

Een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem in 2035?

**Achtergrondrapport:
Scenario's, belemmeringen en toekomstperspectief**



TNO 2026 R10159 – Januari 2026

Een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem in 2035?

Achtergrondrapport: Scenario's, belemmeringen en toekomstperspectief

Auteurs	Sebastiaan Hers Hanna van Sambeek Sander Blom Floris Taminiau Berend Hopman Adriaan van der Welle Noelia Martín Gregorio Gianluca Flego
Rubricering rapport	TNO Publiek
Aantal pagina's	106 (excl. voor- en achterblad)
Aantal bijlagen	3
Programmanaam	Kennis voor energiebeleid
Projectnaam	KVE2024 CO ₂ -vrij elektriciteitssysteem 2035
Projectnummer	060.59385

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

Alle rechten voorbehouden

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

© 2026 TNO

Samenvatting

Aanleiding, methode en onderzoeksvragen

Sinds de voorjaarsnota 2023 streeft de Nederlandse overheid naar een CO₂-neutraal of CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035. Na aanbevelingen tot CO₂-neutraal op basis van de IBO-analyse en de analyse van het Expertteam 2050, volgde de bekendmaking van de Rijksambitie tot CO₂-vrij in de Voorjaarsnota 2023. Eind 2023 onderschreef het Rijk ook de Pentalaterale ambitie voor een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening in 2035. In het NPE van januari 2024 werd uitgegaan van de ambitie voor een CO₂-vrij elektriciteitssysteem voor 2035. Daarbij werd al opgemerkt dat dit streven op gespannen voet zou staan met het borgen van de leveringszekerheid en betaalbaarheid van elektriciteit. Op Prinsjesdag in 2025 werd in de Klimaat- en Energienota bekendgemaakt dat het kabinet leveringszekerheid en betaalbaarheid prioriteert boven realisatie van een CO₂-vrij elektriciteits-systeem in 2035.

In dit onderzoek worden scenario's en belemmeringen in de realisatie van een CO₂-neutraal of CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 verkend. Het biedt een synthese van bestaande studies en recente marktinzichten over de haalbaarheid van een CO₂-neutraal elektriciteits-systeem. Het identificeert de grootste belemmeringen en verkent beleidsopties om deze te verlichten. Het onderzoek is uitgevoerd in 2024 en begin 2025 waardoor studies en informatie gepubliceerd in 2025 niet of beperkt meegenomen zijn in de analyse.

Het onderzoek heeft twee rapporten opgeleverd:

- In dit **achtergrondrapport** zijn de scenariostudies en achtergrondinformatie in meer detail beschreven en geanalyseerd.
- Er is ook **een samenvattend, korter rapport** met de belangrijkste conclusies en een korte onderbouwing ervan.

CO₂-neutraal of CO₂-vrij

CO₂-neutraal betekent dat de hoeveelheid CO₂ die wordt uitgestoten, wordt gecompenseerd door de verwijdering van een gelijkwaardige hoeveelheid CO₂. Dit kan bijvoorbeeld door middel van CO₂-compensatieprojecten zoals herbebossing of CO₂-afvang en opslag (CCS). De beleidsvisie in het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) voorziet de inzet van CCS als instrument om delen van het energiesysteem CO₂-neutraal te maken. CO₂-vrij betekent dat er helemaal geen CO₂ wordt uitgestoten tijdens een proces of activiteit. Kortom, CO₂-neutraal houdt in dat er wel uitstoot is, maar dat deze wordt gecompenseerd.

In geval van een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening kan compensatie *binnen* en/of *buiten* deze sector gerealiseerd worden. In dit onderzoek is het uitgangspunt voor CO₂-neutraal dat de compensatie *binnen* de elektriciteitssector gebeurt; dit rapport gaat over de realisatie van een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening in 2035.

Systeem- en marktperspectief 2035

Het streven naar een CO₂-neutraal of CO₂-vrij elektriciteitssysteem vereist grootschalige inzet van hernieuwbare bronnen zoals wind en zon, maar de uitrol vertraagt door achterblijvende (flexibele) vraagontwikkeling en netinpassing. Kort-cyclische (batterij)opslag vaart wel bij dalende kosten en oplopende onbalansprijzen, maar biedt geen oplossing voor meerdaagse variaties in windproductie. Meerdaagse opslagtechnologie zoals compressed air in zoutcavernes wordt beperkt door technisch potentieel in combinatie met beleidskeuzes

voor waterstof-opslag. Alternatieven zijn nog in ontwikkeling (bijv. redox-flow met TRL 7–9) op een schaal van slechts enkele honderden MW. Opscaling met meerdere GW voor 2035 verdient aanmoediging, maar biedt geen zekerheden. Grensoverschrijdende transportcapaciteit loopt volgens huidige planning significant op richting 2035, maar omliggende landen kampen met vergelijkbare uitdagingen en dus onzekerheden.

Tegen deze achtergrond blijft in een CO₂-neutraal of CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 substantiële inzet van regelbaar vermogen noodzakelijk om het evenwicht tussen vraag en aanbod te borgen. In vrijwel alle scenario's is 10 tot 20 GW aan regelbaar vermogen nodig, met name tijdens perioden met weinig zon en wind. Op papier bestaan hiervoor meerdere oplossingsrichtingen, zoals ombouw van bestaande centrales, inzet van CO₂-afvang, of nieuwbouw van regelbaar vermogen. Het onderscheid tussen een CO₂-vrij en een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem is systemisch relevant, omdat alleen in het laatste geval negatieve emissies binnen de elektriciteitssector mogelijk zijn.

De praktische uitvoerbaarheid van deze opgave staat echter onder druk. De wettelijk vastgelegde uitfasering van de resterende 3 GW kolencentrales in 2030 vergroot het risico op onvoldoende beschikbaar regelbaar vermogen wanneer flankerend beleid ontbreekt. Tegelijkertijd zouden ook grote delen van het bestaande gasgestookte vermogen in korte tijd moeten worden omgebouwd. Doorlooptijden van vijf tot tien jaar, tijdelijke verminderde beschikbaarheid tijdens ombouw en beperkte locaties voor nieuwbouw vergroten de leveringszekerheidsrisico's. De huidige marktprijzen voor elektriciteit bieden bovendien geen robuuste businesscase hiervoor, omdat ook de volumerisico's en (keten)risico's hoog zijn. Dat geldt ook voor de risico's door onzekerheid over beleid in relatie tot leveringszekerheid en planvorming rond kernenergie. Elk van deze ingrepen heeft grote gevolgen voor de rentabiliteit van vrijwel alle andere investeringen in de elektriciteitsvoorziening. Ook risico's in de uitvoeringspraktijk blijven zich opstapelen, zoals achterblijvende elektrificatie, elektrische infrastructuur, waterstof-infrastructuur, investeringen in elektrolyse etc.

Kader: Via ombouw naar biomassa, naar BECCS - een realistische optie om de leveringszekerheid te vergroten in de overgangsfase naar een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening in 2035

Ombouw van één à twee moderne kolencentrales naar volledige biomassa-inzet vóór 2030, kan leveringszekerheidsrisico's aanzienlijk beperken. In een vervolgstap kan CCS worden toegepast op dezelfde locaties (BECCS) – afhankelijk van de technische ontwikkeling van CO₂-opvang en de beschikbare infrastructuur (zoals Aramis). Er zijn al technische haalbaarheidsstudies uitgevoerd rond BECCS zoals in het EU H2020 ARBAHEAT-project en H-vision.

Om deze route te ontsluiten zijn er drie beleidsrichtingen die kunnen bijdragen: (i) explicitering van **tijdelijke** wenselijkheid van grootschalige biomassa-inzet totdat CO₂-vrij regelbaar vermogen beschikbaar komt, (ii) waardering van negatieve emissies, zoals aangekondigd voor de ETS-hervorming per 2026, en/of (iii) een capaciteitsmechanisme indien ingezet voor de bredere opgave van leveringszekerheid, en passend voor een CO₂-neutrale elektriciteitssysteem.

Leveringszekerheid en betaalbaarheid als randvoorwaarde beleid

Deze perspectieven schetsen oplopende risico's voor leveringszekerheid en betaalbaarheid, vooral door de **afname van regelbaar vermogen en achterblijvende flexibiliteit**. Tegen die achtergrond is het streven naar een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening in 2035 door het Rijk in 2025 in meerdere stappen losgelaten, mede op basis van de voorlopige analyses en tussenproducten in de aanloop naar dit rapport.

In de Klimaat- en Energienota 2025 werd bekendgemaakt dat het kabinet leveringszekerheid en betaalbaarheid prioriteert boven realisatie van een CO₂-vrij elektriciteits-systeem in 2035.

“Het is duidelijk geworden dat volledige uitfasering van CO₂-uitstotende regelbare centrales in 2035 (zonder voldoende CO₂-vrije alternatieven) de beschikbaarheid van stroom onder specifieke weersomstandigheden onder druk kan zetten. Daarnaast kan een te snelle uitfasering leiden tot hoge kosten voor het energiesysteem, wat doorwerkt in hogere prijzen voor consumenten en bedrijven. Daarom kiest het kabinet ervoor om te sturen op de transitie, maar zet het leveringszekerheid en betaalbaarheid boven het streven van een volledig emissievrije elektriciteitsvoorziening in 2035”. De voorliggende rapportage onderbouwt deze observaties.

De verhaallijn van dit rapport

De analyse van het onderzoek kan in de volgende verhaallijn **kort** worden samengevat:

- De elektriciteitsvraag zal moeten groeien om klimaatdoelen te realiseren, onder andere door elektrificatie van industrie, mobiliteit en gebouwde omgeving. Het hernieuwbare elektriciteitsaanbod moet daarom ook groeien.
- Flexibiliteit moet groeien om vraag en aanbod van elektriciteit beter bij elkaar te brengen.
- Wind op zee is de leidende bron voor hernieuwbaar elektriciteit in het Nationaal Plan Energiesysteem. De uitrol is echter vertraagd door problemen met aansluiting op het net, oplopende kosten voor het net op zee en achterblijvende (flexibele) vraagontwikkeling. Voor verdere groei is vraagontwikkeling in de orde van 2 GW per jaar essentieel.
- Flexibele conversie van elektriciteit naar waterstof in de kustgebieden en conversie naar warmte, bieden een relatief groot technisch potentieel voor waardevolle aanwending van windenergie op zee wanneer de productie hoger is dan de vraag naar elektriciteit.
- Kort-cyclische opslag met batterijen biedt perspectief op sterke groei van aanvullende flexibilisering van het elektriciteitssysteem.
- Er is groot potentieel voor middellange- en langetermijnopslag, via o.a. waterstof- en perslucht opslag in zoutcavernes en flow-batterijen, maar realisatie is een uitdaging.
- Grootschalige vraagafschakeling biedt kosteneffectief potentieel tijdens sporadische stroomschaarste die zal ontstaan, maar is nog onvoldoende in kaart gebracht.
- Vraagsturing op het LS-net is vooral belangrijk voor de beperking van lokale congestie, en draagt ook bij aan het balanceren van vraag en aanbod ten goede van het hele elektriciteitssysteem, vooral als netcongestie niet een beperking is.
- Interconnectie is kostenefficiënt maar realisatie van uitbreiding van capaciteit kent lange doorlooptijden. Investeren in uitbreiding van interconnectie blijft belangrijk voor leveringszekerheid en flexibiliteit van het energiesysteem.
- Regelbaar CO₂-neutraal vermogen om tekorten op te vangen is de grootste uitdaging. Voor momenten van onderproductie is het voor de leveringszekerheid nodig om CO₂-neutraal regelbaar vermogen te realiseren in de orde van 10 tot 20 GW.
 - Ombouw van kolen naar biomassa is kosten-efficiënt maar een omstreden inzet van biomassa.
 - Ombouw van voldoende CO₂-neutrale gasvermogen naar waterstof is goed haalbaar voor 3 GW, maar het tijdspad ernaartoe en beschikbaarheid waterstof zijn uitdagingen.

Urgentie: wie in 2035 zekerheid wil, moet in 2025 beslissen

De analyse in dit rapport laat zien dat de ambities voor een CO₂-neutraal elektriciteits-systeem in 2035 technisch niet haalbaar is zonder de leveringszekerheid en bijbehorende betaalbaarheid verder onder druk te zetten. Er kunnen wel stappen richting verdere verduurzaming worden gezet, terwijl tegelijkertijd de leveringszekerheidsrisico's en betaalbaarheidsrisico's worden beperkt. Dat vergt structurele beleidsversnelling en duidelijke keuzes, ook om het doel in 2040 te halen.

Drie systeemveranderingen zijn daarbij doorslaggevend:

1. Opschaling van hernieuwbaar opwek, flexibele vraag, conversie en opslag.

Verdere groei van zon en wind is noodzakelijk, en dat vergt veel meer flexibele vraag, grootschalige conversie (naar warmte en waterstof) en opslagcapaciteit. Ruimtelijke planning, aansluitcapaciteit en financiële instrumenten bepalen of dit gerealiseerd kan worden.

2. Beschikbaarheid van CO₂-vrij of -neutraal regelbaar vermogen.

Zonder versnelling van investeringsbeslissingen in ombouw of nieuwbouw van CO₂-vrij of CO₂-neutraal vermogen dreigt na 2030 een leveringszekerheidsprobleem. Biomassa-centrales, alhoewel omstreden, is mogelijk de enige grootschalige regelbare en CO₂-vrije technologie vóór 2035, en BECCS CO₂-neutraal. Vooruitlopend op waardering van negatieve CO₂-uitstoot in ETS kunnen nationale instrumenten garanties bieden als tijdelijke brug tot realisatie van andere CO₂-vrij regelbaar vermogen, zoals de voorgenomen realisatie van kerncentrales.

3. Voldoende beschikbaarheid van essentiële netinfrastructuur.

Zowel netverzwaring als beter netgebruik door gebruikers (via bijv. tariefherziening en tijdsduurcontracten) zijn noodzakelijk om aanbod, vraag en flexibiliteit te verbinden. Beleid moet nu prioriteren op locaties waar netbelasting, opwekpotentieel en systeemeffect samenkomen.

De urgentie is duidelijk: wie in 2035 zekerheid wil, moet in 2025 beslissen. Een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem, in 2035 of 2040, vergt niet alleen technologische oplossingen, maar bestuurlijke helderheid, durf en consistentie.

Inhoudsopgave

Samenvatting	3
Afkortingen	9
Aanleiding en opzet van deze studie	10
1 Het elektriciteitssysteem in 2035	14
1.1 De elektriciteitsvraag zal flink stijgen	14
1.2 Groei van hernieuwbaar op land	16
1.3 Flexibiliteitsopties	19
1.4 Kernenergie	20
2 Wind op zee is leidend voor het Nederlandse elektriciteitssysteem	24
2.1 Uitrol wind op zee is afhankelijk van infrastructuur en vraagontwikkeling	24
2.2 Business case en aanlanding zijn grootste belemmeringen	27
2.3 Streefdoelen 2035	28
3 Grootschalige conversie essentieel voor benutten van energieoverschotten	29
3.1 Power-to-heat kent lage investeringskosten maar er zit een maximum aan het potentieel	29
3.2 Power-to-hydrogen kan opschalen tot meerdere tientallen GW maar vertraagt zonder ondersteuning	32
4 Opslag is belangrijk voor de betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem	35
4.1 Systeem batterijen en CAES bieden flexibiliteit nodig voor een betrouwbaar elektriciteitssysteem.	35
4.2 Belangrijkste belemmeringen	38
4.3 Toekomstperspectief	39
5 Grootschalige vraagsturing is een oplossing voor de hoogste pieken	41
5.1 Vraagsturing is kosteneffectief om de piekvraag voor een beperkt aantal uur per jaar te verlagen	41
5.2 Belangrijkste belemmeringen	43
5.3 Toekomstperspectief	44
6 Kleinschalige vraagsturing beperkt van invloed op de systeembalans	45
6.1 Kleinschalige vraagsturing is vooral belangrijk voor lokale netcongestie	45
6.2 Belemmeringen: netcongestie, prikkels en bewustwording	46
6.3 Toekomstperspectief - de interactie tussen lokale netten en systeembalans	47
7 Interconnectie is kostenefficiënt	49
7.1 Interconnectie is belangrijk voor het balanceren van het systeem	49
7.2 Voor- en nadelen	50
7.3 Toekomstperspectief	51
8 Regelbaar vermogen is essentieel voor het vullen van energietekorten	53
8.1 Behoeft aan regelbaar vermogen blijft ongeveer gelijk maar aanbod neemt af	54
8.2 Ombouw: kosteneffectief maar concrete stappen moeten tijdig genomen worden	55
8.3 Ketenperspectief: brandstof, infrastructuur en systeemintegratie	60
8.4 Economische onderbouwing onder actuele en toekomstige marktcondities	60
8.5 Beleidsalternatieven voor leveringszekerheid	61
8.6 Leveringszekerheid en CO ₂ -neutraal via (tijdelijk) biomassa met CCS?	62

9	Conclusies: CO ₂ -neutraal in 2035 is nog ver weg. Risico's nemen toe voor leveringszekerheid en betaalbaarheid	64
9.1	Urgentie: wie in 2035 zekerheid wil, moet in 2025 beslissen	64
9.2	Belangrijkste inzichten per onderdeel	65
	Referenties	68
Bijlagen		
Bijlage A:	Synthese van eerdere studies	78
Bijlage B:	Regelbaar vermogen	90
Bijlage C:	Het Europese Emissiehandelsstelsel (EU ETS)	104

Afkortingen

Afkorting	Omschrijving
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserve – onbalans binnen 5 minuten
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage
BC	Business Case
BESS	Battery Energy Storage System
BKG	Broeikasgassen
CAES	Compressed Air Energy Storage
CAPEX	Capital Expenditures
CBC	CapaciteitsBeperkende Contract
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCS	Carbon Capture and Storage
DA	Day Ahead
DR	Demand Response
ETS	Emission Trading Scheme
EV's	Elektrische Voertuigen
FCR	Frequency Containment Reserve – lokaal onbalans binnen 30 seconden
GOPACS	Grid Operators Platform for Ancillary Services – een marktplaats voor congestiemanagement
KEV	Klimaat en Energieverkenning
KGG	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
LAN	Landelijke Actieprogramma Netcongestie
LDES	Long Duration Energy Storage
MLDES	Mid- to Long Duration Energy Storage
MLZ	Monitoring Leveringszekerheid van TenneT
NBNL	Netbeheer Nederland
NPE	Nationaal Plan Energiesysteem
OPEX	Operating Expenditures
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
P2H	Power to Heat
P2H2	Power to H2, Power to Hydrogen
WKK	Warmtekrachtkoppeling

Aanleiding en opzet van deze studie

Sinds de voorjaarsnota van 2023 streeft de Nederlandse overheid, met wisselende accenten, naar een CO₂-vrij of CO₂-neutraal elektriciteitssysteem in 2035. In dit onderzoek worden scenario's en belemmeringen in de realisatie van een CO₂-neutraal of CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 verkend.

Dit onderzoek biedt een synthese van bestaande studies en recente marktinzichten over de haalbaarheid van een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem. Het identificeert de grootste belemmeringen en verkent beleidsopties om deze te verlichten. Het onderzoek is uitgevoerd in 2024 en begin 2025 waardoor studies en informatie gepubliceerd in 2025 niet of beperkt meegenomen zijn in de analyse.

Het onderzoek heeft twee rapporten opgeleverd:

- In dit **achtergrondrapport** zijn de scenariostudies en achtergrondinformatie in meer detail beschreven en geanalyseerd.
- Er is ook een samenvattend, korter rapport met de belangrijkste conclusies en een korte onderbouwing ervan.

Streven naar een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem

In maart 2023 publiceerde IBO klimaatbeleid haar aanbevelingen, waaronder de aanbeveling om vanuit het Rijk een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening na te streven voor 2035 (IBO, 2023). Kort daarop in april 2023 volgde het Expertteam 2050 met rapportage met diezelfde aanbeveling (Expertteam Energiesysteem 2050, 2023). Enkele weken later volgde de voorjaarsnota van april 2023 waarin de Nederlandse overheid haar nieuwe ambitie om een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening te realiseren in 2035 publiceerde, als tussenstap richting netto nul uitstoot in 2050 zoals vastgelegd in de Europese Klimaatwet (Ministerie van Financiën, 2023). Deze ambitie ging verder dan de Europese en Nederlandse Klimaatwet en vraagt om ingrijpende transitie in het elektriciteitssysteem. Nadien onderschreef het Rijk eind 2023 een gedeelde ambitie om in 2035 een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening te realiseren in het Pentalateraal Energie Forum, een Noordwest Europees samenwerkingsverband met Oostenrijk, België, Frankrijk, Duitsland, Luxemburg en Zwitserland, op het terrein van energie (Ministerie voor Klimaat en Energie, 2023) en (Pentalateral Energy Forum, 2023).

Ook in de beleidsvisie in het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) van december 2023 werd uitgegaan van de ambitie voor een CO₂-vrij elektriciteitssysteem voor 2035 (Ministerie van EZK, 2023). Daarbij werd echter al opgemerkt dat er oplopende risico's zijn voor leveringszekerheid en betaalbaarheid, vooral door de **afname van regelbaar vermogen en achterblijvende flexibiliteit**. Tegen die achtergrond is het streven naar een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening in 2035 door het Rijk in 2025 in meerdere stappen losgelaten, mede op basis van de voorlopige analyses en tussenproducten in de aanloop naar dit rapport.

In Actieplan windenergie op zee werd al aangekondigd dat de 1 mld. euro aan klimaatfondsenreservering voor ombouw van centrales zou worden ingezet voor ondersteuning van

wind op zee via contracts for differences, naast een bescheiden uitbreiding van de indirecte kostencompensatie, kortweg IKC (KGG, 2025). Formele budgettaire aanpassing in het klimaatfonds werd gepubliceerd in de Klimaat- en Energienota 2025, evenals de bekendmaking dat het kabinet leveringszekerheid en betaalbaarheid prioriteert boven realisatie van een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035.

Daarbij werd vastgesteld dat “Het is duidelijk geworden dat volledige uitfasering van CO₂-uitstotende regelbare centrales in 2035 (zonder voldoende CO₂-vrije alternatieven) de beschikbaarheid van stroom onder specifieke weersomstandigheden onder druk kan zetten. Daarnaast kan een te snelle uitfasering leiden tot hoge kosten voor het energiesysteem, wat doorwerkt in hogere prijzen voor consumenten en bedrijven.”.

CO₂-neutraal versus CO₂-vrij

CO₂-neutraal betekent dat de hoeveelheid CO₂ die wordt uitgestoten, wordt gecompenseerd door de verwijdering van een gelijkwaardige hoeveelheid CO₂. Dit kan bijvoorbeeld door middel van CO₂-compensatieprojecten zoals herbebossing of CO₂-afvang en opslag (CCS). De beleidsvisie in het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) voorziet de inzet van CCS als instrument om delen van het energiesysteem CO₂-neutraal te maken. CO₂-vrij betekent dat er helemaal geen CO₂ wordt uitgestoten tijdens een proces of activiteit. Kortom, CO₂-neutraal houdt in dat er wel uitstoot is, maar dat deze wordt gecompenseerd.

In geval van een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening kan compensatie *binnen* en/of *buiten* deze sector gerealiseerd worden. In dit onderzoek is het uitgangspunt voor CO₂-neutraal dat de compensatie *binnen* de elektriciteitssector gebeurt; dit rapport gaat over de realisatie van een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening in 2035.

Aanleiding: voortbouwen op eerdere studies met focus op uitdagingen

Het pad naar een CO₂-vrij of een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem is in meerdere studies verkend (TNO, 2023) (Tennet, 2024) (CE Delft & Witteveen + Bos, 2024) (CE Delft, 2022) (Berenschot, TNO, 2023) (Aurora, 2021) (TNO, 2024). Deze studies beschrijven ook vele risico's en barrières. Het doel van dit rapport is een synthese van de verschillende studies aangevuld met laatste inzichten uit de markt om te zien of de verwachtingen haalbaar zijn. Daarna worden de grootste belemmeringen uitgelicht en hoe beleidsinterventie kan ondersteunen om een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem te halen.

Onderzoeksaanpak

Dit onderzoek maakt een synthese en analyse van eerdere studies, aangevuld met laatste inzichten. Aanvullende kennis is opgehaald bij experts binnen TNO en middels drie klankbordsessies met stakeholders uit de private en publieke sector, gevolgd door een reflectiesessie met CEDelft. TNO heeft deze input geanalyseerd om duidelijkheid te geven over de belemmeringen, en het handelingsperspectief om die belemmeringen te verlichten of verhelpen.

Het onderzoek en de analyse is in februari 2025 afgerond. Later gepubliceerde informatie is niet of zeer beperkt meegenomen in de analyse.

Duiding van literatuur

De opgave om het elektriciteitssysteem CO₂-neutraal te maken is een veelzijdige uitdaging. De vooruitzichten van het elektriciteitssysteem worden in de behandelde studies vanuit verschillende perspectieven beschreven. Onder andere de doorrekening van emissiereductie van het klimaatbeleid, analyses van leveringszekerheid uit het perspectief van energienetten en maatschappelijke kostenoptimalisaties bieden elk hun eigen inzichten. De resultaten van

de studies dienen gezien te worden in de context waarin ze zijn geschreven. Van de publicaties die een belangrijke bijdrage hebben geleverd aan de input van dit rapport, geven we in Bijlage A een uitgebreide samenvatting en duiding.

Scope en de relatie tussen duurzaamheid, leveringszekerheid en betaalbaarheid

Sinds de invoering van marktwerking in het elektriciteitssysteem moeten diverse publieke waarden in het elektriciteitssysteem door de overheid worden gewaarborgd:

betrouwbaarheid, betaalbaarheid en duurzaamheid. Het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) schetst een inzet op maximale opschaling van CO₂-vrije opwek uit wind op zee, hernieuwbaar op land en kernenergie, vergroten flexibiliteit, verzwaren infrastructuur, en directe elektrificatie voor een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem als ruggengraat van het energiesysteem. Tegelijkertijd wordt geconstateerd dat deze ambitie op gespannen voet kan staan met leveringszekerheid en betaalbaarheid. In haar Monitor Leveringszekerheid 2024 en 2025 waarschuwt TenneT voor een duidelijke verslechtering van de leveringszekerheid na 2030, vooral door toenemende vraag, afbouw van regelbaar vermogen (zoals kolen- en gascentrales) en achterblijvende flexibiliteit. Deze risico's houden verband met structurele veranderingen in het energiesysteem – zoals de uitfasering van kolen en onzekerheid over beschikbaarheid van CO₂-neutraal regelbaar vermogen – die in belangrijke mate voortkomen uit of samenhangen met het streven naar CO₂-neutraliteit. In dezelfde periode verschenen bovendien diverse rapportages waarin oplopende energiekosten voor de industrie werden gesignaleerd. Tegen deze achtergrond verkent dit rapport het beleidsperspectief op de ambitie van een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem in 2035 voor Nederland.

Dit onderzoek richt zich primair op 2035, het tijdspad richting 2035 en waar relevant een doorkijk naar 2040. Het zichtjaar in de onderzochte studies varieert tussen 2028, 2030, 2035, 2040 en 2050.

Een vergelijkbare overzichtsstudie, *Flexibiliteit in het Elektriciteitssysteem* (TNO, 2023), presenteerde de resultaten van het samenbrengen van bestaand onderzoek in een integraal flexibiliteitsoverzicht voor zichtjaren 2030 en 2050. Dit rapport bouwt voort op die inzichten, maar verschilt in zichtjaren (2035 en 2040) en scope (CO₂-neutraal elektriciteitssysteem).

Er wordt geen analyse uitgevoerd van het midden- en laagspanningsnet, of van de transportcapaciteit.

Leeswijzer

Om een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening te realiseren zal het elektriciteitssysteem ingrijpende transitieën moeten ondergaan. Sommige daarvan zijn al op gang gekomen, andere vragen nog actieve beleidsmatige ondersteuning. Dit rapport geeft een overzicht van verwachtingen (scenario's), de laatste ontwikkelingen, de grootste belemmeringen en mogelijke beleidsinterventies om deze belemmeringen te verlichten of weg te nemen.

In Hoofdstuk 1 geven we een beeld van het elektriciteitssysteem in 2035, op basis van scenariostudies. Dit geeft inzichten in de veranderingen in vraag, aanbod en flexibiliteit. In Hoofdstuk 2 bespreken we kort de grootste opschaling van het elektriciteitsaanbod – wind op zee. Vervolgens bespreken we in Hoofdstuk 3 de potentie van grootschalige conversie, power-to-heat en power-to-hydrogen, om overschotten op te vangen. In Hoofdstuk 4 bespreken we de rol van systeembatterijen en grootschalig opslag in het elektriciteitssysteem. In Hoofdstuk 5 gaan we in op de bijdrage van grootschalige vraagsturing. In Hoofdstuk 6 bespreken we kort de mogelijke bijdrage van vraagsturing bij kleinverbruikers aan het stabiel houden van het energiesysteem. In Hoofdstuk 7 wordt

ingegaan op de belangrijke rol van interconnectie voor zowel flex als leveringszekerheid. In Hoofdstuk 8 gaan we in op de benodigde opschaling van CO₂-neutraal regelbaar vermogen voor de leveringszekerheid. Conclusies en een samenvatting van de belangrijkste inzichten per onderdeel zijn te lezen in Hoofdstuk 9.

Hoofdstuk 2-8 hebben dezelfde opbouw: eerst wordt het toekomstbeeld uit de scenario's aangevuld met laatste inzichten en geanalyseerd. Daarna worden de grootste belemmeringen uitgelicht en hoe beleidsinterventie kan ondersteunen om het streven van een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem te realiseren.

In Bijlage A zijn de behandelde rapporten verder toegelicht en geanalyseerd, ook voor het jaar 2040. In Bijlage B bespreken we scenariostudies voor regelbaar vermogen, soorten regelbaar vermogen en de aanwezige investeringsrisico's en hoe deze te verlichten zijn. Het rapport sluit af met een discussie van Het Europese Emissiehandelssysteem (EU ETS) en de relatie met een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem in Bijlage C.

1 Het elektriciteitssysteem in 2035

Voor een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening is een grote hoeveelheid opwek uit zon en wind nodig, om productie van elektriciteit met aardgas en kolen te vervangen. Daarbij zal de elektriciteitsvraag toenemen door elektrificatie bij eindgebruikers. Vervolgens is er veel flexibiliteit nodig om de fluctuaties in elektriciteitsproductie te koppelen aan de fluctuaties in de elektriciteitsvraag. Tot slot is er langdurige flexibiliteit nodig voor langere periodes van overschotten of tekorten.

Wind op zee zal de belangrijkste bron van groene stroom worden voor Nederland, en wordt behandeld in hoofdstuk 2. De groei van hernieuwbaar op land vertraagt. Wind op land kent lage kosten maar groeit nauwelijks tot 2030. Zon-PV bij huishoudens zal minder hard groeien na het wegvallen van de salderingsregeling.

De elektriciteitsvraag zal flink stijgen door elektrificatie in sectoren als mobiliteit en industrie, en in de gebouwde omgeving, maar ook door groei van elektriciteitsvraag van datacenters en voor groene waterstofproductie. Een stijging van baseload of flexibele vraag hebben verschillende consequenties voor het systeem: flexibele vraag zal een elektriciteitssysteem met veel weersafhankelijk opwek juist helpen. Flexibel aanbod, vraag en opslag zijn allen belangrijk. De capaciteit van flexibiliteitsopties varieert in verschillende scenariostudies. We maken een synthese van deze studies om inzicht te geven in de opties.

