck-curve: het stroomverbruik in een land is redelijk voorspelbaar, en daarmee ook het verloop van de prijs. In het verleden was er een dip in de vroege ochtend en een piek tijdens de ochtend -en met name avonduren. Door steeds meer wind en zon verandert dit patroon en is met name midden op de dag de elektriciteitsprijs (door zon en wind) erg laag; het nieuwe patroon lijkt op een rechtopstaande eend en is steeds zichtbaarder naarmate opwek uit duurzame bronnen fossiele opwek verdringt.
[49] ACER (2022). DECISION No 11/2022.
[50] Financial Times (2023). Planned power reforms set to redraw map for Britisch electricity bills (link)

3. **Impact van oplossing**

Het effect van het opdelen van Nederland in meer dan 1 biedzone wordt momenteel onderzocht. Resultaten hiervan worden omtrent 2027 verwacht. Bij een herziening is het in elk geval van belang om de nieuwe ambities voor 2030 en 2035 in ogenschouw te nemen; de hiervoor nodige beelden komen voort uit de verschillende systeemstudies en betere samenwerking door integraal te programmeren.

Voor inschatting van de impact van meer/minder zones verwijzen we naar de studies die TenneT, ENTSO-E en ACER in dit kader uitvoeren. Om deze reden is voor deze 'oplossing' ook geen tabel met inschatting van effecten opgenomen aan begin van deze paragraaf.

4.3 Overige Oplossingen

4.3.1 Het n-1 principe loslaten

Tabel 12 Overzichtstabel n-1 principe loslaten

Oplossing	Doel	Impact		Haalbaarheid	
n-1 principe loslaten	Beschikbaar maken van de storingsreserve voor het faciliteren van de energietransitie.	■ ■ ■ ■ □ □ □	■ ■ ■ ■ □ □ □	■ ■ ■ ■ □ □ □	□ □ □ ■ □ □ □

Toelichting op score		n-1 principe loslaten
	Leveringszekerheid	Door de storingsreserve wordt onderbreking van grote gebieden door een storing voorkomen. Door dit principe los te laten komt er extra transportcapaciteit beschikbaar. Afhankelijk van de wijze waarop de extra capaciteit wordt vrijgegeven heeft dit invloed op de leveringszekerheid.
	Betaalbaarheid	De storingsreserve liggen er al, dit zou daarom niet leiden tot extra kosten. Vrijgegeven extra capaciteit vervalt op moment dat er een storing is; leveringszekerheid bij extra capaciteit is daarmee geringer dan normaal.
	Financieel	Er zijn geen additionele investeringen nodig om dit te realiseren, de netten liggen er namelijk al.
	Juridisch	In de basis is dit sinds 2021 mogelijk, wel dient er een balans gevonden te worden tussen veiligheid en het dienen van de energietransitie. Dit kan juridisch nog wel vragen opleveren.

1. **Doel**

Beschikbaar maken van de storingsreserve voor het faciliteren van de energietransitie. Met name gericht op de productiekant van elektriciteit (zon en wind) en op de langere termijn mogelijk ook de vraagkant in de vorm van e-boilers of grote hybride installaties.

2. **Toelichting**

Op dit moment zijn elektriciteitsnetten met een spanningsniveau hoger dan 110 kV verplicht om, conform artikel 31 van de Elektriciteitswet, een storingsreserve te hebben[51]. Deze storingsreserve wordt gebruikt bij storingen en/of onderhoud[52]. Deze extra verbindingen werden in het verleden

[51] Rijksoverheid (2013). Kwaliteitsnorm enkelvoudige storingsreserve in het Nederlandse hoogspanningsnet (link)
[52] Rijksoverheid (2022). Landelijk Actieprogramma Netcongestie

onder normale omstandigheden veelal gebruikt om de capaciteit over te verdelen. Maar sinds 1 januari 2021 is het voor netbeheerders toegestaan om de reserve-onderdelen van het hoogspanningsnet te gebruiken voor het transport van groene stroom, waarvoor wel een ontheffing aangevraagd dient te worden.

Door dit principe los te laten wordt capaciteit die nu achter de hand wordt gehouden (voor het opvangen van storingen) beschikbaar gesteld. Het beschikbaar stellen van deze capaciteit geeft meer ruimte op het elektriciteitsnet, maar heeft wel een negatief effect op de leveringszekerheid. Deze back-up capaciteit wordt nu namelijk ingezet om storingen te voorkomen in grote gebieden[53]. Op dit moment doen NBNL, ACM en EZK onderzoek naar de mogelijkheden om betrouwbaarheidscriteria aan te passen, daarbij wordt gekeken naar een balans tussen de versnelling van de energietransitie en de kwaliteit van het elektriciteitsnet. De eerste resultaten vanuit NBNL worden verwacht in Q2 van dit jaar[52].

3. **Impact van oplossing**

Het loslaten van het n-1 principe kan in principe overal worden toegepast waar het elektriciteitsnet redundant is aangelegd. Het hoogspanningsnet bevat daarbij meer redundantie dan de lagere netvlakken waardoor het waarschijnlijk is dat het loslaten van dit principe voornamelijk op het hoogspanningsnet additionele ruimte oplevert. Een exacte inschatting van de redundante capaciteit is niet openbaar beschikbaar. De NVDE schat in dat met het loslaten van het n-1 principe circa 3 GW aan extra aansluitmogelijkheden oplevert[54]. Dit cijfer kan dienen als ordergrootte van het effect.

Deze maatregel vergroot de aansluitcapaciteit, maar heeft een negatieve invloed op de weerbaarheid van het elektriciteitsnet aangezien de mate van redundantie afneemt. Het inzetten van de storingsreserve biedt de mogelijkheid om zon- en windprojecten aan te sluiten door gebruik te maken van de capaciteit die mogelijk nodig is als er een storing is. Het negatieve effect van zo'n aanpassing kan worden verminderd als er afspraken worden gemaakt met de nieuw aan te sluiten projecten over een tijdelijke afschakeling bij een storing of onderhoudsmoment. Dit zou mogelijk in de vorm van een non-firm ATO kunnen. Het is dan aan de ontwikkelaar van een zon- en windpark om te bepalen of het risico op een storing (en dus noodzaak voor inzet van de storingsreserve) en afschakeling vanwege noodzakelijk onderhoud aanvaardbaar is binnen de business case.

4.3.2 Ruimtelijk bij elkaar brengen van vraag en aanbod

Tabel 13. Overzichtstabel vraag en aanbod

Oplossing	Doel	Impact	Haalbaarheid		
Ruimtelijk bij elkaar brengen van vraag en aanbod	Het bij elkaar brengen van vraag en aanbod is een van de effectiefste manieren om netuitbreidingen te voorkomen of uit te stellen.				
Toelichting op score					
	Ruimtelijk bij elkaar brengen van vraag en aanbod				

[53] NBNL (2019). Maximaal benutten van capaciteit ; Storingsreserve loslaten (link)
[54] NVDE (2019). Notitie opties extra CO_2-reductie richting 2020 (link)

Oplossing	Doel	Impact	Haalbaarheid
Leveringszekerheid		Er is minder transportcapaciteit nodig indien vraag- en aanbod dichter bij elkaar worden gerealiseerd.	
Betaalbaarheid		Minder benodigde transportcapaciteit resulteert in lagere kosten voor de netbeheerders	
Financieel		Deze oplossing brengt beperkt kosten met zich mee. Vraag en voornamelijk aanbod zal op een andere locatie worden gerealiseerd. Mogelijk vallen hiermee rendabele locaties af vanuit ontwikkelaars af.	
Juridisch		Het Rijk kan – samen met de netbedrijven – sturen op locaties waar prioritair ingezet wordt op verzwaren/uitbreiden van de netinfra. Door hier duidelijkheid over te geven, o.a. via de Investeringsprogramma's, de NOVI en PEH weten partijen beter waar ze aan toe zijn. Actief verplaatsen van productielocaties is juridisch niet mogelijk. Via aanpassing van beprijzen elektriciteitsgebruik kan wel indirect een prikkel geïntroduceerd worden.	

1. **Doel**

Het voorkomen van netuitbreidingen door het bij elkaar brengen van vraag en aanbod.

2. **Toelichting**

Elektriciteitstransport is alleen benodigd wanneer elektriciteitsvraag- en aanbod een verschillende locatie hebben. Het ruimtelijk bij elkaar brengen van vraag- en aanbod is daarom een no-regret oplossing, waarop door de verschuiving van een centraal naar een decentraal georiënteerd energiesysteem al stappen gezet worden[55]. Bij voorkeur is vraag- en aanbod ook in tijd op elkaar afgestemd, zodat elektriciteitstransporten zijn geminimaliseerd.

Hernieuwbare energie opwekking vindt veelal plaats op locaties met een beperkte energievraag, vanwege lagere grondkosten en minder weerstand vanuit de maatschappij. Dit is kenmerkend voor Noord-Nederland, waar al lange tijd zonneparken worden gerealiseerd. Grote vraag naar elektriciteit concentreert zich voornamelijk in stedelijk gebied en industriële clusters. Hierdoor ontstaat een ruimtelijk mismatch, ondanks dat het energiesysteem steeds meer decentraal van aard is.

Het bij elkaar brengen van vraag en aanbod is daarom een gebiedsgerichte oplossing, omdat dit grotendeels afhankelijk is van de lokale omstandigheden. Het ruimtelijk bij elkaar brengen van vraag- en aanbod is sector overstijgend omdat aanbod van elektriciteit vraag naar elektriciteit zoekt of vice versa.

Het ruimtelijk beleid ligt nu bij de provincies en gemeenten en zal gezien de gebiedsgerichte benadering ook een verantwoordelijkheid van de regionale en lokale overheden blijven. Vanuit het Rijk (EZK) kan de markt echter ook dusdanig geïnformeerd worden dat over de gebieden waar gewerkt wordt aan vergroten van aanbod (denk aan de NOVI, PEH en Nota Ruimte). Op basis van deze informatie kunnen private partijen beter beslissingen nemen over uitbreidingslocaties.

De wisselwerking tussen het Rijk (EZK) en decentrale overheden (o.a. pMIEK) is cruciaal om resultaten te bereiken. Op hoofdlijnen zijn er daarom twee richtingen waarop elektriciteitsvraag- en aanbod worden samenbracht (zie ook hoofdstuk beleid, rol & taken):

- Regionale en lokale overheden kunnen binnen de huidige instrumenten meer rekening houden met de impact op het elektriciteitsnet van te ontwikkelingen locaties. Momenteel wordt veelal gestuurd op de weg van de minste maatschappelijke weerstand. Door het bij elkaar brengen

[55] Expertteam Energiesysteem 2050 (2023). Energie door perspectief: rechtvaardig, robuust en duurzaam naar 2050 (link)

van vraag en aanbod als basiscriterium bij het aanwijzen van zoekgebieden te hanteren krijgt het prioriteit. Een eerste stap hierin is het opnemen van de netimpact binnen de gemeentelijke omgevingsvisie. Vervolgens kan gekeken worden of de plannen haalbaar zijn binnen de verwachtte elektriciteitsinfrastructuur.

- Het Rijk (EZK) kan samen met uitvoerende instanties (met name: ACM en netbedrijven) met generieke instrumenten de markt stimuleren om elektriciteitsvraag en -aanbod dichterbij elkaar te brengen. Mogelijke instrumenten die ingezet kunnen worden zijn: aanpassing van biedzone (zie eerder), differentiatie van nettarieven en integraal programmeren.

4.3.3 Dynamische nettarieven

Tabel 14. Overzichtstabel dynamische nettarieven

Oplossing	Doel	Impact	Haalbaarheid		
Dynamische nettarieven	Het schaarse goed van beschikbare capaciteit op het elektriciteitsnet beprijzen en zo prikkels geven om dit net te ontlasten	■ ■ ■ ■ □ □ □	□ □ □ ■ □ □ □	□ ■ ■ ■ □ □ □	□ □ □ ■ ■ ■ □

Toelichting op score		Dynamische nettarieven
	Leveringszekerheid	Impact is groot doordat actief gestuurd wordt op de schaarste van capaciteit in het elektriciteitsnet. Daarnaast is er ook een impact op de (financiële) haalbaarheid van andere oplossingsrichtingen. Deze combinatie maakt dat de impact zeer groot kan zijn.
	Betaalbaarheid	Investeringen in netverzwaring kunnen mogelijk worden voorkomen, met een kostendaling als gevolg. Daarentegen gaan de kosten mogelijk omhoog doordat partijen worden gecompenseerd wanneer deze het net op ongewenste momenten niet belasten[56].
	Financieel	Er zal moeten worden geïnvesteerd in de opzet van een regulerings-systeem, bijv. in de databank en menselijke capaciteit om dit nieuwe systeem in goede banen te leiden. Daarnaast voorkomt het nieuwe investeringen in het elektriciteitsnet. Dit maakt dat over het geheel de financiële haalbaarheid als goed wordt bestempeld.
	Juridisch	Om het nieuwe reguleringssysteem op te zetten moeten nog (grote) stappen worden gezet in wet- en regelgeving. Daarbij gaat het om een complex nieuw systeem dat opgezet dient te worden en dit kan juridisch daarom ook complex zijn.

1. **Doel**

Het ontlasten van het elektriciteitsnet door het schaarse goed van beschikbare capaciteit te beprijzen.

2. **Toelichting**

In het verleden waren er weinig problemen bij de inpassing van nieuwe aansluitingen op het elektriciteitsnet, maar recent is de beschikbare netcapaciteit, als gevolg van een intensivering van gebruik, schaarser geworden. Dit wordt alleen nog maar schaarser gezien de toekomstige groei in zowel elektriciteitsvraag- en aanbod. De huidige nettarieven geven geen stimulans om als producent of gebruiker van elektriciteit in te spelen op deze schaarste, in de huidige systematiek wordt de schaarste op het elektriciteit dus niet beprijst. Dynamische nettarieven bieden de mogelijkheid om deze schaarste te beprijzen. Met dynamische nettarieven is het mogelijk de

[56] Dcision en Ecorys (2019). Verkenning naar de mogelijkheden van flexibilisering van nettarieven

hoogte van de nettarieven af te stemmen op de schaarste van het elektriciteitsnet op een specifieke locatie en/of moment. Dit geeft aangesloten gebruikers (aangeslotenen), in de gebouwde omgeving, landbouw en industrie, en producenten een prikkel om op dat moment capaciteit te vragen of juist aan te bieden. Voor netbeheerders is het voordeel dat het elektriciteitsnet minder belast wordt en dat er mogelijk minder netten verzwaard hoeven te worden.

Onderscheid producenten- en afnemerstarieven

In de huidige tariefstructuur betalen afnemers van elektriciteit een transporttarief dat afhankelijk is van de hoeveelheid gerealiseerde vermogensvraagpiek. Producenten hebben ook een aansluiting op het elektriciteit waarvoor ze eenmalig een bedrag betalen van circa 20 €/kWp voor systemen tot 1 MWp en circa 60 €/kWp voor systemen groter dan 1 MWp[57]. Dit is een ruwe indicatie van de kosten, omdat deze afhankelijk zijn van de afstand tot het elektriciteitsnet en de ruimte op dit elektriciteitsnet. Maar na de investering is invouding wettelijk vrijgesteld van het betalen van een transportafhankelijk tarief[58].

In de huidige tariefstructuur worden de kosten van netverzwaring nu verdeeld over de afnemers van elektriciteit en dragen de producenten niks van deze kosten. Het is mogelijk om een (dynamisch of vast) producententarief te introduceren waardoor alle partijen die gebruik maken van het elektriciteitsnet een bijdrage leveren aan de kosten voor de inrichting van het benodigde (toekomstige) elektriciteitsnet. De mogelijk te hanteren tarieven zijn Europees gereguleerd[59]. Hierdoor wordt een prikkel geïntroduceerd om bij grote lokale netbelasting (bijvoorbeeld door gelijktijdig veel opwek uit wind en zon) minder in te voeden.

Effectiviteit van dynamische nettarieven afhankelijk van prijselasticiteit

Dynamische nettarieven kunnen op verschillende manieren worden ingevoerd. De basis is dat de schaarste in de capaciteit op het net wordt beprijst. Dit kan worden uitgewerkt via een 'bonusbenadering' of via een 'malusbenadering'. Bij een bonusbenadering worden aangeslotenen van netaansluitingen aangemoedigd indien zij het net minder belasten, met een malusbenadering worden aangeslotenen ontmoedigd door het heffen van hogere tarieven wanneer de capaciteit op het net schaars is[60]. Beide benaderingen kennen voor- en nadelen; de financiële implicaties zijn echter gelijk, aangezien de totale tarievenlast voor netbeheerders gelijk moet blijven.

De bonusbenadering beloont gewenst gedrag waardoor aangeslotenen op een positieve manier worden aangewend om het net te ontlasten. Aangeslotenen ontvangen extra middelen en zullen in het algemeen positief reageren op een dergelijke insteek. Aan de andere kant wordt ongewenst gedrag niet bestraft en aangeslotenen kunnen in de basis hun huidige patroon doorzetten. Gedragsverandering is over het algemeen moeilijk en de bonus zal daarom hoog moeten zijn om het gedrag van aangeslotenen te beïnvloeden.