1.1 De elektriciteitsvraag zal flink stijgen

Grote spreiding zichtbaar in elektriciteitsvraag in scenariostudies

Elektrificatie blijkt in veel sectoren een kosteneffectieve optie voor decarbonisatie, waardoor verwacht wordt dat de totale elektriciteitsvraag zal stijgen. Hoe groot deze stijging zal zijn, is erg onzeker. Van de behandelde studies toont de KEV 2022 een minimale vraagstijging tot aan 2030, vanuit het perspectief van een doorrekening van vastgesteld en voorgenomen beleid. De scenario's opgesteld in het kader van de investeringsplannen van Netbeheer Nederland hanteren een elektriciteitsvraag die meer dan verdubbeld is in 2035 ten opzichte van de huidige vraag, in het geval van sterke inzet op elektrificatie.

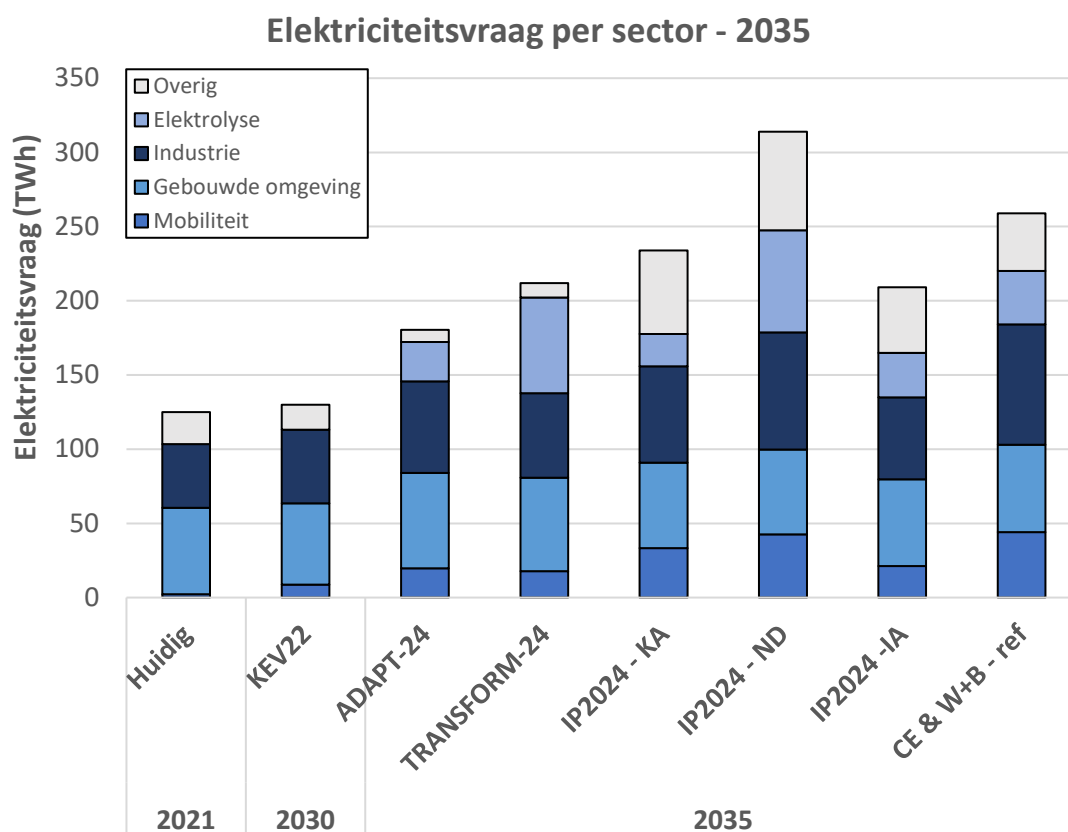
De grootste toename van de elektriciteitsvraag is zichtbaar in de mobiliteitssector door toename van elektrische auto's. Daarnaast is er een grote onzekerheid over de elektriciteitsvraag voor waterstofproductie uit elektrolyse. De KEV 2022 laat vrijwel geen elektriciteitsvraag voor elektrolyse zien in 2030, terwijl de scenariostudies ADAPT en TRANSFORM een bandbreedte van 27-62 TWh tonen voor 2035, afhankelijk van scenariokeuzes m.b.t. industriële verduurzaming. Ook de optimalisatie van het

elektriciteitssysteem uit (CE Delft & Witteveen + Bos, 2024) resulteert in 36 TWh aan elektriciteitsvraag voor elektrolyse in 2035.

IP2024 zijn de investeringsplannen van de netbeheerders, dus niet een optimalisatiestudie. IP2024 hanteert drie verschillende scenario's: Klimaatambitie (KA), Nationale drijfveren (ND) en Internationale ambitie (IA).

- Het KA scenario sluit nauw aan bij bestaand beleid en bouwt voort op het 'referentiep pad' van de KEV, aangevuld met beleidsmaatregelen die nog niet concreet waren, maar essentieel zijn om de klimaatdoelstellingen te behalen.
- Het ND-scenario richt zich hierbij op elektrificatie, zelfvoorziening en energiereductie.
- Het IA scenario zet in op duurzame gassen en sterke mondiale samenwerkingen en handel.

Samen geven de scenario's een gevarieerd beeld van de toekomst van het energiesysteem.



Figuur 1.1: Een overzicht van de vooruitzichten van de elektriciteitsvraag in verschillende behandelde scenariostudies richting 2035, met 2021 als referentie.

Stijging van baseload en flexibele vraag hebben andere consequenties

Naast de jaarlijkse elektriciteitsvraag is het ook belangrijk aandacht te besteden aan het vraagprofiel. Verschillende soorten vraag kennen verschillende profielen. Zo heeft de warmtevraag in sectoren met volcontinue processen zoals de industrie een baseload profiel. Andere vraagprofielen kunnen sterk fluctueren tussen: dag en nacht, weekend en weekdays of per seizoen (zomer en winter).

Grofweg kan er een verdeling worden gemaakt in (inflexibele) baseload vraag en flexibele vraag. Met hulp van dit onderscheid kan op een andere manier naar het benodigde (piek)opwekvermogen gekeken kan worden. Flexibele vraag biedt kansen om (piek)vermogen op bepaalde momenten te verlagen of te verhogen, afhankelijk van de wenselijkheid gegeven de situatie op de elektriciteitsmarkt. Paragraaf 3.1 gaat hier verder op in.

De locatie van vraagstijging

Naast de benodigde balans van vraag en aanbod in de tijd moet er ook gekeken worden naar de locatie van vraag en aanbod. Grote hoeveelheden windenergie op zee zorgen ervoor dat een groot deel van de CO₂-neutrale elektriciteit aanlandt aan de kust. Dezelfde locaties gelden als voorkeurlocaties voor nieuwe kerncentrales. Een toename in vraag naar elektriciteit met een grote afstand tot de kust kan een probleem worden voor het elektriciteitstransport door congestie op het hoogspanningsnet.

Datacenters vragen veel elektriciteit en bieden naar verwachting weinig flex

De levering van elektriciteit aan datacenters in Nederland bedroeg 3,7 TWh in 2021. Hiermee ging 3,3 procent van het landelijke elektriciteitsverbruik naar datacenters (CBS, 2022). Daarna zijn verschillende beperkingen ingevoerd – zie ook bijlage A.4. Mede door AI-ontwikkelingen zijn de groeiverwachtingen voor datacenters hoog: in Nederland 7,6 - 13,2 TWh in 2030 (IP2024). Hier wordt echter een erg lage verhouding tussen piekvraag en contractvermogen gehanteerd, die aanneemt dat gecontracteerde capaciteit lang onbenut blijft.

De piekvraag die daarmee gepaard gaat, kan een risico vormen voor de leveringszekerheid. In het Dialogic-rapport 'Hoe flexibel zijn datacenters?' (Dialogic, 2024) wordt genoemd dat op de huidige koers datacenters slechts enkele procenten van de elektriciteitsvraag afschalen bij hogere prijzen. In het geval van extreme groei van datacenters wordt het noodzakelijk datacenters te stimuleren om een groter deel van hun vraag af te schalen of opslag- en back-up-installaties bij te plaatsen.

Elektriciteitsvraag per sector voor 2040

Een nadere analyse van de elektriciteitsvraag per sector en voor zichtjaar 2040 is te vinden in bijlage A.4.

1.2 Groei van hernieuwbaar op land

Op momenten dat het hard waait en/of de zon schijnt komt het steeds vaker voor dat de elektriciteitsprijs nul of zelfs negatief is. De SDE++ voor hernieuwbaar op land zou per eind 2025 vervallen, maar is met een jaar verlengd, en de salderingsregeling voor zon-PV wordt per 2027 afgeschaft. (RVO, 2025) Daardoor wordt het moeilijker om de investeringen in zonnepanelen en windturbines terug te verdienen en wordt het dus minder aantrekkelijk om te investeren, ondanks dat dit de goedkoopste bronnen van elektriciteit zijn geworden. De kostprijs is inmiddels laag, maar financiering vraagt nieuw beleid zoals de *Contracts-for-Differences* (CfD's). Daarnaast is voortgaande elektrificatie en daarmee vergroting van de elektriciteitsvraag, als ook flexibelere elektriciteitsvraag, van belang om de investeringen in zon en vooral wind op zee door te laten gaan.

Wind op land en zon-PV op weg richting streefdoel 2030 in het Klimaatakkoord, maar NPE-richtwaarden 2035 in geding/gevaar o.a. door beperkt netinpassing

Wind op land en zon-PV liggen ogenschijnlijk comfortabel op koers voor realisatie van de Klimaatakkoord ambitie van 35 TWh voor 2030, met naar huidige inschatting realisaties van

ongeveer 8 GW wind op land en ruim 33 GW zon-PV, waarvan een derde kleinschalig (PBL, 2024a). Vandaaruit zijn de NPE-richtwaarden voor 2035 van respectievelijk 12 GW wind op land en 98 GW zon-PV dan zeer ambitieus. Voortzetting van ondersteuning zoals wordt uitgewerkt in de vorm van *Contracts for Differences* is dan een vereiste. Gegeven de eerdere aankondiging van de netbeheerders dat de voor 2030 geambieerde 35 TWh alleen onder voorwaarden kan worden ingepast lijkt het vooralsnog een aannemelijke werkhypothese dat er ook niet veel meer inpasbaar is voor 2035. Toenemende inpassingsuitdagingen tekenen zich ook of in de monitoring rapportages van RVO. Alhoewel er met het Landelijke Actieprogramma Netcongestie (LAN) en de inzet op integraal programmeren een impuls kan worden gegeven aan verbeteringen, moet de aanpak zich nog bewijzen en richt voorgenoemen prioritering zich tot nu toe veelal juist niet op netverzwaring voor hernieuwbaar op land.

Eind 2023 is in Nederland voor 6,8 GW wind op land gerealiseerd (RVO, 2024a). Daarmee zijn de afspraken voor wind op land uit het voormalig Energieakkoord met enige vertraging, en aanvullende afspraken, eind 2022 behaald. De doelstelling uit het Energieakkoord is in het Klimaatakkoord opgevolgd door een doelstelling van tenminste 35 TWh voor grootschalige opwek met wind- én zonne-energie op land in 2030. De door gemeenteraden, Provinciale Staten en algemeen besturen van de waterschappen vastgestelde ambitie is hoger: 55 TWh.

In totaal zat er eind 2023 1.292 MW wind op land in de pijplijn om te worden gerealiseerd. Er zijn meerdere projecten in een ver gevorderd stadium waardoor de verwachting is dat het windvermogen de komende jaren verder toeneemt. Eind 2023 zijn de projecten met een SDE-beschikking goed voor in totaal 370 MW. Hiervan is voor 311 MW de vergunning onherroepelijk en daarvan is voor 191 MW de bouw inmiddels begonnen. Er waren echter weinig nieuwe projecten in beeld, waardoor het aantal projecten in de pijplijn van windenergie op land nauwelijks toeneemt. Sinds publicatie van de Monitor Wind op Land 2023 is in de SDE++ ronde 2024 nog 317 MW aangevraagd (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2024).

De KEV 2024 voorziet een verdere groei tot 8 GW in 2030, gevolgd door afvlakking op dat niveau, waarbij het nieuwe 'tweezijdige contract-for-difference'-systeem nog niet is meegenomen. Dat getal is dus op basis van een afloop van subsidiëring in 2025. De Monitor wind op land ziet nog een groei tot 6,7 GW en nog groei tot 8,1 GW in pijplijn eind 2023, en de monitor RES 2024 telt 7,4 GW en een groei tot 8,2 GW in pijplijn eind 2024 en verder nog ambitie van 1,1 tot 2,4 GW in RES-en. Daarmee komt het geheel uit op 9,3 tot 10,6 GW.

In kostenoptimalisaties is het meenemen van (brede) kosten wind op land ingewikkeld

De kostenoptimalisatie CE Delft/Witteveen+Bos zet vol in op wind op land als meest kosteneffectieve hernieuwbare productie. Dit is een gevolg van de hoge kosten die met het net op zee gemoeid zijn in de simulaties. Deze kosten lijken een stevige overschatting, want in de simulatie komen de jaarlijkse kosten uit op € 2 miljard, terwijl een de inschatting van de netbeheerders uitkomt op € 0,8 miljard per jaar.

Daarnaast worden de kosten van het net op land slechts voor een deel van het hoogspanningsnet meegenomen, waardoor de infrastructuurkosten voor wind op land onderschat worden. De kosten van het net op land worden in de studie geschat op € 0,3 mld. per jaar, terwijl deze kosten volgens de kostenschatting van de netbeheerders uitkomen op € 0,6 mld. per jaar. De kosten voor lagere netvlakken komen volgens de inschatting van de netbeheerders uit op € 2,9 mld. per jaar (Strategy& PWC, 2024).

De betreffende netverzwaringen hebben betrekking op zowel vraag als aanbod, maar het lijkt aannemelijk dat wind op land op veelal tamelijk perifere locaties zeker significant bij kan dragen aan dergelijke kosten. Tot slot moet opgemerkt worden dat kosten van wind op land ten dele liggen in maatschappelijke kostenaspecten als horizonvervuiling en daarmee samenhangend gebrek aan draagvlak. Zo blijkt ook uit het RES-bod voor ontwikkeling van regionale hernieuwbare elektriciteitsproductie vanuit de regio dat met name ingezet wordt op zon-PV.

Los daarvan levert een dergelijke systeemoptimalisatie een beduidend ander beeld op dan de vooruitzichten op marktbasis, want vanuit marktperspectief worden netkosten vooralsnog toegerekend aan de eindgebruiker en niet aan de hernieuwbare elektriciteitsproducent. Tot slot wordt in de studie het potentieel ingeschat op 21 GW op basis van IRENA, waar het Nationaal plan energiesysteem uitgaat van 12 GW in 2035.

Normering en wachttijden vormen belemmeringen voor wind op land

Het ontbreken van landelijke normering voor windturbines wegens de uitspraak van de Raad van State d.d. 30 juni 2021 (Delfzijl-Zuid Uitbreiding) vormt een belemmering voor nieuwe projecten. Windparken die voor de Raad van State uitspraak op 30 juni 2021 al een onherroepelijke vergunning hadden zijn veelal in aanbouw of gerealiseerd. De verwachting is dat uiterlijk in juli 2025 de nieuwe landelijke normering in werking treedt. Ondertussen hebben diverse gemeenten en provincies besloten om eigen normering op te laten stellen.

Veel windprojecten wachten daarnaast op een zittingsdatum of uitspraak van de Raad van State. Door deze (extra) vertraging kunnen in sommige gevallen de wettelijke SDE++ termijnen niet meer gehaald worden. Dit heeft als gevolg dat bepaalde lopende SDE-beschikkingen door RVO zullen moeten worden ingetrokken en windprojecten opnieuw SDE-subsidie moeten aanvragen.

Tot slot zijn er in 2023 financieringsafspraken gemaakt voor het aanbrengen van naderingsdetectie bij bestaande windparken.¹

Zon-PV zal minder hard groeien na wegvallen salderingsregeling

Eind 2022 stond er 19,1 GW piek vermogen aan zon-PV installaties in Nederland. Deze installaties leverden 14,8% van het totale elektriciteitsverbruik van dat jaar. Naar verwachting zal het aantal zon-PV installaties in Nederland stijgen tot 30,6 GWp (monitor zon-PV 23) in 2025. Het klimaatakkoord stelt de doelstelling voor wind op land en zon-PV van 35 TWh productie per jaar. Naar verwachting is hier 32,7 TWh eind 2023 gerealiseerd, hiermee ligt Nederland ruimschoots op koers voor deze doelstelling.

In het Kamerdebat over de wet beëindiging saldering spreekt men van 3 mln. huishoudens met panelen, waarvan ongeveer 0,5 mln. corporatiewoningen. Er zijn geen expliciete bepalingen over al of niet toestaan van terugleverkosten opgenomen. Als we uitgaan van terugleverkosten conform de praktijk die sinds begin 2024 opgang heeft gemaakt bij energieleveranciers, zal de terugverdiendtijd voor nieuwe panelen met de wet beëindiging saldering tot 2030 oplopen tot boven de 10 jaar (CE Delft & TNO, 2024a). Daarmee mag verwacht worden dat de groei van het aantal geïnstalleerde huishoudelijke zonnepanelen tot 2030 sterk zal terugvallen. (Verkopen van zonnepanelen aan huishoudens halveerden in

¹ Naderingsdetectie is een systeem dat waarneemt wanneer een vliegtuig binnen een bepaalde straal in de buurt komt van een windpark en dan automatisch de rode lampen op de windmolens inschakelt om het vliegverkeer te waarschuwen.

eerste helft 2024. Berekeningen in de KEV 2024 komt door het wegvallen van saldering op 41 GW in 2035 tegenover 98 GW verwacht in het NPE.

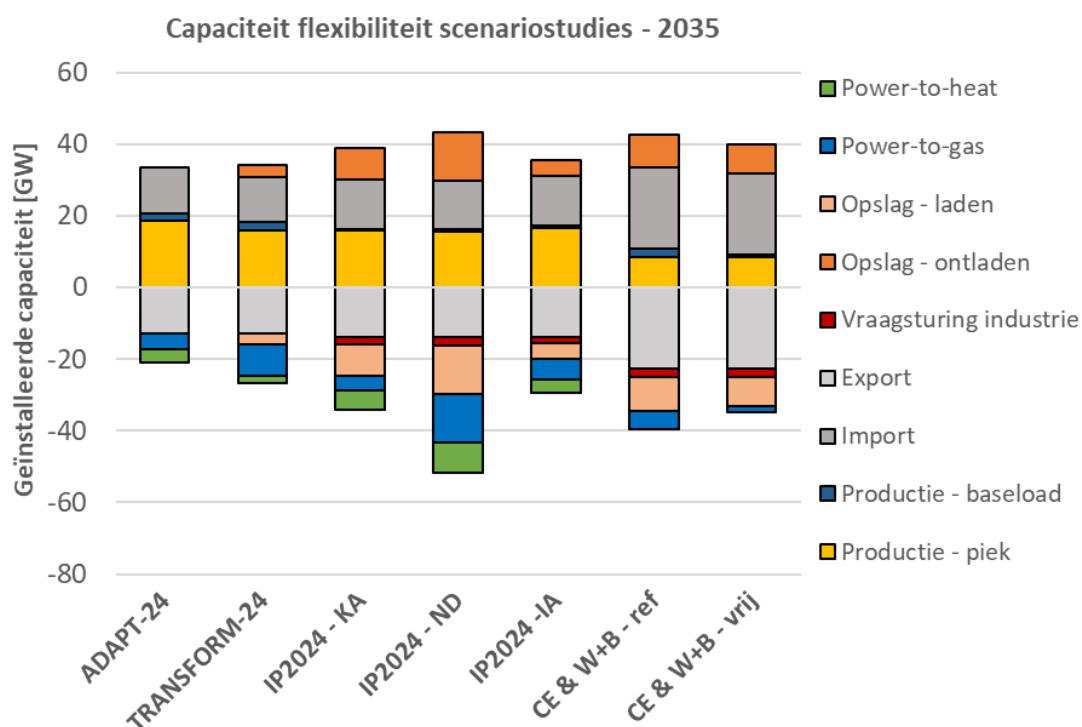
Het wegvallen van ondersteuningsmechanismen vormt grootste belemmering zon-PV

Zoals hierboven benoemd heeft de beëindiging van de salderingsregeling een negatief effect op de terugverdientijd van huishoudelijke zonnepanelen. Ook valt zon-PV niet meer onder de SDE++ in 2025, wat voor o.a. zonneparken de business case verslechterd. In 2027 wordt mogelijk pas weer een vorm van ondersteuning verwacht in de vorm van tweezijdige *Contracts for Difference* (hierna CfD) als nieuw instrument dat de SDE++ ondersteuning² van hernieuwbaar op land op zal opvolgen (ministerie van EZK, 2024).

1.3 Flexibiliteitsopties

Verschillende opties in aanbod van flexibiliteit op de elektriciteitsmarkt

Om de over- en onderproductie van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen op te vangen, heeft een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem flexibele vraag en flexibel aanbod nodig. Om een inzicht te geven in de kwantitatieve uitwerking van de keuzes die gemaakt worden in de verschillende behandelde rapporten, wordt hieronder de capaciteit van flexibiliteitsopties in de verschillende scenariostudies in het zichtjaar 2035 weergegeven. De energiescenario's zijn opgesteld met verschillende doeleinden en onderliggende aannames, en uit andere perspectieven, wat een directe vergelijking bemoeilijkt. Toch biedt het inzicht in de kwantitatieve uitwerking van gehanteerde definities, dimensies, indicatoren en methodieken in de behandelde rapporten.



Figuur 1.2: De geïnstalleerde capaciteit van flexibiliteitsopties in enkele van de behandelde studies, voor het zichtjaar 2035. Voor de studie van CE Delft en Witteveen + Bos betreft het referentiescenario en de vrije optimalisatie.

² De SDE++ beschikkingen vertonen overigens sterke gelijkenissen met een eenzijdige CfD

Positieve getallen in Figuur 1.2 is beschikbaarheid van extra capaciteit ('aanbod' van flex) in de vorm van piekproductie, baseloadproductie (kernenergie), import en ontladen van opslag. Negatieve getallen is flexibele vraag in de vorm van export, vraagsturing industrie, opslag laden, power-to-gas en power-to-heat.

Dit overzicht toont direct een groot verschil in de geïnstalleerde capaciteit van opslag, wat betrekking heeft op zowel systeembatterijen³ als langetermijnopslag⁴. De netbeheerdersscenario's (IP2024) gaan uit van 4,5 – 9 GW in 2035 aan systeembatterijen, de optimalisatie van CE Delft & Witteveen + Bos resulteert in 8 – 9 GW aan enkel langetermijnopslag en de ADAPT en TRANSFORM-scenario's in 0 – 3 GW aan batterijen.

Ook in de productie uit piekcentrales (o.a. gas- en waterstofcentrales) en baseloadproductie (kernenergie) zijn brede bandbreedtes te zien.

Een uitwerking van flexibiliteitsopties in 2040 is uitgewerkt in Bijlage A.

1.4 Kernenergie

De rol van kernenergie in het energiesysteem in 2035 en daarna is onzeker en in ontwikkeling. Het debat rondom kernenergie gaat over 3 opties:

1. Het langer openhouden van de bestaande kerncentrale in Borssele met een vermogen van 485 MW,
2. Het nieuw bouwen van tot vier generatie III+ kerncentrales, elk met een vermogen van meer dan 1000 MW,
3. Het nieuw bouwen van een nog niet bekend aantal small modular reactors (SMR's), elk met een vermogen kleiner dan 500 MW.

In deze paragraaf bespreken we kort de stand van zaken van deze 3 opties.

Het langer openhouden van de bestaande kerncentrale in Borssele.

Het huidige kabinet heeft voor ogen de kerncentrale in Borssele, goed voor een vermogen van 485 MW, open te houden tot na 2033, waar een wetwijziging voor nodig is. Het advies van de commissie MER is dat het opgestelde milieueffectrapport onvolledig is en dat daarin informatie ontbreekt over de effecten op natuur en water (Commissie MER, 2024). Daarentegen blijkt uit vrijwel elke systeemstudie dat het openhouden van de centrale een kosteneffectieve en robuuste oplossing is; de investeringskosten zijn immers al gemaakt.

Het nieuw bouwen van tot vier generatie III+ kerncentrales.

In het regeerakkoord benoemt het kabinet Rutte IV de keuze om naast de eerder voorgenomen bouw van twee kerncentrales twee extra kerncentrales te bouwen (Rijksoverheid, 2024). In februari 2024 beschrijft voormalig minister Jetten de stand van zaken aangaande de marktconsultatie, technische haalbaarheid, projectprocedure en het rijk-regio pakket. Hier benoemt hij het *government support package*, wat onderdelen kan bevatten als overheidsdeelname in het eigendom van de centrales, garanties op vreemd vermogen, prijssteun tijdens de operationele fase, risicoallocatie in de bouw- en operationele fase en schadeloosstellingen bij grotere risico's (Jetten, 2024). EY schrijft in juli 2024 over de verschillende financieringsstructuren die de Nederlandse overheid kan aanhouden voor de

³ Systeembatterijen zijn grootschalige batterij-installaties die direct gekoppeld zijn aan het elektriciteitsnet en worden ingezet voor **systeemdiensten**, bijvoorbeeld balanceren van vraag en aanbod, frequentie- en spanningsregeling, en het opvangen van variaties door zon en wind.

⁴ Langetermijnopslag (LDES) zoals compressed air energy storage (CAES), redox-flow batterijen en waterstofopslag.

nieuwbouw van kerncentrales (EY, 2024). BNP Paribas schrijft over de private financieringsopties in 2024 (BNP Paribas, 2024). In februari 2025 schrijft minister Hermans aan de kamer dat ook met vergaande overheidssteun marktpartijen niet of maar zeer beperkt bereid zijn om deel te nemen, gezien de lange looptijd en de financiële risico's (Hermans, 2025). Gezien het publieke belang van de energievoorziening verzoekt zij de kamer om met de overheid volledig eigendom te nemen van de nieuw te bouwen kerncentrales, wat ook in andere Europese landen gebeurt. De twee risico's die minister Hermans noemt – lange looptijd en onvoorspelbare kosten - bespreken we kort.

Over de looptijd van de verkenningsfase, de opstarttijd van het project tot het eerste cement en de constructiefase tot de eerste MWh is veel onzekerheid. BCG deelde in 2022 aanbevelingen met het ministerie van EZK (nu KGG) voor *best practises* om de kans op uitloop zo klein mogelijk te houden (BCG, 2022). Uit de tijdslijnen die het document schetst is te berekenen dat de minimale doorlooptijd staat op 9,5 jaar. Dit gaat echter alleen op als alles loopt naar verwachting en bij elke fase de ondergrens van de bandbreedte qua doorlooptijd wordt aangenomen. Deze ondergrens aan de tijdslijn is als volgt opgebouwd en gaat er van uit dat de locatie reeds bekend is⁵:

- 2 jaar voor het rondmaken van een financieringsmodel. BCG geeft een bandbreedte van 2 tot 4 jaar en scoort de zekerheid van de duur op *medium*. Veelvoorkomende risico's zijn dat het financieringsmodel niet werkbaar is voor de technologieleveranciers en dat particuliere investeerders niet bereid zijn te investeren.
- 5 jaar voor de opzet van operator structuur. BCG geeft een bandbreedte van 5 tot 10 jaar en scoort de zekerheid van de duur op *laag*. Veelvoorkomende risico's zijn dat de operator niet klaar is om in bedrijf te gaan door gebrek aan middelen of capaciteiten.
- 1,5 jaar voor de inbedrijfstelling. BCG geeft een bandbreedte van 1,5 tot 3 jaar en scoort de zekerheid van de duur op *laag*. Veelvoorkomende risico's zijn testfouten tijdens inbedrijfstelling waardoor rekalinbratie nodig is of onderdelen die naar aanleiding van testen defect gaan of vervangen moeten worden.
- 1 jaar voor de uitvoeringsvergunning. BCG scoort de bandbreedte op 1 tot 2 jaar en scoort de zekerheid van de duur op *laag*. Veelvoorkomende risico's zijn de onvolledigheid van het verstrekken van juiste elementen aan de Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming (ANVS) en onvolledige coördinatie tussen eigenaar en operator.

De constructiefase van Olkiluoto 3 in Finland heeft ruim 17 jaar geduurd, terwijl de bouw van Barakah 1 in de Verenigde Arabische Emiraten 9 jaar duurde. De bouw van Flamanville 3 in Frankrijk begon in 2007 en deze kerncentrale leverde voor het eerst stroom in december 2024 (doorlooptijd 17 jaar). De locatie van Hinkley Point C in het VK werd in 2010 bekend gemaakt, de licenties waren in 2012 toegekend en de bouw begon in 2017. De toenmalig verwachte openingsdatum lag in 2025, maar meerdere vertragingen zorgen ervoor dat de huidige prognose ligt op 2029-2031 wat leidt tot een totale doorlooptijd van 19 tot 21 jaar.

Gezien het feit dat de definitieve locatie(s) in Nederland nog niet bekend is/zijn en er zich zeker onvoorziene omstandigheden voordoen, is het aannemelijk dat de nieuwbouw van generatie III+ kerncentrales geen bijdrage gaat leveren aan een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening in 2035. In een Kamerdebat op 11 februari 2025 gaf minister Hermans ook aan dat de planning om in 2035 kerncentrales operationeel te hebben "niet meer realistisch" lijkt.

Of de nieuwbouw van generatie III+ kerncentrales kosteneffectief is, blijft ook onduidelijk.

⁵ Deze tijdslijn bevat niet alle activiteiten die nodig zijn voor de bouw van een kerncentrale maar bevat slechts activiteiten die een directe afhankelijkheid hebben en daardoor niet parallel kunnen lopen.

Afhankelijk van aannames over investeringskosten, toekomstige elektrificatie, groei van andere energiebronnen, de toekomst van energieprijzen en de ontwikkeling van de industrie komen scenario- en elektriciteitsmarktstudies op wisselende resultaten uit.

- In de Scenariostudie Kernenergie van Witteveen+Bos uit 2022 blijkt uit een elektriciteits-systeemoptimalisatie dat de aannames m.b.t. de financiering erg bepalend zijn voor de hoeveelheid kernenergie in de mix. Bij een lage kosten variant (WACC van 3,8% voor €3000/kW) wordt tot 24,2 GW aan grootschalige kernenergie geïnstalleerd (Witteveen+Bos, 2022). In de hoofdvariant (WACC van 3,8% voor €4.100/kW) wordt 5,5 GW geïnstalleerd. Het omslagpunt waarna kernenergie niet meer kostenoptimaal is ligt bij deze studie tussen de €4.100 tot €4.600/kW. De totale kosten zijn afhankelijk van de rentelasten die kunnen groeien door uitloop in de bouwtijd. Bovenstaande studie houdt rekening met een totale doorlooptijd van 11 jaar en een constructieperiode van 6 jaar. Als de bouw uitloopt tot 20 jaar lopen de kosten op tot €8.400/kW.
- In de scenariostudies ADAPT en TRANSFORM (TNO, 2024) wordt aangenomen dat één centrale in 2035 en één centrale in 2040 operationeel zou kunnen zijn. De kostenoptimalisatie van het volledige energiesysteem resulteert in de bouw van beide centrales bij aannames van investeringskosten van €₂₀₁₅ 6.300/kW (~ €₂₀₂₅ 8.200).
- In zowel de elektriciteitsmarktstudie van (CE Delft & Witteveen + Bos, 2024) als (TNO, 2024) komen nieuwe kerncentrales niet als kostenoptimaal resultaat voor, bij investeringskosten van respectievelijk €8.400 /kW en €6.600 /kW. Enkel in het geval van een variant met 'zeer lage prijzen voor kernenergie' (€4.100 - 4.600 /kW) worden in de studie van CE Delft & Witteveen+Bos nieuwe kerncentrales gerealiseerd, maar verwacht wordt dat deze prijzen "niet waarschijnlijk zijn".