De malusbenadering biedt meer prikkels omdat het ongewenst gedrag direct aangepakt. Wel is de vraag in welke mate een dergelijke benadering geaccepteerd wordt door aangeslotenen en in welke mate de bestaanszekerheid van hun bedrijf wordt beïnvloed. Wanneer een bedrijf namelijk zeer beperkte mogelijkheden heeft om zijn verbruik aan te passen omdat het productieproces veel elektriciteit vraagt dan is de vraag in welke mate een malusbenadering ook echt een stimulans is

[57] Planbureau voor de Leefomgeving (2022). Fotovoltaïsche zonne-energie op een kleinere netaansluiting; Eindadvies SDE++ 2022.
[58] CE Delft (2022). Het net slimmer benut! Beleidsmaatregelen voor efficiënter benutting van de elektriciteitsinfrastructuur
[59] ENTSO-E (2020). Overview of transimittion tariffs in Europe: synthesis 2020 (link)
[60] DCision en Ecorys (2019). Verkenning naar de mogelijkheden van flexibilisering van nettarieven

om het productieproces aan te passen. De vraag, bij beide benaderingen, is daarom ook wat de prijselasticiteit is van dynamische nettarieven. Het effect van de tarieven is namelijk sterk afhankelijk van de mate waarin aangeslotenen hun gedrag ook aan kunnen passen. Wanneer de prijs namelijk zeer inelastisch is dan zullen heffingen en bonussen weinig effect hebben op de congestie op het net.

Verschillende vormen van dynamische nettarieven

Wereldwijd zijn er verschillende pilots uitgevoerd om het effect van dynamische nettarieven te onderzoeken[61]. Deze pilots focusten zich op het verbeteren van de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening door middel van time-of-use pricing of critical peak pricing. Uit deze pilots bleek dat de response van de elektriciteitsvraag sterk afhankelijk is van de lokale context en mogelijkheden van afnemers om hun elektriciteitsvraag te reguleren. Bij de invoering van dynamische nettarieven is een goed beeld van de lokale problematiek cruciaal. Netcongestie is namelijk veelal een lokaal transportprobleem waarvoor dynamische nettarieven een generieke oplossing bieden. Bij voorkeur hebben dynamische nettarieven daarom een geografische component zodat alleen aangeslotenen binnen het gebied met netcongestie gestimuleerd worden door prijsprikkels. Naast locatie speelt ook het moment van schaarste een rol bij de inrichting van dynamische nettarieven. Dit maakt dat er onderscheid gemaakt kan worden naar de volgende drie hoofdvormen van dynamische nettarieven:

- **Time-of-use pricing:** Vaste tijdsblokken met van tevoren afgesproken nettarieven welke landelijk van aard zijn. Het is hierdoor een generieke oplossing die vrijwel alle sectoren raakt ongeacht de vestigingslocatie.
- **Critical peak pricing:** Voor aangekondigde piekbelasting van het elektriciteitsnet waarbij tijdelijk hogere nettarieven worden gehanteerd op de aangekondigde momenten. Ook dit is een generieke oplossing die vrijwel alle sectoren raakt ongeacht de vestigingslocatie.
- **Real-time price (met nodal pricing):** Nettarieven variëren met tijdsinterval (bijna real-time) en zijn gebiedsafhankelijke indien nodal pricing wordt toegepast. Dit een gebiedsgerichte oplossing. De nettarieven zijn immers afhankelijk situatie op de lokale infrastructuur.

Toepassing dynamische nettarieven

Het huidige beleid rondom nettarieven is gestoeld op de kernwaarden betrouwbaarheid (leveringszekerheid) en betaalbaarheid[62]. Met de huidige (en toekomstige) belasting van het elektriciteitsnet komen deze kernwaarden in het geding en moet regelmatig een (nieuw) evenwicht worden gevonden tussen deze kernwaarden. Het vraagt namelijk forse investeringen om tot een kwalitatief hoogwaardig net te komen met veel duurzame bronnen. Deze investeringen worden doorbelast aan de afnemers en hebben hiermee direct impact op de betaalbaarheid. Bij de ontwikkeling van het toekomstige elektriciteitsnet worden deze kernwaarden nu al constant tegen elkaar afgewogen en het zoeken naar een evenwicht zal intensiever worden als gevolg van de energietransitie. Dynamische nettarieven kunnen een belangrijke rol spelen in de afstemming van het evenwicht tussen deze kernwaarden binnen dit toekomstige energiesysteem.

Een belangrijke basis van de huidige nettarieven is de non-discriminatoire aard, wat betekent dat aangeslotenen in gelijke omstandigheid gelijk behandeld worden. Bij een elektriciteitsnet met voldoende capaciteit is dit een eerlijk principe, maar door netcongestie komt deze eerlijkheid in het geding. Kosten die worden gemaakt om lokaal netcongestie op te lossen worden namelijk verdeeld

[61] DCision en Ecorys (2019). Verkenning naar de mogelijkheden van flexibilisering van nettarieven
[62] ACM, speech Anita vegter over de rol van ACM in de energietransitie (link)

over alle aangeslotenen waardoor iedereen betaalt voor het oplossen van deze lokale problemen. Het is de vraag in welke mate dit rechtvaardig is. Met dynamische nettarieven is het mogelijk om deze kosten op een andere manier te verdelen, maar ook hier kunnen vormen van ongelijkheid ontstaan, bijvoorbeeld in het geval van real-time price (met nodal pricing). Mogelijk dat je als woningeigenaar in een netgebied woont waarin over de tijd aangeslotenen/producenten zijn gevestigd die relatief veel netcongestie veroorzaken, dan moet je als huishouden meer kosten maken terwijl je zelf hier weinig invloed op hebt gehad.

Aan de andere kant heeft een real-time price (met nodal pricing) ook voordelen. Binnen dit systeem is namelijk ten alle tijden inzicht in de belasting van het elektriciteitsnet en de beschikbare netcapaciteit. Dit real-time inzicht in de beschikbare netcapaciteit biedt een belangrijke basis voor andere (flexibiliteits-) oplossingen.

3. **Impact van oplossing**

Dynamische nettarieven kunnen een facilitator zijn voor de realisatie van andere oplossingen. Dit doordat de schaarse netcapaciteit beprijst wordt en hierdoor een beloning creëert voor markpartijen om in te spelen op het verminderen van de druk op het elektriciteitsnet. De directe impact van dynamische nettarieven is beperkt, maar de verwachting is wel dat dynamische nettarieven impact kunnen maken doordat deze andere oplossingen faciliteren. Daarbij hangt de grote van de impact wel af van de mate waarin de nettarieven een bepalende kostenfactor zijn voor de totale businesscase. Bij kleinverbruikers zijn de nettarieven op dit moment bijvoorbeeld een relatief klein gedeelte van de energierekening, bij grootverbruikers wisselt dit meer. Dit heeft direct invloed op de bijdrage die dynamische nettarieven kunnen leveren bij het sturen van vraag en aanbod. Wanneer dynamische nettarieven maken dat het kostencomponent van nettarieven groter wordt, dan wordt het ook aantrekkelijker om hierop te sturen en zo de kosten te beperken. Hier zal wel een balans moeten worden gevonden met de betaalbaarheid van elektriciteitsrekening zodat afnemers niet in de problemen komen.

4.3.4 Energiehubs/Energiecollectief (groepsaansluiting)

Tabel 15. Overzichtstabel Energiehubs/Energiecollectief (groepsaansluiting)

Oplossing	Doel	Impact		Haalbaarheid	
Energiehubs (GDS en Virtuele gecombineerde netaansluiting)	• Kleinere afhankelijkheid van het centrale energiesysteem realiseren • Netimpact minimaliseren door reduceren van transportbehoefte • Systeemintegratie van energiedragers				

Toelichting op score		
		Energiehubs
	Leveringszekerheid	Lokale kleinere afhankelijkheid van centrale energiesysteem en kleinere impact daarop zorgt voor grotere leveringszekerheid
	Betaalbaarheid	Door efficiëntere benutting door flex, opslag en verminderd transport van elektriciteit nemen de systeemkosten af
	Financieel	Investeringskosten (en risico's) zijn hoog. Aantrekkelijkheid business case sterk afhankelijk van configuratie lokaal systeem
	Juridisch	Door huidige wetgeving lastig te realiseren (ook door complexe lokale situatie). Governance van energiehubs is onduidelijk

1. Doel

Energiehubs spelen een belangrijke rol in de verbinding van de decentrale opwek met de lokale vraag naar energie. In ons toekomstige energiesysteem is een grote rol weggelegd voor de decentrale opwek van energie. Energiehubs verminderen de impact van deze decentrale opwek op het centrale elektriciteitsnet en bevorderen de integratie en uitwisseling van energiedragers op lokaal niveau. Hierbij worden de actuele stromen van energiedragers continue gemonitord – gekoppeld aan flexibele opslag- en conversiesystemen – om aanbod en vraag optimaal op elkaar af te stemmen. Dit bevordert de efficiëntie en vermindert de druk op het centrale elektriciteitsnet, waarbij de impact wel afhankelijk is van de lokale situatie binnen het energiehub.

2. Toelichting

Energiehubs kennen veelal een lokaal karakter (bijvoorbeeld een eiland situatie of op een bedrijventerrein), waarbij het gaat om het verbinden van verschillende vormen van energievraag- en aanbod in een afgebakende regio. Energiehubs zijn daardoor een sectoroverstijgende oplossing die ook energieketens met elkaar kan verbinden. Daarbij kan een energiehub variëren van zeer complexe configuraties met meerdere energiedragers en sectoren tot de uitwisseling van bijvoorbeeld alleen elektriciteit tussen verschillende sectoren.

In Nederland zijn er enkele voorbeelden van gesloten distributiesystemen (zie definitie hieronder) en energiecollectieven[64], maar over het algemeen is het aantal nog beperkt. Op dit moment worden de mogelijkheden wel verkend binnen diverse pilots[65,66]. Daarbij wordt duidelijk dat er hoge investeringen en technologische kennis nodig zijn om een efficiënt systeem te bouwen om de uitwisseling van energiedragers te faciliteren en beheren. Dit vraagt om een goede samenwerking tussen partijen als energieleveranciers, technische dienstverleners, afnemers en beleidsmakers. Bij de ontwikkeling van energiehubs ligt de focus nu nog met name op de uitwisseling van elektriciteit, waarbij grofweg twee varianten kunnen worden gedefinieerd[67].

1. **Een gesloten distributiesysteem (GDS).** Dit is een privaat elektriciteitsnetwerk dat beheerd wordt door een commerciële netbeheerder waarachter alle bedrijven zijn aangesloten onder strikte voorwaarden. Het GDS is aangesloten met één aansluiting bij een reguliere netbeheerder en dient een ontheffing te hebben bij de ACM.
2. **Virtuele gecombineerde netaansluiting.** Bedrijven worden virtueel aan elkaar gekoppeld en passen hun gedrag op elkaar aan, zodat zij binnen de netcapaciteit van het bedrijventerrein blijven. Deze oplossing is op dit moment alleen mogelijk in pilots of als onderdeel van congestiemanagement

In de toekomst is de verwachting dat energiehubs geïntegreerde energiesystemen worden met meerdere energiedragers. Dergelijke systemen worden momenteel onderzocht binnen diverse pilots, maar op dit moment zijn dergelijke energiehubs niet bekend op commerciële schaal. De ontwikkeling van dergelijke decentrale, integrale energiehubs past goed binnen een toekomstbeeld met een lagere afhankelijkheid van de import van energiedragers en het inspelen op het (lokale) aanbod van zon- en windenergie en netcongestie. De realisatie van een energiehub is vaak een complex traject. Er zijn diverse stakeholders betrokken, die voornamelijk hun eigen belangen voor ogen hebben. Dit maakt afstemming complex doordat er afspraken moeten worden gemaakt over de verdeling van baten, lasten en risico's. Om dit te begeleiden is een (onafhankelijke)

[64] Topsector Energie (2022). Energiecollectieven (link)
[65] RHDHV (2022). Meerwaarde Smart Energy Hubs voor Oost-Nederland (link).
[66] Stowa (2022). Energiehub voor waterschappen (link).
[67] CE Delft (2022). Oplossingen netcongestie Park Forum

probleemeigenaar nodig, maar deze ontbreekt in veel gevallen. Daarnaast levert de huidige wet- en regelgeving beperkingen op, zoals:

- Het onderling uitwisselen van elektriciteit is op dit moment al technisch mogelijk, maar vraagt veel administratieve eisen, doordat het verplicht is in de huidige wetgeving om leverancier te zijn om elektriciteit te mogen leveren aan kleinverbruikers, ook aan eventuele peers[68]. Hierdoor is peer-to-peer levering zonder tussenpartij eigenlijk niet mogelijk. Het Wetsvoorstel Energiewet – versie UHT biedt ruimte om, zelfstandig of in groepsverband, actief deel te gaan nemen aan de energiemarkt. Dat kan bijvoorbeeld door deelname aan een energiegemeenschap (zoals een energiecoöperatie) die zelf geproduceerde elektriciteit verkoopt en levert.
- In Nederland is alleen de netbeheerder toegestaan gas- en elektriciteitsnetwerken waaraan huishoudens aangesloten zijn te bezitten en beheren. Bedrijven mogen wel privénetten (GDS) zonder aangesloten huishoudens beheren[69]. De gemeenschap kan dus zelf niet in bezit zijn van de energie-infrastructuur en deze beheren[68].

3. Impact van oplossing

Het potentieel van energiehubs in Oost-Nederland (provincies Overijssel en Gelderland) wordt geschat op 2,5 GW additioneel aansluitvermogen voor grootschalige zon-pv en windenergie[65]. Daarnaast wordt een productie van 4 TWh hernieuwbare elektriciteit mede mogelijk gemaakt en kan een investering van 330 miljoen euro in het elektriciteitsnet worden vermeden[70]. De mogelijke impact van energy hubs is groot, alleen er is nog geen beeld van het potentieel van deze oplossing voor heel Nederland.

[68] Topsector Energie (2022). Energiecollectieven (link)
[69] Rijksoverheid (2021). Wetsvoorstel Energiewet – versie UHT (17 november 2021).
[70] RHDHV (2022). Meerwaarde Smart Energy Hubs voor Oost-Nederland (link).

De derde oplossingsrichting (C) die ingezet kan worden is (beter/anders) omgaan met schaarste. Onder omgaan met schaarste wordt het prioriteren van aansluitingen en/of uitbreidings-investeringen en congestiemanagement geschaard.

5.1 Prioriteren van aansluitingen of uitbreidingen

Tabel 16. Overzichtstabel prioriteren

Oplossing	Doel	Impact		Haalbaarheid	
Met prioriteren wordt acute schaarste verdeeld aan de hand van een breed gedragen afwegingskader	Het uitbreiden van traditionele prioritering met maatschappelijke afwegingen.				

Toelichting op score		
		Prioriteren
	Leveringszekerheid	Prioriteren maakt het mogelijk om projecten die congestie verminderen 'voor te trekken'. Daarmee wordt de netcapaciteit vergroot en mogelijk de wachtlijst verkort. Mocht de positieve impact op de capaciteit tegenvallen, vertraagt de voorrang van het geprioriteerde project de aansluiting van andere projecten op de wachtlijst.
	Betaalbaarheid	Dit is afhankelijk van de inhoud van het prioriteringskader.
	Financieel	De aanpassing van de Netcode gaat hier mogelijk uitspraken over doen.
	Juridisch	De codewijziging zal meer duidelijkheid geven over de inhoud en toepassing van het prioriteringskader. De toepassing zal in de praktijk complex blijken, omdat er sprake is van nieuwe wetgeving en een nieuwe governancestructuur, waar partijen zich in moeten vormen.

1. **Doel**

Het verdelen van acute schaarste aan de hand van een breed gedragen afwegingskader gebaseerd op publieke waarden.

2. **Toelichting**

Het prioriteren is een van de oplossingen waarin een afweging wordt gemaakt over de verdeling van schaarste. Prioriteren vraagt om een publieke afweging, omdat netbeheerders op grond van de huidige Netcode niet mogen discrimineren tussen netaansluitingen. In theorie geldt immers vooralsnog het first-come-first-serve principe. Prioriteren is in beginsel onwenselijk omdat de noodzaak ervoor aantoont dat andere oplossingen om netschaarste te voorkomen niet, of in onvoldoende mate, hebben gewerkt. Tegelijkertijd zijn heldere spelregels voor prioriteren noodzakelijk om in een geval van acute schaarste keuzes te maken die recht doen aan een gemeenschappelijk belang.

Voordat wordt ingegaan op het principe van prioritering, is het goed om stil te staan bij de mogelijkheden die er zijn om ruimte te creëren. Op dit moment geeft de afnemer bij de aanvraag van een aansluiting aan hoeveel capaciteit deze nodig heeft en deze kreeg hij in het verleden toegekend wanneer deze ruimte beschikbaar was. Daarbij kan het zijn dat de aanvrager meer capaciteit, voor de zekerheid of voor een eventuele toekomstige uitbreiding, dan nodig heeft aangevraagd. In de bestaande contracten kan hierdoor 'latente ruimte' zijn die niet ingezet zou kunnen worden om de schaarse netcapaciteit te vergroten. Dit zou betekenen dat bestaande

contracten (tijdelijk) heroverwogen zouden kunnen worden, waarbij dit in samenspraak gaat met de gebruikers van de aansluitingen.

Om de noodzaak van prioriteren te duiden, wordt vaak het theoretische voorbeeld aangehaald van een ziekenhuis en een datacentrum in een congestiegebied die beiden een aanvraag tot aansluiting bij de netbeheerder doen. Volgens de huidige regelgeving is het first-come-first-serve principe leidend in de toekenning van vrijkomende capaciteit. Wanneer het datacentrum de aanvraag doet voordat het ziekenhuis dat doet, is de netbeheerder verplicht het datacentrum eerder aan te sluiten. In congestiegebied kan dit ertoe leiden dat een datacentrum wél van schaarse capaciteit gebruik kan maken, ten koste van een ziekenhuis. Veel overheden en netbeheerders betogen dat dat een ziekenhuis een grotere maatschappelijke meerwaarde heeft ten opzichte van bijvoorbeeld een datacentrum en daarom aansluitcapaciteit toegekend zou moeten krijgen[71].