De enige twee recent voltooide kerncentrales in Europa zijn unit 3 van de Olkiluoto centrale in Finland met een elektrisch vermogen van 1.500 MW en unit 3 van de Flamanville centrale in Frankrijk met een elektrisch vermogen van 1.600 MW. De totale kosten van Olkiluoto 3 worden geschat op minstens €11 miljard, wat neer komt op een prijs per kilowatt van €6.900. De kosten van Flamanville 3 worden geschat op €13,2 miljard, wat neer komt op een prijs per kilowatt van €8.250/kW. Verder wordt in Europa momenteel gebouwd aan de reactor Hinkley Point C (3.300 MW) waarvoor de opdrachtnemer in 2024 in het halfjaarrapport noemde dat totale kosten kunnen liggen op £₂₀₁₅ 31 tot £₂₀₁₅ 31 miljard, oftewel ongeveer €₂₀₂₅ 50 tot €₂₀₂₅ 54 miljard, wat neer komt op kosten tussen de €15.200 tot €16.400/kW (EDF, 2024).

Het bouwen van small modular reactors

Tot slot is er sinds een paar jaar groeiende interesse in small modular reactors (SMR's). SMR's zouden door hun kleinere ontwerp en veronderstelde kortere constructietijd oplossingen kunnen bieden voor de grote prijsonzekerheid, de moeite met het vinden van geschikte locaties en capaciteitsproblemen op het hoogspanningsnet, aangezien SMR's niet zo locatiegebonden zijn als grootschalige kerncentrales. De programma-aanpak SMR's van het Ministerie van EZK (nu KGG) schetst de drie programmalijnen: simuleren, anticiperen en het bouwen van een toekomstige visie en doelen (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2022). Minister Hermans geeft in januari 2025 aan dat er vanuit de industrie en vanuit alle 12 provincies enige mate van interesse is in SMR's (Hermans, 2025). De provincie Gelderland heeft vier gebieden aangemerkt waar een SMR's zou kunnen komen op basis van de beschikbaarheid van koelwater (NRG Pallas, 2025).

Het is echter belangrijk om op te merken dat op dit moment SMR's nog niet commercieel beschikbaar zijn en dat er geen partijen zijn die in staat zijn SMR's te leveren. Het is dus nog niet met enige zekerheid te zeggen wat de kosten in de toekomst kunnen zijn. Daarmee is het onduidelijk welke rol SMRs kunnen spelen in een kostenoptimaal energiesysteem op de lange termijn. In de TNO scenariostudies is verondersteld dat SMR's pas operationeel zullen

zijn vanaf 2040. Daarmee is het met enige zekerheid te zeggen dat SMR's geen significante rol zullen spelen in een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem in 2035.

2 Wind op zee is leidend voor het Nederlandse elektriciteitssysteem

Wind op zee zal de leidende bron zijn van hernieuwbare energie in Nederland in de visie van het Nationaal Plan Energiesysteem. Verschillende studies schatten het geïnstalleerde vermogen in 2035 tussen de 22 en 33 GW, met mogelijke groei tot wel 70 GW in 2050. De uitrol wordt echter vertraagd door problemen met aansluiting op het net en oplopende kosten voor het net op zee. Verder dreigt een tekort aan flexibele vraag naar elektriciteit, waarmee de business case onder druk komt te staan. Voorkomen van verdere vertraging en ontwikkeling van flexibele vraag zou daarom prioriteit moeten hebben. Voor verdere groei van wind op zee is vraagontwikkeling met een capaciteit van circa 2 GW per jaar essentieel om de business case te ondersteunen.

2.1 Uitrol wind op zee is afhankelijk van infrastructuur en vraagontwikkeling

Wind op zee biedt veel potentie, maar door belemmeringen ligt de verwachting op 25 GW in 2035

Wind op zee biedt veruit het grootste potentieel voor hernieuwbare elektriciteit in Nederland vanwege de relatief gunstige omstandigheden voor deze techniek op de Noordzee. Het potentieel op de Nederlandse Noordzee ligt tussen de 59 (direct beschikbaar) en 99 GW (bij inzet op nevengebruik van beschikbare ruimte) (Taminiau & van der Zwaan, 2022). Scenario-studies voor 2050 schetsen een groei tot 70 GW (TNO, 2024). Bovendien worden kavels voor wind op zee sinds 2017 met succes subsidievrij uitgegeven. Wind op zee zou daarmee de leidende vorm van CO₂-vrije opwek worden in Nederland.

Richting 2035 en 2040 groeien de capaciteiten van wind op zee dan ook fors in de scenario-beelden. Zoals blijkt uit **Figuur 2.1** volgt uit de verschillende studies een bandbreedte van 21-33 GW in 2035 en 31-57 GW in 2040. De richtwaarde uit het NPE voor 2035 van 35 GW is in verhouding nog hoger.

De resultaten voor wind op zee in 2035 in de behandelde scenariostudies liggen veelal rond de 30 GW. In de elektriciteitsmarktstudie naar de elektriciteitsmix en marktdynamiek voor een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 resulteert bij een vrije optimalisatie (het loslaten van de NPE-richtwaarde van 35 GW) in een kostenoptimaal vermogen van 21 GW in 2035 op basis van de realisatie van de geactualiseerde aanvullende routekaart wind op zee (CE Delft; Witteveen + Bos, 2024a). In de vrije optimalisatie wordt geen aanvullend wind op zee vermogen gerealiseerd ten gevolge van de hoge kosten van het net op zee zoals dat in de studie is gemodelleerd. De kosten van het net op land worden in de studie echter slechts meegenomen voor zover het een beperkte en vereenvoudigde representatie van het

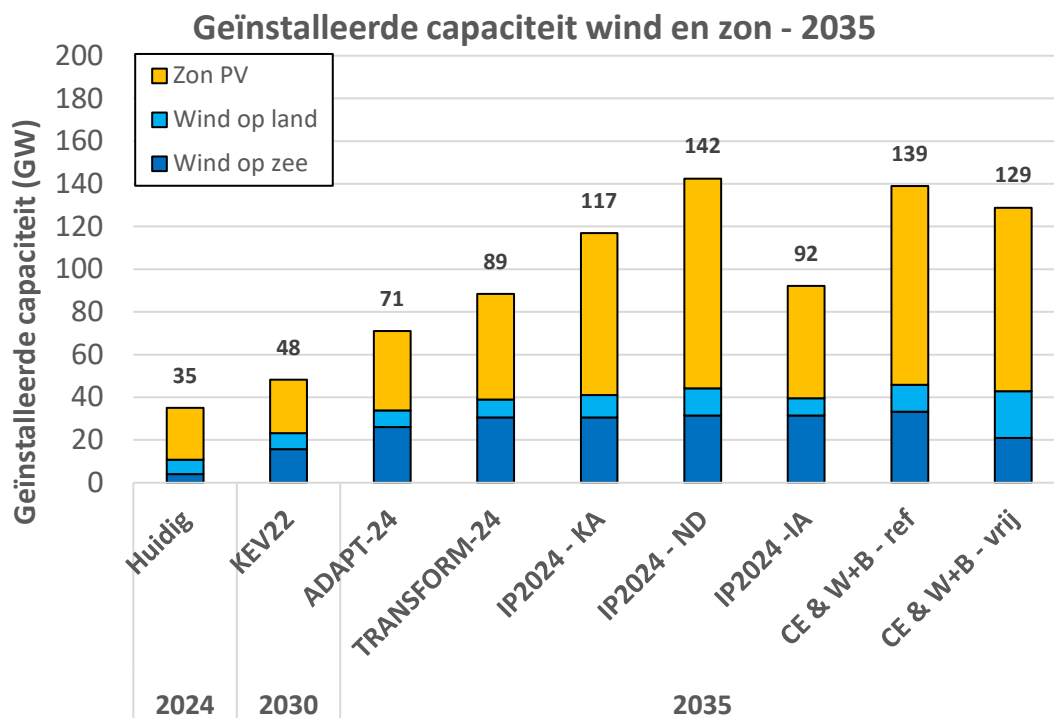
landelijke hoogspanningsnet betreft.⁶ De kostenoptimale uitkomst resulteert daarom in een verschuiving van investeringen in wind op zee naar wind op land in Nederland en/of omliggende landen. Voor Nederland volgt opschaling van wind op land tot 22 GW tegenover de NPE-richtwaarde van 12 GW.

Aanvullende netkosten voor dergelijke opschaling van wind op land, zouden in belangrijke mate bepaald worden door geclusterde plaatsing in dunnerbevolkte windrijke regio's. Daarnaast houdt de kostenoptimalisatie verder geen rekening met overige implicaties van opschaling van wind op land. Daarbij kan gedacht worden aan externe kosten in de vorm van afnemende waarde van omliggende woningen die bij de huidige ambities voor 2030 al op kunnen lopen tot een waardeverlies van € 10 mld. (TNO, 2022a), maar ook directe kosten die gemoeid kunnen zijn met maatschappelijke weerstand of overige lastiger te monetariseren maatschappelijke kosten (CE Delft, 2023a).

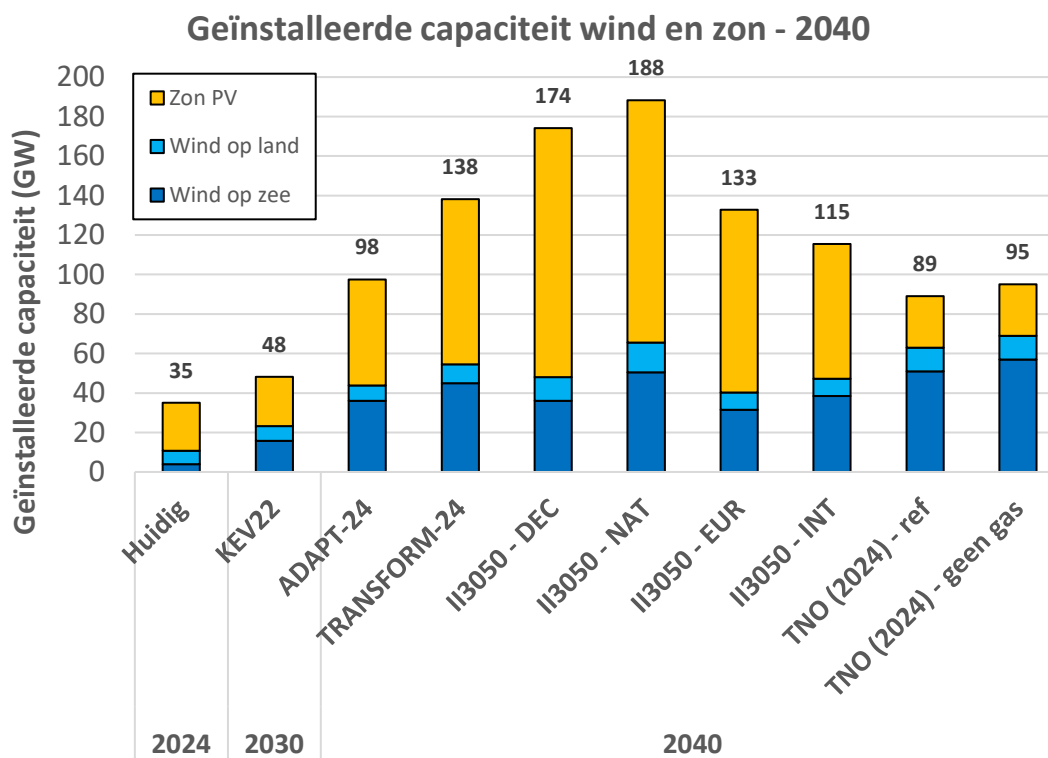
Het NPE gaat uit van een richtwaarde van 35 GW wind op zee in 2035, in aansluiting bij de kabinetsambitie tot realisatie van circe 21 GW voor 2030. Vorig jaar is deze ambitie echter verlegd naar 2032 in een actualisatie van de aanvullende routekaart wind op zee, in verband met vertragingen in ruimtelijke procedures, knelpunten in de toeleverketens en technische uitdagingen bij de netaansluitingen (ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2024). In de analyse ten behoeve van het advies over de voor het NPE benodigde infrastructuur op de Noordzee wordt voor de navolgende jaren uitgegaan van maximaal 2 GW per jaar na 2032, op basis van besprekingen met TenneT (Deloitte, 2024).⁷ De landelijke netbeheerder voorziet knelpunten in de toeleveringsketen voor platforms op zee vanwege de hoge vraag die rond 2030 wordt verwacht. Als resultaat zou het geïnstalleerde vermogen voor wind op zee dan uitkomen op ongeveer 25 GW in 2035.

⁶ Zo volgen voor het net op land in het referentiescenario ongeveer € 0,25 mld. aan jaarlijkse netkosten, tegenover ongeveer € 2,1 mld. zoals voorzien door de landelijke netbeheerder (TenneT, 2024a) en jaarlijks € 4,7 mld. voor de regionale netbeheerders. Dit kan afgeleid worden uit de rapportage over de financiële impact van de energietransitie voor netbeheerders (Strategy& PWC, 2024). Indien gerekend zou worden met een maatschappelijke WACC van 2,25% zoals in de optimalisatiestudie volgens overigens 25% lagere jaarlijkse kosten.

⁷ Deze aanname hanteert TenneT ook in haar Tienjaars-tariefprognose tot 2035 (TenneT, 2024a)



Figuur 2.1: Een overzicht van de geïnstalleerde capaciteit van variabele hernieuwbare opwek in de verschillende scenariostudies richting 2035.



Figuur 2.2: Een overzicht van de geïnstalleerde capaciteit van variabele hernieuwbare opwek in de verschillende scenariostudies richting 2040.

Inzet op wind op zee vraagt om gelijktijdige ontwikkeling van flexibiliteit

De opwekprofielen van wind en zon zorgen voor over- en onderproductie door het jaar heen. In de studie *Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem* (TNO, 2023) wordt de residuele vraag (de vraag naar elektriciteit min het aanbod van wind en zon) vergeleken voor scenario-beelden van 2030. Dit geeft een inzicht in de flexibiliteitsbehoefte in dat jaar. De residuele basisvraag “varieert met een vrij stabiele piek van 20 à 25 GW tot sterk variërende minimale waarden van -11 à -13 GW voor KEV 2022 & TNO-DR 2022 (op basis van KEV 2019), -27 GW voor Extra Opgave 2022 en zelfs 57 GW voor ERAA 2022”. Bij overproductie kan curtailment toegepast worden. Inzet van de overproductie ondersteund wel de businesscase van duurzame opwek. Deze (pieken van) over- en onderproductie creëren een behoefte aan flexibiliteitsopties aan de vraag- en aanbodkant.

2.2 Business case en aanlanding zijn grootste belemmeringen

Partijen trekken zich terug uit windtenders op zee

Sinds 2017 worden kavels voor windenergie op zee subsidievrij vergund. De business case van wind op zee staat echter in toenemende mate onder druk. De kosten voor wind op zee zijn significant toegenomen met de inflatie van de afgelopen jaren. Daarnaast neemt het prijs- en volumerisico toe. Verschillende ontwikkelaars hebben dan ook aangegeven niet meer deel te nemen in de laatste tenders en menen dat er nieuwe contractvormen nodig zijn (Windenergie Nieuws, 2024). Ook in omliggende landen zijn de offshore wind tenders de afgelopen tijd minder succesvol, hoewel soms ook vanwege tender specifieke redenen.

Ook de eerdergenoemde achterblijvende ontwikkeling van flexibele vraag draagt bij aan de risico's voor wind op zee. Goed aansluitende flexibele vraag van power-to-heat of power-to-hydrogen voorkomt dat windenergie tegen lage prijzen verkocht moet worden of curtailment plaats moet vinden. De daardoor afnemende meeropbrengsten vormen een risico voor de toekomstige ontwikkeling van windenergie op zee.

Flexgroei van 2 GW capaciteit per jaar nodig om business case wind op zee te ondersteunen

De 25 GW wind op zee samen met minstens 7 GW wind op land vanaf 2030, zoals geschetst in de Klimaat- en energieverkenning 2024, levert op piekmomenten 32 GW aan stroom. Bij de huidige basislast van ongeveer 12 GW, ligt de opgave voor vraagontwikkeling dus in de orde van ruim 20 GW (flexibele) vraag in 2035. Dit komt neer op een groei in de orde van ruim 2 GW per jaar om de business case van wind op zee te ondersteunen. Dat kan deels gaan om vraagontwikkeling in omliggende landen, die met geplande uitbreiding van interconnectiecapaciteit naar verwachting oploopt tot ongeveer 16 GW richting 2035, al kampen enkele omliggende landen met vergelijkbare uitdagingen.

Kosten en uitvoerbaarheid net op zee zijn bepalend voor tempo opschaling

Met de voorgenomen opschaling van wind op zee nemen onderlinge afhankelijkheden in de programmering van het energiesysteem en de complexiteit bovendien verder toe. Zo nam het kabinet het besluit om de scope van de Delta Rhine Corridor (hierna DRC) te beperken tot de modaliteiten waterstof en CO₂ om vertraging van de ontwikkeling van deze infrastructuur te beperken (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2024). Het besluit heeft mogelijk grote gevolgen voor de programmering van de aanlanding van wind op zee in de periode 2031 – 2040.

De gelijkstroomkabels die nodig zijn voor de diepe aanlandingen van wind op zee in Limburg vormen met het besluit namelijk niet langer onderdeel van de DRC, zodat naar inschatting van TenneT de aanleg van de kabels dan pas vanaf 2040 gerealiseerd kan worden. Een nieuwe procedure voor het vinden van een alternatief tracé voor gelijkstroomkabels vergt naar alle waarschijnlijkheid een nieuwe plan-studie. Daarvoor wordt de komende tijd verkend hoe een alternatief traject in te steken en hoe dit zich verhoudt tot het lopende programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee 2031 – 2040 (VAWOZ) dat kansrijke alternatieven voor aanlanding van wind op zee in beeld brengt.

Verder is inmiddels meer duidelijkheid ontstaan over de kosten die gemoeid zijn met de ontwikkeling van het net op zee. Voor de concreet geagendeerde 21 GW is dat een investering in de orde van € 35 mld. (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2023a), terwijl het voor 2040 om € 88 mld. zou gaan (Strategy& PWC, 2024; IBO, 2025). Daarmee zullen de netkosten stijgen tot 2040, wat aanleiding heeft gegeven tot een taakopdracht IBO Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur.

Juridische instrumentarium en procedures van ruimtegebruik Noordzee kunnen beter

Tot slot zorgt de schaarse ruimte op de Noordzee tot vertraging in procedures voor wind op zee. Vorig jaar werd vanuit het rijk gesignaleerd dat het instrumentarium dat de huidige wet- en regelgeving biedt voor integrale sturing vanuit het kabinet op het samen realiseren van o.a. windenergie en mijnbouw op de Noordzee, ontoereikend is (Ministerie van EZK, 2023). De herinrichting en optimalisatie van het juridisch instrumentarium voor bijvoorbeeld helikopter aanvliegroutes, moet de doorlooptijden ruimtelijke procedures versnellen. Het uitvoeren van de oplossingsrichtingen die in diezelfde kamerbrief genoemd worden, is essentieel.

2.3 Streefdoelen 2035

Samenvattend ligt de ontwikkeling van wind op zee en de infrastructuur op zee op koers om tot 25 GW aan wind op zee te realiseren in 2035. De streefwaarde van 35 GW in 2035 conform het NPE is in theorie nog haalbaar, maar hogere ambities vergen tijdige borging van levering van platforms voor het stopcontact op zee door de landelijke netbeheerder. Ook het vinden van een alternatief tracé voor gelijkstroomkabels voor de aanlanding van wind op zee zou daarvoor versneld moeten worden.

Daarnaast zal de (flexibele) vraag naar elektriciteit met een capaciteit van circa 2 GW per jaar moeten gaan groeien om de business case van wind op zee te ondersteunen. Hiervoor zijn beleidsmaatregelen nodig die in het volgende hoofdstuk uiteen zullen worden gezet.

3 Grootschalige conversie essentieel voor benutten van energieoverschotten

Het ligt voor de hand om dicht aan de kust flexibiliteit te bouwen die de overvloedige elektriciteit nuttig kan gebruiken. Als eerste komt power-to-heat in beeld vanwege de relatief lage investeringskosten. Power-to-heat (P2H) kan tot ongeveer 6 GW aan vermogen omzetten in warmte voor de industrie en nog enkele GW voor de glastuinbouw. Power-to-hydrogen (P2H2) is duurder en komt dus later in de merit-order. Het technische potentieel van P2H2 is meerdere tientallen GW, omdat waterstof goed op te slaan is.

Voor beide technologieën is het belangrijk dat ze gelijk opschalen met wind op zee want ze zijn afhankelijk van elkaar. Zowel power-to-heat als power-to-hydrogen worden momenteel benadeeld door de structuur van nettarieven. Met name power-to-hydrogen zal actieve ondersteuning nodig blijven hebben.

3.1 Power-to-heat kent lage investeringskosten maar er zit een maximum aan het potentieel

Hybride boilers bieden een goedkope flexibiliteitsoptie op korte termijn

Voor een goede benutting van piekproductie is het ontwikkelen van flexibele vraag wenselijk. Gegeven de congestieproblematiek op het hoogspanningsnet is het daarnaast nuttig om dit in kustgebieden te ontwikkelen. Er is veel technisch potentieel voor industriële elektrische boilers in combinatie met gasgestookte boilers of een industriële WKK in Nederland. Het verduurzamen van deze warmtevoorziening heeft een significant technisch potentieel in Nederland, met naar schatting tot 6 GW in de industrie (CE Delft, 2015) en 1-2 GW in de glastuinbouwsector (TKI E&I, TNO, DNV GL, MSG, 2021), waarvan een significant deel zich aan de kust bevindt. Het gaat hier om o.a. 3,8 GW aan boiler- en WKK-vermogen in het industriecluster Rotterdam-Moerdijk. Power-to-heat in de vorm van hybride boilers kan hier een duurzaam, kosteneffectief en flexibel alternatief bieden.

De hybride setup is aantrekkelijk omdat er zowel van lage gasprijzen als lage elektriciteitsprijzen gebruik kan worden gemaakt. Er kan snel gewisseld worden tussen het gebruik van een gasgestookte installatie en een elektrische boiler. Daarnaast heeft de hybride boiler een relatief hoge activatieprijs, de elektriciteitsprijs waarbij het aantrekkelijker wordt om het elektrische deel van de hybride setup te gebruiken. Deze activatieprijs is hoger dan bij power-to-hydrogen (60 vs. 40 €/2022/MWh (TNO, 2023)) en power-to-heat komt dus eerder aan bod in de zogeheten merit order.

Door de hogere investeringskosten zijn industriële warmtepompen met name geschikt om basislast te draaien, en kunnen daarom niet voorzien in de benodigde flexibiliteitsbehoefte (RVO, 2023). Elektrische boilers daarentegen zijn dankzij de korte ramp-up/down tijd wel flexibel en daarom geschikt om in te spelen op lage elektriciteitsprijzen in perioden met hoge productie van hernieuwbare elektriciteit.

In vrijwel alle scenariostudies speelt power-to-heat een rol: de ondergrens wordt gegeven in de doorrekening van het aangekondigd beleid in de KEV2022 op 800 MW. De Monitoring Leveringszekerheid 2024 werkt met een inschatting van 4,5 GW. In de studies die een kostenoptimalisatie uitvoeren en power-to-heat als aparte technologie behandelen, lijkt power-to-heat met 2-6 GW een robuuste oplossing te vormen voor het energiesysteem van 2035 en 2040.

Toekenning van subsidies beperkt opschaling power-to-heat

De SDE-aanvragen voor elektrische boilers telde in 2023 op tot 529 MW met een budgetclaim van 2.013 miljoen euro en overschreed daarmee het budget van 1 miljard euro (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2024). Hieruit blijkt dat er naast technisch potentieel ook interesse vanuit de industrie is om deze flexibiliteitsoptie te realiseren. In 2023 bleef het aantal toegekende subsidies voor elektrische boilers (ondanks de vele aanvragen) echter laag (Jetten R., 2024). Dit kwam door de manier waarop aanvragen met elkaar concurreren en worden gerangschikt.

In het huidige beleid zijn geen concrete ambities of doelstellingen geformuleerd, maar er wordt wel subsidie verstrekt binnen de SDE++-regeling. Volgens het overzicht van projecten in beheer van RVO met peildatum begin 2025 gaat het in totaal om 700 MW aan e-boiler-vermogen sinds 2020, exclusief de nog ruim 500 MW (tegen € 1,15 mld. subsidie) waarvoor in de SDE-ronde van 2024 nieuwe of hernieuwde aanvragen zijn ingediend. Het totaal beschikte vermogen komt dan op 1,2 GW. In februari 2025 werd een budget van € 750 mln. voor deze SDE++-categorieën (ministerie van KGG, 2025) opengesteld, voor de domeinen Lagetemperatuurwarmte, Hogetemperatuurwarmte en Moleculen. Bij een dergelijk budget lijkt minimaal 200 MW aan nieuwe aanvragen per jaar realistisch.

Voor de SDE++ 2024 is het totale SDE++-budget ondervraagd waardoor alle aanvragen voor elektrische boilers zijn goedgekeurd (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2024). Een deel van de aanvragen is goedgekeurd buiten de domeinhekjes. De totale ondervraging komt het honoreren van elektrisch boiler aanvragen ten goede. Er is echter geen zekerheid dat dit in de toekomst zo blijft. Om alle aanvragen van de SDE++-regeling voor elektrische boilers de komende jaren te honoreren zal het bedrag binnen de hekjes verder moeten worden verhoogd.

Verder is de investeringsbereidheid in elektrificatie, waaronder power-to heat, in de industrie onder druk komen te staan. Dit komt door hoge elektriciteitskosten versterkt door onder andere verhoogde indirecte elektriciteitskosten door het EU ETS-systeem, vergeleken met omringende landen. (Bollen, J. et al., 2025) Het gaat vooral om bedrijven in de chemie, metaal en papier & karton.

Door stijgende netkosten blijft inbedrijfstelling van e-boilers achter

Van de sinds 2020 beschikte projecten met e-boilers in de SDE++ regeling, is slechts 90 MW gerealiseerd (status begin 2025). De overige installaties zijn (nog) niet gerealiseerd of wel gerealiseerd maar (nog) niet in bedrijf genomen. Verder valt uit het overzicht op te maken dat het subsidiebeslag per kW aanmerkelijk is opgelopen van ongeveer € 1000/kW in 2020 tot

€3000/kW in 2023. Kosten zijn onder meer opgelopen door inflatie, maar ook door sterk toenemende nettarieven.

Met name de operationele kosten van de flexibele hybride e-boiler stijgen door toenemende nettarieven sterk. De inzet van de hybride e-boiler wordt gedreven door negatieve uurlijkse spark spreads, namelijk het verschil tussen aardgasprijzen en elektriciteitsprijzen waarbij de elektriciteitsprijzen lager zijn dan de aardgasprijzen. Die negatieve uurlijkse spark spreads komen nog slechts sporadisch voor. Daarmee kunnen de operationele kosten per MWh oplopen tot € 30 per MWh of meer. Ontwikkeling in herziening van de nettarieven, in het bijzonder alternatieve transportrecht 85 (ATR85) en tijdsduurgebonden transportrecht (TDTR), die 2025 wordt geïntroduceerd voor HS-aansluitingen kan hier significante operationele kostenbesparing opleveren voor de exploitant van een e-boiler. In geval van locaties aan de kust nabij aanlanding van wind op zee leidt de voorgestelde herziening ook tot lagere netbelasting en minder transportbehoefte voor doorvoer en lagere redispatchkosten. In die zin is het voor dergelijke locaties ook te rechtvaardigen dat een verlaging van de netkosten wordt toegepast.

Vattenfall heeft de afgelopen jaren een elektrische boiler van 150 MW gerealiseerd in Diemen voor de productie van warmte ten behoeve van een warmtenet. Naast deze boiler is een warmtebuffer aanwezig waar overvloedige warmte in kan worden opgeslagen. Ook is er op de locatie in Diemen een voldoende grote elektrische aansluiting om de elektrische boiler te kunnen gebruiken. Toch kan de elektrische boiler niet rendabel worden geëxploiteerd door de hoge netwerkkosten (Jetten, Stimulering duurzame energieproductie Kabinetsaanpak Klimaatbeleid, 2024).

Minister Hermans van Klimaat en Groene Groei heeft in juli 2024 laten weten dat onderzoek wordt gedaan naar een subsidieregeling binnen de SDE++ voor reeds gebouwde elektrische boilers die door hoge kosten niet draaien.⁸ Hiermee zou de barrière op het gebied van netwerkkosten voor elektrische boilers kunnen worden weggenomen. Naast de hoge netwerkkosten is ook het krijgen van een netwerkaansluiting bij e-boilers een probleem. Om dit probleem op te lossen moet er slimmer met het net worden omgegaan, of het net dient te worden uitgebreid.

Aanvullend moet opgemerkt worden dat een significant deel het technisch potentieel voor P2H zich op kustlocaties bevindt. Daarbij is overigens nog niet in kaart gebracht in hoeverre dit potentieel ook aangesloten zou kunnen worden op het MS-netvlak van de regionale netbeheerder of juist het HS-netvlak van de landelijke netbeheerder. Gedetailleerdere netanalyse zou in het eerste geval mogelijk leiden tot congestie tussen de beide netvlakken, en daar is in deze kustregio's regio nu al sprake van. Nadere analyse in de vorm van masterplanning over de verschillende netvlakken heen zou in dan ook waardevol zijn.

Een grote belemmering voor opschaling van power-to-heat is dus het verkrijgen van een netwerkaansluiting. Veel bedrijven staan op de wachtlijst bij de netbeheerders, wat de flexibiliteitsrol die power-to-heat op de korte termijn kan leveren in de weg zit.

Opschaling tot technisch potentieel lijkt op tijd haalbaar

In februari 2025 is een budget van € 750 miljoen beschikbaar gesteld voor de SDE++-categorieën Lagetemperatuurwarmte, Hogetemperatuurwarmte en Moleculen. Gezien dit

⁸ Aanhangsel Handelingen, 2023/24, nr. 9.

budget en de historische aanvraagvolumes, is een jaarlijkse toename van minimaal 200 MW aan e-boilervermogen realistisch en haalbaar.

Het is nog niet vastgesteld of het P2H-potentieel aangesloten kan worden op het net (MS of HS). Een integraal plan (Energieplanologie) over de netvlakken heen kan inzichten opleveren en de besluitvorming ondersteunen.

Concluderend lijkt power-to-heat tot aan het technisch potentieel te kunnen groeien richting 2035, maar moet op enkele belemmeringen nog geacteerd worden. Een verlaging of vrijstelling van de netkosten, een blijvende reservering in de subsidiëring en het vereenvoudigen van het verkrijgen van een netaansluiting, kunnen bijdragen aan het ontsluiten van de flexibiliteitsrol van power-to-heat voor het Nederlandse energiesysteem.

3.2 Power-to-hydrogen kan opschalen tot meerdere tientallen GW maar vertraagt zonder ondersteuning

Hoge ambities en doelstellingen voor elektrolyse

Voor het elektriciteitssysteem kan power-to-hydrogen een rol vervullen in het flexibel converteren van opwek van elektriciteit uit wind en zon naar waterstof, mits die waterstof wordt opgeslagen/gebufferd en/of direct flexibel kan worden gebruikt. Ook in de bredere Europese energietransitie speelt waterstof een belangrijke rol: de REPowerEU strategie streeft naar 10 Mton eigen productie en 10 Mton import van groene waterstof in 2030, en stelt dat waterstof een sleutelcomponent is in het decarboniseren van energie-intensieve industrie en transport (Europese Commissie, 2022). Nieuwe doelen voor de *Renewable Energy Directive* III (REDIII) bevatten daartoe een doelstelling van gebruik van Hernieuwbare Brandstoffen van Niet-Biologische Oorsprong (RFNBO) in de industrie van 42% in 2030 en 60% in 2035 (Europees Parlement, 2023). Ook in de transport- (startend 1% in 2030) en luchtvaartsector (startend met 1,2% in 2030) zijn er doelstellingen geformuleerd in het kader van ReFuelEU (Europese Commissie, 2023).

In de Nederlandse beleidscontext zijn ook ambitieuze doelen en ambities geformuleerd: het Klimaatakkoord bevatte een doelstelling van 4 GW elektrolyse in 2030, waar later een streefdoel van 8 GW in 2032 aan toe werd gevoegd (Jetten, 2023). Het NPE bevat vervolgens richtwaarden van 15-20 GW in 2040. In het kader van de REDIII-verplichting heeft in het najaar van 2024 de consultatie over het conceptwetsvoorstel Jaarverplichting RFNBO's in de industrie plaatsgehad, waarmee het traject tot concrete vraagontwikkeling naar groene waterstof nog lopende is. Verder zijn er verschillende ondersteunings-instrumenten ontwikkeld, naast SDE++-regeling die al in een elektrolysecategorie voorzag. Desondanks is het aantal investeringsbeslissingen afgelopen jaren beperkt, met lange tijd in feite slecht één groot project dat met enkele kleinere projecten optelde tot ruim 200 MW. In 2025 werden echter wel nog twee grote projecten aangekondigd, waarmee dit vermogen is opgelopen tot ruim 750 MW.

Uit de bandbreedte, geschetst door scenariostudies, blijkt een grote onzekerheid voor de grootte van de rol van power-to-hydrogen. Elektriciteitsmarktstudies van CE Delft & Witteveen + Bos en TNO komen in een vrije optimalisatie op erg verschillende waarden uit: respectievelijk 1,6 GW in 2035 en 25 GW in 2040. Hier blijken investeringskosten de doorslag te geven, die de laatste jaren sterk toenemen. In de systeemoptimalisatie ten

grondslag aan de ADAPT en TRANSFORM-scenario's van TNO ligt, komt 4-9 GW elektrolyse voor in 2035, en 9-18 GW in 2040.

De projectportfolio's van elektrolyse in de CES-en in de kustprovincies tellen op tot 5,6 GW aan elektrolyse vermogen in 2030 en zelfs 10,9 GW in 2035. Daarmee overstijgt deze weerslag van de planvorming bij de industrie de doelstelling voor 2030 en is vergelijkbaar met de richtwaarden die voor 2035 zouden volgen bij gelijkmatige groei. De projecten bevinden zich echter voor het merendeel (87%) nog in een beginnend stadium (PBL, TNO & RVO, 2024a).

Zowel financiële risico's als afhankelijkheden van infrastructuur vertragen opschalen flexibele elektrolyse

In tegenstelling tot de verwachtingen zijn er nog weinig elektrolyzers operationeel. De Alkaline elektrolyser (AEL) en Polymer Electrode Membrane (PEM) elektrolyser zijn in schaal van respectievelijk 165 MW_e en 5 MW_e in de praktijk gerealiseerd (IEA, 2019). Desondanks is het aantal investeringsbeslissingen in Nederland met ruim 200 MW nog altijd beperkt. Dat kan deels toegeschreven worden aan het feit dat de beleidskaders nog in ontwikkeling waren. Daarnaast zijn Europese eisen voor de kwalificatie hernieuwbare brandstof van niet-biologische oorsprong (RFNBO) relatief complex.

Verder is afgelopen jaren duidelijk geworden dat de kosten voor elektrolyse hoger blijken uit te pakken dan aanvankelijk gedacht. In het rapport RHyCEET (TNO, 2024) bleken de bij marktpartijen opgehaalde investeringskosten (€3.050/kW_e) al ver boven de in de SDE++ gehanteerde kosten gestegen te zijn (€2.200/kW_e). De elektriciteitskosten, door inflatie gestegen materiaalkosten en nettarieven bleken de grootste bijdragen.

Op de kortere termijn kan opschaling van power-to-heat een belemmering voor elektrolyseprojecten gaan vormen. Gegeven de huidige energetische rendementen ligt de activatieprijs van elektrische boilers ongeveer anderhalf maal zo hoog als die van (PEM) elektrolyzers.⁹ E-boilers worden dan bij prijsdalingen niet alleen eerder geactiveerd, maar bovendien leggen ze bij voldoende schaal ook een bodemprijs in de markt die anderhalf maal te hoog is voor puur marktgedreven elektrolyse. Dat resulteert in een lager aantal draaiuren en verslechterende business case voor markt-gedreven elektrolyse.¹⁰ Dat zou bijvoorbeeld verholpen worden met een vraagverplichting voor groene waterstof, maar vereist dan wel een penalty op non-compliance die ten minste het verschil in activatiekosten overbruggt (en daarmee een prijs zet voor certificaten en kostenafwenteling op de daartoe verplichtte groene waterstof gebruikers). Een alternatief zou bijvoorbeeld geboden kunnen worden door een exploitatiesubsidie voor elektrolyse die dit kostprijsverschil overbruggt, waarmee de kosten worden afgewenteld op het Rijk. Dergelijke vraagstukken zouden zich niet voordoen als volgordelijkheid van ontwikkeling van flexibele conversievraag wordt gerespecteerd; eerst e-boilers opschalen in samenhang met wind op zee en na verzadiging van het techno-economisch potentieel elektrolyse vermogen opschalen. Uitgaande van het voorliggende perspectief op e-boiler vermogen ontwikkeling van 0,5 GW per jaar tot een technisch potentieel van 5 à 7 GW zou daarmee pas na 2030 ruimte ontstaan voor marktgedreven (flexibele) elektrolyse en dus ook ondersteunde elektrolyse met beperkte herverdelingseffecten.

⁹ Dit wordt bepaald door 1) relatieve rendementsverhouding e-boiler-gasboiler (beide ~95% ongeveer), versus relatieve rendementsverhouding elektrolyzers-SMR huidige H2 leverancier of last resort (ongeveer 2/3), en 2) prijs voor het alternatief (aardgas). Uitgaande van aardgasprijs ~30 Eur/MWh, is de een activatieprijs ~30 Eur/MWhe voor e-boilers en 2/3 daarvan voor elektrolyzers.

¹⁰ Elektrolyzers die flexibel wordt bedreven.

Verder is de opschaling van elektrolyse sterk afhankelijk van publieke voorzieningen.

Variabele productie van groene waterstof vraagt om een vorm van opslag, gezien het profiel van de waterstofvraag in de industrie (op dit moment) grotendeels constant is. Hiervoor is in Nederland grote potentie voor opslag in zoutcavernes, waaronder de geplande opening van de caverne in het HyStock project: 6 kton in 2029 (HyStock, 2024). De drie volgende waterstofcavernes in het project worden “snel na 2030 ontwikkeld”, maar vergunningverlening, veiligheidsoverwegingen en investeringsrisico's in waterstofopslag vormen een risico voor de opschaling van elektrolyse in Nederland.

Daarnaast vraagt de combinatie van productie en opslag om een landelijk waterstofnetwerk. De aanleg daarvan is gestart (Gasunie, 2024), maar o.a. vertraging in de ontwikkelingen rondom de Delta Rhine Corridor (Jetten R. , 2024) vormen een risico voor de tijdige afronding van een landelijk waterstofnetwerk.

Tot slot worden in de rapportage van de CES-en knelpunten benoemd waarom het merendeel van de genoemde projecten nog in een beginnend stadium zit. Langdurige vergunningsprocedures, onvoldragen wet- en regelgeving rond waterstof, gebrek aan fysieke ruimte en tijdige ruimtelijke inpassing, tekort aan arbeidskrachten, financieringsknelpunten en financiële risico's worden genoemd, terwijl veel grote industriepartijen in toenemende mate onder druk komen te staan door toenemende energiekosten, emissiekosten en concurrentie op de wereldmarkten.

Opschalen vergt ondersteuning nettarieven en perspectief op uitrol infrastructuur

Tegen deze achtergrond lijken de doelstellingen en streefwaarden voor waterstofelektrolyse voor 2030 en daarna vooralsnog uit zicht te raken. Het zal komende jaren ten minste vervolmaking van de afnameverplichting voor groene waterstof vergen, evenals passende ondersteuningskaders en financiering om de doelstellingen voor 2030 en 2032 nog in zicht te houden. Dat geldt dus ook voor de eventuele flexibiliteitsvoorziening die elektrolyse kan leveren.

Er zijn wel al enkele beleidsinstrumenten aanwezig voor het opschalen van power-to-hydrogen. In de SDE++ is in 2022 en 2023 een subsidiebedrag verleend van €180 mln voor totaal 40 MW elektrolyzers (PBL, 2024) (Jetten R. , 2023). Daarnaast heeft de Subsidieregeling Opschaling Volledig Hernieuwbare Waterstofproductie via Elektrolyse (OWE) €250 mln toegekend aan zeven projecten, goed voor totaal 101 MW elektrolysecapaciteit (RVO, 2024). Gezien de lage capaciteit van elektrolyseprojecten met reeds genomen investeringsbeslissing (FID), is er meer nodig om de gewenste opschaling van elektrolyse te realiseren.

De ontwikkeling van een geloofwaardige aanpaste structuur van nettarieven zoals hiervoor besproken zal dan ook een belangrijk aandachtspunt moeten zijn voor de komende jaren. Een analyse door CE Delft concludeert dat de voorgenomen ATR85 al sterk bijdraagt aan verlaging van de netkosten voor de gebruiker en de investeringskosten voor de netbeheerder door efficiënter gebruik van het net (CE Delft, 2024a).

Verdere opschaling van deze flexibele vraagcategorie vergt, naast voldragen beleidskaders, passende ondersteuningsmechanismen met passende structuren voor de nettarieven ook een geloofwaardig perspectief op de uitrol van infrastructuur.

4 Opslag is belangrijk voor de betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem

Grootschalige energieopslag is nodig voor een werkende en betrouwbare CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening.

Momenteel komen systeembatterijen alleen rond op de onbalansmarkten. Echter, de volatiliteit en spreiding van de elektriciteitsprijs zal in de toekomst naar verwachting groeien. Bij prijsverschillen van 100 €/MWh zullen systeem-batterijen ook op de Day-Ahead- en Intraday-markten kunnen acteren. Richting 2035 kan marktgedreven batterijopslag oplopen tot in totaal 10 GW: 2 GW op de onbalansmarkt, 4 GW op de spotmarkt en 4 GW op de congestiemarkt. Hiermee lijkt beleidsondersteuning voor korte-termijn-systeembatterijen niet nodig. Daarentegen heeft de huidige structuur van nettarieven een negatieve invloed op de business case wat de opkomst kan uitstellen. Batterijen inzetten voor CO₂-reductie is echter niet kosteneffectief.

Middel- en langetermijnopslag zoals compressed air energy storage (CAES), redox-flow batterijen en waterstofopslag zal ook nodig zijn om luidtes in energieopwek op te vangen. 10 GW middellange-termijn opslag (tot enkele dagen) wordt gezien als nodig voor het systeem in 2035 en daarna.

Langere termijn energieopslag (LDES – Long Duration Energy Storage) is volgens analyse kosteneffectief voor een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening. De huidige energy-only markt¹¹ zal naar verwachting onvoldoende investerings-zekerheid bieden voor LDES.

4.1 Systeembatterijen en CAES bieden flexibiliteit nodig voor een betrouwbaar elektriciteitssysteem.

De afgelopen jaren is er sprake van een grote interesse vanuit de markt in kortetermijnopslag met batterijen. Stijgende arbitrageopbrengsten in de onbalansmarkt en de spotmarkt zijn een grote drijfveer. Ze bieden ook verlichting bij congestieproblematiek. In de toekomst zullen batterijen en andere opslagvormen ook een rol spelen in de systeembalans.

Scenariobeelden verschillen sterk

De projecties voor het aantal batterijen richting 2035 verschillen sterk van elkaar.

¹¹ In een energy-only markt krijgen partijen betaald voor de stroom die ze daadwerkelijk leveren, en niet voor het beschikbaar stellen van vermogen (leverings- of opwekcapaciteit).

- TenneT stelt in de Monitor Leveringszekerheid (MLZ (Tennet, 2024)) dat er **7,2 GW** aan geïnstalleerd batterijcapaciteit waarschijnlijk tot zeer waarschijnlijk levensvatbaar is in 2033. Dit betreft grootschalige batterijen, batterijen op huishoudniveau, EV's en batterijen bij zonneparken.
- De aannames in MLZ voor grootschalige batterijen zijn in lijn met de conclusie van CE Delft dat er **1 tot 2 GW aan grootschalige batterijen in 2030** levensvatbaar is (CE Delft, 2023a).
- Netbeheer Nederland neemt in het Klimaatambitie-scenario **12,3 GW** aan batterijen inclusieve EV in 2030, en 22,7GW in 2035 (NBNL, Scenario's investeringsplannen 2024, 2023).
- **8,9 GW langetermijnopslag** (in de vorm van compressed air energy capture) in 2035 wordt voorzien in (CE Delft & Witteveen + Bos, 2024). In de gevoeligheidsvariant zonder langetermijnopslag moet meer flexibiliteit komen van 4-uursbatterijen, 8-uursbatterijen, extra elektrolyzers, meer curtailment van hernieuwbare energie en meer waterstofcentrales.

Vooruitzichten: 1-2 GW voor de onbalansmarkt. Day-ahead en intraday bij prijsverschil van 100 €/MWh

Er is geen twijfel dat grootschalige batterijen een rol hebben in het elektriciteitssysteem, maar er bestaat nog een grote onzekerheid omtrent de rol van opslag. De businesscase van batterijen is nu voornamelijk gebaseerd op de spreiding (spread) van de elektriciteitsprijzen op de onbalansmarkt. Een verschil tussen inkoop- en verkoopkosten van elektriciteit levert winst op. Wanneer de spreiding van elektriciteitsprijzen op andere markten, zoals de day-ahead of intraday, hoger wordt, zal er ook op deze markten een positieve businesscase ontstaan. De toekomstige (hogere) ETS-prijs zal ervoor zorgen dat ten tijde van weinig opwek uit hernieuwbare bronnen een hoge elektriciteitsprijs tot stand zal komen. Tijdens deze uren wordt de elektriciteitsprijs bepaald door de marginale kosten van gascentrales. Batterijen zullen arbitrerende tussen momenten met weinig en veel opwek uit hernieuwbare bronnen. De businesscase voor grootschalige batterijen is door de stijgende rentes en nettarieven de afgelopen jaren verslechterd.

Afgelopen jaren is er sprake van een grote interesse vanuit de markt in korte termijn opslag met batterijen. Sinds 2021 is het aangevraagde vermogen voor batterij-opslag met 71 GW sterk opgelopen (aangevraagd capaciteit op het HS-net, niet gerealiseerd). Netbeheer Nederland ziet 10 GW als voldoende.¹² Drijvende factoren voor de vele aanvragen zijn kostenoptimalisatie en netcongestie. De arbitrageopbrengsten in de onbalansmarkt zijn gestegen door grotere volatiliteit en prijs spreiding. Verschillende analyses, waaronder (CE Delft, 2023a), schetsen een marktpotentieel voor systeembatterijen¹³ op de onbalansmarkt in de orde van 1 - 2 GW, voornamelijk op basis van de prijzen op de FCR en aFRR.

Richting 2035 zou de spotmarkt (day-ahead en intraday) ruimte voor nog eens 4 GW aan batterijen bieden om te arbitrerende tussen de lage elektriciteitsprijzen tijdens de zonnepiek en de hogere prijzen in de ochtend en avond, en nog eens 4 GW op de congestiemarkt¹⁴. Met 2 GW op de onbalansmarkt kan marktgedreven batterijopslag oplopen tot in totaal 10 GW.

¹² <https://duurzaam-bedrijfsleven.nl/nieuws/opvallend-veel-aanvragen-van-batterij-exploitanten>

¹³ Systeembatterijen zijn grootschalige batterij-installaties die direct gekoppeld zijn aan het elektriciteitsnet en worden ingezet voor **systeemdiensten**, bijvoorbeeld balanceren van vraag en aanbod, frequentie- en spanningsregeling, en het opvangen van variaties door zon en wind.

¹⁴ Op de congestiemarkt is ook de locatie van de batterij belangrijk omdat het ingezet wordt om lokaal/regionaal het net te balanceren, in plaats van de nationale elektriciteitsbalans.

De hoge gasprijzen na de inval van Oekraïne in 2022 leidde tot hogere marginale kosten voor elektriciteitsproductie in Nederland.¹⁵ De volatiliteit en spread liep daarmee ook op omdat de laagste spotprijs van de dagelijkse zon-gedreven prijscyclus rond het middaguur komt. Sterke groei van de aanvoer van LNG drukte echter weer de prijzen en in de navolgende jaren groeide bovendien de exportcapaciteit van LNG in de Verenigde Staten fors. Voor de periode tot 2030 biedt dat geen robuust vooruitzicht op deze arbitrage-inkomsten. De businesscase voor batterijen op de spotmarkt is dus onzeker.

Toenemende congestieproblematiek en onder andere het GOPACS-marktplatform bieden kansen voor inzet van batterijen ten behoeve van congestiemanagement. Een robuuste business case werd beperkt door beperkte liquiditeit en het veelal tijdelijke karakter van congestie op hogere netvlakken gedreven door projecten voor netverzwaring. In 2022 werden biedplicht en Capaciteitsbeperkende Contracten (CBC's) en non-firm Aansluit- en transportovereenkomst (ATO) ingevoerd (ACM, 2025). De CBC's bieden echter onvoldoende vergoeding, en marktpartijen zouden dan ook graag een hoger gebruik van GOPACS zien (Ecorys, 2024). Voor congestiemanagement is de locatie van de batterij belangrijk.

In de MLZ 2024 wordt uitgegaan van 5 GW aan batterijen voor 2030, waarvan 3 GW markt-gedreven en 2 GW op basis van de indertijd aangekondigde ondersteuning in combinatie met een batterijverplichting voor zonneparken. Daarna zijn de plannen voor de batterijverplichting aangepast, maar is in de Rijksbegroting van 2024 € 257 mln. gereserveerd voor opslag bij zonneparken. Een overzicht uit 2024 van de vooruitzichten op basis van een peiling schetst een beeld van aanhoudende interesse op basis van projecten in ontwikkeling met realisaties richting de eerste GW. De projectpijplijn schetst nog 3 GW die de conceptfase voorbij zijn. Respondenten verwachten een verdere groei van realisaties tot 6 GW in 2027 (Ecorys, 2024).

Tegen de achtergrond van deze beelden lijkt realisatie van de in de MLZ veronderstelde **5 GW aan systeembatterijvermogen in 2030** denkbaar, maar het is niet gegarandeerd. De batterijverplichting voor zonneparken is aangepast en het is nog de vraag of batterijen bij zonneparken het systeem gaat helpen. Vanuit het hierboven geschetste marktpotentieel, **vergt verdere groei richting de 10 GW in 2035** vermoedelijk oplopende prijsverschillen tussen de zonnepiek en omliggende uren in de spotmarkt, bijvoorbeeld door oplopende ETS-prijzen en eventueel aanhoudende krapte op de wereldwijde LNG-markt. Bij **prijsverschillen van 100 €/MWh** tussen gascentrales en zon of wind zullen systeembatterijen ook op de Day-Ahead- en Intraday-markten kunnen acteren. Beleidsondersteuning van systeembatterijen lijkt dus niet nodig.

Lange en middellangetermijnopslag

Naast batterijen zijn er meerdere vormen van energieopslag: bijvoorbeeld compressed air energy storage (CAES) en waterstofopslag. 10 GW middellangetermijnopslag (tot enkele dagen) wordt voorzien in een analyse van de elektriciteitsvoorziening in 2035 en erna (CE Delft & Witteveen + Bos, 2024). Dit vermogen zou voor investeerders niet rendabel zijn, maar positief voor de systeemkosten. Systeemontwikkeling zonder deze flexibiliteits optie leidt tot hogere inzet op batterijen, elektrolyse + waterstofopslag, curtailment en import tegen 5% hogere systeemkosten, die echter staat of valt met de veronderstelde kosten.

In de praktijk wordt middellangetermijnopslag in de vorm van persluchtopslag ontwikkeld in zoutcavernes in Zuidwending. Deze trajecten zijn in concept al lang in ontwikkeling, maar in 2022 is het gekomen tot financiering en investeringsbesluit voor een persluchtopslag tot 84

¹⁵ Omdat het conventionele vermogen in Nederland grotendeels gasgestookt is.

uur (3 ½ dag) elektriciteitslevering met een leveringscapaciteit van 320 MW in 2028. Tegen 2030 worden volgens de plannen nog drie cavernes gerealiseerd en dat telt op tot ruim 1 GW leveringscapaciteit (Ecorys, 2024). Vanwege oponthoud rond vergunningverlening was het project in Zuidwending eerst *on hold* gezet en in augustus 2025 is een van de bedrijven achter de exploitatie failliet verklaard. Tijdens het schrijven van dit rapport is onduidelijk of en hoe de plannen voor persluchttopslag in Zuidwending doorgaan. Significante opschaling voor 2035 zal uitdagend zijn gezien de ontwikkeltijd en de concurrerende behoefte aan zoutcavernes voor waterstofopslag.

In het Programma Energiehoofdstructuur wordt gerapporteerd dat opslag van waterstof in zoutcavernes voorrang heeft boven persluchttopslag (Rijksoverheid, 2024a), omdat uit eerdere integrale scenariostudies een beperkte rol voor persluchttopslag wordt voorzien. Later gepubliceerde marktanalyse voor een CO₂-vrij elektriciteitssysteem voorziet echter een grote rol voor persluchttopslag (CE Delft & Witteveen + Bos, 2024). Significante verdere opschaling vóór 2035 is echter uitdagend gezien de ontwikkeltijd en de concurrerende behoefte aan zoutcavernes voor waterstofopslag. Er lopen verder nog enkele innovatietrajecten van honderden MW aan flow-batterijen met een nu nog wat lagere *technology readiness level* (TRL) die in de periode tot 2035 kunnen gaan bijdragen aan de middellange-termijn-opslagcapaciteit. Andere innovatieve vormen van opslag die op termijn een rol kunnen gaan spelen zijn o.a. Liquid Air, dat 10 tot 72 uur kan overbruggen, of elektrochemische oplossingen met een langere opslagduur, zoals zinc-air-batterijen (tot 100 uur) en iron-air-technologie (ongeveer 100 uur) (LDES Council, 2024).

4.2 Belangrijkste belemmeringen

Netcongestie en nettarieven

Systeembatterijen dragen niet altijd bij aan het oplossen van netcongestie. Door te reageren op de energie- en onbalansmarkten kan er juist congestie ontstaan op het netvlak waar de batterij actief is. Voor het oplossen van netcongestie zijn er een aantal problemen. Ten eerste zijn de opbrengsten uit congestiemanagement te laag om de misgelopen kosten voor de batterij te dekken. Ten tweede is een typische 2/4-uursbatterij vaak niet in staat om periodes van netcongestie volledig op te lossen. Deze periodes duren al snel acht tot twaalf uur. Ten derde zou geografische en temporele duiding van nettarieven de negatieve bijdrage van systeembatterijen op de MS-piekbelasting kunnen verlichten.

Ruimte en landschappelijke inpassing

De ruimtelijke inpassing en vergunningstrajecten kunnen veel tijd in beslag nemen. Bovendien zouden grote batterijen vooral geplaatst moeten worden op locaties waar die batterij de netcongestie niet verergerd en liefst helpt, bijvoorbeeld bij grootschalig opwek.

Business case: Batterijen bij grootschalige zonneparken alleen rendabel met subsidie

Een verplichting voor batterijen bij zonneparken werd in april 2023 aangekondigd, samen met een subsidieregeling (Kamerstuk, 2023). Uit onderzoek van CE Delft (2023a) blijkt dat zonder deze subsidie de businesscase voor batterijen bij zonneparken niet haalbaar is.

Er is 416 miljoen euro beschikbaar voor batterijen bij grootschalige zonneparken (Jetten R. , Kamerbrief: Voortgangsupdate rol batterijen in het energiesysteem, 2023). Met dit budget kan 160 tot 330 MW aan batterijvermogen worden gerealiseerd, gekoppeld aan 320 tot 660 MW aan zonneparken.

Hoge kosten voor vermeden CO₂-emissies door batterijen: € 750–5000 per ton

Verdere ondersteuning zou vanuit het perspectief van klimaatbeleid afgewogen moeten worden tegenover ondersteuning van andere flexibele emissiereductietechnieken als power-to-heat of power-to-hydrogen. De kosten van de vermeden CO₂-emissies voor batterijen voor uitgestelde levering zijn echter hoog met inschatting oplopend vanaf € 750 per ton op basis van het referentiepark in 2022 (PBL, TNO & DNV, 2022) tot € 2500 à € 5000 per ton in navolgende inschattingen voor een gasgestookte referentie (CE Delft, 2023a).

4.3 Toekomstperspectief

Systeembatterijen tot 10 GW marktgedreven

Systeembatterijen zijn nodig voor een werkend en betrouwbaar elektriciteitssysteem, maar leiden niet tot kosteneffectieve CO₂-reductie. Momenteel worden systeembatterijen alleen ingezet op de onbalansmarkt. Door hogere prijsverschillen zullen systeembatterijen ook op de Day-Ahead- en Intraday-markten kunnen acteren. Daarmee lijkt beleidsondersteuning van systeembatterijen dus niet nodig. Daarentegen heeft de huidige structuur van nettarieven een negatieve invloed op de business case van systeembatterijen wat de opkomst kan doen uitstellen.

Voor congestieproblematiek op bedrijventerreinen kunnen batterijen bijdrage aan flexibiliteit zodat de bedrijven kunnen elektrificeren of groeien. Dit lost een lokaal probleem op en draagt niet bij aan de systeembalans.

Ondersteuning innovaties blijft nodig

CAES en andere middellangetermijn opslag zijn volgens een recente analyse een kosteneffectieve invulling van een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening (CE Delft & Witteveen + Bos, 2024). In 2031 werd de in gebruik name van de eerste persluchttopslag verwacht. In augustus 2025 is een van de bedrijven achter de exploitatie van Zuidwending echter failliet verklaard. Kosten voor vergunningen wordt gemeld als de reden. Tijdens het schrijven van dit rapport is onduidelijk of en hoe de plannen voor persluchttopslag in Zuidwending doorgaan.

Langere termijn energieopslag (LDES) tot bijvoorbeeld 48 uur is gewenst om lufte in energieopwek op te vangen en wordt gezien als een cruciaal element van een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem. Redox-flow batterijen zijn in principe in staat om over langere tijd te laden of ontladen en lijken een geschikte kandidaat voor LDES. Ze zijn echter nog in ontwikkeling en niet commercieel beschikbaar.

Om deze innovaties te ondersteunen kan gedacht worden aan specifieke subsidiëring. In het Verenigd Koninkrijk is bijvoorbeeld £69 miljoen aan financiering beschikbaar gesteld onder het LDES Demonstration Programme voor power-to-power, power-to-heat en andere power-to-x technologieën (LDES Council, 2024). Het gaat hier om (haalbaarheidsstudies van) demonstratieprojecten, en bouw en commissie van first-of-a-kind installaties. Het verzekeren van een gelijke hoogte aan private investeringen en risicodeling behoorde tot de eisen. (UK Government, 2022). De Duitse overheid heeft een publieke consultatie geopend over de strategie m.b.t. LDES in het Kraftwerkssicherheitsgesetz (BMWK, 2024). Dit economisch groeipakket bevat ruimte voor 500 MW aan aanbestedingen van lange termijnopslag. Hiervoor wordt voorzien dat er tenders in 2025 en 2026 plaatsvinden van respectievelijk 200 MW en 300 MW (BMWK, 2022).

CE Delft verwacht dat de huidige energy-only markt onvoldoende investeringszekerheid zal bieden voor LDES. Aanpassing van het huidige marktontwerp kan de competitiviteit van

LDES vergroten. In een energy-only markt krijgen partijen betaald voor de stroom die ze daadwerkelijk leveren, en niet voor het beschikbaar stellen van vermogen zoals in een capaciteitsmarkt.

Overheden kunnen helpen met de ruimtelijke integratie

De overheid kan verschillende maatregelen nemen om te helpen met de locatie van opslag via richtlijnen en instructieregels. Opslag kan expliciet worden opgenomen in omgevingsplannen en versnelde procedures zouden kunnen worden ingevoerd, met één loket voor alle vergunningen en duidelijker richtlijnen voor vergunningverleners. Daarnaast helpt proactieve ruimtelijke planning waarbij geschikte locaties worden gezocht en mogelijke combinatie met bestaande energie-infrastructuur.

Zoals voorgesteld in (CE Delft, 2023b) en (CE Delft, 2023a) zouden de RES-regio's of het Programma Energie Hoofdinfrastructuur (PEH) in overleg met de netbeheerder een sturende rol kunnen pakken. Daarnaast kan de overheid richtlijnen geven aan provincies en gemeenten voor de ruimtelijke integratie en de vergunningsprocedure.

Als liquiditeit op GOPACS toeneemt geeft dat incentive voor batterijen

De liquiditeit op GOPACS is nu (2024) dun en instabiel. Het is vaak een locatiegebonden, tijdelijke krapte gedreven door investeringsprojecten van TenneT. Met meer stabiliteit stijgt de incentive om een batterij te plaatsen.

Ondersteuning aan opslag voor een betrouwbaar elektriciteitssysteem

Steun aan opschaling van opslag zou gerechtvaardigd kunnen worden vanuit klimaatbeleid en de ambitie van een betrouwbaar CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening in 2035. Afgezien van de ontwikkelingen rond nettarieven (die ook voor de businesscase van deze flexibiliteitsopties van groot belang zijn), wordt vanuit het beleidskader niet actief ingezet op ondersteuning van opslag (behalve de batterijenverplichting bij zonneparken). Gegeven de moeizame ontwikkeling van dit opslagsegment met lange doorlooptijden, kan daarbij gedacht worden aan tenderprocedures zoals die sinds al enkele jaren worden ingezet in enkele omliggende landen.

5 Grootschalige vraagsturing is een oplossing voor de hoogste pieken

Grootschalige vraagsturing (demand respons) kent lage investeringskosten in combinatie met hoge operationele kosten. Deze combinatie maakt dat deze vorm van flexibiliteit voor een klein aantal uur per jaar kosteneffectief is. DNV en TenneT voorzien ongeveer 2 GW aan industriële vraagsturing in 2030 waarbij DNV stelt dat deze bij een prijs van ongeveer 500 €/MWh zouden willen afschakelen. Door de toenemende elektrificatie en hogere volatiliteit van elektriciteitsprijzen zal deze prijs vaker bereikt worden en is dus een stijging van grootschalige vraagsturing voorzien. Het technisch en techno-economisch potentieel voor industriële vraagsturing laat zich echter lastig in kaart brengen. Verder is het onduidelijk in hoeverre industriepartijen in staat zijn tijdig en op grote schaal vraagsturing te operationaliseren. En er lijkt niet voldoende bewustzijn bij industriële partijen te zijn dat vraagsturing geld kan opleveren.