De huidige prioritering vindt plaats door netbeheerders op basis van het first-come-first-serve principe. Deze vorm van 'traditioneel' prioriteren volgt de huidige spelregels van de Netcode en biedt vanwege het non-discriminatiebeginsel geen mogelijkheid om maatschappelijke factoren mee te nemen in de prioritering. Recentelijk heeft de ACM aangekondigd de grondslagen om te prioriteren te willen verbreden en volgen binnenkort hernieuwde spelregels die het mogelijk moet maken om netbeheerders in de toekomst maatschappelijk te laten prioriteren[72]. Met de voorgenomen codewijziging zijn we getuige van een mogelijke trendbreuk van 'traditioneel' naar 'maatschappelijk' prioriteren.

De achterliggende reden voor het besluit van de ACM blijkt uit de aankondiging zelf. Zo geeft de toezichthouder aan dat het onwenselijk is dat aansluitingen op een wachtrij die congestie kunnen verminderen niet naar voren worden gehaald[73]. Daarbij geeft de Toezichthouder aan dat ook in specifieke gevallen van projecten met een maatschappelijke functie, de netbeheerder mag afwijken van het first-come-first-serve-principe. Om dit voornemen vorm te geven, start de Toezichthouder in samenwerking met ministeries en netbeheerders een codewijzigingstraject, dat volgens de huidige planning eind mei 2023 wordt opgeleverd. In de tussentijd kunnen netbeheerders reeds congestieverminderende projecten prioriteren, mits goed onderbouwd.

De aanstaande codewijziging betekent een verandering voor de traditionele rolverdeling voor het prioriteren van aansluitingen. Waar volgens 'traditioneel' prioriteren de netbeheerder aan zet was en de overheden op afstand stonden, worden overheden gevraagd een actieve rol op te nemen om tot een maatschappelijk prioriteringskader te komen[74].

3. **Impact van oplossing**

Een nieuw prioriteringskader voor het aansluiten van nieuwe aansluitingen geeft duidelijkheid over de publieke waarden die een rol spelen bij de toekenning van een aansluiting. Dit heeft hiermee met name een rol bij de toekenning van nieuwe aansluitingen, en kan direct een bijdrage aan de ontlasting van de elektriciteitsinfrastructuur zelf leveren op moment dat congestieverlichtende installaties hoog op de prioriteringslader komen te staan.

[71] Financieel Dagblad (2022). Ziekenhuis moet eerder stroom krijgen dan datacentrum. (link)
[72] ACM. (2023). ACM maakt maatschappelijk prioriteren door netbeheerders mogelijk.(link)
[73] ACM. (2023). ACM maakt maatschappelijk prioriteren door netbeheerders mogelijk. (link)
[74] Netbeheer Nederland. (2023). Netbeheer Nederland: duidelijke regels bij prioriteren zijn essentieel. (link)

5.2 Congestiemanagement

Tabel 17. Overzichtstabel congestiemanagement

Oplossing	Doel	Impact		Haalbaarheid	
Congestiemanagement	Verbrede toepassing van congestiemanagement binnen de kaders van de Netcode, om daarmee meer capaciteit op het net te realiseren.				

Toelichting op score		
		Congestiemanagement
	Leveringszekerheid	Vraag en aanbod worden op lokaal niveau beter in balans gebracht dit vergroot de stabiliteit van het elektriciteitsnet.
	Betaalbaarheid	Congestiemanagement is een tijdelijke oplossing in afwachting van structurele en duurdere oplossingen. De bestede vergoedingen kunnen niet langer worden ingezet in structurele oplossingen om de netcapaciteit te verbeteren.
	Financieel	Het experimenteren met de grenzen kan netbeheerders geld kosten, maar hiervoor zijn kaders opgesteld in de Netcode.
	Juridisch	Verhoging van de technische en financiële grenzen vraagt een herijking van de Netcode. Bij dit proces dienen alle netbeheerders te worden aangesloten en dat kost tijd.

1. Doel

Het doel van congestiemanagement betreft het realiseren van meer capaciteit door een verbrede toepassing van congestiemanagement binnen de kaders van de Netcode.

2. Toelichting

Op het elektriciteitsnet bestaat er vaak een discrepantie tussen gecontracteerde en daadwerkelijk gebruikte netcapaciteit. Om die reden kan er sprake zijn van *theoretische* congestie – van gecontracteerde aansluitingen – en *fysieke* congestie, wanneer in de praktijk te veel capaciteit tegelijkertijd van het net wordt gevraagd. Met congestiemanagement benutten netbeheerders deze discrepantie van gecontracteerd (en mogelijk regelbaar) vermogen en de daadwerkelijk benutte capaciteit curatief. Deze vorm van congestiemanagement moet daarom gezien worden als lapmiddel. Met congestiemanagement maximaliseren netbeheerders in een congestiegebied de te benutten capaciteit. De oplossing valt daardoor onder de categorie B (slimmer inzetten huidige netcapaciteit). Met congestiemanagement vragen netbeheerders bestaande aansluitingen met een regelbaar vermogen om tijdelijk meer of minder elektriciteit af te nemen.

Middels twee contractvormen kunnen bedrijven zelf – of vertegenwoordigd door een CSP (Congestions Service Provider) – afspraken maken met de netbeheerder voor congestiemanagementdiensten:

a. **Biedplicht redispatch –** De aangeslotene biedt via de CSP aan om op een gespecificeerde locatie en tijdstip vermogen te regelen. Ook kunnen netbeheerder en aangeslotene een contract aangaan voor redispatchcapaciteit. In dat geval doet de aangeslotene op verzoek van de netbeheerder een bieding. Na het binnenkomen van de biedingen bepaalt de netbeheerder welk bod te accepteren en ontvangt de aangeslotene een vergoeding.
b. **Capaciteitsbeperking –** Bij deze vorm van congestiemanagement is de biedvorm weggelaten. Netbeheerders doen beroep op een beperking van het gecontracteerde

transportvermogen tot een afgesproken capaciteit. De aangeslotene krijgt een beschikbaarheids- en een specifieke vergoeding.

Het toepassen van congestiemanagement lijkt op de werkwijze voor balancering van het elektriciteitsnet, dat netbeheerders via redispatching al geruime tijd toepassen. Het belangrijkste verschil is dat congestie een lokaal en tijdelijk vraagstuk is, terwijl de balancering van het elektriciteitsnet landelijk en vrijwel geautomatiseerd plaatsvindt. De landelijke netbeheerder is dan ook verantwoordelijk voor de netbalans. Het instrumentarium voor balancering (redispatch-biedingen) wordt ook toegepast voor congestiemanagement. Daarbij is een nieuw instrument toegevoegd; de capaciteitsbeperking.

De spelregels voor het toepassen van congestiemanagement zijn opgenomen in de Netcode elektriciteit. Naast de artikelen voor het balanceren van het elektriciteitsnet, zijn in de vernieuwde versie bestaande Europese en nationale regelgeving geïmplementeerd. De TSO past congestiemanagement al regelmatig toe. De update van de Netcode maakt dat de regionale netbeheerder verplicht is congestiemanagement toe te passen indien een gebied tot congestiegebied is uitgeroepen. Op die manier is het mogelijk om op de regionale netten lokaal tijdelijk meer capaciteit vrij te maken.

De plicht voor het toepassen van congestiemanagement is niet onbegrensd. Indien er teveel congestiemanagement moet worden toegepast, zijn de kosten ervan niet welvaartsoptimaal. De ACM waarborgt dit principe door in de Netcode een technische en financiële grens op te nemen. Wanneer de congestiemanagement-activiteiten van de netbeheerder één van deze grenzen overschrijdt, kan een verzoek om aansluiting (in een congestiegebied) nog steeds op de wachtlijst worden geplaatst.

3. **Impact van oplossing**

Congestiemanagement lijkt een effectief hulpmiddel te zijn op het hoofdspanningsnet. Zo werd na congestiemanagement-onderzoek van TenneT bekend dat er 1,7 GW aan capaciteit vrij komt om aanvragen op de wachtrij aan te sluiten in de provincies Noord-Brabant en Limburg, 0,5 GW in de Flevopolder, Gelderland en Utrecht en 0,4 GW in Friesland[75,76,77]. Voor de overige provincies worden momenteel congestieonderzoeken uitgevoerd. Volgens een recente analyse van het FD lijkt op het regionale net er weinig animo te zijn voor flexibel gebruik van het stroomnet[78]. Tegelijkertijd is congestiemanagement prijzig vanwege uit te keren vergoedingen. Daarmee is het op de langere termijn wellicht ook onwenselijk, omdat deze optie een niet structurele oplossing is voor het probleem en de kosten van congestiemanagement hebben invloed op de totale netkosten.

[75] TenneT (2022). Congestieonderzoek Limburg en Noord-Brabant
[76] TenneT (2022). Congestieonderzoek Flevopolder, Gelderland en Utrecht
[77] TenneT (2022). Congestieonderzoek Fryslân
[78] FD (2023). Bedrijven willen niet aan flexibel stroomgebruik

De vierde oplossingsrichting (D) is programmeren. Deze oplossingsrichting richt zich op het verbeteren van inzicht krijgen- en vervolgens het maken van energiesysteemkeuzen en op de ruimtelijke ordeningsaspecten die hiermee samenhangen.

6.1 Integraal programmeren

Tabel 18. Overzichtstabel integraal programmeren

Oplossing	Doel	Impact	Haalbaarheid		
Integraal programmeren van het energiesysteem op de (middel-)lange termijn	• Beter inzicht krijgen in prognoses van energievraag en -aanbod				

Toelichting op score		Integraal programmeren
	Leveringszekerheid	Door rekening te houden met de ingroei van alternatieve ontwikkelroutes voor elektrificatie kan de druk op het elektriciteitsnet worden verminderd waardoor netcongestie minder voorkomt. Integraal programmeren levert hierdoor naar verwachting een positieve bijdrage aan het behouden van de leveringszekerheid.
	Betaalbaarheid	Integraal programmeren leidt ertoe dat vanuit een elektriciteitsinfrastructuur perspectief efficiëntere keuzes gemaakt worden in locatie en aard van vraag en aanbod. Het brengt tevens in beeld welke verzwaring op welke termijn gerealiseerd kan worden; zowel voor e-infra als voor alternatieven. Integraal programmeren verschaft hiermee duidelijkheid en er wordt beter rekening gehouden met de toekomstige vraag.
	Financieel	De investering in het net van de toekomst vraagt miljarden aan investeringen. De inrichting van de governance-keten bij integraal programmeren op de verschillende niveaus vraagt daarnaast om mensen en middelen bij overheden, netbeheerders en marktpartijen die samen de programmering vorm moeten geven en keuzes maken. Hierbij is de bezettingsgraad van personeel bij (kleine) gemeenten en hun expertise / ervaring op dit thema veelal (nog) beperkt. Opschalen van benodigde capaciteit is lastig (skillgap) en/of kan ten koste gaat van inzet op andere beleidsterreinen.
	Juridisch	De uiteindelijke plannen (bijv. transformatorstations, batterijopslag, maar ook de keuzes in de TVW en WUP) moeten terechtkomen in ruimtelijk beleid, dat momenteel op Rijksniveau aanzienlijke veranderingen doormaakt die uiteindelijk in de nieuwe Omgevingswet moeten landen (die nog wacht op de definitieve invoeringsdatum). Dit maakt dat de uitvoeringscomplexiteit hoog is. Daarnaast verschuiven de juridische panelen in de afgelopen tijd (en naar verwachting blijft dit komende jaren zo) aanzienlijk (bijv. aanpassingen aan warmtewet en energiecorporaties) en is het aan lokale gemeenteraden om over tal van zaken (die nieuw zijn of recent zijn aangepast) besluiten te nemen (besluiten die vaak ook juridisch aangevochten worden door lokale belangengroepen met hoog NIMBY gehalte).

1. Doel

Het doel van integraal programmeren is om de ontwikkeling van de energie-infrastructuur, opslag, flexibiliteit en vormen van conversie zo goed mogelijk aan te laten sluiten op de ontwikkelingen op gebiedsniveau in vraagsectoren. Door beter informatie tussen partijen af te stemmen wordt inzichtelijk waar en wanneer (en waarom) bepaalde investeringen nodig zijn. Deze verbeterde informatiebasis leidt naar verwachting tot efficiëntere keuzes en meer leveringszekerheid.

2. Toelichting

De schaarste op het elektriciteitsnet wordt beïnvloed door een groot aantal factoren. Denk hierbij aan alternatieve ontwikkelroutes voor elektrificatie, zoals de toepassing van waterstof in industrie, de uitrol van warmtenetten in de gebouwde omgeving, het boren van geothermieputten voor de glastuinbouw en de verbinding met andere landen door middel van interconnectie. Deze routes kunnen de (toekomstige) belasting van het elektriciteitsnet verminderen.

De ontwikkeling van deze routes is nog onzeker, maar er wordt al wel gewerkt binnen diverse trajecten om hier meer duidelijkheid in te verschaffen. Denk aan de nationale programma's, zoals het Nationaal Waterstof Programma, het Nationaal Programma Regionale Energie Strategie en verscheidene andere programma's[79,80]. Ook de transitievisies warmte, die zijn opgesteld door de Nederlandse gemeenten, geven inzicht in de verduurzaming van de gebouwde omgeving en naar de toekomstige behoefte aan energie-infrastructuur[81].

Afstemming tussen (lokale) overheden, netbeheerders en diverse andere actoren is hierin noodzakelijk. Het integraal programmeren van de energie-infrastructuur is een sturingsconcept, dat in ontwikkeling is, met als doel om de afstemming tussen de partijen vorm te geven. De methode integraal programmeren is nieuw en om die reden kunnen er nog verschillen zitten in de definitie en toepassing per regio. De landelijke Werkgroep Integraal Programmeren (WIP) beschrijft integraal programmeren als een gezamenlijk proces van overheden en netbeheerders gericht op het ontwerpen, plannen van, en keuzes maken over energie-infrastructuur in samenhang met ruimtelijke en sectorale planvorming voor energie vraag en aanbod[82].

Integraal programmeren wordt in de nabije toekomst op de verschillende schaalniveaus van het energiesysteem toegepast. Op landelijk niveau voedt dit de een visie op het energiesysteem van 2050 (NPE) en een lijst van geprioriteerde energie-infrastructuurprojecten (MIEK). Nationale en regionale uitvoeringsprogramma's als de RES, NAL en CES zijn input voor de te maken afwegingen en zullen keuzes in het NPE (waarschijnlijk) in de toekomst meenemen in hun verdere planvorming.

Bij integraal programmeren ligt de nadruk op afstemming binnen Nederland, maar er zijn ook externe ontwikkelingen op internationaal niveau die invloed hebben op de schaarse netcapaciteit. Daarbij gaat het met name om de interconnectiecapaciteit. Door de verzwaring van de totale interconnectiecapaciteit worden de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkten steeds verder geïntegreerd. Door deze verbindingen wordt de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt steeds meer één geheel en dit biedt de mogelijkheid om overschotten in één of meerdere landen te gebruiken voor het invullen van tekorten in andere landen. In een elektriciteitssysteem dat steeds meer afhankelijk wordt van zon en wind komen dergelijke regionale schommelingen steeds vaker voor. Met deze verbindingen kan worden gewerkt aan een meer gebalanceerd Europees elektriciteitsnetwerk met een lagere belasting van het elektriciteitsnet.

3. **Impact van oplossing**

Door integraal te programmeren verbeterd de afstemming tussen partijen over de inrichting van het energiesysteem op verschillende niveaus binnen een regio. Daarbij gaat het om de inpassing van (alternatieve) ontwikkelroutes voor elektrificatie, welke direct invloed heeft op de ontwikkeling van de schaarse capaciteit op het elektriciteitsnet, en om het ontlasten en/of zo efficiënt mogelijk gebruiken van het bestaande net.