Actief bijdragen aan het vergroten van industriële vraagsturing kan door het creëren van bewustzijn en door extra prijsprikkels toe te voegen.

5.1 Vraagsturing is kosteneffectief om de piekvraag voor een beperkt aantal uur per jaar te verlagen

In een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem zal een beperkt aantal uren per jaar een relatief hoge piek van enkele GW aan resterende vraag voorkomen die niet gedekt kan worden door productie. Voor die situaties is industriële vraagafschakeling een kansrijk alternatief in plaats van investeringen in opslag, infrastructuur of opwek.

Grootschalige afnemers van elektriciteit, zoals de industrie, kunnen hun vraag verplaatsen in de tijd of afschakelen. De lage investeringskosten (CAPEX) van deze flexibiliteitsoptie in combinatie met hoge operationele kosten (OPEX) maakt dat deze vorm van flexibiliteit kosteneffectief is voor een beperkt aantal uren per jaar. Het is echter onduidelijk wat de operationele kosten precies zijn van deze vorm van flexibiliteit. Dit is erg moeilijk in kaart te brengen vanwege de grote verscheidenheid aan processen, bijbehorende kosten en onderlinge verbanden tussen productieprocessen op bedrijventerreinen en industrieclusters.

Scenario's grootschalige vraagafschakeling

DNV voorspelt 1,9 GW aan grootschalige vraagsturing van een theoretisch potentieel van 4 GW in 2030

De operationele kosten die gepaard gaan met industriële vraagsturing vormen een belemmering om het theoretisch potentieel te halen. Dit blijkt uit een studie van DNV naar de potentie van grootschalige vraagsturing (DNV, 2021). In samenwerking met industriële partijen is er een analyse gemaakt van de processen en bijbehorende (kost)prijzen. DNV heeft een inschatting gemaakt van het potentieel, de beschikbaarheid in de tijd en de kosten van het inzetten van deze vorm van flexibiliteit. De conclusie is dat er in 2030 een theoretisch potentieel van 4 GW aan industriële vraagsturing beschikbaar is. Dit betekent niet dat dit potentieel ook daadwerkelijk wordt benut. Van het theoretisch potentieel in 2020 van 3,4 GW heeft 40% een kostprijs hoger dan de maximumprijs van de day-ahead markt (3000 euro/MWh). De schatting is dat de marktparticipatie in 2020 zo'n 700 MW was en dat dit in 2030 1,9 GW van het 4 GW theoretisch potentieel zal zijn.

TenneT voorziet dat 20% van de industriële elektriciteitsvraag flexibel zal zijn

TenneT voorziet in de monitor leveringszekerheid (Tennet, 2024) een industrieel vraagsturing potentieel van 1,7 GW in 2030 en 1,9 GW in 2033. Deze waarden zijn een interpolatie van de waarden in het IP2024 van de Nederlandse Netbeheerders (NBNL, Scenario's investeringsplannen 2024, 2023). Deze veronderstellen dat 20% van de industrievraag naar elektriciteit flexibel genoeg is om vraagrespons te kunnen leveren. TenneT onderbouwt deze aannames met een eigen studie naar industriële vraagrespons (Tennet, 2024a). Hierin wordt ook gesteld dat met de toenemende elektrificatie het potentieel van vraagrespons de komende jaren zal stijgen.

CE Delft, en Witteveen en Bosch gaan uit van lagere kosten en meer grootschalige vraagsturing

De elektriciteitsmarktstudie van CE Delft en Witteveen en Bos (CE Delft & Witteveen + Bos, 2024) gaat in het referentiescenario uit van 20% flexibele vraag in de industrie (2,8 GW) met een bijbehorende gemiddelde willingness-to-accept van 200 euro/MWh. Daarnaast wordt er in de gevoeligheidsanalyse gekeken naar scenario's met:

- weinig vraagsturing (10% van industriële vraag en een gemiddelde willingness-to-accept van 400 euro/MWh) en,
- veel vraagsturing (30% van industriële vraag en gemiddelde willingness-to-accept van 100 euro/MWh).

Vraagsturing is in deze studie één van de weinige businesscases die rendabel is in 2035. Al moet wel vermeld worden dat de kostenaannames (willingness-to-accept van 200 euro/MWh) in deze studie haaks staan op de kosten die zijn geïnventariseerd in de analyse van DNV. Uit de analyse van DNV blijkt dat slechts 1,8 GW een willingness-to-accept onder de 500 euro/MWh heeft, het merendeel van de theoretisch beschikbare vraagsturing in 2035 heeft een willingness-to-accept van meer dan 3000 euro/MWh.

Grootschalige vraagsturing is kosteneffectief en heeft potentieel, maar is onvoldoende in kaart.

Het techno-economisch potentieel voor industriële vraagsturing is naar verwachting significant, vanwege de grote bijdrage van de industrie aan de landelijke vraag naar elektriciteit. Bovendien vormt het bedrijfseconomische afwegingskader in principe een solide basis voor marktconforme beslissingen. Het technisch en techno-economisch potentieel voor industriële vraagsturing laat zich echter lastig in kaart te brengen. Het industriële productiesysteem kent een veelheid aan verschillende complexe en samenhangende processen. Daarbij gaat het bovendien veelal om vertrouwelijke informatie, die in het publieke domein niet eenvoudig is terug te vinden.

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

- TenneT brengt sinds 2018 het marktpotentieel voor industriële vraagsturing in kaart binnen de context van de rapportagecyclus Monitoring Leveringszekerheid. Het navolgende jaar presenteert TenneT een methode voor inschatting van industriële vraagsturing die gebaseerd is op analyse van biedcurven in de day-ahead markt boven de 150 €/MWh als inschatting van het bestaande marktpotentieel van 700 MW afschakelbare industriële vraag.¹⁶ De inschatting wordt tot voor kort gebruikt in de doorrekening van leveringszekerheid. Dit vormt een conservatieve inschatting op basis van het historische marktpotentieel.
- In de laatste MLV 2024 is de inschatting echter gebaseerd op een hoger potentieel. Het potentieel wordt gebaseerd op een studie van DNV GL uit 2021, waarin achtereenvolgens het techno-economisch potentieel voor vraagsturing in de vorm van vraagafschakeling met bijbehorende prijsinschatting voor zeven sectoren wordt ingeschat op basis van literatuur, kosten en winstmarges, en interviews met een zestal industriebedrijven en veertien vertegenwoordigers uit de overheidssector en de adviessector.

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

5.2 Belangrijkste belemmeringen

Bij gebrek aan de juiste (prijs)prikkels zal er weinig grootschalige vraagsturing beschikbaar komen

Grootschalige vraagsturing is een veelbelovende manier van flexibiliteit in het elektriciteits-systeem. Uit de studies van DNV en TenneT blijkt dat het theoretisch potentieel door de toenemende elektrificatie de komende jaren zal toenemen. Het aandeel dat in 2030 rendabel flexibiliteit zal leveren zal rond de 1,8 GW liggen (DNV GL: 1,9 GW en TenneT: 1,7 GW). Naast de hoge operationele kosten is het ook de vraag in hoeverre partijen met theoretisch potentieel voor grootschalige vraagsturing zich hier bewust van zijn. Zolang de juiste (prijs)prikkels niet worden gegeven is er voor deze partijen geen reden om vraag naar elektriciteit af te schakelen of te verplaatsen.

¹⁶ De methode veronderstelt dat de stapsgewijs dalende vraagcurve in de spotmarkt, afschakeling bij oplopende vraagsturing vertegenwoordigt. In geval van de stapsgewijs oplopende aanbodcurve wordt verondersteld dat er geen productie van producenten boven de 150 €/MWh worden aangeboden (marginale kosten van productie liggen gewoonlijk lager). Aanbod tegen hogere prijzen zou dan ingekochte elektriciteit representeren, waarbij de inkopende partij bereid is om van gebruik van de ingekochte elektriciteit af te zien bij oplopende prijzen. De methode is geïnspireerd op een analyse die de Belgische landelijke netbeheerder Elia na 2017 toepaste.

De business case voor vraagrespons is gedreven door schaarstebeprijzing - die nu ontbreekt.¹⁷ Verder verschilt de bereidbaarheid om elektriciteitsgebruik af- of op te schalen bij grootverbruikers (de willingness-to-accept) enorm onder verschillende soorten verbruikers. De inschattingen voor willingness-voor-accept lopen van 150-3000 €/MWh. In 2025 wordt hier door TNO-onderzoek naar gedaan om meer inzichten te krijgen in de bereidheid voor en kosten van industriële vraagrespons.

Operationalisering

Operationele efficiëntie in industrie is juist altijd gericht geweest op stabiele output. Het is dus onduidelijk in hoeverre industriepartijen in staat zijn tijdig en op grote schaal vraag-sturing te operationaliseren. Gespecialiseerde bedrijven (aggregators) kunnen een rol daarin spelen.

Verder is er nog niet voldoende bewustzijn bij industriële partijen dat vraagsturing geld kan opleveren. En er is nog weinig bewustzijn van de rendabiliteit van industriële vraagsturing in de markt.

Elektrificatie en netaansluiting

Veel bedrijven in de energie-intensieve industrie hebben moeite met het verkrijgen van een aansluiting bij de netbeheerder met voldoende capaciteit om hun processen te elektrificeren. Dit zit het flexibilitieitspotentieel van power-to-heat en vraagsturing in de weg. Grootschalige vraagsturing zal voornamelijk komen door geëlektrificeerde versies van processen die momenteel via moleculen lopen. Vertraging in elektrificatie is dus een belemmering voor grootschalige vraagsturing.

5.3 Toekomstperspectief

Het mag duidelijk zijn dat het potentieel voor industriële vraagsturing een aantrekkelijk perspectief biedt vanuit zowel emissiereductie als leveringszekerheid. Het is echter onduidelijk in hoeverre een dergelijk potentieel ook daadwerkelijk gerealiseerd kan worden. Het is daarom wenselijk dat dit verder wordt verkend en ontsloten, zoals ook aangekondigd tegen het einde van 2024 (ministerie van KGG, 2024). De aangekondigde subsidie Flex-e is weliswaar gericht op congestie maar draagt mogelijk ook bij aan leveringszekerheid, evenals verdere reserveringen voor ontsluiting. Daarmee worden vanuit beleid de belangrijkste stappen gezet om dit potentieel te ontsluiten.

Tot 2030 zal industriële vraagsturing beperkt blijven – deze conclusie wordt ook ondersteund door de KEV en MLZ. Dit komt door onvoldoende opbrengsten in de huidige markt, en vereiste doorlooptijd voor operationele implementatie. Na 2030 kan schaarstebeprijzing leiden tot meer beschikbare vraagsturing.

Het technisch potentieel van vraagsturing neemt toe met toenemende elektrificatie. Het ministerie van Klimaat en Groene Groei is sinds 2023 bezig met maatwerkafspraken verduurzaming industrie met 14 grote partijen. In 2024 hebben acht partijen een intentieverklaring getekend.¹⁸

¹⁷ Schaarstebeprijzing betekent hoge prijzen voor elektriciteit, ver boven de marginale kosten voor marginale productie. In het huidige systeem hebben we marginale kostenbeprijzing en de prijzen worden (relatief) laag gehouden door kolen- en gascentrales. In een duurzaam elektriciteitssysteem worden momenten met hoge prijzen verwacht, maar die zijn er nog niet waardoor industriële vraagsturing nog niet op grote schaal ingezet wordt.

¹⁸ [Kamerbrief: voortgang maatwerkafspraken maart 2024](#)

6 Kleinschalige vraagsturing beperkt van invloed op de systeembalans

Voor vraagsturing op het laagspanningsnet spelen andere belemmeringen dan op systeemniveau. Het laagspanningsnet is oorspronkelijk ontworpen om bijvoorbeeld gloeilampen en een koelkast te kunnen bedienen. Elektrificatie van de gebouwde omgeving in de vorm van elektrische auto's, warmtepompen en zonnepanelen zorgen voor schaarste in lokale transportcapaciteit, beter bekend als netcongestie. Deze schaarste in netcapaciteit zorgt ervoor dat kleinschalige vraagsturing beperkt invloed heeft op de nationale systeembalans. Na verzwaren van het laagspanningsnet kan dat wel, mits consumenten de juiste prijsprikkels voelen.

Waar netcongestie geen beperkende factor meer is, kunnen consumptie en levering beter worden afgestemd op het hele elektriciteitssysteem. Denk hierbij aan flexibel gebruik van overschotten van wind op zee of zon. In veel gevallen is zelfconsumptie van zonne-energie en vermindering van piekverbruik ook positief voor het nationale net. Dit kan ook zonder verzwaring van lokale netten. Het afschaffen van de salderingsregeling in 2027 zal daaraan bijdragen door meer eigen verbruik aan te moedigen. Verder kunnen nieuwe nettarieven en variabele elektriciteitscontracten consumentengedrag beter in lijn brengen met de aanbodsituatie.

6.1 Kleinschalige vraagsturing is vooral belangrijk voor lokale netcongestie

De afgelopen jaren zijn afnemers met een aansluiting op het midden- en laagspanningsnet (MS- en LS-net) gaan elektrificeren. Voor huishoudens, maar ook kantoren en fabriekshallen, gebeurde dit vaak in de vorm van aanschaf van een warmtepomp of elektrische boiler. Daarnaast zijn er steeds meer elektrische voertuigen in Nederland, denk hierbij aan personenwagens, bestelbusjes en vrachtwagens.

Ten tijde van onder- of overproductie van elektriciteit kan het verplaatsen van elektriciteitsvraag een oplossing zijn. Toch ligt dit voor afnemers met een aansluiting op het MS- en LS-net iets ingewikkelder. Door de toenemende netcongestie op dit niveau is het moeilijk voor deze partijen om te helpen met de balanceringsopgave hoger in het elektriciteitssysteem. Het meest voor de hand liggende is verminderd verbruik op piek-verbruikmomenten met weinig opwek van wind en zon.

Netcongestie op het laagspanningsnet

Het LS-net werd gebouwd met de aanname dat er sprake was van lage gelijktijdigheid en verwarming met aardgas. Door de elektrificatie wordt de piekvraag steeds hoger doordat

huishoudens o.a. op hetzelfde moment hun auto laden of huis verwarmen. Veel wijktransformatoren zijn gebouwd voor een gemiddeld doorlaatvermogen van 1,0 tot 1,5 kW per huishouden. Voornamelijk warmtepompen (3 -5 kW) en elektrische voertuigen (7 – 22 kW) veroorzaken door een hoog piekvermogen en grote gelijktijdigheid steeds vaker problemen. Op zonnige dagen kan ook de piek in levering van zonnestroom voor overbelasting zorgen, hoewel de omvormer voor de zonnepanelen vanwege veiligheidsredenen vanzelf uitschakelt bij een spanning hoger dan 253 V. Flexibiliteit op het laagspanningsnet wordt dus in eerste instantie ingezet om lokale netcongestie te voorkomen.

Metastudie: flex van WP en EV draagt in 2030 beperkt bij aan de systeembalans

In de meta-studie *Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem* (TNO, 2023) wordt bevestigd dat in vrijwel alle geanalyseerde studies de flexibiliteit van WP's en EV's in 2030 beperkt zal zijn. (TNO, 2022) komt tot 7 GW aan warmtepompen in de gebouwde omgeving. In overige scenariostudies wordt 1 à 2 GW kleinschalige vraagsturing voor warmtepompen en elektrische voertuigen geschetst in 2030. Een interessante vraag is hoe dit kan groeien richting 2035.

6.2 Belemmeringen: netcongestie, prikkels en bewustwording

Netcongestie: verzwaring nodig

Het verzwaren van de wijktransformator zal ervoor zorgen dat kleinschalige vraagsturing kan helpen met het balanceren van het net. Nieuwe transformatoren (middenspanningsstation, MS-station) krijgen een hogere capaciteit om voorbereid te zijn op elektrificatie. De netbeheerders moeten tot 2050 circa 50.000 MS-stations bijplaatsen. In 2023 zijn 1906 nieuwe MS-stations gerealiseerd en in 2024 naar verwachting 2268 (NBNL, Stand van de uitvoering, 2024).

Prikkels voor energieflexibiliteit

Kleingebruikers krijgen momenteel niet genoeg prikkels om vraagsturing te leveren. Door de salderingsregeling loont het niet om de elektrische vraag te verhogen ten tijde van hoge opbrengst van zonnepanelen. Bij afschaffing van de salderingsregeling, naar verwachting in 2027, wordt zelfconsumptie aantrekkelijker waardoor de avondpiek in de elektriciteitsvraag ook minder kan worden. Bij prijsverschillen tussen levering en teruglevering van 20 tot 40 cent per kWh kan er een jaarlijks voordeel van 1000 euro ontstaan.

Thuisbatterijen lijken een makkelijke oplossing voor zelfconsumptie, maar dat is niet genoeg. Een standaard thuisbatterij van 6 kWh is niet groot genoeg om tijdens de zomer alle zonnestroom (gemiddeld 13 kWh met 9 panelen) op te slaan. De batterij van een EV beschikt over een hogere capaciteit en is in die zin geschikter voor het opslaan van elektriciteit uit zonnepanelen. Ander soorten opslag zouden in de toekomst oplossingen kunnen bieden met efficiëntere, langere of goedkopere opslagcapaciteit. Tijdens de winter leveren zonnepanelen te weinig op om de thuisbatterij of de EV te laden.

Een ander knelpunt is dat batterijen bij huishoudens momenteel vooral worden ingezet om geld te verdienen op de onbalansmarkt. Als veel batterijen tegelijkertijd beginnen met (ont-)laden ontstaat congestie op het LS-net. Voor een effectieve bijdrage aan de balanceringsopgave zijn centrale coördinatie of prikkels noodzakelijk, zoals prikkels voor netbewuste batterijen.

Bewustwording

Om vraagsturing bij kleingebruikers te laten slagen zal er meer bewustzijn moeten worden gecreëerd. Kleingebruikers met een dynamisch contract zijn zich niet altijd bewust van de (financiële) voordelen van vraagsturing. Daarnaast blijken ze ook passief, zelfs wanneer de voordelen duidelijk zijn (Good, Review and classification of barriers and enablers of demand response in the smart grid, 2017). Daartegenover staat een studie in Nederland met 1259 respondenten waarbij de bereidheid om flex te leveren is groot. *“In 80% tot 92% van de situaties waarin flex ontsloten zou kunnen worden zijn respondenten bereid om flex te leveren.”* (TNO, 2024).

6.3 Toekomstperspectief - de interactie tussen lokale netten en systeembalans

Om kleinschalige vraagsturing in te zetten voor het balanceren van het energiesysteem is er verzwaring van het elektriciteitsnet nodig. Daarnaast dienen de juiste (financiële) prikkels te worden gegeven om een gedragsverandering teweeg te brengen. Waar netcongestie op het midden- en laagspanningsnet in 2035 niet een beperkende factor is, kan consumptie en levering beter afgestemd worden op het systeem. Zelfconsumptie van zonne-energie speelt daarbij een grote rol, en flexibel gebruik wanneer er een overschot is van o.a. wind op zee.

Nettarieven

De huidige nettarietstructuur biedt niet voldoende prikkels om piekbelasting te verlagen. De Netbeheerders zijn van plan om de tariefstructuur te veranderen (Berenschot, 2024), maar dat zal naar verwachting nog meer dan 5 jaar duren.

De nettarieven zijn in heel Nederland hetzelfde en dat helpt niet bij het oplossen van lokale congestie. Door slimme nettarieven locatie-specifiek te maken worden de prikkels voor congestieneutraal opereren van thuis- en kleine buurtbatterijen verhoogt. Voor een gelokaliseerd probleem helpt een landelijke tariefstelling niet.

Dynamische elektriciteitscontracten

De opkomst van dynamische contracten zorgt ervoor dat steeds meer kleinverbruikers hun vraag aanpassen aan de actuele elektriciteitsprijs. Die prijs is simpel gezegd lager als er meer hernieuwbare elektriciteit is en hoger als er een tekort is en gascentrales aan moeten. Dynamische contracten bij kleinverbruikers levert meer kleinschalige vraagsturing. In een studie over de salderingsregeling (CE Delft & TNO, 2024a) wordt een inschatting gedaan voor het theoretisch potentieel van benutting van eigen zonnestroom: *bij een standaard huishoudens met alleen een wasmachine, wasdroger en vaatwasmachine, [door] het optimaal afstemmen van vraag en opwek binnen een dag kan het eigen gebruik verhoogd worden van circa 40 naar 45%. Bij huishoudens met een hybride warmtepomp, en met name bij huishoudens met een eigen laadpaal, is het potentieel groter. Door slimme aansturing van de laadpaal en laden in de middag kan de benutting van de eigen zonnestroom verhoogd worden van 50 naar 75%.* Dit geeft een eerste indicatie van de potentiële rol van dynamische tarieven.

Dynamische tarieven brengen ook risico's met zich mee die niet voor iedereen duidelijk of acceptabel zijn. Ondanks (gemiddeld) financiële voordelen zijn nog maar weinig kleinverbruikers geneigd om een contract met dynamische tarieven af te sluiten. Dit heeft mogelijk te maken met het feit dat Nederlandse consumenten een lage prijselasticiteit kennen voor elektriciteitsgebruik, mogelijk veroorzaakt door lange periode van altijd beschikbare goedkope stroom van Gronings gas.

Flexibiliteit en opslag stimuleren?

Warmtepompen, EV-laders en andere slimme apparaten kunnen flexibiliteit bieden ten behoeve van de systeembalans. Zoals beschreven in (TNO, 2024) zijn wel de juiste prikkels nodig en voor warmtepompen ook standaardisatie in communicatieprotocollen.

CE Delft adviseert om niet een specifieke aanschafsubsidie voor batterijen te faciliteren (CE Delft en Witteveen + Bos, 2023), aangezien deze slechts beperkt leidt tot CO₂-reductie, de benodigde subsidie om de business case van kleine batterijen positief te maken groot is, en omdat met huidige marktprikkels kleine batterijen niet congestieneutraal opereren.

7 Interconnectie is kostenefficiënt

Nederland zet in op meer interconnectie, zoals opgenomen in de **Energienota 2024**. Door het Nederlandse elektriciteitsnetwerk te verbinden met buurlanden kan er ten tijde van een overschot aan elektriciteit naar buurlanden worden geëxporteerd. Omgekeerd kan de Nederlandse vraag naar elektriciteit worden ingevuld met buitenlandse opwek, in het geval de Nederlandse opwek niet toereikend is. **Energiesysteemmodellen maximeren het gebruik van interconnectie omdat het kostenefficiënt uit optimalisatiestudies komt.**

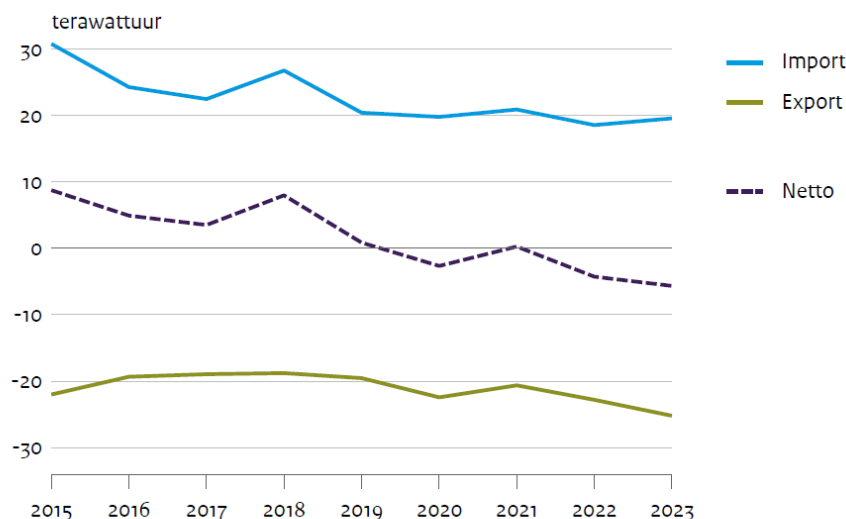
Een verbinding met Noorwegen of Verenigd Koninkrijk kan meer betekenen voor het balanceren van ons energiesysteem dan een verbinding met Duitsland of Denemarken. Denemarken en Duitsland hebben vaker dezelfde momenten een overschot of tekort als Nederland, deels door vergelijkbare weersomstandigheden. Een innovatief project dat dit probleem aanpakt is de **LionLink** – een hybride interconnector van een windpark op zee naar Nederland én het Verenigd Koninkrijk.

Realiseren van nieuwe interconnecties kost veel tijd, 10-20 jaar. Voor de korte termijn (2035) staan de plannen al vast. Ook na 2035 blijft interconnectie een grote rol spelen in ons elektriciteitssysteem en het kabinet zet erop in dat de capaciteit de komende jaren verder wordt vergroot. Het proces kan mogelijk versneld worden door effectieve langetermijnplanning, duidelijkheid over rollen, en vereenvoudigde vergunningprocedures.

7.1 Interconnectie is belangrijk voor het balanceren van het systeem

Interconnectie van het elektriciteitsnet met andere landen helpt in het balanceren van vraag en aanbod. In Nederland zijn er momenteel interconnecties met Duitsland, België, het Verenigd Koninkrijk, Denemarken en Noorwegen. De totale capaciteit van deze interconnecties bedraagt ongeveer 11 gigawatt (GW). Dit omvat onder andere de NorNed-kabel met Noorwegen (700 megawatt), de BritNed-kabel met het Verenigd Koninkrijk (1000 megawatt), en de Cobrekabel met Denemarken (700 megawatt). Nederland is sinds 2020 netto exporteur, zie Figuur 7.1, en de export is gelijk aan 2% van de totale elektriciteitsvraag. Er zijn verschillende projecten in ontwikkeling om de interconnectiecapaciteit verder te vergroten.

Uitwisseling van elektriciteit tussen Nederland en andere landen



Bron: CBS

PBL/jun24
www.clo.nl/nlo59503

Figuur 7.1: Import en export van elektriciteit, Nederland 2015 tot 2023 (CLO - Compendium voor de Leefomgeving, 2024)

Interconnectie komt uit de optimalisatiestudies als kostenefficient

Energiesysteemmodellen geven vaak een voorkeur aan het verzwaren van de interconnectie, onder anderen resultaten van ADAPT/TRANSFORM en FLEXNET (ECN, 2017). Zo wordt in de analyse van CE Delft en Wittenveen en Bosch (CE Delft & Witteveen + Bos, 2024) de maximale toegestane uitbreiding van de interconnectie gerealiseerd. Zie ook Appendix A.

Nederland zet in op meer interconnectie

In de Energienota 2024 staat dat: "Nederland beschikt over een grote interconnectie-capaciteit van elektriciteit - momenteel ongeveer 11 gigawatt (GW) - die de uitwisselings-mogelijkheden vergroot. Het kabinet zet erop in dat deze interconnectiecapaciteit de komende jaren verder wordt vergroot." (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2024)

7.2 Voor- en nadelen

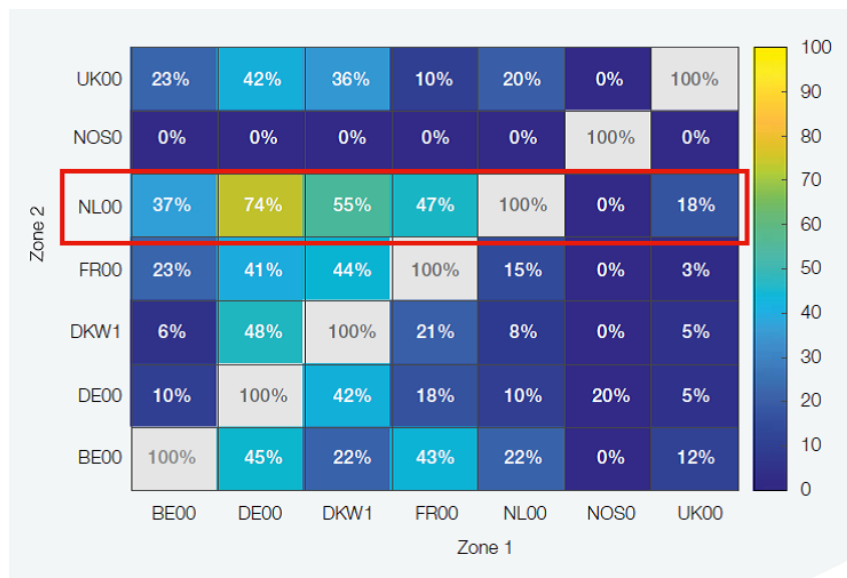
Connectie met buitenlandse elektriciteitssystemen met een ander opwek en vraagpatroon is het meest gunstig

Een overschot aan elektriciteitsproductie in Nederland betekent niet per definitie dat een buurland deze elektriciteit kan gebruiken. Zo kan een piek in opwek uit windenergie in Nederland ook correleren met een piek in het buitenland, dit levert voor beide landen een overschot aan elektriciteitsproductie op. Een land als Noorwegen heeft een groot vermogen aan waterkracht: opwek uit deze asset correleert niet met hernieuwbare opwek in Nederland en is daarom beter compatibel met het Nederlandse elektriciteitssysteem.

Import en export helpt de Nederlandse energiebalans vooral als er verbindingen zijn met landen die niet op hetzelfde moment onderproductie/overschotten hebben. In analyses van de Monitoring Zekerheid van TenneT worden voorspellingen gemaakt voor uren met een tekort (LOLE – Loss of Load Expectation) in 2030. Figuur 7.2 laat zien dat in uren met een tekort in NL er naar verwachting in 74% van de uren ook een tekort is in Duitsland. De

correlatie met Denemarken is 55%. Noorwegen en Verenigd Koninkrijk hebben een lage gelijktijdigheid waardoor deze verbindingen uit het perspectief van leveringszekerheid interessanter zijn.

Verder nemen loop flows vanuit Duitsland een deel van de interconnectiecapaciteit in beslag: productie uit noord Duitsland wordt deels via Nederland naar het industrie-intensieve zuiden van Duitsland getransporteerd.



Figuur 4-8: Percentage van de LOLA-uren in zone 2 dat tegelijkertijd plaatsvindt met tekorten in zone 1. Voor Nederland geeft de rij NL00 aan in welk deel van de LOLA-uren ook sprake was van LOLA in de andere weergegeven landen. Als voorbeeld was in 74% van de uren met tekorten in Nederland, ook sprake van tekorten in Duitsland, andersom was slechts in 10% van uren met tekorten in Duitsland ook sprake van tekorten in Nederland.

Figuur 7.2: Correlatie met andere landen, uit TenneT - Monitoring Leveringszekerheid

10-20 jaar ontwikkeltijd

Interconnectie kan bijdragen aan de flexibiliteit en daarmee robuustheid van het elektriciteitssysteem en is dus een bouwsteen van een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem. Echter, het realiseren van nieuwe verbindingen is zeer tijdsintensief en duurt 10 tot 20 jaar. Het versnellen van dergelijke infrastructuuroplossingen vereist politieke steun, met name waar trage voortgang of hiaten bredere problemen weerspiegelen, of in goedkeuringsprocedures en het afstemmen van nationale en regionale belangen. Behoeftegerichte vooruitplanning is cruciaal voor het uitbreiden van de interconnectiecapaciteit.

7.3 Toekomstperspectief

Interconnectie ook na 2035 belangrijk: tijdig stappen zetten

Uit de Energienota 2024 blijkt dat Nederland streeft naar het vergroten van interconnectiecapaciteit. Vanwege de lange doorlooptijd (10 tot wel 20 jaar) is dus significante uitbreiding tot 2035 vooral beperkt tot wat er al gepland is. Mogelijk zou beleid de tijd voor vergunningen en procedures kunnen beïnvloeden zodat het sneller kan. Interconnectie blijft een kostenefficiënt onderdeel van het elektriciteitssysteem ook na 2035. Dit is echter buiten scope van deze studie.