[79] NWP (2023). Nationaal Waterstof Programma (link)
[80] NPRES (2023). Nationaal Programma Regionale Energie Strategie (link)
[81] PBL & ECW (2022). Database transitievisie warmte; versie november 2022 (link)
[82] WIP (2022). Handreiking Integraal programmeren Versie 1.0; December 2022 (link)

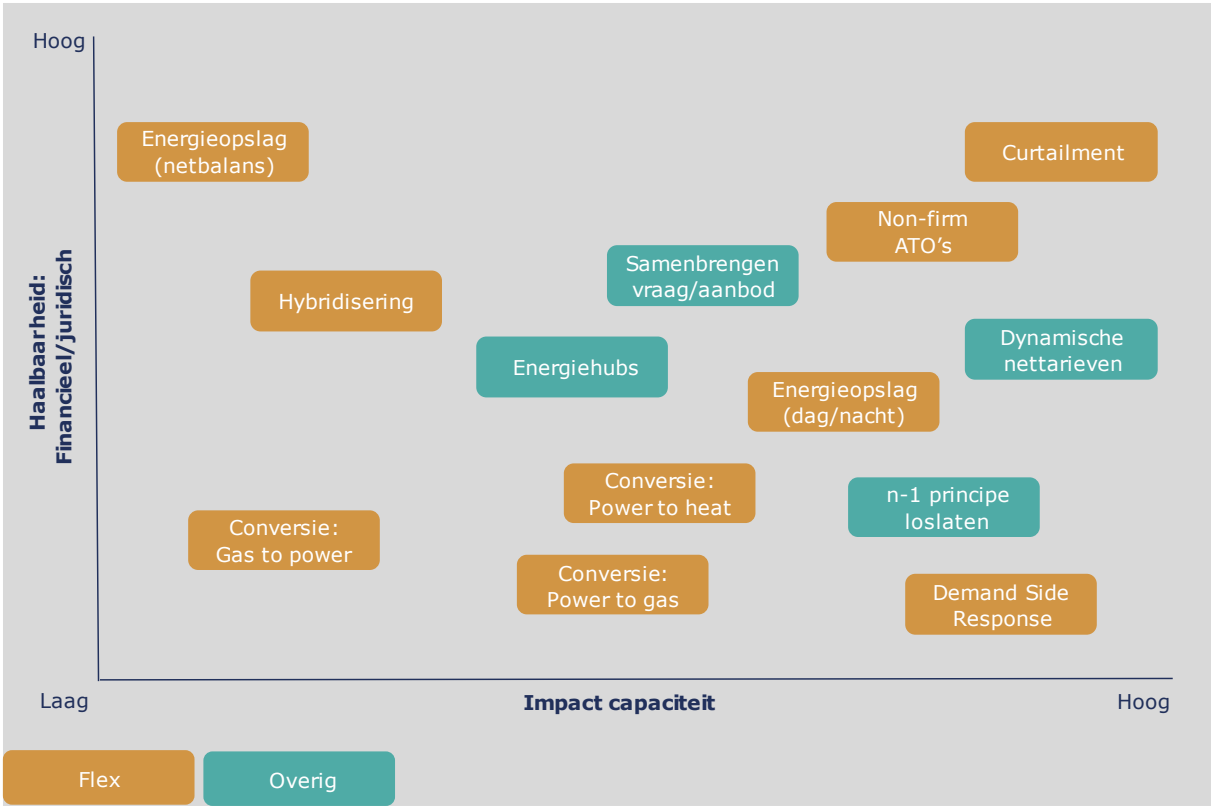
HOOFDSTUK 7 BELEID, ROLLEN & TAKEN

Dit hoofdstuk gaat in op de bouwblokken 4 en 5: beleid en rollen & taken. Beleid (bouwblok 4) is nodig om knelpunten te verhelpen, oplossingen te faciliteren en maatschappelijk wenselijke sturing te geven. Beleid kan ook leiden tot veranderingen in ontwikkelingen. Als beleid eenmaal is gevormd, vraagt dat ook om een heldere rol-en taakverdeling (bouwblok 5).Welke partij is verantwoordelijk voor handhaving van het beleid en zorgt dat er bijgestuurd wordt indien het gewenst effect niet wordt gerealiseerd? Dit hoofdstuk zet in eerste instantie de verschillende oplossingen af in de tijd (paragraaf 7.1). Vervolgens wordt ingegaan op de mogelijke beleidsmaatregelen per oplossing afgezet in de tijd (paragraaf 7.2). Tenslotte wordt er ingezoomd op de rollen en taken (paragraaf 7.3.).

7.1 Oplossingen uitgezet in de tijd

In figuur 6 zijn de geïdentificeerde oplossingen afgezet tegen de impact op de capaciteit en de haalbaarheid. De oplossingen zijn ten opzichte van elkaar op de assen geplaatst en het gaat hier om het algemene beeld. Per lokatie / specifiek knelpunt kunnen bepaalde oplossingen beter of minder goed werken (zie ook paragraaf 8.3, waar een nadere analyse hiernaar is gedaan). De financiële en juridische haalbaarheid zijn als één geheel beschouwd. Een lage juridische dan wel financiële haalbaarheid vormt namelijk een struikelblok voor de realisatie (met de kanttekening dat juridische beperkingen nooit een struikelblok zouden moeten vormen omdat juridische beperkingen veelal weggenomen kunnen worden, tenzij het Europese wetgeving betreft). Grofweg kan gesteld worden dat de oplossingen die een lage haalbaarheid kennen minder in aanmerking komen voor grootschalige inzet voor 2030. Conversie oplossingen als G2P en P2G zijn daar voorbeelden van. Energiehubs en dynamische nettarieven liggen ook in die lijn, alhoewel hier met goede kartrekkers (energiehubs) en weghalen juridische en technische belemmeringen (dynamische nettarieven) wel eerder resultaat te behalen is, beiden kennen wel uitdagingen op gebied van data(-uitwisseling). Oplossingen die invloed hebben op de interactie tussen de balans vraag en aanbod en netcapaciteit en welke ook voor 2030 al opgeschaald kunnen worden zijn: non-firm ATO's, curtailment, energieopslag (in ieder geval in het kader van het handhaven van de netbalans) en DSR/ hybridisering (al is animo voor DSR op dit moment vanuit bijv. de industrie nog beperkt). Het n-1 principe loslaten is een betaalbare oplossing die vrijwel direct aanzienlijk capaciteit op kan leveren, maar, de veiligheidsmaatstaven in acht nemend, heeft een gelimiteerde scope. P2H, ruimtelijk bij elkaar brengen van vraag en aanbod en dag/nacht opslag zouden verder ontwikkeld/ onderzocht moeten worden om te bepalen op welke termijn ze een rol kunnen spelen.

Figuur 6: Oplossingen naar impact en haalbaarheid



7.2 Beleid naar oplossing en tijd

In deze paragraaf worden beleidsvoorstellen en bijhorende maatregelen gedaan per oplossing en ingericht naar de doelstellingen in de tijd. Het onderscheid betekent niet dat als oplossingen pas voorzien zijn voor 2050 dat beleid daartoe nu nog niet bepaald dient te worden integendeel, de oplossingen die meer beoogd zijn voor de langere termijn zijn dat vaak omdat ze een lange implementatie periode kennen. Hiervoor geldt dus hoe eerder ermee gestart hoe groter de kans dat ze tegen 2050 volledig geïmplementeerd zijn. Voor de volledigheid wordt per maatregel reeds aangegeven hoe de rolverdeling anno nu georganiseerd is.

7.2.1 Beleid richting 2030/2035

Onderstaande tabel toont het overzicht van oplossingen die geadviseerd worden tenminste geïmplementeerd te zijn voor 2030/2035. Onder de tabel volgt een korte omschrijving per oplossing.

1. **Het is n-1 principe loslaten**

Voor het loslaten van het n-1 principe dient er voornamelijk beleid bepaald worden t.a.v. deze oplossing. Op dit moment is het al mogelijk om ontheffing aan te vragen voor levering van elektriciteit aan het net. Dit levert al winst op, maar als in een hypothetisch geval het n-1 principe in zijn geheel losgelaten wordt komt er ineens veel netcapaciteit extra beschikbaar zonder dat extra investeringen voor nodig zijn. Vooral bij de TSO kan veel netcapaciteit worden vrijgespeeld omdat het hoogspanningsnet meer redundantie bevat dan de lagere netvlakken. Ook DSO's kunnen het n-1 principe loslaten, daar waar het net redundantie bevat. De keerzijde is uiteraard dat de redundantie vermindert, waardoor er minder ruimte is om eventuele storingen of onderhoud op te vangen. Er dienen dus besluiten t.a.v. het beleid op het n-1 principe genomen te worden.

Tabel 19. Beleid, maatregelen en rollen in het kader van het n-1 principe loslaten

Beleid	Maatregelen	Rol
Bepalen beleid t.a.v. het loslaten van het n-1 principe.	Loslaten van het n-1 principe bij de dagelijkse operatie.	Het Rijk (EZK) is eindverantwoordelijk voor het beleid ten aanzien van het loslaten van het n-1 principe. NBNL en ACM hebben een sterk adviserende rol. De ACM is in deze de partij die de ontheffing kan afgeven voor het loslaten van het n-1 principe, met het beleid van het Rijk (EZK) als uitgangspunt, wanneer de netbeheerder hierom verzoekt. De netbeheerder gaat vervolgens over tot het al dan niet over van het loslaten van het n-1 principe.

2. **Planmatig werken**

Bij een nieuwe werkvorm is het van belang om in de eerste plaats de beoogde (primaire en secundaire) doelen scherp te hebben. Planmatig werken kan bijvoorbeeld gericht zijn op het minimaliseren van de financiële impact, zo snel mogelijk zoveel mogelijk netten uitbreiden (ongeacht de kosten) en/of keuzes maken in gebieden die prioriteit hebben. Bij de ontwikkeling van beleid omtrent planmatig werken is de formulering van primaire en secundaire doelen daarom noodzakelijk. Daarnaast vraagt planmatig werken een nieuwe verdeling van rollen en taken tussen de netbeheerders en hun partners. Bestaande werkpatronen en structuren zullen doorbroken moeten worden. Hierdoor kunnen mogelijk bestaande knelpunten in de samenwerking verholpen worden, waardoor een aanzienlijke productiviteitswinst geboekt kan worden[85]. Dit vraagt een grote verandering in de samenwerking, waarbij partijen anders moeten gaan denken. Zo zullen netbeheerders veel verschillende plannen uit moeten werken per gebied in plaats van te reageren op de aanvragen voor nieuwe/verzwaarde aansluitingen. De netbeheerders zullen daarnaast mogelijk moeten gaan overdimensioneren omdat toekomstige benodigde netcapaciteit groter is dan de huidige capaciteit of de capaciteit in de nabije toekomst. Met deze vormen van planmatig werken is het mogelijk de planning van aannemers en netbeheerders beter op elkaar af te stemmen. Hierdoor kan er vanuit beide partijen worden gestuurd op een meer lange termijn planning van de arbeidscapaciteit, wat de planningen ook betrouwbaarder kan maken doordat problemen eerder voorzien kunnen worden. Verder is er binnen het planmatig werken een taak weggelegd voor de gemeenten. Zij hebben aan de ene kant een rol in de vergunningverlening voor de aanleg van nieuwe elektriciteitsnetten en aan de andere kant een rol met beleidsdocumenten zoals de transitievisie warmte en omgevingsvisie. Projecten kunnen niet van start voordat de vergunning is toegekend en dit zijn veelal langdurige procedures. Het vergunningstraject heeft hierdoor een grote impact op de totale doorlooptijd. Met projectmatig werken kunnen deze vergunningstrajecten eerder worden gestart waardoor partijen niet zitten te wachten op de toekenning van deze vergunning. Dit levert tijdswinst op. Daarnaast kunnen gemeenten en provincies in hun ruimtelijke sturing ruimte reserveren voor de investeringsplannen van de netbeheerders. Dit maakt het mogelijk om een aanvraag voor een woonwijk of datacentrum op dezelfde locatie af te wijzen.

[85] Berenschot (2022). Eindrapportage Slimmer aan de slag; Quickscan over de mogelijkheden voor productiviteitswinst in de realisatieketen van elektriciteitsnetten (link).

Tabel 20. Beleid, maatregelen en rollen in het kader van het toepassen van planmatig werken

Beleid	Maatregelen	Rol
Het toepassen van planmatig werken	Vaststelling van primaire/secundaire doelstellingen van planmatig werken.	Netbeheerders
	Toekomst van het elektriciteitsnet meenemen in beleidsdocumenten als transitievisie warmte en omgevingsvisie.	Gemeenten
	Inrichten/faciliteren samenwerkingsproces tussen netbeheerders en partners.	Netbeheerders
	Mogelijk maken dat vergunningen voor netbeheerders worden afgegeven voor onzekere plannen die anders in de toekomst mogelijk geen doorgang vinden.	Gemeenten

3. **Non-firm ATO's**

Op dit moment (d.d. maart 2023) is een aansluitovereenkomst waarin de vaste levering van energie niet wordt geborgd, zonder dat hier een vergoeding tegenover staat, niet toegestaan. De Netcode zal moeten worden aangepast om de non-firm ATO's mogelijk te maken. Het voorstel voor een codewijzing die dit mogelijk maakt voor nieuwe contracten is al ingediend bij de ACM door NBNL[86]. Daarnaast kan gekozen worden om non-firm ATO's ook mogelijk te maken voor bestaande contracten. Deze optie moet nog verkend worden en ook hier geldt dat een Netcode wijziging benodigd is. Vervolgens kan de keuze gemaakt worden om de inzet van non-firm ATO's te stimuleren middels het geven van (financiële) prikkels en/of verplichtingen te stellen (beiden bijvoorbeeld middels de SDE systematiek).

De non-firm ATO's zijn een contractvorm voor een aansluiting tussen een netbeheerder en de aangeslotene, met name bedrijven. De netbeheerders hebben baat bij het afsluiten van non-firm ATO's, omdat het hen de mogelijkheid biedt om meerdere partijen aan te kunnen sluiten. Het verzoek tot het mogelijk maken van non-firm ATO's en het verkennen van de inzet van non-firm ATO's bij bestaande contracten ligt dan ook bij de netbeheerders. Het is vervolgens de ACM die besluit om de Netcode hier al dan niet op aan te passen.

Tabel 21. Beleid, taken en rollen in het kader van non-firm ATO's (verplichtende oplossingen)

Beleid	Maatregelen	Rollen
Mogelijk maken van non-firm ATO's nieuwe contracten	Netcode wijziging doorvoeren die non-firm ATO's mogelijk maakt.	ACM voert de wijziging door. NBNL dient de aanvraag hiertoe in (aanvraag reeds ingediend november 2022).
Mogelijk maken van non-firm ATO's bestaande contracten	Verkennen of bedrijven met een bestaand contract dit contract om willen zetten (tegen betaling) naar een non-firm ATO.	Netbeheerders
	Netcode wijziging doorvoeren die non-firm ATO's mogelijk maakt voor bestaande contracten.	ACM voert de wijziging door. NBNL dient de aanvraag hiertoe in.

[86] ACM (2022). Voorstel codewijziging variabel recht op transport (non-firm ATO) (link)

4. Curtailment

In de huidige SDE-regeling is 50% curtailment van grootschalige zon-pv (> 1 MWp) verplicht[87]. Door de krapte op het elektriciteitsnet, gaat er mogelijk ook een extra eis voor zon-PV-projecten kleiner dan 1 MWp gelden. Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) toetst momenteel samen met het Rijk (EZK) en netbeheerders of deze wijziging voor alle partijen uitvoerbaar is[88]. Hierop kan beleid uitgezet worden. Voor uitbreiding van de verplichting naar bestaande zon-PV-installaties kan ook beleid bepaald worden, daar ligt nog niks vast. Ook voor andere vormen van hernieuwbare energieproductie is nog niets vastgelegd. Te hoge productie wordt in afstemming tussen netbeheerder en producent gecurtaild op het moment van het overschot aan productie, dit geldt dan met name voor wind. Hier zou ook transparant beleid voor bepaald kunnen worden. Verder is het mogelijk om in de toekomst flexibele curtailment toe te voegen als aanbodsturing. Nu is er binnen de SDE-regeling een vast curtailmentpercentage van 50% opgenomen bij zonneparken, maar in de toekomst zou, voor alle vormen van niet-controleerbare productie, een flexibel curtailmentpercentage opgenomen kunnen worden.

Eén en ander is eventueel ook mogelijk om te organiseren via non-firm ATO's, waarbij meer duidelijkheid wordt gegeven over de tijden waarin wel of geen ruimte is op het elektriciteitsnet voor het aanbieden van elektriciteit.

Het uitbreiden van de curtailment verplichting naar zon-PV-projecten kleiner dan 1MWp is één van de mogelijkheden om curtailment verder door te voeren. Hoewel het besluit hiervoor bij het Rijk (EZK) ligt hebben zowel de netbeheerders als RVO hier een sterk adviserende rol.

Omvormers van op zon op dak hebben de mogelijkheid om bij negatieve prijzen af te schakelen. Dit is op dit moment nog niet standaard ingeregeld. In de toekomst verwachten we dat aanbieders / eigenaren van zon op dak systemen zichzelf zullen gaan reguleren (aangenomen dat steeds meer mensen een dynamisch contract afsluiten) om zo niet negatieve prijzen afgerekend te krijgen van hun leverancier. De overheid kan middels pilots of financiering van start-ups die de nodige dienstverlening verzorgen deze transitie ondersteunen.

Tabel 22. Beleid, taken en rollen in het kader van curtailment (verplichtende oplossingen)

Beleid	Maatregelen	Rol
Uitbreiden van de curtailment verplichting naar nieuwe zon-PV-projecten kleiner dan 1MWp.	Bepalen of de curtailment verplichting gesteld wordt (al dan niet flexibel) en zo ja hoe die vastgelegd wordt (middels een formele regeling of op basis van afspraken tussen de netbeheerder en aangeslotenen)	Rijk (EZK) en netbeheerders onderzoeken (al dan niet i.c.m. RVO) dit gezamenlijk en komen tot een advies.
Uitbreiden van de curtailment verplichting naar bestaande zon-PV-installaties (alle systeemgroottes).	Bepalen of de curtailment verplichting gesteld wordt en zo ja hoe die vastgelegd wordt (middels een formele regeling of op basis van afspraken tussen de netbeheerder en aangeslotenen)	Rijk (EZK) en netbeheerders onderzoeken (al dan niet i.c.m. RVO) dit gezamenlijk en komen tot een advies.
(Transparant) beleid opstellen t.a.v. andere hernieuwbare energieproductie (met name wind).	Bepalen of de curtailment verplichting gesteld wordt en zo ja hoe die vastgelegd wordt (middels een formele regeling of op basis van afspraken tussen de netbeheerder en aangeslotenen)	Rijk (EZK) en netbeheerders onderzoeken (al dan niet i.c.m. RVO) dit gezamenlijk en komen tot een advies.