Het IEA stelt dat uitbreiding van elektriciteitsnetwerken sneller kan door effectieve langetermijnplanning, duidelijkheid over rollen, en vereenvoudigde vergunningprocedures (IEA, 2025). De kans op succes wordt vergroot wanneer er sprake is van:

- effectieve langetermijnplanning van het netwerk, waarbij vooruitplanning in vraag en aanbod is opgenomen,
- duidelijkheid over de rollen en verantwoordelijkheden van regelgevende instanties, netwerkbeheerders en investeerders
- het terugbrengen van het aantal benodigde vergunningen tot het noodzakelijke minimum. Projecten met hoge prioriteit kunnen versneld worden door de aanwijzing van "infrastructuurcorridors" voor snelle vergunningsbeslissingen en geïntegreerde procedures in alle regio's.

LionLink – een hybride interconnector van een windpark op zee naar NL en UK

De LionLink is een innovatief plan van TenneT en de Britse National Grid Ventures (NGV). Deze interconnector zal het Nederwiek 3 offshore windpark verbinden met zowel Nederland als het Verenigd Koninkrijk, waardoor het de eerste gelijkstroom hybride interconnector ter wereld zou zijn. LionLink zal niet alleen windenergie overbrengen, maar ook de uitwisseling van hoogspanningsstroom tussen de twee landen mogelijk maken. De ontwikkelingsovereenkomst is in 2024 aangekondigd. In de komende jaren worden land- en zeeroutes onderzocht, socio-economische kosten en baten geanalyseerd, en een business case ontwikkeld voor een definitief investeringsbesluit. Het doel is dat de LionLink in 2032 operationeel is met een capaciteit van 2 GW. (TenneT, 2025). Dit zal bijdragen aan de energiezuikerheid, het optimaal gebruik van kabels en ruimte, en mogelijk de elektriciteitsprijzen verlagen door meer concurrentie en flexibiliteit op de energiemarkt.

8 Regelbaar vermogen is essentieel voor het vullen van energietekorten

CO₂-neutraal regelbaar vermogen is een onmisbare maar onzekere schakel in de 2035-doelstelling. Regelbaar vermogen in de orde van 10-20 GW blijft in vrijwel alle scenario's nodig met name tijdens perioden met weinig zon en wind. Dit kan door ombouw van bestaand vermogen en/of nieuwbouw. Het is een aanzienlijke opgave om in een periode van tien jaar ombouw en/of nieuwbouw te realiseren van de helft tot het volledige huidige regelbare opwekvermogen – dit is wat nodig is voor een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening in 2035.

De benodigde systeemverandering vergt investeringen met lange terugverdientijden, hoge onzekerheden en beperkte benuttingsuren. Hoewel marktpartijen op basis van verwachte ETS-prijzen kunnen anticiperen, blijven investeringen risicovol zonder aanvullend beleid. Beleidsinterventie is dan ook noodzakelijk om het 2035-streefbeeld haalbaar te maken en leveringszekerheidsproblemen te voorkomen.

De uitgangspunt in dit rapport is dat regelbaar vermogen CO₂-neutraal is door compensatie *binnen* de elektriciteitssector, voor de realisatie van een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening als geheel. De realisatie van CO₂-neutraal regelbaar vermogen en de daaraan verbonden implicaties op de leveringszekerheid worden in dit hoofdstuk behandeld.

Huidige kolencentrales, ongeveer 5 GW, ombouwen naar biomassacentrales met optie voor koolstofafvang (CCS) lijkt kosteneffectief maar er is weinig publiek en politiek draagvlak voor. Daarnaast kan de huidige 14 GW aan gascentrales uitgerust worden met CCS. Beide opties zorgen voor een blijvende afhankelijkheid van energie import uit het buitenland. Een derde optie is ombouw naar waterstof-centrales, wat technisch goed haalbaar is voor 3,5 GW. Nieuwe kerncentrales komen pas na 2035. Tot slot kunnen in een CO₂-*neutraal* elektriciteitssysteem fossiele emissies nog bestaan als ze gecompenseerd worden met negatieve emissies – hiervoor is waardering van negatieve emissies noodzakelijk.

Vanwege leveringszekerheid is het onwenselijk om alle ombouw van fossiele centrales tegelijk te laten plaatsvinden. CO₂-neutraliteit in 2035 betekent dus vanaf nu ombouw van meer dan 1 GW per jaar. Dit geleidelijke pad van ombouwen loopt niet samen met de afbouw van het plafond van emissierechten onder het Europese Emissiehandelssysteem (EU ETS). De prijs van emissierechten is nu te laag om ombouw kosteneffectief te maken. Verder richting 2039 zal het EU ETS steeds meer drukken totdat ombouw opeens wel kosteneffectief is. Om stabiliteit van de elektriciteitsvoorziening te garanderen en tegelijkertijd die elektriciteitsvoorziening te verduurzamen is het nodig om ombouw nu al op gang te krijgen.

8.1 Behoefte aan regelbaar vermogen blijft ongeveer gelijk maar aanbod neemt af

Voor momenten met elektriciteitstekort door een geringe productie van hernieuwbare elektriciteit is 10 tot 20 GW aan CO₂-neutraal regelbaar vermogen nodig. Technisch zijn er vier routes denkbaar, elk met uiteenlopende realisatietermijnen:

- (1) Ombouw van bestaande kolencentrales naar volledige biomassa-inzet is technisch snel uitvoerbaar en biedt bovendien zicht op een oplossing voor de leveringszekerheidsuitdaging die ontstaat door de gelijktijdig geplande uitfasering van 15 procent van de opwekcapaciteit.
- (2) Circa 3 GW aan gascentrales is technisch geschikt voor ombouw naar waterstof binnen een termijn van vijf jaar, maar opschaling vereist waterstofnetten en beschikbaarheid vanaf ca. 2030.
- (3) CO₂-afvang op gascentrales is technisch haalbaar, maar continueert afhankelijkheid van fossiele brandstoffen, is afhankelijk van beschikbaarheid van CCS-infrastructuur en kostbaar vanwege de lage afvangefficiëntie en lage aantal draaiuren.
- (4) Nieuwe kerncentrales zijn voorzien na 2035 en volgens verwachtingen in 2025 zelfs pas tegen het einde van de jaren dertig, maar kunnen op die termijn technisch gezien structureel regelbaar CO₂-vrij vermogen leveren.

De eerste twee technische routes vormen de basis voor stappen naar een CO₂-vrij regelbaar opwekvermogen voor 2035, terwijl de laatste twee geen relevant technisch perspectief bieden voor die tijd.

Aanvullend zou nieuwbouw op GW-schaal bij kunnen dragen aan de toekomstige CO₂-neutrale regelbaar opwekvermogen. Daarbij kan gedacht worden aan nieuwbouw van waterstof-gestookt vermogen of waterstof ready gasgestookt vermogen zoals in de verschillende scenariostudies voor het Nederlandse energiesysteem wordt voorzien.

Tot slot kunnen in een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem fossiele emissies nog bestaan mits gecompenseerd met negatieve emissies (*binnen* de elektriciteitssector). De randvoorwaarde hiervoor is dat negatieve emissies een waarde hebben. BECCS is een kostenefficiënte optie in vergelijking met fossiele CCS (TNO, 2025). Naast fysieke negatieve emissies kunnen ze in de toekomst mogelijk ook verhandeld worden via ETS – dat is aangekondigd in de Clean Industry Deal voor de herziening van het EU ETS in 2026 maar nog niet georganiseerd.

Huidige regelbaar vermogen

De studie 'Omvang en ombouw van regelbaar vermogen in 2035' door Berenschot en TNO in 2023 (Berenschot, TNO, 2023) stelt dat vraag naar regelbaar vermogen zal groeien door een toename van piekvraag door groei en elektrificatie, waarbij een deel gemitigeerd kan worden door flexibilisering. Het aanbod van regelbaar vermogen zal echter dalen door de afbouw van kolencentrales, de buitenbedrijfstelling van oud gasvermogen, de afbouw van gasvermogen dat niet geschikt is voor waterstof. Het rapport laat zien dat het huidige (enigszins) flexibele vermogen van ~19 GW voornamelijk bestaat uit gascentrales (14 GW, bestaande uit 45 centrales), en deels uit kolencentrales (4 GW, bestaande uit 4 centrales). Kernenergie, biomassa, waterkracht en afvalverbranding leveren samen het (kleine) restant van het regelbaar vermogen. Van de 14 GW aan gascentrales is 3,5 GW geschikt voor ombouw naar waterstof, bij 4,7 GW is het technisch haalbaar, en voor 5,1 GW is de haalbaarheid niet aangetoond. Van de geschikte centrales en centrales waarbij ombouw haalbaar is levert 6,6 GW alleen elektriciteit en 1,6 GW elektriciteit en warmte. Van dezelfde groep centrales ligt 6,8 GW langs de landelijke waterstofbackbone, en 1,4 GW niet.

Behoefte aan regelbaar vermogen uit scenario's komt uit rond de 10 - 20 GW

Een grote verscheidenheid aan scenariostudies schetst een behoefte van **13 – 18 GW** aan regelbaar vermogen voor 2030 (TNO, 2023).¹⁹

Een behoefte aan regelbaar vermogen van **~19 GW in 2030**, ongeveer gelijk het huidige niveau wordt berekend in (TNO, 2022-04). Terwijl het aanbod van regelbaar vermogen juist afneemt.

Aurora Energy Research komt in een rapport uit 2021 uit op een behoefte van **9 GW** CO₂-neutraal regelbaar vermogen in 2035 in hun *higher security scenario* (Aurora, 2021). Deze 9 GW bestaat uit 7 GW aan back-up, 1 GW aan korte duur opwekvermogen en 1 GW aan lange duur opwekvermogen.

CE Delft rekent in 2022 uit dat de behoefte naar CO₂-neutraal regelbaar opwekvermogen in **2035 ongeveer 25 GW** zal zijn (CE Delft, 2022). Zij berekenen dit aan de hand van de vuistregel: *het maximale elektriciteitsstekort is bij benadering gelijk aan de maximale basisvraag*. Namelijk: er zullen altijd enkele momenten zijn waarop de basisvraag hoog is en er geen wind of zon zal zijn. De beschikbaarheid van regelbare centrales neemt volgens CE Delft echter af, mede door sluiting van kolencentrales en afschaffing van de input vrijstelling voor WKK's zet rendabiliteit van deze installaties onder druk. CE Delft concludeert uiteindelijk dat vraagsturing, batterijen en interconnectie de korte momenten van onder- of overproductie zullen dienen en dat gascentrales op waterstof en brandstofcellen op waterstof de langere momenten van onderproductie zullen bedienen. In deze studie wordt dan ook sterk aanbevolen om de ontwikkeling van gasturbines op waterstof te versnellen en de toevoer van voldoende CO₂-arme waterstof zeker te stellen.

CE Delft en Witteveen+Bos rekenen in 2024 uit hoe een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem in 2035 er uit kan zien. In Bijlage A wordt een verdiepende analyse van deze studie beschreven. Het regelbare vermogen bestaat uit 7,7 GW aan waterstofcentrales. Dit zijn alleen bestaande CCGT-centrales die aangepast worden om waterstof te kunnen gebruiken. Er worden geen nieuwe centrales gebouwd of OCGT-centrales geretrofit. In het basisscenario mag zowel groene als blauwe waterstof gebruikt worden in deze centrales, echter, aangezien blauwe waterstof goedkoper is wordt uitsluitend blauwe waterstof gebruikt. In de variant waar de waterstofcentrales alleen groene waterstof mogen gebruiken wordt de inzet van de waterstofcentrales lager, van 6,3 TWh/jaar in het basisscenario naar 4,6 TWh in de variant.

Zie Bijlage B voor een meer uitgebreide analyse van de scenariostudies en een beschrijving van soorten regelbaar vermogen en ombouwopties.

8.2 Ombouw: kosteneffectief maar concrete stappen moeten tijdig genomen worden

Ombouw van CO₂-vrij regelbaar opwekvermogen lijkt niet haalbaar voor 2035

Regelbaar opwekvermogen voor momenten van onderproductie van hernieuwbare elektriciteit in de orde van 10 – 20 GW blijft in vrijwel alle scenario's nodig. Kosteneffectieve opties liggen met name in de ombouw van bestaande kolen- en gascentrales. Afgelopen jaren was

¹⁹ De studie 'Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem' door TNO in 2023 beschouwt de toekomstige flexibiliteit op basis van beleid meegenomen in de KEV 2022. (TNO, 2023) p.5.

er onvoldoende politiek en maatschappelijk draagvlak voor ombouw van kolengestookte naar biomassa-gestookte capaciteit. Vanuit de sector is er wel interesse. De Amercentrale is al omgeschakeld van 80% biomassa-meestook naar volledige inzet van biomassa. Voor de overige (volledig kolengestookte) centrales liggen er hogere risico's in gebrek aan draagvlak. Ombouw van gascentrales naar waterstof is technisch haalbaar en kosteneffectief maar uiteindelijk afhankelijk van beschikbaarheid van groene waterstof. Om bestaande centrales om te bouwen moeten ze een tijd uit bedrijf. Dit kan het beste gefaseerd om leveringszekerheid te borgen. Dit werd eerder verkend in (TNO, 2023).

8.2.1 Ombouw van kolen naar biomassa

Ombouw naar biomassa is kosteneffectief en technisch haalbaar

In de afgelopen jaren is door verschillende energiebedrijven verkend of dit vermogen omgebouwd zou kunnen worden naar biomassa-gestookt vermogen. De Amercentrale is begin 2025 volledig omgeschakeld. CCS is technisch toepasbaar op de Maasvlakte waar gewerkt wordt aan infrastructuur (Porthos en Aramis) en in de Eemshaven waar CCS-infrastructuurplannen aan de orde worden gesteld in de Cluster Energie Strategie (CES). De technische haalbaarheid van volledige biomassa-stook in de Onyx Centrale Rotterdam is aangetoond in een pilotproject (Sintef, 2019) en werd binnen het H-vision project een technische analyse van voorschakeling van een waterstofturbine in combinatie met biomassa-stook uitgevoerd (H-vision, 2019). Een parallel uitgevoerde studie naar de businesscase voor ombouw naar biomassa (al of niet met een voorgeschakelde waterstofturbine) in 2030 bood destijds geen gunstige investeringsperspectief (Frontier Economics, 2019), vanwege het lage aantal draaiuren die gerealiseerd zouden kunnen worden bij de vooruitzichten voor de ontwikkeling van hernieuwbare elektriciteitsproductie. Daarbij werd echter ook uitgegaan van gematigde toename van kosten voor BKG-emissies van 45 €/tCO₂ in 2030. Inmiddels liggen de verwachtingen voor ETS-prijzen substantieel hoger met 100 €/tCO₂ tot 150 €/tCO₂ in 2030.

Navolgende analyse van CO₂-neutrale flexibiliteitsopties voor het Nederlandse elektriciteitsstelsel op basis van marktsimulaties die uitgingen van een hoger kostenpad voor BKG-emissies van 60 €/tCO₂ in 2030 tot 140 €/tCO₂ in 2050 kwam wel tot een aantrekkelijk investeringsperspectief. Ombouw van kolencentrales in combinatie met CCS komt uit de studie zelfs naar voren als zeer aantrekkelijke investering (Aurora, 2021). In diezelfde periode kwam een analyse van kosteneffectieve opties voor een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening in 2040 tot vergelijkbare conclusies (TNO, 2023). De combinatie met CCS biedt overigens het grootste Nederlandse potentieel voor negatieve emissies (PBL, 2022), terwijl IPCC nadrukkelijk stelt dat negatieve emissies rond 2030 noodzakelijk zullen worden. Ook het Expertteam wijst daarom op potentieel van deze optie als tijdelijke oplossing tot verdere groei van hernieuwbare elektriciteitsproductie het overbodig maakt en uit de markt zal drukken richting 2040 (Expertteam Energiesysteem 2050, 2023). Een analyse uit 2024 schetst lagere integrale systeemkosten bij ombouw naar biomassa met CCS (Tekenkamer van de Industrie, 2024). In de studie naar kosten optimale inrichting van een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem in 2035 komt deze optie niet terug in de scenario's (CE Delft & Witteveen + Bos, 2024), maar de veronderstelde biomassaprijzen liggen tweemaal hoger dan de feitelijke forwardprijzen die al jaren op vergelijkbaar niveau liggen.

Afgezien van de Amercentrale zijn de bestaande kolencentrales nog maar net gerealiseerd, en behoren dus tot de meest efficiënte centrales in Europa. De mogelijkheden tot toepassing van CCS zijn gunstig, waarbij voor de Rotterdamse centrales geldt dat daar ook CCS-infrastructuur ontwikkeld wordt. Ook in geval van de Eemshaven behoort dit naar verwachting tot de mogelijkheden, en wordt dit ook benoemd in de Cluster Energie Strategie (PBL, TNO &

RVO, 2024a). De verwachting is dat de ombouw met CCS in vijf jaar tijd gerealiseerd kan worden (Tekenkamer van de Industrie, 2024).

Ombouw is kosteneffectief en verminderd leveringszekerheidsrisico's

Ombouw van de bestaande kolencentrales biedt dus een kosteneffectieve route naar een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening, en beperkt bovendien de dreigende leveringszekerheidsrisico's die TenneT rapporteerde in MLZ 2024. Deze risico's ontstaan in feite door de wettelijke verplichting tot uitfasering van de kolencentrales in 2030, die gelijktijdig wordt ingezet met dergelijke uitfasering in Duitsland. Daarmee zou 20% van de Nederlandse productiecapaciteit worden uitgefaseerd, terwijl de mogelijkheden tot import beperkt zouden zijn. In de analyse van TenneT ontstaan de risico's pas na 2030, maar daarbij gaat de netbeheerder uit van nog onzekere realisaties van 5 GW nieuw batterijvermogen en ruim 1,5 GW industriële vraagafschakeling in 2030. De laatste veronderstelling is een verdubbeling ten opzichte van het veronderstelde vermogen in voorgaande MLZ's en gebaseerd op voorgenoemde potentiële studie zonder dat duidelijk is of dat potentieel ook gerealiseerd zal zijn in 2030. Ombouw van het bestaande kolenvermogen biedt een alternatieve route, maar is vooralsnog onwaarschijnlijk gegeven het beeld van het politieke en maatschappelijke draagvlak, al is de discussie in context van de opdoemende leveringszekerheidsrisico's niet gevoerd. Afgezien van dit alternatief zou in het kader van leveringszekerheid ook gedacht kunnen worden aan fasering in samenhang met de Duitse uitfasering, bijvoorbeeld door geleidelijke dalende plafonnering zoals die ook in het begin van dit decennium is toegepast.

Belemmering: biomassa heeft weinig draagvlak in de politiek

Het vooruitzicht op dit moment is vooralsnog uitfasering van de kolencentrales zonder ombouw. Het maatschappelijke en politieke debat dat zich ten tijde van het Klimaatakkoord ontspan, leidde in eerste instantie tot uitsluiting van grootschalige biomassa bijstook als SDE++-categorie, daaropvolgend invoering van een ladderregeling bijstook in de jaren 2020, en een politiek debat over een totaalverbod op biomassagestookte elektriciteit. In het NPE wordt de optie wel onderkend als alternatief, maar in het regeerprogramma wordt de optie biomassa met CCS expliciet uitgesloten. Het laat zich daarmee goed verklaren waarom concrete investeringsplannen zich tot nu tot beperken tot de afronding van volledige ombouw bij de Amercentrale. Het zal concrete koerswijzigingen in beleid vergen met uitwerking van de voorwaarden waaronder vanuit klimaatbeleid toch ruimte gezien zou worden voor inzet van biomassa voor elektriciteitsproductie om voldoende vertrouwen te geven voor dergelijke investeringen.

8.2.2 Ombouw van gas naar waterstof

Ombouw van gas naar waterstof kost maanden tot meerdere jaren

Zoals eerder verkend in (TNO, 2023) biedt de ombouw van bestaand centraal gasvermogen en industriële WKK en stadsverwarming naar waterstof veel potentieel voor CO₂-neutraal flexibel vermogen in Nederland. Het gaat om ongeveer 45 gasgestookte eenheden met een gezamenlijk vermogen van ongeveer 15 GW relatief flexibel opwaarts regelbaar vermogen (opstarttijd <5 uur, met een inzet van enkele uren. Volgens een literatuuroverzicht kan naar schatting nu al tot 25 vol.-% aan waterstof²⁰ worden bijgemengd in de brandstofvoorziening van gasgestookte elektriciteitsproductie (Oberg, Odenberg, & Johnsson, 2022). Voor hogere inzetvolumes is aanpassing van de installatie vereist.

²⁰ In literatuur over inzet van waterstof in gasturbines wordt de mate van geschiktheid tot waterstofinzet veelal uitgedrukt in het technisch haalbare percentage van het volume, i.e. volumeprocenten – kortweg vol.-%, van brandstofinzet (gewoonlijk aardgas).

De complexiteit, bijbehorende doorlooptijd en kosten van ombouw varieert. Als we ervan uitgaan dat volledige vervanging van de turbines vereist is, tenzij er vanuit leveranciers ombouwplannen beschikbaar zijn/worden aangeboden en ombouw van het specifieke installatietype in de praktijk is aangetoond, kan op hoofdlijnen een eerste beeld worden geschetst (Berenschot, TNO, 2023);

1) Technische ombouwmogelijkheden onzeker (H_2 niet aangetoond)

Alhoewel we er hiervan uit gaan dat ombouw niet mogelijk is tenzij het tegendeel bewezen, is er voor verschillende voorbeelden meer informatie beschikbaar. Voor verscheidene turbines zijn ombouwmogelijkheden voor waterstofinzet boven de 30 vol.-% tot op heden niet is aangetoond, zodat die mogelijk volledige vervanging vergen voor inzet van hogere waterstofvolumes. Uitgaande van nieuwbouwprojecten in de afgelopen 20 jaar moet dan rekening gehouden worden met een doorlooptijd van tenminste vier jaar. Bij volledige vervanging van bestaande eenheden zouden bovendien nog ingrijpende voorbereidingswerkzaamheden nodig zijn.

2) Technische ombouwmogelijkheden aangetoond (H_2 technisch haalbaar)

Als er vanuit leveranciers ombouwplannen worden aangeboden en/of ombouw van het specifiek type installatie aangetoond is in de praktijk (elders in de wereld) op basis van literatuurreferenties, nemen we hier aan dat ombouw technisch mogelijk is. Doorlooptijden en kostenschattingen ontbreken hier veelal en zullen bovendien ook site-specifiek zijn, maar in principe zullen doorlooptijden en kosten lager liggen dan voor de voorgaande categorie.

3) Technische ombouwmogelijkheden gunstig (H_2 technisch geschikt)

Van verscheidene eenheden is bekend dat de ombouwmogelijkheden gunstig zijn. Het gaat om enkele nieuwere eenheden en eenheden die, naast gebruik van aardgas, ontworpen zijn voor gebruik van alternatieve stookgassen. Daarbij kan gedacht worden aan bijvoorbeeld raffinagegas of syngas. Bekende voorbeelden zijn de Magnum-centrale en de Pergen-energiecentrale. Dergelijke eenheden zijn technisch geschikt voor waterstofinzet tot boven de 90 vol.-% van de brandstoftoevoer. Het vergt wel aanpassing van de branders en brandstoftoevoer om waterstof in te kunnen zetten, de relatief hoge NO_x -emissies bij hoge waterstofinzet vormen nog wel een technische uitdaging die naar verwachting niet voor 2030 zal worden opgelost (NETL, 2023). Technisch is de aanpassing met ten minste een jaar voorbereiding en een productieonderbreking van ten minste twee maanden te realiseren. Investeringskosten voor de huidige beste beschikbare brander technologie kunnen oplopen tot 20% à 30% van de nieuwbouwkosten (H-vision, 2019).

Belemmering: beschikbaarheid van (groene) waterstof

In geval van ombouw van gascentrales naar waterstof, of nieuwbouw, moet vastgesteld worden dat niet alle centrales nabij de beoogde uitrol van het Waterstofnetwerk Nederland liggen. Het waterstofnetwerk is door vertragingen eerst gericht op regionale netten en navolgende opschaling tot landelijke netten na 2032. De flexibiliteit die voorzien wordt vanuit bestaande gascentrales vergt echter veel opslagcapaciteit van waterstof, en naar verwachting meer dan de opslagcapaciteit die beschikbaar zal zijn in 2035 (TNO, 2024). Tot slot kan tegen de achtergrond van de hiervoor geschetste vooruitzichten voor waterstof vastgesteld worden dat de beschikbaarheid van voldoende groene waterstof voor de industrie in de periode 2030 tot 2035 nog een uitdaging vormt, laat staan aanvullende beschikbaarheid voor elektriciteitsproductie. Het vergt vermoedelijk alternatieven als waterstofimport of blauwe waterstof, maar op dit moment bieden initiatieven nog geen

concreet perspectief op voldoende volumes op de juiste plaats op het juiste moment in de periode 2030 – 2035.

Ombouw zeer kosteneffectief voor flex met beperkt aantal draaiuren

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

Marginale kosten afhankelijk van waterstofkosten en ETS-prijzen

Marginale kosten van deze flexibiliteitsoptie zijn afhankelijk van de waterstofkosten. Zoals in *Flexibiliteit in het Elektriciteitssysteem* (TNO, 2023) geschetst geven bestaande literatuur en modelanalyses een te verwachten bandbreedte van ongeveer 60 tot 90 €/MWh, wat 2 à 3 maal hoger ligt dan de verwachtingen voor aardgasprijzen van 30 €/MWh richting 2030 (IEA, 2022). Verder moet voor de marginale kostenschatting rekening gehouden worden met ETS-kosten. Uitgaande van een aardgasprijs van 30 €/MWh, zou voor gasgestookt vermogen eenzelfde bandbreedte van marginale kosten volgen bij ETS-prijzen van 150 à 300 €/ton CO₂ (TNO, 2023; CE Delft, 2022). Met de aanscherping van de lineaire verminderingfactor voor het ETS plafond tot 4,4 % per jaar²¹ (Europees Parlement, 2024) (Europees Parlement, 2024) zullen de BKG-emissies onder het ETS tegen 2040 tot nul zijn gedaald. Dan komen de bovengenoemde ETS-prijzen na 2030 mogelijk in beeld: het Net-Zero Emissions by 2050 Scenario van het IEA komt uit op 131 €₂₀₂₂/tCO₂-eq. (IEA, 2021), terwijl de KEV 2024 uitgaat van een ruime bandbreedte tot maximaal ongeveer 134 €₂₀₂₄ per ton CO₂-eq. in 2030 (PBL, 2024).

Aangekondigde subsidieregeling voor inzet waterstof

In het Coalitieakkoord van kabinet Rutte IV werd aangekondigd dat er tot € 1 mld. gereserveerd wordt voor een subsidieregeling voor exploitatie voor inzet van CO₂-vrije energiedragers (VVD, D66, CDA, ChristenUnie, 2021). In 2024 berichtte de minister dat er een exploitatiesubsidie wordt voorzien om te borgen dat ook daadwerkelijk waterstof zal worden ingezet. Verder werd opening van een subsidieregeling voor 2030 voorzien, maar pas in de navolgende kabinetsperiode. In verband met de beschikbaarheid van waterstof en inzet op een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening in samenhang met vergelijkbare inzet voor 2035 in omliggende landen zouden zo concurrentienadelen beperkt worden. In het voorjaar van 2025 werd het voornemen tot een (verhandelbare) bijmengverplichting met aanvullende subsidieregeling aangekondigd vanaf 2030. De verplichting zal oplopen van 1 procent in 2031 tot 5 procent in 2035. Op Prinsjesdag 2025 is de bijmengverplichting en subsidieregeling vervallen. Dit is niet meegenomen in de analyse.

Ombouw op tijd niet haalbaar

Met de voorgenomen (verhandelbare) bijmengverplichting met aanvullende subsidieregeling zullen naar verwachting maximaal een tweetal installaties met een gezamenlijk productievermogen van 1 GW kunnen worden omgebouwd, mits de waterstofinfrastructuur en waterstofbeschikbaarheid tijdig op orde wordt gebracht met een geloofwaardig perspectief

²¹ Van 2024 tot en met 2027 bedraagt de lineaire factor 4,3 % en vanaf 2028 4,4 %.

op langetermijncontracten voor waterstoflevering. Los van het subsidiebeslag is de ambitie van een volledige CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening met ombouw of vervanging tot 10 GW aan bestaand gasvermogen praktisch onhaalbaar, gegeven de doorlooptijden en bijbehorende implicaties voor leveringszekerheid en de beschikbaarheid van waterstof en waterstofinfrastructuur.

8.3 Ketenperspectief: brandstof, infrastructuur en systeeminpassing

Ombouw van kolen naar biomassa vereist een robuuste, gecertificeerde brandstofketen. Forwardprijzen voor biomassa zijn stabiel, maar beschikbaarheid van maatschappelijk geaccepteerde volumes blijft gevoelig. CCS vereist infrastructuur (zoals Porthos), die voor Rotterdam beschikbaar komt; voor Eemshaven is uitbreiding nodig zoals die wordt geschetst in de CES maar zonder concrete projectvoorstellen. Ruimtelijke en vergunningtechnische aspecten zijn randvoorwaardelijk.

In geval van ombouw van gascentrales naar waterstof, of nieuwbouw, moet vastgesteld worden dat niet alle centrales nabij de beoogde uitrol van het Waterstofnetwerk Nederland liggen. Het waterstofnetwerk is door vertragingen eerst gericht op regionale netten en navolgende opschaling tot landelijke netten na 2032. Groene waterstof is naar huidige verwachting tot 2035 schaars, alleen al door RFNBO-verplichtingen voor de industrie. Elektriciteitsproductie komt daar bovenop, met de aangekondigde verplichting voor 2030 (Voorjaarsnota 2024). Daarnaast vergt flexibele inzet aanzienlijke opslagcapaciteit die waarschijnlijk pas vanaf 2035 tijdig beschikbaar is (TNO, 2024). Alternatief voor zowel het volume aanbod als de benodigde flexibiliteitsvoorziening wordt eventueel geboden door blauwe waterstof, maar vooruitzichten zijn met enkele initiatieven (Den Helder, Eemshaven) en ontbrekende beleidskaders nog uiterst onzeker. Zonder infrastructuur en langetermijncontracten blijft grootschalige inzet vóór 2035 onrealistisch.

8.4 Economische onderbouwing onder actuele en toekomstige marktcondities

Om in de behoefte aan 10-20 GW regelbaar vermogen per 2035 te voorzien zijn veel investeringen in aanpassingen van bestaande centrales of het bouwen van nieuwe centrales nodig. Daarmee is dit een grootschalige systeemverandering die in relatief korte tijd gerealiseerd dient te worden om de doelstelling van een CO₂-neutraal elektriciteit-systeem in 2035 binnen bereik te houden.

Verschillende studies (Aurora, 2021; TNO, 2023) laten zien dat ETS-prijzen van 60–140 €/t CO₂ leiden tot aantrekkelijke businesscases voor ombouw van kolencentrales naar biomassacentrales. In de systeemanalyse van CE Delft & W+B komt deze route niet naar voren in de resultaten voor 2035, maar de studie gaat uit van nieuwbouw en relatief hoge biomassaprijzen in vergelijking tot de huidige marktprijzen. Deze route biedt bovendien significant binnenlandse potentieel voor negatieve emissies (PBL, 2022), terwijl de Europese Commissie heeft aangekondigd dat waardering van negatieve emissies een plaats zal krijgen in de EU ETS markt reform van 2026. Biomassacentrales met CCS kunnen dan hun negatieve emissies verkopen (extra inkomsten) op de ETS-markt. Afhankelijk van deze wijze van waardering kan deze route daarmee markttechnisch gezien aanzienlijk aantrekkelijker worden (TNO, 2022).

In geval van ombouw van gasgestookt vermogen van de 3 GW technisch geschikte eenheden kan naar schatting ombouw worden gerealiseerd voor 20–30% van de nieuwbouwkosten. Met kosten voor groene waterstof die naar huidige schatting op kunnen lopen tot twee á driemaal de gasprijs wordt concurrentie met resterend gasgestookt vermogen naar schatting pas haalbaar bij ETS-prijzen van 150 tot 300 EUR/t CO₂ of meer. Zonder infrastructuur en langetermijncontracten biedt grootschalige inzet vóór 2035 bedrijfseconomisch gezien geen haalbaar perspectief, en dat geldt in feite ook voor nieuwbouw. Een OPEX-subsidieregeling is aangekondigd, maar pas na 2030. Gegeven de budgetreservering zal maximaal één tot twee installaties onder dergelijke condities vóór 2035 kunnen worden gerealiseerd.

Hoewel marktpartijen op basis van verwachte ETS-prijzen kunnen anticiperen op de toekomst, blijven er tegelijkertijd nog diverse risico's voor investeringen in CO₂-neutraal regelbaar vermogen bestaan die deze investeringen belemmeren en onzeker maken. Een overzicht van de risico's en de (mogelijke) effecten daarvan op investeringen, is opgenomen in Annex B.3. Nadere analyse van de mate van benodigde beleidsinterventie valt buiten de scope van dit rapport, maar is essentieel voor vervolgbesluitvorming.

8.5 Beleidsopties voor leveringszekerheid

Op basis van het realistische potentieel ontstaat een kloof tussen benodigde en haalbare inzet van CO₂-vrij regelbaar vermogen voor 2035, en vóór die tijd al tussen benodigde en haalbare inzet van regelbaar vermogen. De benodigde systeemverandering, via aanpassing van bestaande centrales én mogelijk ook nieuwbouw, vergt investeringen met lange terugverdientijden, hoge onzekerheden en beperkte benuttingsuren. Hoewel marktpartijen op basis van verwachte ETS-prijzen kunnen anticiperen, blijven investeringen risicovol zonder aanvullend beleid.

Om het 2035-streefbeeld haalbaar te maken zonder leveringszekerheidsproblemen, óók tijdens de ombouw, worden beleidsinterventies als noodzakelijk geacht. Ombouw vóór 2040 is ook zeer ambitieus. Er vinden andere onderzoeken plaats met focus op leveringszekerheid waardoor dit rapport slechts kort de opties benoemt. Beleidsopties variëren in intensiteit en kunnen worden gerangschikt naar mate van ingreep:

1. Faciliterend beleid (licht)

- Snelle uitvoering en uitbreiding van OPEX-subsidieregeling voor CO₂-vrije gascentrales.
- Versnelling en verankering van waterstof- en CCS-infrastructuur (juridisch, ruimtelijk, financieel).
- Duidelijkheid over CO₂-prijsontwikkelingen en ETS-bekostiging van negatieve emissies (marktwaarde BECCS).
- Heropenen van de mogelijkheid tot inzet van biomassa(centrales) waar dat technisch en maatschappelijk verantwoord is.

2. Normerend, beschermend of subsidiërend beleid (midden)

- Strategische reserve of gefaseerde uitfasering van kolen- en gascentrales (i.p.v. abrupte sluiting). Vanuit de leveringszekerheidsrisico's zoals gesignaleerd in de Monitor Leveringszekerheid en dit rapport is interventie via strategische reserves een denkbaar perspectief om investeringen in vervangend regelbaar vermogen of ombouw een rendabel vooruitzicht te bieden.
- Tijdelijke inzet van niet-CO₂-vrij vermogen, gekoppeld aan leveringszekerheid.

- Verplichting tot (gedeeltelijke) inzet van waterstof in gascentrales vanaf 2030 (aangekondigd in de Voorjaarsnota 2024); dit vereist scherpe afstemming met infrastructuurplanning en volumebeschikbaarheid.

3. Sturend marktmodel (zwaar)

- Invoering van een verdergaande type capaciteitsmechanisme dan een strategische reserve,²² technologie-neutraal of met CO₂-neutraliteit als voorwaarde.
- Leveringszekerheidsverplichting voor leveranciers, inclusief CO₂-doelstelling.
- Tijdelijke openstelling van SDE++ of aanvullend BECCS-instrument voor negatieve emissies in elektriciteit.

Een overzicht van beleidsinstrumenten, inclusief hun eigenschappen en timing, is opgenomen in Annex B.3. Nadere analyse van de mate van benodigde beleidsinterventie valt buiten de scope van dit rapport, maar is essentieel voor vervolgbesluitvorming. Gegeven de doelstelling van een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem in 2035 is raadzaam om een dergelijke analyse wel uit te (laten) voeren, vanwege de grote systeemaanpassing die in relatief korte tijd vereist is terwijl de realisatietermijn van investeringen aanzienlijk kan zijn.

8.6 Leveringszekerheid en CO₂-neutraal via (tijdelijk) biomassa met CCS?

In de Klimaat- en Energienota 2025 werd bekendgemaakt dat het kabinet leveringszekerheid en betaalbaarheid prioriteert boven realisatie van een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2025a). Oplopende risico's voor leveringszekerheid en betaalbaarheid komen vooral door de afname van regelbaar vermogen en achterblijvende flexibiliteit.

Vanaf 2030 komt naar verwachting de leveringszekerheid en gerelateerde betaalbaarheid onder druk door de wettelijk vastgelegde uitfasering in 2030 van de resterende 3 GW kolengestookt (regelbaar) vermogen. Het vergt voordien al grootschalige nieuwbouw van CO₂-vrij opwekvermogen en/of ombouw van dit of bestaand regelbaar opwekvermogen, terwijl ook de overige ~18 GW gasgestookt vermogen in 10 jaar tijd zou moeten worden omgebouwd.

In dit tijdpad is grootschalige Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS) de enige technisch en uitvoeringstechnisch haalbare route. Deze route loopt via ombouw van één à twee moderne kolencentrales naar volledige biomassa-inzet, waarmee niet alleen negatieve emissies kunnen worden gerealiseerd maar tevens de voorzieningszekerheidsopgave rond 2030 wordt opgevangen. In een vervolgstap kan CCS worden toegevoegd op dezelfde locaties, aansluitend op de beschikbare infrastructuur (zoals Aramis). Deze redenering komt overeen met de conclusies uit de WKR-rapportage 'De lucht klaren?' (Wetenschappelijke Klimaatraad, 2024). Maatschappelijk en politiek draagvlak voor grootschalige BECCS was afgelopen jaren echter beperkt.

De Routekaart Koolstofverwijdering benoemt BECCS weliswaar als wenselijk, maar plaatst grootschalige biomassa-gestookte elektriciteitsproductie buiten scope (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2025). De parallelle beleidslijn om kleinschalige BECCS-projecten via de SDE++ te ondersteunen lijkt vanuit het klimaatdoel en de CCS-infrastructuur suboptimaal: kleinschalige BECCS leidt tot aanzienlijk hogere CCS-kosten per ton, complexere decentrale

²² Bijvoorbeeld een marktbreed capaciteitsmechanisme.

invoeding en een veel lager emissiebereik - een CCS-netwerk voor decentrale invoeding zal aanzienlijk complexer zijn dan twee grootschalige eenheden in Rotterdam op Aramis aansluiten. Daartegenover kan grootschalige BECCS van twee omgebouwde centrales, samen met de al omgebouwde Amercentrale, circa 7 Mt à 8 Mt negatieve emissies per jaar leveren bij realistische inzetprofielen. Dat volume ligt zeer dicht bij de ~9 Mt CO₂-emissies die volgens de KEV in 2035 refteren in de elektriciteitssector. Grootschalige BECCS is daarmee de enige optie die zowel negatieve emissies op systeemniveau kan leveren als regelbaar vermogen toevoegt binnen een uitvoerbaar tijdpad.

De ombouw van ten minste één of twee moderne kolen-eenheden naar volledige biomassa-inzet vormt daarmee niet alleen de enige uitvoerbare route om negatieve emissies vóór 2035 te realiseren, maar biedt tevens een robuuste oplossing voor de voorzieningszekerheid in de jaren 2030–2035, en binnen een tijdpad dat technisch en vergunningstechnisch haalbaar is.

Om deze route te ontsluiten zijn er drie beleidsrichtingen die kunnen bijdragen aan ontsluiting: explicitering van tijdelijke wenselijkheid van grootschalige biomassa-inzet totdat CO₂-vrij regelbaar vermogen beschikbaar komt (ten minste tot realisatie van voorgenomen kernenergie), waardering van negatieve emissies, inclusief ETS-hervorming per 2026, en/of een passend capaciteitsmechanisme om leveringszekerheid en CO₂-neutraliteit in samenhang te borgen.

9 Conclusies: CO₂-neutraal in 2035 is nog ver weg. Risico's nemen toe voor leveringszekerheid en betaalbaarheid

9.1 Urgentie: wie in 2035 zekerheid wil, moet in 2025 beslissen

De analyse in dit rapport laat zien dat een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem in 2035 momenteel niet binnen bereik ligt. De ambities zijn technisch niet haalbaar zonder de leveringszekerheid en bijbehorende betaalbaarheid verder onder druk te zetten. Er kunnen wel stappen richting verdere verduurzaming worden gezet, terwijl tegelijkertijd de leveringszekerheidsrisico's en betaalbaarheidsrisico's worden beperkt. Dat vergt structurele beleidsversnelling en duidelijke keuzes, ook om het doel in 2040 te halen.

Drie systeemveranderingen zijn daarbij doorslaggevend:

1. Opschaling van hernieuwbaar, flexibele vraag, conversie en opslag.

Verdere groei van zon en wind is noodzakelijk, en dat vergt veel meer flexibele vraag, grootschalige conversie (naar warmte en waterstof) en opslagcapaciteit. Ruimtelijke planning, aansluitcapaciteit en financiële instrumenten bepalen of dit gerealiseerd kan worden.

2. Beschikbaarheid van CO₂-vrij of -neutraal regelbaar vermogen.

Zonder versnelling van investeringsbeslissingen in ombouw of nieuwbouw van CO₂-vrij of CO₂-neutraal vermogen dreigt na 2030 een leveringszekerheidsprobleem. Biomassacentrales, alhoewel omstreden, is mogelijk de enige grootschalige regelbare en CO₂-vrije technologie voor 2035, en BECCS helpen om de elektriciteitsvoorziening CO₂-neutraal te maken. Vooruitlopend op waardering van negatieve CO₂-uitstoot in ETS kunnen nationale instrumenten garanties bieden als tijdelijke brug tot de beoogde realisatie van andere CO₂-vrij regelbaar vermogen zoals de voorgenomen realisatie van kerncentrales.

3. Voldoende beschikbaarheid van essentiële netinfrastructuur.

Zowel netverzwaring als beter netgebruik door gebruikers (via bijv. tariefherziening en tijdsduurcontracten) zijn noodzakelijk om aanbod, vraag en flexibiliteit te verbinden. Het beleid zou nu netinfrastructuur moeten prioriteren op locaties waar opwekpotentieel en systeemeffect samenkomen.

Daarnaast zijn er **drie essentiële randvoorwaarden**:

1. Consistent en voorspelbaar beleid.

Naast robuuste CO₂-prijsprikkel, zal normering en gerichte ondersteuning nodig zijn om de investeringsvoorwaarden te creëren, die passen bij het tempo en de omvang van de transformatie.

2. Ruimtelijke regie.

De clustering van productie, conversie en vraag vereist coördinatie over netten, ruimte en vergunningverlening heen. Programmatische aanpak en masterplanning zijn daarbij cruciaal.

3. Maatschappelijke acceptatie.

Zonder draagvlak voor wind op land, elektrolyse, opslag en warmtenetten komen oplossingen in de knel. Betrokkenheid, uitlegbaarheid en tempo moeten beter in balans worden gebracht.

De urgentie is duidelijk: wie in 2035 zekerheid wil, moet in 2025 beslissen. Een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem, in 2035 of 2040, vergt niet alleen technologische oplossingen, maar bestuurlijke helderheid, durf en consistentie.

9.2 Belangrijkste inzichten per onderdeel

De agenda voor **wind op zee** laat ogenschijnlijk beperkte vertraging van enkele jaren zien. De opschaling voor 2035 is echter ambitieus. Zo lijkt slechts realisatie van 25 GW (~60 TWh) haalbaar, tegenover een NPE-richtwaarde van 35 GW. Borging van ontwikkeling van infrastructuur door tijdige orders voor platforms heeft daarmee prioriteit.

Wind op land en zon-PV liggen ogenschijnlijk comfortabel op koers voor realisatie van de Klimaatakkoord ambitie van 35 TWh voor 2030, met naar huidige inschatting haalbare realisaties van ongeveer 8 GW wind op land en ruim 33 GW zon-PV (waarvan een derde kleinschalig). Vandaaruit zijn de NPE-richtwaarden van respectievelijk 12 GW wind op land en 98 GW zon-PV voor 2035 dan zeer ambitieus. Voortzetting van ondersteuning zoals wordt uitgewerkt in de vorm van CfD's is dan een vereiste. Gegeven de eerdere aankondiging van de netbeheerders dat de voor 2030 geambieerde 35 TWh alleen onder voorwaarden kan worden ingepast in de netinfrastructuur lijkt het vooralsnog echter een aannemelijke werkhypothese dat er ook niet veel meer inpasbaar is voor 2035. Alhoewel er met het LAN en de inzet op integraal programmeren een impuls kan worden gegeven, moet de aanpak zich nog bewijzen en richt voorgenomen prioritering zich tot nu toe veelal juist niet op netverzwaring voor hernieuwbaar op land.

Ondanks deze getemperde vooruitzichten vormt integratie van hernieuwbare elektriciteitsproductie een grote uitdaging. De Nederlandse piekproductie van hernieuwbare elektriciteit overstijgt komende jaren al de basisvraag naar elektriciteit en vergt een snelle **opschaling van flexibele vraag** met een capaciteit van ~2 GW per jaar, voor nuttige aanwending en borging van de businesscase van de subsidievrije uitgifte wind op zee kavels.

In geval van **Power-to-Heat** lijkt realisatie van 0,2 GW per jaar haalbaar, maar realisatiecijfers blijven ver achter vanwege oplopende kosten en met name de oplopende netkosten voor flexibel elektriciteitsgebruik. Aanpassing van nettarieven, zoals de invoering van ATR85, heeft dan ook prioriteit de komende jaren.

Netkosten spelen in geval van achterblijvende ontwikkeling **Power-to-Hydrogen** zeker ook een rol, maar de lopende ontwikkeling van de jaarverplichting voor RFNBO in de industrie hangt hier ook nog boven de markt. Als daar duidelijkheid over komt, mag verdere ontwikkeling van P2H2 verwacht worden. Bovendien leiden de herhaaldelijke vertragingen in ontwikkeling van infrastructuur tot investeringsonzekerheid, dus borging van duidelijke vooruitzichten en helder informatievoorziening is daarbij geboden. Zonder waterstof-opslag en -transportinfrastructuur is P2H2 geen flexibiliteitsoptie. Pas dan kan in komende jaren succesvolle opschaling verwacht worden, met zicht op een marktpotentieel dat oploopt tot circa 9 GW in 2035.

In geval van energie**opslag** zijn afgelopen jaren veel plannen ontwikkeld, zeker als het gaat om batterijen. Vooralsnog lijkt zo'n 3 GW aan realisaties van systeembatterijen haalbaar komende jaren, mede gegeven het marktpotentieel voor balanshandhaving. Verdere groei vergt robuuste vooruitzichten op zeer hoge gas- en/of ETS-prijzen als driver voor elektriteitsprijzen rond de piekproductie van zon-PV. In geval van langeretermijn opslag wordt al lang gewerkt aan waterstofopslag en ongeveer 1 GW aan CAES, en lopen er verschillende kleinschaliger trajecten voor redoxflowbatterijen met lagere TRL. Gegeven het belang van flexibiliteit verdienen deze innovatietrajecten mogelijk meer aandacht.

Industriële vraagsturing wordt rond 2030 een belangrijk alternatief voor regelbare opwek voor sporadische pieken in elektriciteitsvraag. Het verdient de aandacht dit potentieel beter in kaart te brengen, want vooralsnog is nog onduidelijk hoeveel er tegen welke marginale kosten beschikbaar zou kunnen zijn en in hoeverre dit ook in komende jaren kan worden ontsloten. De aangekondigde e-flex subsidie vormt daartoe een goede aanzet, maar zal in komende jaren mogelijk geïntensiveerd moeten worden.

Interconnectie is en blijft essentieel voor het balanceren van het elektriciteitssysteem. Het maximaliseren van interconnectie is kostenefficiënt, maar uitbreiding kost veel tijd. Vooral verbindingen met landen als Noorwegen en het VK zijn waardevol, omdat zij minder vaak gelijktijdig overschotten of tekorten hebben als Nederland. Investeren in interconnectie blijft daarom belangrijk voor leveringszekerheid en flexibiliteit van het energiesysteem.

Regelbaar opwekvermogen zal een hoofdrol blijven spelen in de **leveringszekerheid** voor elektriciteit. De wettelijke uitfasering van kolen in zowel Nederland als Duitsland in 2030 levert daarbij uitdagingen: tot die tijd lijkt het onwaarschijnlijk dat er tijdig voldoende investeringsprikkels vanuit de elektriciteitsmarkt zullen ontstaan voor investeringen in nieuw vermogen en het is de vraag of je dat moet willen afwachten. Dit perspectief rechtvaardigt bijsturing op de wijze van uitfasering in beide landen, bijvoorbeeld door gecoördineerde spreiding en/of geleidelijk aflopende productiebeperking van kolengestookte productie zoals die eind 2021 werd ingevoerd.

Een alternatief wordt geboden door **ombouw van kolencentrales tot volledige biomassa** zoals dat bij de Amercentrale is toegepast. Met name politiek en maatschappelijk draagvlak vormt hier een risico voor investeerders, dus het vergt vermoedelijk een juridische bescherming tegen beleidswijzigingen voor de langere termijn zoals dat ook aan de orde is gesteld in het kader van de *Government Support Package* voor kernenergie.

Verder zou **ombouw van bestaande gascentrales naar waterstof-gestookte centrales** een route bieden naar leveringszekerheid in een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening. Gegeven de vooruitzichten zou het dan gaan om de ombouw van ten minste 10 GW aan gasgestookt vermogen, i.e. 1 GW per jaar tussen nu en 2035. Nemen we echter ook een voorbereidingstijd van enkele jaren in ogenschouw, dan leidt een dergelijke route

desondanks tot grote uitdagingen voor de leveringszekerheid. De voorliggende plannen voor ondersteuning bieden dan wel een passend kader voor de eerste ombouw van enkele centrales na 2030, die bovendien aansluit bij de huidige inschatting dat mogelijk slechts 3 GW aan capaciteit tegen aanmerkelijk lagere kosten dan nieuwbouw kunnen worden gerealiseerd. Daarbij zijn technische uitdagingen rond NO_x-emissie echter nog niet opgelost.

Ombouw naar waterstofcentrales zal bovendien alleen haalbaar zijn indien er voldoende zekerheid is over de **beschikbaarheid van H₂-infrastructuur en groene of blauwe waterstof** die voor de lange termijn gecontracteerd moet kunnen worden. Hier zal pas komende jaren duidelijkheid over kunnen ontstaan. De lopende ontwikkeling van een visie op blauwe waterstof biedt mogelijk aanknopingspunten voor versnelling. Richting 2030 moet dit perspectief dan duidelijker worden, en dat geldt ook voor het perspectief op de positie in de merit order op basis van waterstofprijzen en de verdere ontwikkeling van de ETS-prijzen. Bij huidige verwachtingen van waterstofprijzen van €60 tot €90 per MWh zouden de huidige vooruitzichten voor ETS-prijzen van €100 en €150 per ton CO₂eq nog moeten verdubbelen. In die zin vergt deze optie de hoogste waarde van emissierechten om met conventioneel gasvermogen te kunnen concurreren en zullen ook andere CO₂-neutrale flexibiliteitsopties voor conversie en opslag dan een aantrekkelijk investeringsperspectief bieden.

Belemmeringen zorgen voor vertraging of onzekerheid:

Er is een consistent en ondersteunend beleidskader nodig voor het realiseren van een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem in 2035 of later. In het kort zijn aanzienlijke investeringen nodig ondanks de risico's en onzekerheden. Netinfrastructuur en netcongestie blijft een beperkende factor. Doorlopende technologische innovatie is essentieel, zowel voor 2035 als 2050. En tot slot helpt ruimtelijke planning bij de efficiënte integratie van energiesysteemonderdelen en coördinatie tussen belanghebbenden.

Referenties

- Pentalateral Energy Forum. (2023, 12 18). *Statement by Ministers of the Pentalateral Energy Forum*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/6e675448-3466-44ab-9dcb-c5c8804c521c/file>
- ACM. (2025). *Vragen en Antwoorden – Congestie management en het Capaciteitsbeperkingscontract*. Opgeroepen op 2025, van www.acm.nl: <https://www.acm.nl/system/files/documents/q-en-a-over-congestie management-en-capaciteitsbeperkingscontract.pdf>
- Argus. (2024). *Biomass Markets weekly*. London: Argus. Opgehaald van <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiMv5W3-lqLAXWrnf0HHYx4LWwQFnoECBwQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.argusmedia.com%2F-media%2Fproject%2Fargusmedia%2Fmainsite%2Fenglish%2Fdocuments-and-files%2Fsample-report>
- Atlantic Ventures. (2024). *Improving Sustainability in Data Centers*.
- Aurora. (2021). *CO2-free flexibility options for the Dutch power system*. Berlijn: Aurora. Opgehaald van https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/rapporten/2022/01/19/co2-free-flexibility-options-for-the-dutch-power-system-door-aurora/Studie_CO2_free_flexibility_options_for_the_Dutch_power_system.PDF
- BCG. (2022). Belangrijkste uitkomsten en aanbevelingen naar aanleiding van de planningsanalyse.
- Berenschot. (2024). *Verkenning alternatief nettariefstelsel kleinverbruik*.
- Berenschot, TNO. (2023). *Omvang en ombouw van regelbaar vermogen in 2035*. Utrecht. Opgehaald van https://www.berenschot.nl/media/cf0hefbg/rapportage_regelbaar_vermogen_openbaar_20230929.pdf
- BMWK. (2022). *Kraftwerkssicherheitsgesetz - Ausschreibungen für steuerbare Kapazitäten für einen Beitrag zur Versorgungssicherheit*. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.
- BMWK. (2024, September 11). *Konsultationsverfahren eröffnet: Kraftwerkssicherheitsgesetz*. Opgehaald van Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240911-kraftwerkssicherheitsgesetz.html>
- BNP Paribas. (2024, October). Dutch Nuclear Newbuild Program: Private Finance Options.
- Bollen, J. et al. (2025). <https://esb.nu/energiekostencompensatie-nodig-voor-concurrentievermogen-industrie/>. ESB. Opgehaald van Compensatie energiekosten nodig voor concurrentievermogen industrie: <https://esb.nu/energiekostencompensatie-nodig-voor-concurrentievermogen-industrie/>
- CBS. (2022, December 8). *Elektriciteit geleverd aan datacenters, 2017-2021*. Opgehaald van Centraal Bureau voor de Statistiek: <https://www.cbs.nl/nl-nl/maatwerk/2022/49/elektriciteit-geleverd-aan-datacenters-2017-2021>
- CE Delft & TNO. (2024a). *Feitenbasis salderingsregeling zonne-energie*. Delft: CE Delft. Opgehaald van <https://ce.nl/wp->

- content/uploads/2024/09/CE_Delft_230470_Achtergrondrapport_Feitenbasis_salderingsregeling_zonne-energie_Def.pdf
- CE Delft & Witteveen + Bos. (2024). *Elektriciteitsmix en marktdynamiek in 2035 CO2-vrije elektriciteitssysteem*.
- CE Delft. (2015). *Potential for Power-to-Heat in the Netherlands*.
- CE Delft. (2016). *Het PowerFlex-Model*. Delft: CE Delft. Opgehaald van https://ce.nl/wp-content/uploads/2021/03/CE_Delft_3F00_Backward_tests_PowerFlex_Model_Def.pdf
- CE Delft. (2022). *100% CO2-vrije elektriciteit in 2035. Spoorboekje voor opschaling naar 2035*. Delft: CE Delft. Opgehaald van https://ce.nl/wp-content/uploads/2022/09/CE_Delft_220186_100_CO2-vrije_elektriciteit_in_2035_Def_nieuw.pdf
- CE Delft. (2023a). *Beleid voor grootschalige batterijen en opweknetcongestie*.
- CE Delft. (2023a). *Nut en noodzaak extra wind op land in 2030 en 2050*. Delft: CE Delft. Opgehaald van https://ce.nl/wp-content/uploads/2023/03/CE_Delft_220235_Nut_en_noodzaak_extra_wind_op_land_in_2030_en_2050_def.pdf
- CE Delft. (2023a). *Subsidie voor uitgestelde levering met batterijen en zon-pv*. Delft: CE Delft. Opgehaald van https://ce.nl/wp-content/uploads/2023/10/CE_Delft_220493_Beleidsnotitie_Subsidie_uitgestelde_levering_batterij_zon-pv_DEF.pdf
- CE Delft. (2023b). *Beleid voor grootschalige batterijsystemen en afnamecongestie*.
- CE Delft. (2024a). *Elektrolyzers, nettarieven en het elektriciteitssysteem*. Delft: CE Delft. Opgehaald van https://ce.nl/wp-content/uploads/2024/12/CE_Delft_230495_Elektrolyzers_nettarieven_en_het_elektriciteitssysteem_Def-1.pdf
- CE Delft en Witteveen + Bos. (2023). *Thuis- en buurtbatterijen; Kansen, knelpunten en beleidsaanbevelingen*.
- CE Delft; Witteveen + Bos. (2024a). *Elektriciteitsmix en marktdynamiek in 2035 CO2-vrije elektriciteitssysteem*. Delft: CE Delft. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/277b9add-3237-4329-be4f-9b69e7070376/file>
- CLO - Compendium voor de Leefomgeving. (2024, 8 22). *Interconnectiecapaciteit elektriciteit, 2015 - 2023*. Opgehaald van <https://www.clo.nl/indicatoren/nl059503-interconnectiecapaciteit-elektriciteit-2015-2023>
- Commissie MER. (2024). 3723. *Levensduurverlenging kerncentrale Borssele*. Opgehaald van <https://commissiener.nl/adviezen/3723>
- Deloitte & Common Futures. (2023). *Adviesnotitie 'strategische visie' voor het Energie Infrastructuur Plan Noordzee 2050*. Amsterdam: Deloitte. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/50531144-a66f-41ed-a563-f6d5c1a00c4b/file>
- Deloitte. (2024). *Samenvattend adviesrapport ten behoeve van eht Energie-Infrastructuur Plan Noordzee 2050*.
- Dialogic. (2024). *Analyse systeemkansen energieflexibiliteit clouddiensten*.
- DNV. (2021). *De mogelijke bijdrage van industriële vraagrespon op leveringszekerheid*. Opgehaald van <https://www.dnv.nl/publicaties/de-mogelijke-bijdrage-van-industriele-vraagrespon-aan-leveringszekerheid-190655/>
- DNV GL. (2018). *Verkenning naar mogelijkheden om aardgas te vervangen in industriële verhittingsprocessen*. Arnhem: DNV GL. Opgehaald van <https://www.dnv.com/oilgas/download/report-replace-natural-gas-with-hydrogen-for-industrial-heating-processes.html>
- E-bridge. (2024). *Electricity cost assessment for large industry in the Netherlands, Belgium, Germany and France*. Oosterbeek: E-bridge. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/17f8a8ea-2069-40ea-b4ce-c0138cd2fb71/file>

- ECN. (2017, 11). Opgehaald van <https://topsectorenergie.nl/documents/291/2017-FLEXNET-phase-2.pdf>
- Ecorys. (2024). *Marktonderzoek energieopslag in Nederland 2024*. Rotterdam: Ecorus.
- EDF. (2024). 2024 Half Year Results.
- Ennatuurlijk. (2023). *Warmte voor Midden- en West-Brabant*. Opgehaald van [ennatuurlijk.nl: https://www.flipsnack.com/5F5CD6EEFB5/ennatuurlijk_brochure_mwbrabant.html](https://www.flipsnack.com/5F5CD6EEFB5/ennatuurlijk_brochure_mwbrabant.html)
- ETN Global. (2020). *Hydrogen gas turbines. The path towards a zero-carbon gas turbine*. Brussel: European Turbine Network. Opgehaald van <https://etn.global/wp-content/uploads/2020/01/ETN-Hydrogen-Gas-Turbines-report.pdf>
- European Commission. (2025). *ANNEX to the Commission Decision specifying the pro-rata contributions to the Union CO2 injection capacity objective by 2030 from entities holding an authorisation as defined in Article 1, point 3, of Directive 94/22/EC of the European Parliament and of t*. Brussels: European Commission. Opgehaald van https://climate.ec.europa.eu/document/download/60f255cf-a530-4c36-8aa2-c5b2e1a4e52d_en?filename=c_2025_3222_annexes_en.pdf
- Europees Parlement. (2023). *2021/0211(COD) - LEGISLATIVE ACTS AND OTHER INSTRUMENTS PE-CONS 9/23 amending Directive 2003/87/EC*.
- Europees Parlement. (2023). *Richtlijn (EU) 2023/2413 tot wijziging van Richtlijn (EU) 2018/2001, Verordening (EU) 2018/1999 en Richtlijn 98/70/EG wat de bevordering van energie uit hernieuwbare bronnen betreft, en tot intrekking van Richtlijn (EU) 2015/652 van de Raad*.
- Europees Parlement. (2024, 03 01). *Richtlijn 2003/87/EG tot vaststelling van een systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Unie*. Opgehaald van <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/?uri=CELEX:02003L0087-20240301>
- Europees Parlement. (2024, 03). *Richtlijn 2003/87/EG tot vaststelling van een systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Unie - Artikel 9*. Opgehaald van <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/?uri=CELEX:02003L0087-20240301>
- Europese Commissie. (2022). *COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS REPowerEU Plan*. Opgehaald van <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=COM:2022:230:FIN>
- Europese Commissie. (2022). *REPowerEU - Affordable, secure and sustainable energy for Europe*.
- Europese Commissie. (2023). *REGULATION (EU) 2023/2405 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on ensuring a level playing field for sustainable air transport (ReFuelEU Aviation)*.
- Europese Unie. (2023). *Renewable Energy Directive*. Opgehaald van <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023L2413&qid=1699364355105>
- Expertteam Energiesysteem 2050. (2023, 04 13). *Energie door perspectief: rechtvaardig, robuust en duurzaam naar 2050*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-79f8093ac883c0413d412e2b9b1d092c1cdc7338/pdf>
- Expertteam Energiesysteem 2050. (2023). *Outlook Energiesysteem 2050*. Utrecht: Expertteam Energiesysteem 2050.
- EY. (2024). *Dutch Nuclear New Build Program: Remuneration models & financing structures*. Amsterdam: EY. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/4bd1ea99-e813-4289-ace6-f9dd6eff2895/file>
- EY. (2024, July 9). *Dutch Nuclear New Build Program: Remuneration models & financing structures*.