[87] PBL (2023). Eindadvies basisbedragen SDE++ 2023
[88] RVO (2023). Meer kansen SDE++ 2023 voor minder rendabele technieken (link)

5. DSR en hybridisering

Demand Side Respons (DSR)

Er is nauwelijks tot geen beleid op het actief realiseren van flexibiliteit door DSR, uitzondering hierop is verschil in dag-/nachtstroom. Om flexibiliteit door DSR te stimuleren is het nodig dat er (meer) financiële prikkels gegeven worden of verplichtingen gesteld worden aan aangeslotenen om hun elektriciteitsvraag- en aanbod flexibel te maken. Dit kan bijvoorbeeld door stimulering van eigenaren van elektrische voertuigen om hun auto niet op een openbaar laadpunt op te laden tijdens momenten van piekbelasting vanuit het net (alternatief kan met laadpaal leveranciers worden afgesproken dat laden van auto's op bepaalde tijdstip/locatie worden uitgeschakeld). Eenzelfde type prikkel zou kunnen worden afgegeven voor woningen, waarbij huishoudens met (hybride) warmtepompen worden gestimuleerd om hun verwarmingsprofiel aan te passen zodat het huis wordt verwarmd ten tijde van weinig vraag en veel aanbod (en voldoende ruimte op het lokale net). Daarnaast wordt flexibiliteit door DSR bespoedigd als er technologieën beschikbaar komen waarmee vraag- en aanbodsturing (op afstand) mogelijk -en gestandaardiseerd wordt. Beide taken liggen bij het Rijk (EZK). Tot slot moet er informatie beschikbaar zijn op een laag detailniveau qua locatie, tijd en druk op het elektriciteitsnet. Daarbij speelt ook de vraag in welke mate deze informatie gedeeld mag en kan worden met verschillende partijen. Een eerste stap zou zijn om meer realtime-data te verzamelen over het elektriciteitsnet door netbeheerders, vervolgens zou kunnen worden gekeken op welke manier deze data beschikbaar kan worden gemaakt voor andere partijen. Tenslotte zou er beleid uitgezet kunnen worden voor het toepassen van DSR in de industrie.

Hybridisering

Er is reeds beleid uitgezet door het Rijk (EZK) ter stimulering van de hybridisering zo wordt de hybride warmtepomp bij vervanging van de warmte installatie van een woning verplicht vanaf 2026 (tenzij overgestapt wordt op een andere duurzaam warmtealternatief)[89]. Overigens ligt de daadwerkelijke aanschaf nog wel bij de gebruiker. Verder is het wenselijk dat het Rijk (EZK) i.s.m. bijvoorbeeld RVO en kennisinstanties onderzoek doet naar de mogelijkheden van hybride installaties als vervanging van bestaande installaties in de industrie. Daarnaast hebben enkele van de andere oplossingen genoemd in dit document die invloed hebben op de elektriciteitsprijs (tijd/locatie-afhankelijk) ook een positieve impact op de hybridisering van de industrie. Hogere prijzen (zeker indien er veel variatie is tussen energiedragers over de dag/jaar heen) maken het interessanter om te investeren.

Tabel 23. Beleid, taken en rollen in het kader van DSR/ hybridisering (stimulerende oplossingen)

Beleid	Maatregelen	Rol
Beleid uitzetten tot het realiseren van flexibiliteit door DSR.	Prikkels geven of verplichtingen stellen zodat aangeslotenen hun elektriciteitsvraag en -aanbod flexibel te maken.	Rijk (EZK)
	Wet- en regelgeving aanpassen zodat technologieën beschikbaar komen waarmee vraag- en aanbodsturing (op afstand) mogelijk is en gestandaardiseerd wordt.	Rijk (EZK)
	Inventariseren welke data op welk niveau verzameld kan worden en gedeeld mag worden.	Netbeheerders
Verdere stimulering van hybridisering.	Verplichten van de hybride warmtepomp bij vervanging van de warmetinstallatie van een woning (i.c.m. subsidie om te stimuleren) (voorzien 1-1-2026).	Rijk (EZK)

[89] Rijksoverheid (2022). Hybride warmtepomp de nieuwe standaard vanaf 2026 (link)

Beleid	Maatregelen	Rol
	Aanschaffen van een hybride warmtepomp	Gebruiker (consument)
Mogelijk ook andere (industriële) partijen stimuleren/ verplichten te kiezen voor een hybride installatie bij vervanging van een installatie	Onderzoeken of stimuleren/ verplichten van hybride installatie bij vervanging van een installatie reëel is.	Rijk (EZK), RVO, industrie
	Aanschaffen van een hybride installatie	Gebruiker (industrie)

6. **Opslag**

Er kan ingezet worden op het vergroten van dag/nachtopslagcapaciteit i.c.m. een toename van de benutting van de capaciteit en een groeiend aandeel hernieuwbaar in de elektriciteitsmix. Het is van belang dat batterijen netneutraal worden ingezet, wat inhoudt dat er geen schaarste wordt veroorzaakt of verergerd. Netbeheerders mogen in principe geen opslag verzorgen tenzij de ACM hierop een uitzondering maakt[90]. Zolang netbeheerders geen rol mogen of willen spelen zal batterijopslag door de markt moeten worden ontwikkeld. De business case, welke op dit moment alleen sluitend is door inkomsten gegenereerd vanuit de onbalansmarkt eventueel in combinatie met stapeling van andere inkomstenstromen, is hierin leidend. Voor stimulering van residentiële opslag en langdurige elektriciteitsopslag (bijvoorbeeld met flowbatterijen, perslucht of waterkracht) zijn specifieke marktprikkels nodig, zoals non-firm ATO's. Daarnaast dienen juridische barrières weggehaald te worden om daarmee de business case interessanter te maken. Dit kan onder andere door energieopslag uit te zonderen van hoge transporttarieven of door dag/nachtopslag mee te nemen in de SDE++ systematiek (Rijk, EZK). Iedere netbeheerder bepaalt zijn eigen nettarieven, maar de hoogte daarvan is gemaximeerd door de ACM. De SDE++ regeling wordt vastgesteld door het Rijk.

Tabel 24. Beleid, maatregelen en rollen in het kader van opslag (stimulerende oplossingen)

	Beleid	Maatregelen	Rol
Dag/nachtopslag	Inzetten op het vergroten van dag/nachtopslagcapaciteit om netcongestie te verminderen i.c.m. een toename van de benutting van de capaciteit en een groeiend aandeel hernieuwbaar in de elektriciteismix.	Marktprikkels creëren, risico's reduceren en weghalen juridische barrières (bijv. uitzonderen energieopslag van hoge transporttarieven en aanpassen SDE).	ACM (aanpassen tarieven dag-/nachtopslag) Rijk (EZK) (aanpassen SDE)
		Aanpassing beleid ACM ten gunste van rol netbeheerders bij niet haalbare business cases.	ACM
		Wijzigen van de elektriciteitswet waarbij de netbeheerder de vrije ruimte krijgt tbv non-firm ATO's.	Rijk (EZK)

7. **Prioriteren**

De huidige prioritering vindt plaats door netbeheerders op basis van het first-come-first-serve principe. Deze vorm van 'traditioneel' prioriteren volgt de huidige spelregels van de Netcode en biedt vanwege het non-discriminatiebeginsel geen mogelijkheid om maatschappelijke factoren mee te nemen in de prioritering. Gegeven de ontwikkelingen en de toenemende schaarste op het elektriciteitsnet is het om het 'traditioneel' prioriteren te herzien en maatschappelijk prioriteren

[90] Energiewet UHT (2021). Artikel 3.28 opslag door transmissie- en distributiesysteembeheerders

mogelijk te maken. Recentelijk heeft de ACM aangekondigd de grondslagen om te prioriteren te willen verbreden. Er volgen binnenkort hernieuwde spelregels die het mogelijk moet maken om netbeheerders in de toekomst maatschappelijk te laten prioriteren[92]. Het hoofddoel van deze aanstaande codewijziging is om maatschappelijk prioriteren door netbeheerders mogelijk te maken. Daarvoor is een aantal beleidsmaatregelen wenselijk, dan wel noodzakelijk. Om de netbeheerder keuzes te laten maken over het verlenen van voorrang aan congestie-verminderende of maatschappelijk gewenste projecten, is een duidelijk prioriteringskader met spelregels en maatschappelijke afwegingen noodzakelijk. Deze rol ligt bij het Rijk (EZK) maar mogelijk ook de provincies en gemeenten. Overheden kunnen hiervoor putten uit bestaande afwegingskaders, zoals het prioriteringskader voor uitbreiding van het stroomnet[93].

Tabel 25. Beleid, maatregelen en rollen in het kader van prioriteren

Beleid	Maatregelen	Rol
Mogelijk maken van maatschappelijk prioriteren door netbeheerders.	Netcodewijziging om maatschappelijk programmeren mogelijk te maken.	ACM i.s.m. het Rijk (EZK)
	Een landelijk geaccepteerd afwegingskader (ofwel prioriteringskader)	Rijk (EZK), provincies en gemeenten op verzoek van de netbeheerders
	Het tijdig in kaart brengen van acute knelpunten waar geprioriteerd zal moeten worden.	Netbeheerders

8. **Congestiemanagement**

Het mogelijk beleid ziet toe op een bredere toepassing van congestiemanagement binnen de kaders van de Netcode om daarmee capaciteit op het net te herverdelen.

De update van de Netcode elektriciteit maakt dat ook regionale netbeheerders congestiemanagement zullen (moeten) toepassen. Daarmee is de vraag of congestiemanagement ook in de lagere netten zal leiden tot een herverdeling van de capaciteit op een kostenefficiënte manier. Nu zowel netbeheerders als de ACM hebben aangegeven dat congestiemanagement tot op bepaalde hoogte wenselijk is, is de vraag hoe de toepassing ervan geoptimaliseerd kan worden. Omdat de wijzigingen recent zijn doorgevoerd, zijn er nog weinig voorbeelden om conclusies over de uitwerking ervan te maken. De genoemde maatregelen kunnen dan ook slechts beperkt kwantitatief worden onderbouwd.

Eén van de maatregelen betreft het experimenteren met verhoging van financiële en/of technische grens. De toepassing van congestiemanagement is gebonden aan de grenzen zoals opgenomen in de Netcode. Wel laat de ACM de mogelijkheid om deze grenzen te verhogen in de toekomst. In theorie zou een verhoging van de financiële grens ertoe leiden dat de netbeheerder meer budget vrijmaakt voor congestiemanagementdiensten. Meer ruimte voor vergoedingen betekent dat óf meer aangeslotenen gebruik kunnen maken van de diensten, of dat het financieel aantrekkelijker wordt voor bestaande capaciteitsbeperkers om de contracten uit te breiden. In beide gevallen zal een verhoging van de financiële grens leiden tot een toename van de transportcapaciteit in congestiegebieden. Het verhogen van de technische grens vergroot ook de transportcapaciteit in congestiegebied, maar netbeheerders waarschuwden in de zienswijze op het concept-codebesluit

[92] ACM. (2023). ACM maakt maatschappelijk prioriteren door netbeheerders mogelijk
[93] Rijksoverheid. (2023). Prioriteringskader uitbreidingen stroomnet gereed.

over de gevaren hiervan. Een te hoge technische grens kan leiden tot overbelasting indien aangeslotenen de afspraken voor capaciteitsbeperkingen niet nakomen94.

Hoewel overschrijding van één van de twee grenzen de netbeheerder in staat stelt om een aansluiting in congestiegebied uit te sluiten, is het aannemelijk dat de financiële grens eerder wordt overschreden dan de technische grens[96]. Dat zou kunnen betekenen dat niet het volledige technische potentieel voor de toepassing van congestiemanagement wordt toegepast. Om dit deel te benutten kan ervoor gekozen worden om de technische grens leidend te laten zijn.

Een andere mogelijke maatregel betreft het toepassen van congestiemanagement in niet-congestiegebieden. De netbeheerder kan vooruitlopen op mogelijk toekomstige congestie, door in niet-congestiegebieden al onderzoeken te doen hoe capaciteitsbeperkingen een positieve invloed kunnen hebben op de netcapaciteit. Deze werkzaamheden kunnen gekoppeld worden aan de activiteiten die de netbeheerder doet in het kader van non-firm ATO's, vraag- en aanbodsturing en dynamische nettarieven.

Tabel 26. Beleid, maatregelen en rollen in het kader van congestiemanagement

Beleid	Maatregelen	Rol
Bredere toepassing van congestiemanagement binnen de kaders van de Netcode, om daarmee meer capaciteit op het net te realiseren	Experimenteren met hoogtes van technische en financiële grens binnen en eventueel buiten de Netcode.	Netbeheerders (zorgen dat het net stabiel is), ACM (toezichthoudend)) Rijk (EZK) (beleidsbepalend en veranderend)
	Toepassen en uitbreiden van intelligente netten binnen en eventueel buiten de Netcode.	
	Verplichten van congestiemanagement in niet-congestiegebieden binnen en eventueel buiten de Netcode.	

9. **Integraal programmeren**

Het doel van integraal programmeren is om tot een (middel-) langetermijnplanning voor de energie-infrastructuur te komen, zodat het energiesysteem volwaardig onderdeel wordt van de ruimtelijke ordening. Om daar te komen dient er beter inzicht verkregen te worden in prognoses van energievraag en -aanbod op regionaal niveau, alsook het vergemakkelijken van data-uitwisseling tussen netbedrijven en lokale partijen, zorgt ervoor dat het nieuwe energiesysteem beter aansluit op de maatschappelijke behoefte;. Belangrijkste taak hierbij betreft het opzetten van gemeenschappelijke datapools met decentrale overheden voor tijdige kwalitatieve duiding van geprognotiseerde netimpact. Zowel de (decentrale) overheden als de netbeheerders hebben hier een rol in. Het Rijk (EZK) programmeert al in de verschillende sectoren maar nog niet cross-sectoraal. De provincies hebben veel informatie over bedrijventerreinen en gemeenteoverstijgende vraagstukken. Gemeenten kunnen sturen met omgevingsbeleid op realisatie van energie-infrastructuur. De netbeheerders maken met hun investeringsplan de uiteindelijke keuzes over te realiseren energie-infrastructuur uitbreidingen.

Tabel 27. Beleid, maatregelen en rollen in het kader van integraal programmeren

Beleid	Maatregelen	Rol
Inzetten op integraal programmeren om tot een	Aanscherping van de methode integraal programmeren	Netbeheerders

[94] Staatscourant (2022). ACM: Besluit tot wijziging van de voorwaarden als bedoeld in art. 31 Elektriciteitswet. 4.11, randnummer 175.
[96] Staatscourant (2022). ACM: Besluit tot wijziging van de voorwaarden als bedoeld in art. 31 Elektriciteitswet. 4.11, randnummer 181

Beleid	Maatregelen	Rol
(middel)langetermijnplanning voor de elektriciteits-infrastructuur te komen	Opzetten van gemeenschappelijke datapools met decentrale overheden voor tijdige kwalitatieve duiding van geprognotiseerde netimpact	Rijk (EZK), provincies, gemeenten, netbeheerders

7.2.2 Beleid richting 2050

1. **Conversie**

Power-to-gas (P2G)

Het Rijk voert pas zeer recent maatregelen in/door dat de inzet van P2G als oplossing stimuleert[97]. Binnen de SDE systematiek is er onderscheid gemaakt tussen het toegekende SDE bedrag voor groene waterstof geproduceerd door een directe lijn met een windpark, zonneweide, een combinatie van beide of elektriciteit uit het net[98]. Het SDE-bedrag voor een elektrolyser die gevoed wordt door een directe lijn met een zonnepark is hoger dan voeding van elektriciteit uit het elektriciteitsnet. In combinatie met de vereisten die aan het label 'groene waterstof' worden gesteld door de EU COM maakt dit het aantrekkelijker om waterstof gekoppeld aan een zonneweide te produceren ten opzichte van een productie met netaansluiting (met meer vollasturen). Het beleid kan erop gericht zijn om te bepalen welke rol P2G kan spelen in de netcapaciteit.

Indien P2G als concrete oplossing voor netcapaciteit wordt bestempeld dan zal aan een aantal (rand)voorwaarden voldaan moeten worden:

- Lokale afname van waterstof of de aanwezigheid van waterstofinfrastructuur (inclusief opslag).
- Sturen op locatie (liefst nabij aanlanding wind op land en nabij waterstof backbone infra).
- Duidelijkheid over nationale en Europese eisen aan 'groen'.
- Duidelijkheid over nationale en Europese eisen t.a.v. percentage afnameverplichting 'groen'.

Door het nemen van maatregelen kan het Rijk (EZK) sturen op deze (rand)voorwaarden. Door te investeren in de waterstofbackbone en bijbehorende opslag zullen lokale waterstofketens tot stand komen. Ook dient er meer duidelijkheid te komen welke potentiële afnemers in welk jaar aangesloten kunnen worden op de landelijke infra.

Power-to-heat (P2H)

Technisch gezien is P2H geen ideale oplossing voor het creëren van extra netcapaciteit, maar met enige stimulering zouden partijen hiermee mogelijk willen experimenteren en praktijkervaring op doen. Vanuit het Rijk (EZK) is er op dit moment geen enkele stimulering om met P2H extra netcapaciteit te realiseren. Er zijn wel subsidies beschikbaar om de industrie te verduurzamen door middel van elektrificatie, maar dat kan zelfs een averechts effect hebben door het optreden van netcongestie. Stimulering of een pilot lijkt ons het meest kansrijk op een locatie met (verwachte) netcongestie nabij een (al bestaand of aan te leggen) warmtenet met seizoensopslag. De ontwikkeling van P2H zal naar verwachting een markt aangelegenheid blijven. De markt zal moeten zorgen voor een opschaling van het P2H vermogen, waarbij de inzet gericht is op ontlasting van het elektriciteitsnet. Hiervoor is een rol weggelegd voor het Rijk, de netbeheerders en ACM door het nemen van enkele maatregelen:

[97] Op 7 juli '23 is het klimaatfonds met besteding van 34 miljard goedgekeurd door de TK. Onderdeel van dit fonds is enkele miljarden aan ondersteuning van/voor P2G.
[98] PBL (2023). Eindadvies basisbedragen SDE++ 2023

- Het verlagen van de nettarieven in combinatie met non-firm ATO's en capaciteitsbeperkingscontracten (CBC's).99 Hierdoor wordt de business case voor E-boilers aantrekkelijker. Het is wel van belang dat de P2H-installaties het elektriciteitsnet niet extra belasten.
- Aanpassing van de SDE systematiek waarmee midden- en pieklastbronnen (zoals warmtepompen en E-boilers) beter gewaardeerd worden en de business case aantrekkelijker wordt100.
- Stimuleren van warmteopslag waardoor P2H-installaties warmte kunnen produceren op momenten zonder warmtevraag en de warmtevraag is ingevuld op momenten met een hoge elektriciteitsvraag.

Gas-to-power (G2P), regelbaar vermogen

Op dit moment is er voldoende regelbaar vermogen beschikbaar binnen Nederland om te voorzien in piekvraag op nationale schaal. De ontwikkelingen binnen de energietransitie (normering elektriciteitssector 2030) vragen ook om een toename van regelbaar vermogen op regionaal niveau. Kleinere installaties kunnen op lokaal/regionaal niveau onverwachte tekorten (bijv. door mist of harder dan voorspelde wind) uit duurzame opwek namelijk goed opvangen.

Er dient bepaald te worden wie er verantwoordelijk wordt voor het realiseren van het regelbaar vermogen op regionaal niveau. Als dit de markt is dan kan het Rijk (EZK) dit stimuleren middels prikkels die marktpartijen ertoe zetten om regelbaar vermogen te realiseren. Toekomstige marktomstandigheden zijn echter onaantrekkelijk door het beperkt aantal vollasturen van deze installaties. Onvoldoende investeringen in regelbaar vermogen tast de balans in haarvaten van het systeem aan. Als het de voorkeur heeft dat het regelbaar vermogen een publieke aangelegenheid is dan moet die rol belegd en ingeregeld worden en zijn er mogelijk marktinterventies noodzakelijk zijn om voldoende vermogen te garanderen.

Tabel 28. Beleid, maatregelen en rollen in het kader van conversie (stimulerende maatregelen)

	Beleid	Maatregelen	Rol
P2G	Bepalen welke rol P2G gaat spelen in de netcapaciteit.	Indien bepaald wordt dat P2G een belangrijke rol gaat spelen in de netcapaciteit dient er gestuurd te worden dat er voldaan wordt aan een aantal randvoorwaarden: • Lokale afname van waterstof of de aanwezigheid van waterstofinfrastructuur (inclusief opslag). • Duidelijkheid over nationale en Europese eisen aan 'groen'. • Duidelijkheid over nationale en Europese eisen t.a.v. percentage afnameverplichting 'groen'.	Rijk (EZK)
P2H	Onderzoeken (of spelen met maatregelen) om te bepalen wat P2H kan betekenen voor de netcapaciteit.	Het verlagen van de nettarieven in combinatie met non-firm ATO's en capaciteitsbeperkingscontracten (CBC's).	Rijk (EZK) i.c.m. de netbeheerders en de ACM.
		Aanpassing van de SDE++ systematiek waarmee midden- en pieklastbronnen beter gewaardeerd worden	Rijk (EZK)
		Stimuleren van warmteopslag	Rijk (EZK)

[99] CE Delft (2023). Power-to-Heat en warmteopslag in warmtenetten
[100] CE Delft (2023). Power-to-Heat en warmteopslag in warmtenetten

	Beleid	Maatregelen	Rol
G2P	Beleid bepalen om emissiearm-/loos regelbaarvermogen te realiseren op de middellange en lange termijn om leveringszekerheid te borgen.	Er moet bepaald worden of het realiseren van regelbaarvermogen bij de overheid of de markt ligt:	Rijk (EZK)
		Indien markt: (Beleids)prikkels die marktpartijen ertoe zetten om regelbaar vermogen te realiseren.	Rijk (EZK)
		Indien overheid: Marktinterventies kunnen noodzakelijk zijn om voldoende vermogen te garanderen.	(Rijk (EZK)

2. Ruimtelijk bij elkaar brengen vraag en aanbod

Het ruimtelijk bij elkaar brengen van vraag- en aanbod is een veelvuldig genoemde oplossing om de vraag naar netcapaciteit te reduceren. Het Rijk (EZK) stuurt echter beperkt op het bij elkaar brengen van vraag- en aanbod. Dat heeft twee voorname reden. Ten eerste was het beleid gericht op het maximaliseren van hernieuwbaar opwek vermogen en ten tweede vindt het Rijk (EZK) dit een verantwoordelijkheid van regionale en lokale overheden.

Het ruimtelijk beleid ligt nu bij de provincies en gemeenten en zal gezien de gebiedsgerichte benadering ook een verantwoordelijkheid van de regionale en lokale overheden blijven. Vanuit het Rijk (EZK) kan de markt echter ook dusdanig gestuurd worden dat rekening gehouden wordt met het bij elkaar brengen van vraag en aanbod. De wisselwerking tussen het Rijk (EZK) en decentrale overheden is cruciaal om resultaten te bereiken.

Regionale en lokale overheden hebben verschillende instrumenten ter beschikking om ruimtelijke ontwikkeling te sturen. Dit zijn: structuurvisie (provinciaal en gemeentelijk), bestemmingsplan, provinciale verordening, voorbereidingsbesluit (provinciaal en gemeentelijk). Indirect wordt hiermee ook gestuurd op elektriciteitsvraag en -aanbod. Met combinatie elektriciteitsvraag- en aanbod wordt echter te weinig rekening gehouden. Een voorbeeld hiervan zijn de regionale energiestrategieën. De combinatie elektriciteitsvraag- en aanbod wordt in de RES'en veelal niet onderzocht.

Het Rijk (EZK) kan met enkele instrumenten de markt stimuleren om elektriciteitsvraag en -aanbod dichterbij elkaar te brengen. Er zijn verschillende vormen van beleid mogelijk: 1) beleid voeren dat de ontwikkeling van de combinatie van vraag en aanbod op één locatie aantrekkelijker maakt dan alleen vraag of aanbod. Bijvoorbeeld door wijzigingen aan te brengen binnen de SDE++ of middels investeringssubsidies (directe stimulering), 2) door (samen met ACM) nader uit te werken op welke wijze piekbelasting van het elektriciteitsnet steviger beprijsd kan worden (indirecte stimulering) 3) door samen met de netbedrijven te kiezen voor investeren in een bepaald aantal regio's (bijvoorbeeld de clusters), dit trekt vervolgens partijen aan.

Tabel 29. Beleid, taken en rollen in het kader van ruimtelijk bij elkaar brengen vraag en aanbod

Mogelijk beleid	Taken	Rol
Het stimuleren van bij elkaar brengen van vraag en aanbod (in ruimtelijke zin)	Binnen het huidige RO-instrumentarium meer rekening houden met het bij elkaar brengen van vraag en aanbod door: • het bij elkaar brengen van vraag en aanbod als basiscriterium bij het aanwijzen van zoekgebieden te hanteren • de netimpact binnen de gemeentelijke op te nemen in de omgevingsvisie en de RES'en	Regionale en lokale overheden
	Met generieke instrumenten de markt stimuleren of verplichten om elektriciteitsvraag en -aanbod dichterbij elkaar te brengen.	Rijk (EZK)

7.2.3 Beleid gericht op oplossingen zonder mijlpaal

1. Dynamische nettarieven

Met de toegenomen druk op het elektriciteitsnet staat het 'oude' evenwicht tussen de kernwaarden leveringszekerheid, betaalbaarheid en duurzaamheid onder druk. Het toekomstige elektriciteitsnet vraagt om een nieuw evenwicht en dynamische nettarieven kunnen een belangrijke rol spelen bij het vinden van dit nieuwe evenwicht. Er kan daarom gekozen worden om dynamische nettarieven in te zetten om het elektriciteitsnet te ontlasten.

Het huidige tariferingsstelsel heeft een duidelijke structuur. De kosten die worden gemaakt door de netbeheerders voor het onderhouden en verzwaren van de elektriciteitsnetten worden gelijkmatig verdeeld over alle aangesloten van het elektriciteitsnet. De ACM houdt daarbij toezicht of de vertaling van kosten naar eindgebruikers op een correcte en rechtmatige manier wordt gedaan. Dit is een structuur die ook toegepast zou kunnen worden bij de inrichting van dynamische nettarifering; waarbij worden de kosten voor onderhoud en verzwaren worden verdeeld op basis van het gebruik van een aangeslotene in plaats van gelijk over alle aangeslotenen. De netbeheerders zouden dan de uitvoering van het systeem voor hun rekening nemen, ze beschikken namelijk over de nodige verbruikscijfers, en de ACM blijft hier toezicht op houden. Deze systematiek lijkt een goede basis te zijn voor het nieuwe systeem, dit betekent echter niet dat opzetten van zo'n nieuw systeem eenvoudig geregeld is. Voor inzet van de dynamische nettarieven systematiek moet een reguleringskader worden opgezet en hier moeten nog wel stappen in gezet worden. Hierin worden al wel de eerste stappen gezet (zoals met GOPACS), maar deze moeten nog wel worden vertaald naar een reguleringskader. In dit reguleringskader kan ook duidelijkheid worden gegeven over de invulling van rollen en taken rondom dynamische nettarieven.

Tabel 30. Beleid, taken en rollen in het kader van dynamische nettarieven

Mogelijk beleid	Taken	Rol
Inzetten dynamische nettarieven om het elektriciteitsnet te ontlasten.	Versnellen van real-time data in het elektriciteitsnet om real-time uitwisseling mogelijk te maken	Netbeheerders
	Reguleringskader voor vaststelling van dynamische nettarieven waarin opnieuw wordt gezocht naar een evenwicht tussen leveringszekerheid, betaalbaarheid en duurzaamheid	Ministerie van EZK, i.s.m. netbheerders en de ACM

2. Energiehubs

Om energiehubs te stimuleren is een collectieve aanpak nodig met een kartrekker op lokaal niveau die partijen kan aanzetten tot gezamenlijke waardecreatie[101]. De enkele energiehubs die tot nu toe zijn ontstaan zijn eigenlijk altijd opgezet door vrijwilligers met een energieachtergrond[102], wat helaas geen basis vormt voor grootschalige uitrol van energiehubs in de toekomst. Om dit wel te bereiken is het essentieel om duidelijkheid te creëren over partijen die deze kar wel kunnen trekken, met daarbij ook de middelen om de mogelijkheden voor energiehubs lokaal te verkennen.

Op meerdere vlakken dienen obstakels weggenomen te worden en samenwerkingen worden aangegaan. Belangrijke aspecten zijn:

[101] OVmagazine (2022). Energiehubs ga voor het collectief
[102] TKI Urban Energy (2023). Energiecollectieven (link).

- Het aanstellen van een onafhankelijke kartrekker op lokaal niveau die partijen die allen een eigen belang hebben te kunnen verenigingen.
- Aanpassen van de energiewet zodat niet alleen gesloten distributiesystemen (GDS), maar ook virtuele gecombineerde netaansluitingen tot de mogelijkheden behoren inclusief particulieren[103]. Op de langere termijn dienen ook andere energiedragers (waterstof, warmte, groengas) onderdeel te kunnen worden van een energiehub. Hiermee zal een integraal decentraal energiesysteem ontstaan, met verschillende vormen van opwek en opslag. De energiewet UHT neemt geen voorschot op deze ontwikkelingen.
- Mogelijk dat er ook wetgeving heroverwogen dient te worden op andere onderwerpen, zoals bijvoorbeeld de mogelijkheden om specifieke data (zoals het gebruik van, privacygevoelige, energieverbruiksdata van huishoudens) uit te wisselen tussen diverse partijen.
- Het benadrukken van de vermeden kosten van investering in verzwaren van het net en daardoor lagere maatschappelijke kosten als gevolg van de energietransitie[104].
- Stimulering van de ontwikkeling van energiehubs door:
    - bij de subsidiëring van hernieuwbare elektriciteitsproductie voorrang aan projecten te geven die de impact op het elektriciteitssysteem minimaliseren.
    - afnemers van elektriciteit met lagere aansluit- of transporttarieven te belonen als ze hun afname in georganiseerd verband in de tijd azfstemmen op hernieuwbare productie.
    - bij het toekennen van transportcapaciteit voorrang te geven aan projecten die de impact op het elektriciteitssysteem minimaliseren door toepassing van flexibiliteitsmiddelen.

Ook dient er stevige openbare kennisbasis te worden gecreëerd waaruit nieuw op te richten energiehubs kunnen putten. Hiervoor is een belangrijk rol voor het Rijk weggelegd op landelijk niveau. Een systeem waarin ervaringen lessons learned worden gedeeld, mogelijk door middel van een Community of Practice.

Tabel 31. Beleid, taken en rollen in het kader van energiehubs

Beleid	Maatregelen	Rol
Het stimuleren van energie-hubs.	Het aanstellen van een onafhankelijk kartrekker	Gemeenten, provincies
	Aanpassen van de energiewet zodat ook virtuele gecombineerde netaansluitingen tot de mogelijkheden behoren inclusief particulieren	Rijk (EZK)
	Bij de subsidiëring van hernieuwbare elektriciteitsproductie voorrang geven aan projecten die de impact op het elektriciteitssysteem minimaliseren	Rijk (EZK)
	Afnemers van elektriciteit met lagere aansluit- of transporttarieven te belonen als ze hun afname in georganiseerd verband in de tijd afstemmen op hernieuwbare productie	Netbeheerders
	Bij het toekennen van transportcapaciteit voorrang aan te geven aan projecten die de impact op het elektriciteitssysteem minimaliseren door toepassing van flexibiliteitsmiddelen	Netbeheerders

[103] Energiewet UHT (2021). Artikel 3.7 erkenning gesloten systeem
[104] RHDHV (2022). Meerwaarde Smart Energy Hubs voor Oost-Nederland (link).

7.3 Rollen en taken nu en in de toekomst

In paragraaf 7.2. is mogelijk beleid en bijhorende maatregelen per oplossing beschreven. Daarbij is tevens aangegeven waar de rollen anno nu belegd zijn. Daarop volgt de vraag of die rollen nog op juiste wijze belegd zijn. Wie zou nu wat moeten doen? Waar is een rol weggelegd voor het Rijk, de netbeheerders, de ACM en waar bijvoorbeeld voor de decentrale overheden. Paragraaf 7.5.1 zoomt nog kort in op de huidige rolverdeling. In paragraaf 7.5.2. wordt in het licht van alle aanstaande ontwikkelingen naar de "traditionele rolverdeling" gekeken. Kanttekening hierbij is dat er over rolverdeling nog weinig tot geen onderzoeken beschikbaar zijn die kunnen dienen als wetenschappelijke onderbouwing, hetgeen wel beoogd is met dit rapport. Derhalve dient paragraaf 7.5.2. in tegenstelling tot de rest van het rapport gelezen worden als een visie van Berenschot zonder verdere wetenschappelijke onderbouwing of anderszins.

7.3.1 Rollen en taken anno nu

De rollen en taken anno nu zijn algemeen bekend. Bij vrijwel alle oplossingen spelen het Rijk (met name het ministerie van EZK), ACM en de netbeheerders een belangrijke rol. Het Rijk (EZK) als het gaat om beleidsbepaling en het garanderen van leveringszekerheid, de ACM als het om toezichthouden gaat en de benodigde aanpassingen in de Netcode en de netbeheerders zijn verantwoordelijk voor de stabiliteit van het net en alles wat daar mee gemoeid is. Binnen een aantal oplossingen spelen de decentrale overheden (provincies en gemeenten) een belangrijke rol waaronder het ruimtelijk bij elkaar brengen van vraag en aanbod en de energiehubs. Een adviserende rol is met enige regelmaat weggelegd voor de RVO.

7.3.2 Rollen en taken in het nieuwe systeem

De "traditionele" rolverdeling met een beleidsbepalend orgaan, een toetsend orgaan en een uitvoerend orgaan, is niet per sé een verkeerde rolverdeling, bovendien hanteren omringende landen een vergelijkbare rolverdeling en ligt de rolverdeling ook vast in Europese wet- en regelgeving. Desondanks is er gezien de grote opgave wel ruimte voor enkele verbeteringen. De decentrale overheden kunnen actiever betrokken worden, aangezien de ruimtelijk component in de vraagstukken erg groot is en op regionaal niveau ook ruimte gereserveerd moet worden voor nieuwe infra. Om zinvol het gesprek aan te gaan in de regio moet echter wel een duidelijke visie beschikbaar zijn, op basis waarvan men in de regio nadere keuzes c.q. invulling kan geven. Deze visie is in de afgelopen periode ontwikkeld (concept NPE) en is de komende zomer ter consultatie aan alle betrokken voorgelegd. Inzichten uit deze beschouwende studie kunnen gebruikt worden i) bij opstellen van het definitieve NPE en ii) bij de detailuitwerking in de regio.

8.1 Inleiding

Dit onderzoek heeft de verschillende uitdagingen en oplossingen die naar verwachting optreden tussen nu en 2050 als gevolg van de transitie van het energiesysteem in beeld gebracht. De focus lag hierbij op de uitdagingen en oplossingen voor het elektriciteitsnet, en meer specifiek nog op de netcapaciteit en leveringszekerheid.

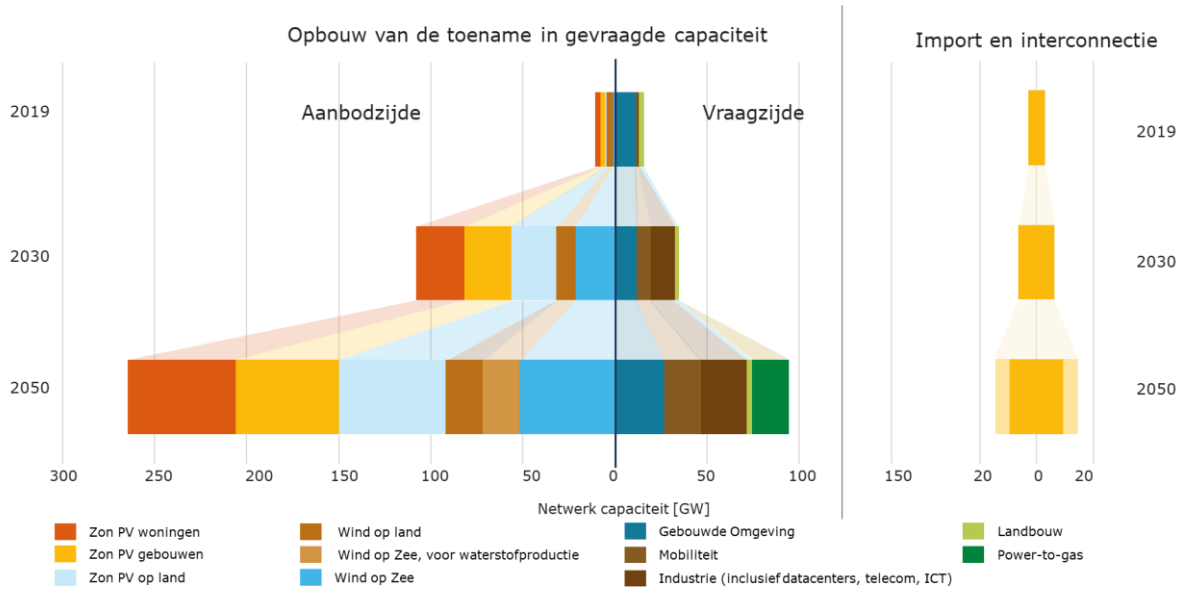
Langs de structuur van bouwblokken is het elektriciteitssysteem en haar uitdagingen en mogelijke oplossingen daarvoor geanalyseerd. Ondanks dat het een beschouwend onderzoek betreft kan wel een aantal overkoepelende resultaten uit deze brede analyse gehaald worden. De voornaamste inzichten uit de analyse die kunnen helpen bij de verdere visievorming zijn in dit hoofdstuk opgenomen.

Achtereenvolgend wordt ingegaan op de belangrijkste ontwikkelingen (8.2), de mogelijke oplossingen gekoppeld aan de knelpunten (8.3.), de geschiktheid van de oplossingen per tijdspad (8.4.) en wat dit betekent voor beleid en rolverdeling (8.5).

8.2 Ontwikkelingen

De energietransitie brengt grote veranderingen met zich mee die invloed hebben op de elektriciteitsvraag en het aanbod. De exacte route van de energietransitie hangt af van veel factoren en is daarom moeilijk te voorspellen. Door middel van scenariostudies, zoals de II3050, wordt omgegaan met deze onzekerheid door te werken met verschillende wereldbeelden. Uit de recente update van II3050 blijkt dat het voor de korte- en middellange termijn een relatief goed beeld te bestaat, maar dat er richting 2040 en 2050 nog grote onzekerheid is. Ondanks de onzekerheid laten alle scenario's een sterke groei in zowel de elektriciteitsvraag- als aanbod zien. Onderstaand figuur illustreert dit aan de hand van twee scenario's (ND-scenario voor 2030 en het NAT-scenario voor 2050). Door een sterke toename van elektriciteitsvraag en -aanbod ontstaat een grotere behoefte aan netcapaciteit. Om tot een robuust toekomstbestendig elektriciteitsnet te komen is het zaak om ons voor te bereiden aan de hand van scenario's waarin veel capaciteit van het elektriciteitsnet gevraagd wordt. Een belangrijke boodschap is dan ook: ongeacht het scenario ligt er een belangrijke opgave om het elektriciteitsnet te gaan verzwaren en uit te breiden.

Figuur 7. Toename in gevraagde capaciteit vanuit zowel de vraag- en aanbodzijde op basis van het ND-scenario voor 2030 en het NAT-scenario voor 2050.



8.3 Knelpunten en oplossingen

De uitdagingen voor het elektriciteitsnet zijn groot. Het vergroten van de netcapaciteit en het behouden van een robuust elektriciteitsnet vraagt om aanpassingen aan het net. Deze paragraaf koppelt geïdentificeerde oplossingen aan de verwachte knelpuntgebieden die gaan optreden. De benoemde knelpuntgebieden zijn landelijk gebied, stedelijk gebied, industrie, logistieke clusters, datacenters en aanlandlocaties wind op zee.

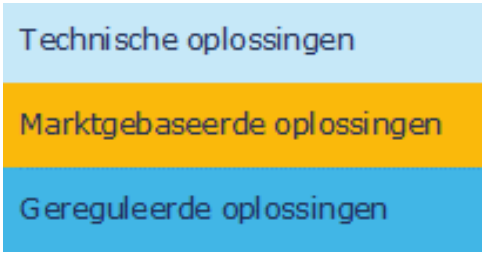
Hoofdstuk 2 van dit rapport heeft de verwachte knelpunten die optreden vanwege de transitie van het energiesysteem richting 2050 in beeld gebracht. Voor drie overkoepelende onderwerpen / uitdagingen zijn oplossingen in beeld:

1. Sneller meer infrastructuur realiseren ondanks krapte aan personeel, materiaal en ruimte.
2. Slimmer keuzes maken om infrastructuurbehoefte te verminderen
3. Omgaan met schaarste en programmeren

Voor elk van deze onderwerpen is hieronder uiteengezet welke van de in hoofdstuk 3 t/m 6 beschreven oplossingen uitkomst bieden. Voor elk van de relevante oplossingen per onderwerp is middels een kwalitatieve beoordeling aangegeven hoe ze bijdragen aan het verminderen van de zes genoemde knelpunten. De vinkjes geven aan de mate waarin een oplossing het knelpunt oplost. De kleurcodering geeft aan om wat voor een type oplossing het gaat (zie hieronder). Een dubbele kleurcodering betekent dat de oplossing in meerdere categorieën is in te delen. Voor een uitgebreide toelichting op de toekende scores wordt verwezen naar bijlage 1.

Tabel 32. Toelichting vinkjes en toelichting op de betekenis van kleuren

Aantal	Toelichting
-	Geen bijdrage
√	Lage bijdrage
√√	Gemiddelde bijdrage
√√√	Hoge bijdrage



1. Sneller meer infrastructuur realiseren ondanks krapte aan personeel, materiaal en ruimte

Uitbreiden en verzwaren is de standaardoplossing op moment dat er een toename is aan de vraagkant. Vanwege schaarste aan personeel, ruimte en materiaal en vanwege de in korte termijn zeer snel toegenomen vraag naar elektriciteit is 'normaal' uitbreiden en verzwaren niet afdoende. Alternatieve oplossingen zijn noodzakelijk om tijdig te kunnen voldoen aan de toenemende vraag naar netcapaciteit. Daarbij past de oplossing van planmatig werken (zie sectie 3.1).

Planmatig werken heeft leidt tot een forse versnelling van de aanleg of verzwaring van het elektriciteitsnet doordat procedures versneld doorlopen worden. Een voorbeeld van planmatig werken is TenneTs visie voor het Target Grid.

Voor de korte termijn (tot 2030/2035) liggen de meeste plannen al vast in bijvoorbeeld de investeringsplannen van netbeheerders[105]. Deze investeringsplannen geven een duidelijk beeld van de beoogde plannen voor uitbreiding en vervanging van elektriciteitsnetten tot 2035, met daarbij

ook inzicht in de mogelijkheden en beperkingen van het (toekomstige) elektriciteitsnet. Voor de periode na 2030/2035, de lange termijn, ligt er echter nog geen vastgesteld plan, wat mogelijkheden biedt om in te spelen op de ontwikkelingen in de periode na 2030/2035. De netbeheerders kunnen in huidige plannen de behoefte op de lange termijn meenemen. Door plannen verder in de toekomst mee te nemen voorkom je dat over 10 – 20 jaar de schop opnieuw de grond in moet.

Onze inschatting is dat de oplossing planmatig werken op de korte termijn tot een toename in investeringen (en kosten) leidt, maar voorkomt dubbel werk op de langere termijn. Op de langere termijn heeft de netbeheerder hierdoor tijd 'over' en kan de huidige achterstand in netverzwaring weggewerkt worden. Deze manier van planmatig werken vraagt wel om een andere manier van denken en heeft effect op de benodigde investeringen in het elektriciteitsnet. PWC raamde de investeringen in 2021 op circa 100 miljard tot 2050 voor alle netbeheerders[106], overdimensionering leidt tot een verschuiving van bepaalde investeringen in de tijd. Nader onderzoek kan/moet uitwijzen of deze oplossing meer of minder kost.

In Tabel 33 is de oplossing planmatig werken beoordeeld. Voor elk knelpunt is een kwalitatieve score gegeven in hoeverre deze oplossing bijdraagt aan vermindering van het knelpunt.

Tabel 33. Oplossingen en knelpuntgebieden voor het sneller realiseren van meer infrastructuur

Knelpuntgebieden	Planmatig werken
Landelijk gebied	√√
Stedelijk gebied	√√√
Industrie	√√
Logistieke clusters	√√
Datacenters	√
Aanlandlocatie wind op zee	-

2. Slimmer keuzes maken om infrastructuurbehoefte te verminderen

Deze studie heeft een aantal oplossingen uiteengezet die kunnen helpen om de infrastructuurbehoefte te verminderen. Er is gekeken naar oplossingen die vraag-aanbodsturen en een viertal overige oplossingen die in de literatuur voorkomen. In tabel 33 is een overzicht gegeven van de relatie tussen deze oplossingen en de benoemde knelpuntgebieden. Bij het kwalitatief beoordelen van de oplossingen zijn twee overwegingen in het achterhoofd gehouden:

- De eerste overweging betreft de mate waarin gebruikers flexibel zijn in het aanpassen van hun gebruik en wij verwachten dat deze oplossing daadwerkelijk functioneert in de praktijk (aanpassing van gedrag aan kant aanbieder of afnemer). Gekeken is dus naar onze verwachting dat gebruikers binnen de knelpuntengebieden hun elektriciteitsvraag daadwerkelijk flexibel inrichten als gevolg van inzetten van de oplossing. Hierbij is rekening gehouden met het gegeven voor sommige knelpunten dat pas op de lange termijn, met vervanging van installaties, de oplossing een rol gaat spelen.
- De tweede overweging is de samenkomst van vraag- en aanbod. In knelpuntgebieden zoals het stedelijk gebied is de elektriciteitsvraag nu veel hoger dan het aanbod, en vice versa voor het landelijk gebied. Oplossingen die met name inspelen op het ontlasten van het elektriciteitsnet door aanbod beperkingen zullen daarom een grotere bijdrage leveren bij

[106] PWC (2021). De energietransitie en de financiële impact voor de netbeheerders.

het ontlasten van het elektriciteitsnet bij knelpuntgebieden veroorzaakt door elektriciteitsoverschotten.

Daarnaast zal de bijdrage van de oplossingen om de infrastructuurbehoefte te verminderen afhankelijk zijn van de karakteristieken van het knelpuntgebied, de mate waarin het mogelijk is om flexibiliteit op korte/lange termijn te realiseren en de grootte (volume), duur, piekbelasting op het knelpunt.

Tabel 34. Kwalitatieve beoordeling overzicht oplossingen t.b.v. verminderen knelpunt 2

	Vraag- en aanbodsturing						Overige oplossingen			
	Verplichting		Stimulering							
	Non-firm ATO's	Curtailment	DSR en hybridisering	Conversie	Energieopslag	Review biedzone	Loslaten n-1 principe	Ruimtelijk bij elkaar brengen van vraag en aanbod	Dynamische nettarieven	Energiehubs/ Energiecollectief (groepsaansluiting)
Landelijk gebied	√√	√√√	√	√√	√√√	-	√√	√√	√√√	√√√
Stedelijk gebied	√√	√√	√√√	√√	√√	-	√	√√	√√√	√√√
Industrie	√	-	√√	√√√	√√	-	√	√√	√	√√√
Logistieke clusters	√√	√	√√	√	√√	-	√	√√	√√	√√√
Datacenters	-	-	√	-	√√	-	-	√√	√	√√√
Aanlandlocatie wind op zee	-	√√√	-	√√√	-	-	-	√√	√	-

3. Omgaan met schaarste en programmeren

Alle eerder genoemde technische oplossingen kunnen op termijn het elektriciteitsnet ontlasten. Naar verwachting biedt dit onvoldoende soelaas om het tekort aan netcapaciteit op te lossen. De organisatie van (toegang tot) het elektriciteitsnet zal ook anders georganiseerd moeten worden. Omgaan met schaarste kan door te prioriteren bij het aansluiten van nieuwe aansluitingen op het net, of door bij dreigende overbelasting congestiemanagement toe te passen. Door middel van integraal programmeren kunnen op lange termijn externe ontwikkeling en de ontwikkeling van het elektriciteitsnet beter op elkaar afstemmen worden. Bij de inschatting van de impact op netcapaciteit is geen onderscheid gemaakt naar de verschillende knelpuntgebieden.

Tabel 35. Kwalitatieve beoordeling overzicht oplossingen t.b.v. verminderen knelpunt 3

	Prioriteren	Congestiemanagement	Integraal programmeren
Landelijk gebied	√√	√√√	√√
Stedelijk gebied	√√	√√√	√√
Industrie	√√	√√	√√

	Prioriteren	Congestiemanagement	Integraal programmeren
Logistieke clusters	√√	√√	√√
Datacenters	√√	√√	√√
Aanlandlocatie wind op zee	-	-	-

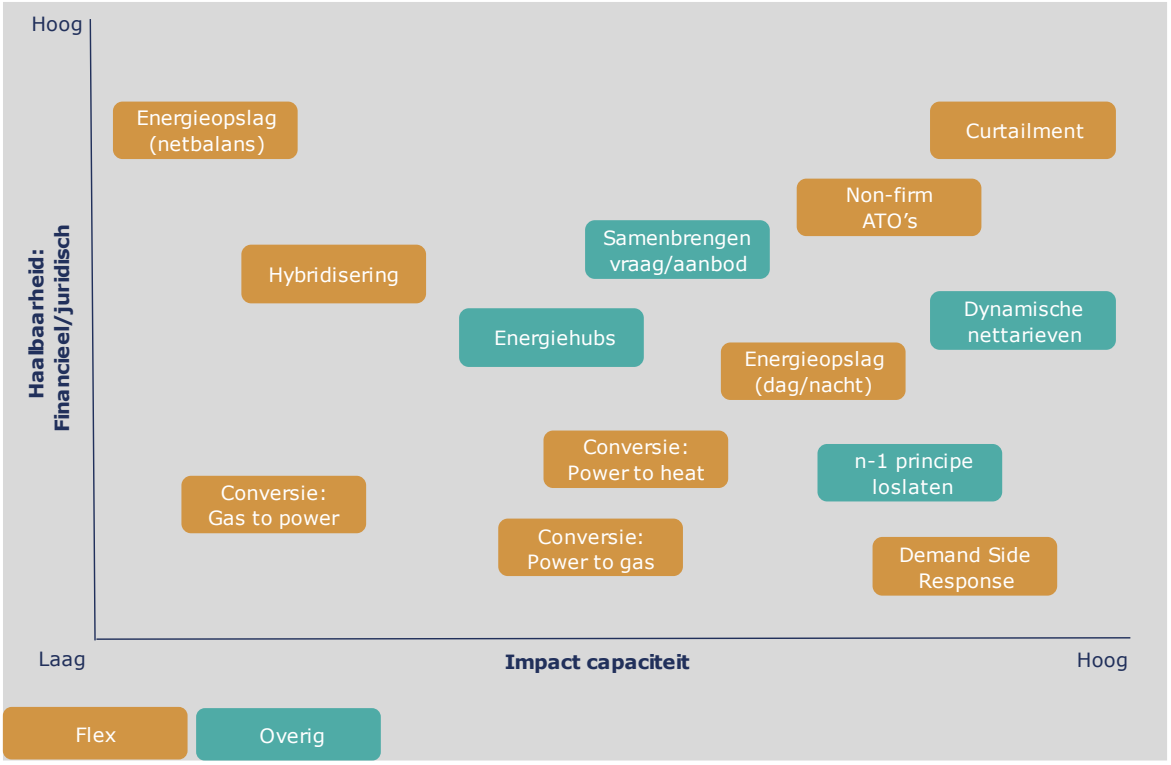
8.4 Oplossingen uitgezet in de tijd

Er is een scala aan oplossingen beschikbaar maar wanneer zet je nu welke oplossing in? Met de oplossingen planmatig werken, integraal programmeren, prioriteren en congestie management kan direct gestart worden en dit gebeurt dan ook reeds, al dan niet op beperkte schaal. Voor de slimme oplossingen geldt dat de haalbaarheid een belangrijke rol speelt in de keuze om er al dan niet op in te zetten.

In onderstaand figuur zijn alle slimme keuzes afgezet tegen de impact op de capaciteit en de haalbaarheid. In deze figuur is zichtbaar dat:

- De oplossingen die een lage haalbaarheid kennen komen minder in aanmerking voor inzet voor het jaar 2030. Denk dan aan de conversie oplossingen als G2P en P2G. Energiehubs en dynamische nettarieven passen ook in deze categorie, alhoewel hier met goede kartrekkers (energiehubs) en weghalen juridische belemmeringen (dynamische nettarieven) naar verwachting al wel eerder resultaat te behalen is.
- Oplossingen die invloed hebben op de interactie tussen de balans vraag en aanbod en netcapaciteit en welke ook voor 2030 al opgeschaald kunnen worden zijn: non-firm ATO's, curtailment, energieopslag (in ieder geval in het kader van het handhaven van de netbalans) en DSR/ hybridisering (al is animo voor DSR op dit moment vanuit bijv. de industrie nog beperkt).
- Voor de oplossingen P2H, het ruimtelijk bij elkaar brengen van vraag en aanbod en dag/nacht opslag moet nader onderzocht worden op welke termijn ze een rol kunnen spelen, hier is op dit moment nog onvoldoende zicht op.
- Het n-1 principe loslaten is een betaalbare oplossing die vrijwel direct aanzienlijk capaciteit op kan leveren, al heeft dit vanwege de veiligheidsmaatstaven een gelimiteerde scope.

Figuur 8. Slimme keuzes naar impact en haalbaarheid



8.5 Beleid, rollen en taken in de nieuwe situatie

In hoofdstuk 7 is beschreven welk beleid en maatregelen passen bij de verschillende oplossingen. Veel beleid en maatregelen zien toe op het wegnemen van belemmerende wetgeving (europees, nationaal, Netcode) of op (financiële) prikkels middels subsidieregelingen of het aanpassen van nettarieven. Kanttekening hierbij is dat maatregelen geen perverse prikkels betreffen die het risico op netcongestie juist versterken. Andere maatregelen zijn juist meer beleidsmatig van aard als het komen tot een afwegingskader om te kunnen prioriteren.

Beleid ligt traditioneel gezien bij het beleidsbepalend orgaan, EZK in deze, uitvoering bij de netbeheerders en toezichthouden bij de ACM. Deze rolverdeling is vanzelfsprekend, komt overeen met andere beleidsthema's en sluit aan bij de rolverdeling in omringende landen. Het handhaven van deze rolverdeling ligt dan ook in de rede. Met dien verstande dat er mogelijk een grotere rol in de uitvoering is weggelegd voor de decentrale overheden. De ontwikkelingen stapelen zich echter op evenals het scala aan oplossingen en bijhorende maatregelen dat hierin uitkomst kan bieden. Bovendien hebben ontwikkelingen, oplossingen en maatregelen consequenties voor vrijwel iedereen in Nederland. Dit maakt het maken van keuzes in deze brei aan ontwikkelingen en oplossingen een complex proces waarin partijen met elkaar moeten samenwerken om tot afgewogen besluiten te komen.

Hier is de belangrijkste rol voor het Rijk (EZK) in het innemen van beleidsstandpunten en het maken van beleidskeuzes. Uiteraard kan het Rijk (EZK) zich hier laten adviseren door de andere partijen, maar de verantwoordelijkheid ligt bij EZK. Met het innemen van de standpunten en het maken van keuzes zal de uitvoering door de netbeheerders aanzienlijk makkelijker gaan en kan ACM zich richten op het aanpassen van de regelgeving middels aanpassingen in de Netcode.

Bijlage 1. Toelichting beoordeling scores oplossingen

1. Sneller meer infrastructuur realiseren

Planmatig werken

Planmatig werken versnelt de voorbereiding en realisatie van netuitbreiding- en verzwaringsprocedures. Ook wordt door het toepassen van overdimensionering standaard extra netcapaciteit gecreëerd. Planmatig werken is in de basis overal toe te passen. De lokale context bepaalt echter in welke mate planmatig werken toegepast kan worden. We passen daarom dezelfde scoring toe voor alles combinaties tussen planmatig werken en gebiedstypen, behalve aanlanding wind op zee omdat daar al sprake is van planmatig werken.

2. Slimmer keuzes om infrastructuurbehoefte te verminderen

Non-firm ATO's

Bij de inschatting van de scores voor non-firm ATO's wordt uitgegaan van de mate waarin gebruikers de mogelijkheid hebben om flexibel om te gaan met hun vraag, doordat ze bij een tekort aan capaciteit gevraagd kunnen worden om af te schakelen. Bij de industrie en de datacenters kan dit beperkt doordat dit nu nog volcontinue processen zijn en het daardoor op de korte termijn beperkt mogelijk is om hierop te sturen. Op de lange termijn is hier eventueel meer mogelijk, maar dit vraagt wel om een grote omschakeling van deze sectoren. Binnen de overige knelpunten is de verwachting dat het makkelijker is om in te spelen op de flexibiliteit doordat het hier gaat om een grotere hoeveelheden kleine afnemers die individueel kunnen schakelen.

Curtailment

Curtailment heeft alleen effect bij de knelpunten waarin aanbod ook een rol speelt. Het grote aanbod van elektriciteit bij de aanlandlocaties van wind op zee maakt dat curtailment hier een grote bijdrage kan leveren. In het stedelijk gebied wordt qua aanbod met name zon op dak gerealiseerd, waar in de toekomst curtailment op toegepast zou kunnen worden. Voordeel is dat in het stedelijke gebied ook een relatief hoge vraag heeft waardoor het aanbod al snel een invulling krijgt, maar de hoeveelheid zon op dak is wel zo groot dat curtailment nog wel een gemiddelde bijdrage kan hebben. Voor logistieke clusters geldt hetzelfde principe, alleen de schaal is kleiner waardoor aangenomen wordt dat de bijdrage kleiner is. In het landelijk gebied wordt meer grootschalig zonne-energie en wind op land gerealiseerd, hier zou curtailment een grote bijdrage kunnen hebben.

DSR en hybridisering

Deze oplossing is gericht op de vraagzijde, de bijdrage van de oplossing wordt daarom lager ingeschat voor knelpuntgebieden waarin aanbod een grotere rol speelt. Dit speelt bij het landelijk gebied waar een groot aanbod is, maar een relatief lage vraag. Om deze reden is de verwachte bijdrage van de oplossing in dit gebied relatief klein ingeschat. Het stedelijk gebied heeft een hoge vraag waaronder de vraag van elektrische auto's. Deze vragen om een grote capaciteit van de elektriciteitsinfrastructuur en DSR zou hier een groot effect kunnen hebben. Voor gebouwen kan door hybridisering in de toekomst ook meer DSR worden toegepast. Voor industrieën en logistieke clusters gaat hetzelfde principe op, alleen hier minder mogelijkheden voor hybridisering waardoor de bijdrage als gemiddeld wordt ingeschat. Voor datacenters wordt verwacht dat er minder makkelijk gestuurd kan worden op de elektriciteitsvraag dan bij de industrie, hier wordt daarom een kleine bijdrage aangenomen.

Conversie

De behoefte aan power-to-gas en power-to-heat wordt groter op de lange termijn. De bijdrage van power-to-gas is zeer groot bij de aanlanding van wind op zee, het zit namelijk ook al in de om waterstofproductie te combineren met wind op zee. Voor landelijk gebied wordt de bijdrage gemiddeld ingeschat omdat de verwachting is dat de overschotten aan elektriciteit beperkt zullen worden opgevangen door lokale toepassing van power-to-heat of power-to-gas. Mogelijk wel op kleine schaal, maar de bijdrage aan de balancering van de netcapaciteit in zijn geheel wordt klein geacht. In stedelijk gebied en bij industrieën is de vraag naar warmte en duurzame gassen hoger, de verwachting is daarom dat de bijdrage van conversie groter zal zijn in deze gebieden. Datacenters hebben met name een koelbehoefte en de verwachting is dat deze ook in de toekomst zal worden ingevuld door direct elektriciteit in te zetten, net als nu. De bijdrage van conversie aan dit knelpuntgebied zal er daardoor niet/nauwelijks zijn.

Energieopslag

Bij energieopslag gaat het in dit geval om batterijen. Er is een aanzienlijke behoefte aan batterijen richting 2030, zoals blijkt uit de ramingen van netbeheerders. Daarbij kunnen batterijen een grote bijdrage leveren aan de stabiliteit van het elektriciteitsnet in het landelijke gebied omdat deze kunnen helpen grote fluctuaties in het elektriciteitsaanbod op te vangen. In de andere knelpuntgebieden (op wind op zee na) is de verwachting dat de bijdrage van batterijen gemiddeld. Deze gebieden bevatten namelijk afnemers van elektriciteit en er kan daarom een directe link worden gelegd met de toepassing van elektriciteit die opgeslagen is in batterijen. Welke vraag als eerste bediend wordt, hangt af van de elektriciteitsvraag op dat moment en van het gebied. Voor de aanlandlocaties van wind op zee wordt verwacht dat hier meer ingezet zal worden op conversie of direct afname van elektriciteit door grote industriële clusters in plaats van energieopslag in batterijen.

Review biedzone

Het effect van het opdelen van Nederland in meer dan 1 biedzone wordt momenteel onderzocht. Resultaten hiervan worden omtrent 2027 verwacht. Bij een herziening is het in elk geval van belang om de nieuwe ambities voor 2030 en 2035 in ogenschouw te nemen; de hiervoor nodige beelden komen voort uit de verschillende systeemstudies en betere samenwerking door integraal te programmeren.

Voor inschatting van de impact van meer/minder zones verwijzen we naar de studies die TenneT, ENTSO-E en ACER in dit kader uitvoeren. Om deze reden is voor deze ‘oplossing’ ook geen inschatting van effecten opgenomen.

Het n-1 principe loslaten

Het n-1 principe loslaten levert in eerste instantie extra netcapaciteit voor teruglevering aan het net (zonneweides of wind op land voornamelijk landelijk gebied). Dit speelt vooral in de hogere netvlakken omdat die meer redundantie bevatten dan lagere netvlakken. In theorie kan het loslaten van het n-1 principe ook bij levering van elektriciteit aan verbruikers (bijv. industrie met hybridesysteem). Hoewel dit theoretisch mogelijk is, reduceert dit de robuustheid van elektriciteitsnet. De vraag is de toename in netcapaciteit wenselijk is in verhouding tot de reductie in robuustheid.

Ruimtelijk bij elkaar brengen van vraag en aanbod

Het ruimtelijk bij elkaar brengen van vraag en aanbod kan een directe relatie leggen om het net te ontlasten, wat zich nu met name lijkt te richten op de aanleg van nieuwe faciliteiten. Hierbij zou bijvoorbeeld de aanleg van een nieuw datacenter dichtbij grootschalige opwek van hernieuwbare

elektriciteit kunnen worden geplaatst, zoals bij de aanlandlocatie van wind op zee. Door een grootverbruiker dicht bij een groot aanbod vna elektriciteit te plaatsen hoeft er minder elektriciteit over een grote afstand te worden getransporteerd. De scores voor alle knelpuntgebieden zijn gelijk, omdat het altijd zal gaan om de mate waarin bij de locatiekeuze kan worden gestuurd op de belasting van het elektriciteitsnet. Als dit kan dan deze een soortgelijke bijdrage leveren aan alle knelpuntgebieden.

Dynamische nettarieven

De dynamische nettarieven kunnen voornamelijk een bijdrage leveren aan knelpuntgebieden die op deze flexibiliteit in kunnen spelen. Om deze reden zijn de scores van dynamische nettarieven soortgelijk aan de scores van bijvoorbeeld non-firm ATO's. De verwachting is dat er in het stedelijk gebeid en het landelijk gebeid goed ingespeeld kan worden op deze dynamische nettarieven waardoor deze een belangrijke bijdrage kunnen leveren. Knelpuntgebieden met minder flexibiliteit op de korte termijn zullen ook minder goed in kunnen spelen op de dynamische nettarieven. Op de lange termijn, wanneer bijvoorbeeld productieprocessen worden aangepast, kan mogelijk beter ingespeeld worden op de flexibiliteit en dan kan de bijdrage ook groter worden.

Energiehubs/Energiecollectief (groepsaansluiting)

De impact van energiehubs wordt vrij hoog ingeschat voor de meeste knelpuntgebieden. De reden hiervoor is dat bij energiehubs verschillende oplossingen samen komen en het hierdoor een belangrijke bijdrage kan leveren in veel knelpuntgebieden. Het potentieel is groot omdat de (ruimtelijke) combinatie van vraag en aanbod een directe bijdrage kan leveren aan de ontlasting van het elektriciteitsnet.

3. Omgaan met schaarste en programmeren

Prioriteren

Bij prioriteren gaat het om een voergang van het huidige afwegingskader voor het aansluiten van nieuwe aansluitingen – first-come-first-serve – naar een afweging tussen verschillende publieke belangen. Er is nog geen beeld van hoe deze afweging van verschillende belangen eruit komt te zien en daarom is de inschatting gelijkwaardig voor bijna alle knelpuntgebieden.

Congestiemanagement

Bij congestiemanagement wordt hier uitgegaan van de curatieve definitie, wat betekent dat het met name gaat om de reactie op een regionale onbalans in vraag en aanbod. De verwachting is dat dit met name op korte termijn speelt doordat het aanbod aan niet-reguleerbaar aanbod snel groeit en de capaciteit op het net onvoldoende is om dit op te vangen. Het streven is om op langere termijn deze situatie zo veel mogelijk te voorkomen doordat er dan beter decentraal gestuurd worden in de afstemming van vraag en aanbod op regionaal niveau. Ook dan kan er nog sprake zijn van netcongestie en daardoor zal congestiemanagement een rol blijven spelen. De invloed van congestiemanagement verschilt wel per type knelpuntgebied. Voor landelijk en stedelijk gebied wordt een grote bijdrage verwacht van congestiemanagement, wel met een andere oorzaak. Voor landelijke infra heeft dit voornamelijk te maken met het managen van netcongestie als een grote stijging in aanbod, bij stedelijk gebied gaat het met name om de grote vraag die opkomt als gevolg van mobiliteit en wonen. Bij logistieke clusters gaat het ook om eenzelfde type patroon als binnen het stedelijk gebied, alleen op een kleinere schaal. De bijdrage wordt hierdoor kleiner. Voor datacenters en industrie wordt de bijdrage van congestiemanagement kleiner geacht omdat Voor wind op zee is er geen bijdrage van congestiemanagement doordat hier geen sprake is van afstemming van vraag en aanbod.

Integraal programmeren

Het doel van integraal programmeren is om door middel van een langetermijnplanning voor de elektriciteitsinfrastructuur waarin deze als volwaardig onderdeel van de ruimtelijke ordening wordt opgenomen. In deze lange termijn planning spelen alle (maatschappelijke) partijen een rol en dit maakt dat in alle knelpuntgebieden een gelijkwaardige bijdrage wordt verwacht.

Uitbreiden van interconnectiecapaciteit

De uitbreiding van de interconnectiecapaciteit heeft geen directe impact op de meeste gebiedstypen. Het biedt wel uitkomst voor het gebiedstype aanlandlocatie van wind op zee, omdat de transportcapaciteit naar andere landen toeneemt waardoor niet alle elektriciteit in Nederland hoeft te worden afgenomen. De verwachting is op de lange termijn het Noordwest Europese elektriciteit meer interconnectie bevat. Onder andere doordat windparken op de Noordzee mogelijk aan meerdere landen verbonden zullen zijn door meer energiehubs op zee. De verwachting is dat interconnectiecapaciteit blijft doorgroeien naar circa 19 GW in 2050

‘WIJ ZIJN BERENSCHOT, GRONDLEGGER VAN VOORUITGANG’

Wij zien een Nederland dat altijd in ontwikkeling is. Zowel sociaal als organisatorisch verandert er veel. Al meer dan 80 jaar volgen wij deze ontwikkelingen op de voet en werken we aan een vooruitstrevende samenleving. Daarbij staan we voor duurzaam advies en de implementatie hiervan. Altijd gericht op vooruitgang én echt iets kunnen betekenen voor mensen, organisaties en de maatschappij.

Alles wat we doen, is onderzocht, onderbouwd en vanuit meerdere invalshoeken bekeken. In ons advies zijn we hard op de inhoud, maar houden rekening met de menselijke maat. Onze adviseurs doen er alles aan om complexe vraagstukken om te zetten naar praktische oplossingen waar u iets mee kan. Wij geven advies en bieden digitale oplossingen waarbij we ons focussen op:

- Toekomst van werk en organisatie
- Energietransitie
- Transformatie van zorg
- Transformatie van openbaar bestuur

Berenschot Groep B.V.
Van Deventerlaan 31-51, 3528 AG UTRECHT
Postbus 8039, 3503 RA UTRECHT
030 2 916 916
www.berenschot.nl