- Frontier Economics. (2019). *Profitability and Dispatch of MMP3 Power Plant with Alternative Fuels*. Keulen: Frontier Economics. Opgehaald van <https://www.frontier-economics.com/media/3527/profitability-and-dispatch-of-mpp3-power-plant-with-alternative-fuels.pdf>
- Gasunie. (2022). *Ontwikkelingen aardgasstromen, impact op netwerken en relatie tot het private Delta Corridor initiatief*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-02a99b7407a07d7fb09ade40d857e87513ff64a1/pdf>
- Gasunie. (2024). *Waterstofnetwerk Nederland*. Opgeroepen op November 01, 2024, van <https://www.gasunie.nl/projecten/waterstofnetwerk-nederland>
- Gemeente Amsterdam. (2023). *Vestigingsbeleid datacenters Amsterdam 2020-2030, eerste herziening*.
- Good, N. (2017). *Review and classification of barriers and enablers of demand response in the smart grid*. Opgehaald van <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117300436?via%3Dihub>
- Good, N., Ellis, K., & Mancarella, P. (2017). Review and classification of barriers and enablers of demand response in the smart grid. Opgehaald van <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117300436?via%3Dihub>
- Hermans, S. (2025, januari 23). *Beantwoording vragen over het amendement over middelen voor de ontwikkeling van Small Modular Reactors (SMR's)*.
- Hermans, S. (2025, februari 5). Kamerbrief: Voornemen oprichting deelneming voor kernenergie.
- Hermans, S. (2025, februari 5). Kamerbrief: Voornemen oprichting deelneming voor kernenergie.
- H-vision. (2019). *Blue hydrogen as accelerator and pioneer for energy transition in the industry*. Rotterdam: H-vision. Opgehaald van <https://www.deltalinqs.nl/stream/h-vision-eindrapport-blue-hydrogen-as-accelerator>
- Hynetwork. (2024, December). *Hynetwork*. Opgehaald van Het uitrolplan: <https://www.hynetwork.nl/over-hynetwork/het-uitrolplan>
- Hynetwork Services. (2023). *Market update Hydrogen Network Netherlands*. Groningen: Hynetwork Services.
- HyStock. (2024). *Over HyStock / het project*. Opgeroepen op November 01, 2024, van <https://www.hystock.nl/over-hystock/het-project>
- IBO. (2023, 03 13). *Scherpe doelen, scherpe keuzes*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-8a1597dba8caf5a78d9d3f61081602200722b66f/pdf>
- IBO. (2025, Maart 7). *Schakelen naar de toekomst - IBO Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/e914cc94-ffcd-42dd-9989-bf7c3fdd44f9/file>
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen*. Parijs. Opgehaald van https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- IEA. (2021). *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector*. Parijs: IEA. Opgehaald van https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf
- IEA. (2022). *World Energy Outlook 2022*. Parijs: International Energy Agency. Opgehaald van <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>
- IEA. (2024). *Electricity 2024 - Analysis and forecast to 2026*. International Energy Agency.

- IEA. (2025). *Building the Future Transmission Grid. Strategies to navigate supply chain challenges*. France: International Energy Agency (IEA). Opgehaald van <https://iea.blob.core.windows.net/assets/744ff0bb-905a-4f9f-83e3-2d04ce99e09c/BuildingtheFutureTransmissionGrid.pdf>
- IEA, NEA. (2020). *Projected Costs of Generating Electricity*. Parijs: IEA International Energy Agency. Opgehaald van <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>
- Jetten. (2023). *Kamerstuk 32813 - Kabinetsaanpak Klimaatbeleid*. Nr. 1272.
- Jetten. (2024). *Stimuleren duurzame energieproductie Kabinetsaanpak Klimaatbeleid*.
- Jetten, R. (2023). *Kabinetsaanpak Klimaatbeleid - Brief aan de Kamer*. Opgehaald van <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/dossier/kst-32813-1143.pdf>
- Jetten, R. (2023). *Kamerbrief: Voortgangsupdate rol batterijen in het energiesysteem*.
- Jetten, R. (2023). *Stand van zaken openstelling SDE++ 2024 en resultaten SDE++ 2023*. Opgehaald van https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2024D25242&did=2024D25242
- Jetten, R. (2024). *Kamerbrief over voortgang en procedure Delta Rhine Corridor*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/a2b31efb-d05e-4845-932f-eee43711b991/file>
- Jetten, R. (2024). *Kamerbrief: Stand van zaken openstelling SDE++ 2024 en resultaten SDE++ 2023*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/14295764-1b52-4234-9651-1e6abd0efe0d/file>
- Jetten, R. (2024, februari 1). *Kamerbrief: Stand van zaken van de nieuw te bouwen kerncentrales*.
- Kamerstuk. (2023). *Ontwerp Meerjarenprogramma Klimaatfonds 2024*.
- KGG, M. v. (2025, 09 16). *Actieplan windenergie op zee*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/a00b0033-4ef2-4fa3-9235-cccc8e26c5a6/file>
- LDES Council. (2024). *Annual Report 2024 Long Duration Energy Storage Council*.
- Ministerie van BZK. (2022). *Vorbereidingsbesluit hyperscale datacenters*.
- Ministerie van BZK. (2023). *Besluit van 20 december 2023, houdende wijziging van Besluit kwaliteit leefomgeving in verband met een instructieregel voor hyperscale datacentra*.
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2022). *Programma-aanpak Small Modular Reactors*.
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2023a). *Kamerbrief Voortgang realisatie windenergie op zee*. Den Haag: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/e4449c1d-0527-46d5-9da3-23168a904019/file>
- ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2024). *Kamerbrief Update aanvullende routekaart wind op zee*. Den Haag: ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/a5b91671-5b23-45b5-aa0b-72439730a4dc/file>
- ministerie van EZK. (2022, juni 10). *Kamerbrief Aanvullende routekaart windenergie op zee 2030*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-4a5f7a5116d647b18150a5692f00f2b29c5edad7/pdf>
- Ministerie van EZK. (2023). *Kamerbrief - Ruimtelijke samenhang windparken en mijnbouwactiviteiten op zee*.
- ministerie van EZK. (2023, mei 17). *Kamerbrief Partiële Herziening van het Programma Noordzee 2022-2027*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-dcb1d882dd665c47368f2fa6eb9726a8469632da/pdf>
- Ministerie van EZK. (2023, 12 1). *Nationaal Plan Energiesysteem*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/2f5cbb52-0631-4aad-b3dd-5088fab859c5/file>

- ministerie van EZK. (2024). *Kamerbrief Toekomstig stimuleringsbeleid zon-PV en windenergie op land na de SDE++*. Den Haag: ministerie van EZK. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/0b2ada14-1e30-40a9-a10a-de1a23629b21/file>
- ministerie van EZK. (2024, april 25). *Kamerbrief Update aanvullende routekaart wind op zee*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/a5b91671-5b23-45b5-aa0b-72439730a4dc/file>
- Ministerie van Financiën. (2023). *Voorjaarsnota 2023*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-a46db680cc67398e673053092b9b68b317128abc/pdf>
- ministerie van KGG. (2024, december 10). *Kamerbrief Leveringszekerheid van elektriciteit*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/bb1ce862-ac04-4469-a6aa-2d3996c90646/file>
- ministerie van KGG. (2024). *Kamerbrief Scope en vervolg Delta Rhine Corridor*. Den Haag: ministerie van KGG. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/6321fef5-16b2-494a-8f08-ba2dd11e23f6/file>
- ministerie van KGG. (2025, februari 21). *Kamerbrief Openstelling SDE++ 2025*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/368fa570-7aed-4357-9d49-76e4168fca4b/file>
- ministerie van KGG. (2025). *Klimaatplan 2025-2035*. Den Haag: ministerie van KGG. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/1cc2dff1-ea3e-499e-b1e3-04bf487b649d/file>
- Ministerie van Klimaat en Groene Groei. (2024, 10 24). *Energienota 2024*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/9f6aa9ab-3658-47aa-808f-d216a6a7cb8a/file>
- Ministerie van Klimaat en Groene Groei. (2024, december 5). *Kamerbrief Scope en vervolg Delta Rhine Corridor*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/6321fef5-16b2-494a-8f08-ba2dd11e23f6/file>
- Ministerie van Klimaat en Groene Groei. (2024). *Kamerbrief Verloop openstelling SDE++ 2024*. Den Haag: ministerie van KGG. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/e4936613-3575-4922-b38b-639e6984ec67/file>
- Ministerie van Klimaat en Groene Groei. (2024). *Kamerbrief: Verloop openstelling SDE++ 2024*. Den Haag: ministerie van Klimaat en Groene Groei. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/e4936613-3575-4922-b38b-639e6984ec67/file>
- Ministerie van Klimaat en Groene Groei. (2024). *Notitie evaluatie hekjes SDE++, bijlage Kamerbrief Openstelling SDE++ 2024*. Den Haag: ministerie van KGG. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/733b7a93-a9d6-4de9-86fb-ab2218b99398/file>
- Ministerie van Klimaat en Groene Groei. (2025, 3 14). *Routekaart Koolstofverwijdering*. Opgehaald van <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2025/03/14/bijlage-1-minvkgg-routekaart-koolstofverwijdering>
- Ministerie van Klimaat en Groene Groei. (2025a). Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/6744a7e2-bc2a-47b0-833e-8e4c5dd3d793/file>
- Ministerie voor Klimaat en Energie. (2023, December 19). Opgehaald van Kamerbrief - Voorzienings- en leveringszekerheid energie: https://www.eerstekamer.nl/behandeling/20231219/brief_van_de_minister_voor_k_e
- NBNL, N. N. (2023). *Scenario's investeringsplannen 2024*.
- NBNL, N. N. (2024). *Stand van de uitvoering*.
- Nederland, N. (2023). *Scenario's investeringsplannen 2024*.
- NETL. (2023, 2 16). *NETL Internal Combustion and Turbine Research*. Opgehaald van Gas Turbine Handbook: <https://netl.doe.gov/sites/default/files/gas-turbine-handbook/6-0-2.pdf>
- NRG Pallas. (2025). Verkenning SMR-inpassing provincie Gelderland 2025.

- Oberg, S., Odenberg, M., & Johnsson, F. (2022). Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 47, Issue 1, Pages 624-644.
- Parlement, E. (2023). *Richtlijn (EU) 2023/2413 van het Europees Parlement en de Raad van 18 oktober 2023 tot wijziging van Richtlijn (EU) 2018/2001, Verordening (EU) 2018/1999 en Richtlijn 98/70/EG wat de bevordering van energie uit hernieuwbare bronnen betreft, en tot intrekking*. Opgehaald van https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/ALL/?uri=OJ:L_202302413
- PBL. (2022). *Klimaat- en Energieverkenning 2022*. Opgehaald van <https://www.pbl.nl/uploads/default/downloads/pbl-2022-klimaat-en-energieverkenning-4838.pdf>
- PBL. (2022). *Negatieve emissies*. Den Haag: PBL. Opgehaald van https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2017-negatieve-emissies-technisch-potentieel-realistisch-potentieel-en-kosten-voor-nederland_2606.pdf
- PBL. (2024). *Eindadvies Basisbedragen SDE++ 2024*. Opgehaald van <https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-03/pbl-2024-eindadvies-sde-plus-plus-2024-5040.pdf>
- PBL. (2024). *OPERA - Option Portfolio for Emissions Reduction Assessment*. Opgehaald van Planbureau voor de Leefomgeving: <https://www.pbl.nl/modellen/opera>
- PBL. (2024a). *Monitor RES 2024*. Den Haag: PBL. Opgehaald van <https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-12/pbl-2024-monitor-res-2024-5368.pdf>
- PBL. (2024a). *Monitor RES 2024*. Den Haag: PBL. Opgehaald van <https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-12/pbl-2024-monitor-res-2024-5368.pdf>
- PBL, TNO & DNV. (2022). *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2022*. Den Haag: PBL. Opgehaald van <https://www.pbl.nl/uploads/default/downloads/pbl-2022-eindadvies-sde-plus-plus-2022-4403.pdf>
- PBL, TNO & RVO. (2024a). *Reflectie op Cluster Energiestrategieën 2024 (CES 3.0)*. Den Haag: PBL. Opgehaald van <https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-12/pbl-2024-reflectie-op-cluster-energiestrategieen-2024-ces30-5312.pdf>
- PyPSA. (2024). Opgehaald van Python for Power System Analysis: <https://pypsa.org/>
- Rijksoverheid. (2022). *Beleidsprogramma versnelling verduurzaming gebouwde omgeving*.
- Rijksoverheid. (2024). *Regeerprogramma - Uitwerking van het hoofdlijnenakkoord door het kabinet*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-f525d4046079b0beabc6f897f79045ccf2246e08/pdf>
- Rijksoverheid. (2024a). *Programma Energiehoofdstructuur*. Den Haag: Rijksoverheid. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/f7d12cc1-4f28-4596-b498-ee56077b3622/file>
- RVO. (2023). *Kennisdossier E-Boilers*. Opgehaald van <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2023-02/Achtergrondinformatie%20e-boilers.pdf>
- RVO. (2023, juli). *SDE(+)(+) Projecten in beheer, peildatum juli 2023*. Opgehaald van Feiten en cijfers SDE(+)(+): <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.rvo.nl%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2F2023-07%2FSDE%2528%252B%2529%2520Projecten%2520in%2520beheer%2520%2528juli%25202023%2529.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK>
- RVO. (2024, April 29). *7 projecten krijgen subsidie voor de productie van volledig hernieuwbare waterstof*. Opgehaald van <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2024/04/29/zeven-projecten-krijgen-subsidie-voor-de-productie-van-volledig-hernieuwbare-waterstof>

- RVO. (2024, 8 12). *Veranderingen in SDE++ 2024*. Opgehaald van <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/sde/aanvragen/veranderingen-sde>
- RVO. (2024a). *Monitor Wind op Land 2023*. Utrecht: RVO. Opgehaald van <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2024-05/Monitor%20Wind%20op%20land%202023.pdf>
- RVO. (2024a). *Monitor zon-PV 2024*. Utrecht: RVO. Opgehaald van <https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/rapporten/2024/10/22/monitor-zon-pv-2024/ZON-PV+Monitoringsrapportage+2024+-+definitief+-+RVO-KGG+-+10+okt+2024.pdf>
- RVO. (2025, 6 20). Opgehaald van Ondernemers kunnen ook in 2026 SDE++-subsidie aanvragen: <https://www.rvo.nl/nieuws/sde-2026>
- RVO. (2025). *Monitor Wind op Land 2024*. Opgehaald van <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2025-05/Monitor-Wind-op-Land-2024.pdf>
- Sintef. (2019). *D1.4 Mapping, Characterization and Critical Evaluation of the State-of-the-Art*. Trondheim: Arbaheat.
- Strategy& PWC. (2024). *Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders ("FIEN+")*. Amsterdam: Strategy& PWC. Opgehaald van https://www.netbeheernederland.nl/sites/default/files/2024-12/241216_fien_eindrapport.pdf
- Taminiau, F., & van der Zwaan, B. (2022). The Physical Potential for Dutch Offshore Wind Energy. 4(4).
- Tekenkamer van de Industrie. (2024). *BECC(U)S in de verkenning van toekomstige energiesystemen*. Amersfoort: ISPT. Opgehaald van [https://ispt.eu/publications/white-paper-beccus-in-de-verkenning-van-toekomstige-energiesystemen/#:~:text=van%20BECC\(U\)S%20in,de%20toekomst%20te%20groot%20is](https://ispt.eu/publications/white-paper-beccus-in-de-verkenning-van-toekomstige-energiesystemen/#:~:text=van%20BECC(U)S%20in,de%20toekomst%20te%20groot%20is)
- TenneT. (2022). *Monitor Leveringszekerheid 2022*. Arnhem: TenneT. Opgehaald van https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2023-01/Monitoring%20Leveringszekerheid%202022_12JAN2023.pdf
- Tennet. (2024). *Monitor Leveringszekerheid*.
- Tennet. (2024a). *Analysis of Dutch market response volumes from 2017 - 2023*. Opgehaald van https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2024-07/20240726%20TenneT_Analysis%20of%20Dutch%20market%20response%20volumes%20from%202017-2023.pdf
- TenneT. (2024a). *NederlandTenneT Tienjaars-tariefprognose (2025 - 2034)*. Arnhem: TenneT. Opgehaald van <https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2024-07/TenneT%20tienjaars-tariefprognose.pdf>
- TenneT. (2025, January 3). *Interconnector LionLink developed through offshore grid project Nederwiek 3*. Opgehaald van <https://www.tennet.eu/news/interconnector-lionlink-developed-through-offshore-grid-project-nederwiek-3>
- TKI E&I, TNO, DNV GL, MSG. (2021). *Elektrificatie: cruciaal voor een duurzame industrie*.
- TNO & NRG. (2021). *De rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant*. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34637902/jNOjru/TNO-2020-P12092.pdf>
- TNO & PBL. (2022). *Elektrisch Rijden Personenauto's & Logistiek*.
- TNO. (2022). *Extra opgave elektriciteitsvoorziening*. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34639989/E9mSzc/TNO-2022-M10695.pdf>
- TNO. (2022-04). *Extra opgave elektriciteitsvoorziening 2030*.
- TNO. (2022a). *De verwachte impact van windturbines op huizenprijzen in Nederland. Een ruimtelijke analyse voor de periode 2020-2030*. Den Haag: TNO. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34639293/2ZNonx/TNO-2022-P10374.pdf>

- TNO. (2023). *Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem*. Amsterdam: TNO. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/d1b0d425-cd24-4536-90f6-8cfe5e08df65/file>
- TNO. (2023). *Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem - interim rapport deel 1*.
- TNO. (2023). *Naar een CO2-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040 - een verkenning*. Amsterdam: TNO. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34640677/vqGKql/TNO-2021-P12683.pdf>
- TNO. (2024). *De bereidheid van consumenten om flexibiliteit te leveren in het energiesysteem in de gebouwde omgeving*.
- TNO. (2024). *De rol van slimme apparaten bij netcongestie op het laagspanningsnet*.
- TNO. (2024). *Dispatchable CO2-free generation capacity in the Netherlands 2030-2050*.
- TNO. (2024). *Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the Netherlands - Renewable Hydrogen Cost Element Evaluation (RHyCEET)*.
- TNO. (2024). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050 - Scenario update and scenario variants for industry*. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34642478/U1ZsmY/TNO-2024-P10607.pdf>
- TNO. (2024). *Verkenning van toekomstige ontwikkelingen en uitdagingen voor een klimaatneutraal elektriciteitssysteem in Nederland, 2030-2050*.
- TNO. (2024). *Waterstof-opslagbehoefte 2030-2035*. Amsterdam: TNO.
- TNO. (2024a). *Reflectie op Energie Infrastructuur Plan Noordzee studies*. Utrecht: TNO. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/f4d24aa4-e729-4b2e-81ad-82df78b1c1e5/file>
- TNO. (2025). *Het Nederlandse concurrentievermogen in het licht van het Draghi-rapport*. Den Haag: TNO. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34644080/ABbMWCTh/TNO-2025-R10842.pdf>
- TNO. (2025, 2). *Koolstofverwijdering in een duurzaam Nederlands energiesysteem*. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34643959/deQwRCIN/TNO-2025-R10245.pdf>
- TNO, CBS. (2020). *Warmtemonitor 2019*. Den Haag: TNO, CBS. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34637063/VUtytF/segers-2020-warmtemonitor.pdf>
- UK Government. (2022). *Longer Duration Energy Storage (LoDES) Demonstration Programme: succesful projects*.
- Utrecht, T. &. (2025). *Haalbaarheid van de Clean Industry Deal*. Opgehaald van <https://publications.tno.nl/publication/34644120/MgeFEg4c/bollen-2025-haalbaarheid.pdf>
- Voorjaarsnota. (2023). *Voorjaarsnota 2023 - brief van de minister van financiën*.
- VVD, D66, CDA, ChristenUnie. (2021). *Omzien naar elkaar, vooruitkijken naar de toekomst*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/repository/ronl-f3cb0d9c-878b-4608-9f6a-8a2f6e24a410/1/pdf/coalitieakkoord-2021-2025.pdf>
- Wetenschappelijke Klimaatraad. (2024, 07 10). *De Lucht Klaren?* Opgehaald van <https://www.wkr.nl/documenten/2024/07/10/adviesrapport-de-lucht-klaren>
- Windenergie Nieuws. (2024, maart 28). *Eneco en Equinor doen niet mee aan IJmuiden Ver tenders – nieuw contract voor wind op zee gewenst*. Opgehaald van Windenergie Nieuws: <https://windenergie-nieuws.nl/28/eneco-en-equinor-doen-niet-mee-aan-ijmuiden-ver-tenders-nieuw-contract-voor-wind-op-zee-gewenst/>
- Witteveen+Bos. (2022). *Scenariostudie Kernenergie*. Ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

Additionele referenties toekomstperspectief/investeringsrisico's:

- ACM (2024), Codebesluit deelname Europese platforms voor balanceringsenergie, ACM/UIT/628878, 29 augustus, Staatscourant Nr. 29868, 13 september.
- EZK (2024a), Kamerbrief voortgang subsidieregeling CO₂-vrij regelbaar vermogen, Kamerstukken 31239 nr. 386.
- EZK (2024b), Kamerbrief leveringszekerheid van elektriciteit, Kamerstukken 29023 nr. 487.
- EZK en BZK (2024), Programma Energiehoofdstructuur – Ruimte voor een klimaatneutraal energiesysteem van nationaal belang, maart.
- EU (2019), Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast), OJ L 158: 54-124, 14 June.
- EC (2022), Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van klimaat, milieubescherming en energie 2022, 2022/C 80/01, Publicatieblad van de EU C 80/1-89, 18 februari.
- EU (2024), Regulation (EU) 2024/1747 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 amending Regulations (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 as regards improving the Union's electricity market design, OJ L 1747:1-30, 26 June.
- Mulder, M., Bollen, J., Cozijnsen, J., Lomme, S., Rooijers, F., Van Soest, J.P., Woerdman, E., (2023), Naschrift: Aanscherping emissiehandelssysteem is de échte no-brainer in het debat over fossiele subsidies, ESB-blog, 21 november.
- NBNL (2023), Codewijzigingsvoorstel implementatie PICASSO en MARI, BR-2023-1951, 4 mei.
- OTE (2020), Rapport leveringszekerheid elektriciteitsvoorziening.
- PBL (2024), Trajectverkenning klimaatneutraal 2050 - Trajecten naar een klimaatneutrale samenleving voor Nederland in 2050, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.
- Rebel (2023), Meerwaarde van een garantiefonds voor corporate Power Purchase Agreements, in opdracht van Invest-NL.
- TenneT (2023), Adequacy Outlook - A TenneT study exploring the future of resource adequacy in a net-zero emission Dutch and German energy system, May.
- TenneT (2024), Monitoring leveringszekerheid 2024.
- TNO (2020), Verkenning instrumentatie voor industriële elektrificatie, in opdracht van NVDE, TNO 2020 P11648, 7 december.
- TNO (2024), Verkenning van toekomstige ontwikkelingen en uitdagingen voor een klimaatneutraal elektriciteitssysteem in Nederland, 2030-2050, Achtergrondrapport bij de PBL-studie Trajectverkenning Klimaatneutraal Nederland 2050 (TVKN 2050), TNO 2024 P11618, 24 april.
- Vries, L. de (2023), Voorzieningszekerheid in een duurzaam energiesysteem, Energiea, 14 april.

Bijlage A

Synthese van eerdere studies

A.1 Scenariostudies 2035 en 2040

De opgave om het Nederlandse elektriciteitssysteem CO₂-neutraal te maken is een veelzijdig probleem: vraag, opwek, opslag en conversie van elektriciteit komen aan bod, als ook de interacties met andere energiedragers als gas, warmte en waterstof. Tevens worden vooruitzichten van het elektriciteitssysteem van de komende 10-15 jaar vanuit verschillende perspectieven beschreven: o.a. de doorrekening van emissiereductie van het klimaatbeleid, analyses van leveringszekerheid uit het perspectief van energienetten en maatschappelijke kostenoptimalisaties geven elk hun eigen inzichten. Om antwoord te geven op de vraag wat een wenselijk beeld is voor de elektriciteitsvoorziening in 2035/2040, pogen we in dit hoofdstuk een synthetiserende studie te doen die een uitgebreid overzicht geeft van de bestaande literatuur en het huidige beleid.

Een vergelijkbare overzichtsstudie, *Flexibiliteit in het Elektriciteitssysteem* (TNO, 2023), presenteerde de resultaten van het samenbrengen van bestaand onderzoek in een integraal flexibiliteitsoverzicht voor zichtjaren 2030 en 2050. Deze studie bouwt voort op die inzichten, maar verschilt in zichtjaren (2035 en 2040) en scope (CO₂-neutraal elektriciteitssysteem).

Behandelde literatuur & duiding

Sinds de invoering van marktwerking in het elektriciteitssysteem moeten diverse publieke waarden in het elektriciteitssysteem door de overheid worden gewaarborgd:

betrouwbaarheid, betaalbaarheid en duurzaamheid. Voor elk van deze drie waarden bestaat een monitor, waarin deze publieke waarden worden getoetst in een specifiek rapport:

1. **Betrouwbaarheid:** de *Monitor Leveringszekerheid* van TenneT.
2. **Betaalbaarheid:** de *Monitor Consumentenmarkt & Groothandelsmarkten* van de ACM.
3. **Duurzaamheid:** de *Klimaat- en Energieverkenning* van het Planbureau voor de Leefomgeving.

Daarnaast vormen drie langetermijnstudies een basis voor het Nationaal Plan Energiesysteem, de kabinetsvisie voor het energiesysteem tot 2050. Deze drie studies zijn:

- *Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050*, versie 2, van Netbeheer Nederland.
- De ADAPT- en TRANSFORM-scenario's van TNO, gepubliceerd in de studie *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050*.
- *De Trajectverkenning klimaatneutraal 2050*, van PBL.

Tot slot maken we gebruik van verscheidene publicaties van de afgelopen jaren in het kader van het elektriciteitssysteem. Van de meest relevante publicaties die een belangrijke bijdrage hebben geleverd aan de input van deze studie, maken we in dit hoofdstuk een korte samenvatting en duiding.

De Klimaat- en Energieverkenning (KEV): Inzicht in Emissiereducties

Het Planbureau van de Leefomgeving publiceert jaarlijks [de Klimaat- en Energieverkenning](#) waarin de ontwikkelingen van broeikasgasemissies en het energiesysteem worden geanalyseerd. Het doel van de KEV, zoals vastgelegd in de Klimaatwet, is het in kaart brengen van de toekomstige effecten van klimaat- en energiebeleid op broeikasgassen, energiebesparing en hernieuwbare energie. Hiermee biedt de KEV-inzicht in de haalbaarheid van de gestelde klimaatdoelstellingen.

De KEV neemt de energievraag en emissies die voortvloeien uit vastgesteld, voorgenomen en geagendeerd beleid. Om een beeld te krijgen hoeveel emissies voortkomen uit de elektriciteitsvraag wordt het COMPETES-model gebruikt. COMPETES is een economisch dispatch model dat de efficiënte inzet van elektriciteitscentrales kan bepalen.

De scope van de KEV beperkt zich echter tot emissiereducties en biedt minder gedetailleerde analyses van andere aspecten van het energiesysteem, zoals flexibiliteit, leveringszekerheid en marktdynamiek. Dit maakt de KEV minder geschikt voor brede systeemanalyses en analyses voor het elektriciteitssysteem zoals deze.

II3050 en IP2024: De visie en investeringsplannen van Netbeheer Nederland

Netbeheer Nederland heeft de afgelopen jaren meerdere scenario's ontwikkeld, zoals gepubliceerd in de [Scenario's Investeringsplannen 2024](#) (IP2024) en de [Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050, versie 2](#) (II3050-2). Deze scenario's schetsen toekomstige energievraag en -aanbod en vormen de basis voor het inschatten van transport- en distributiebehoefte. Hiermee bieden ze inzichten in de infrastructuur die nodig is om aan deze toekomstige behoeften te voldoen.

Een belangrijke kanttekening is dat beide studies het beleidsvoornemen om in 2035 CO₂-neutraal te zijn niet meenemen, aangezien de scenario's al vóór de bekendmaking van het doel zijn opgesteld. Het IP2024 presenteert de investeringsplannen voor de komende tien jaar. II3050 presenteert eindbeelden van een klimaatneutraal Nederland in 2050.

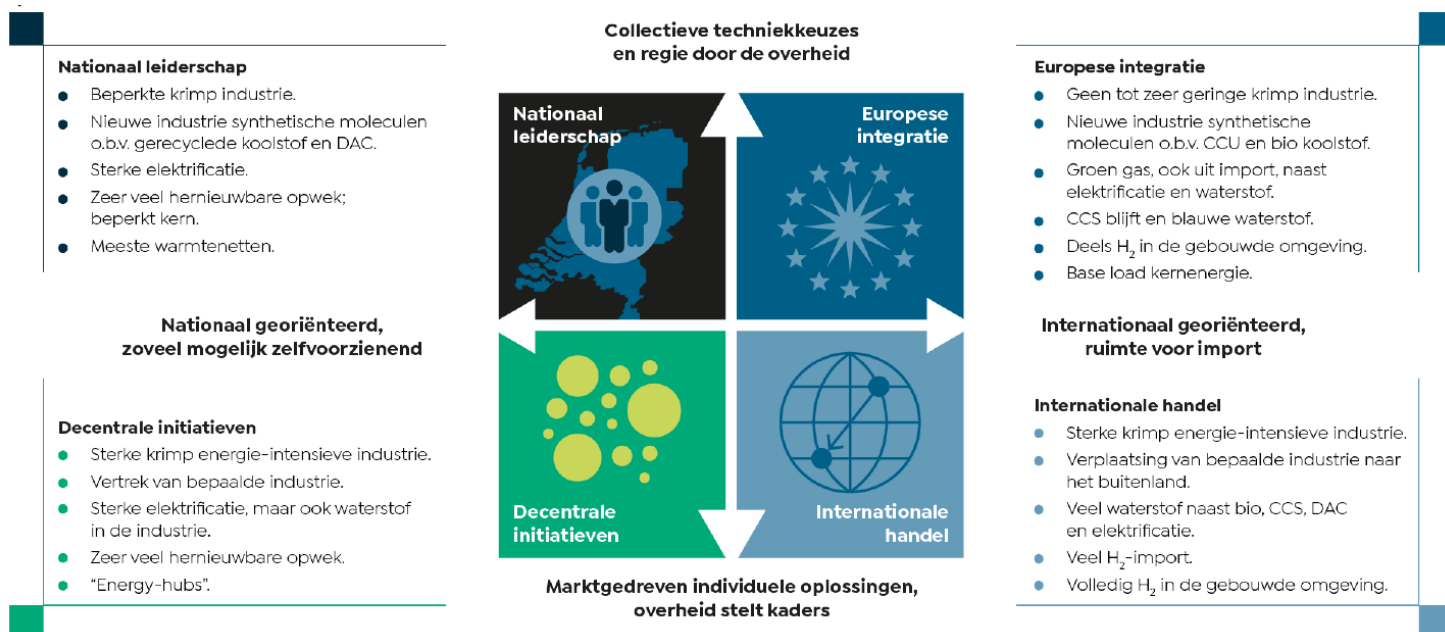
Scenario's in IP2024

Het IP2024 hanteert drie verschillende scenario's: Klimaatambitie (KA), Nationale drijfveren (ND) en Internationale ambitie (IA). Het KA scenario sluit nauw aan bij bestaand beleid en bouwt voort op het 'referentiep pad' van de KEV. Dit scenario wordt aangevuld met beleidsmaatregelen die nog niet concreet genoeg waren voor opname in de KEV, maar essentieel zijn om de klimaatdoelstellingen te behalen.

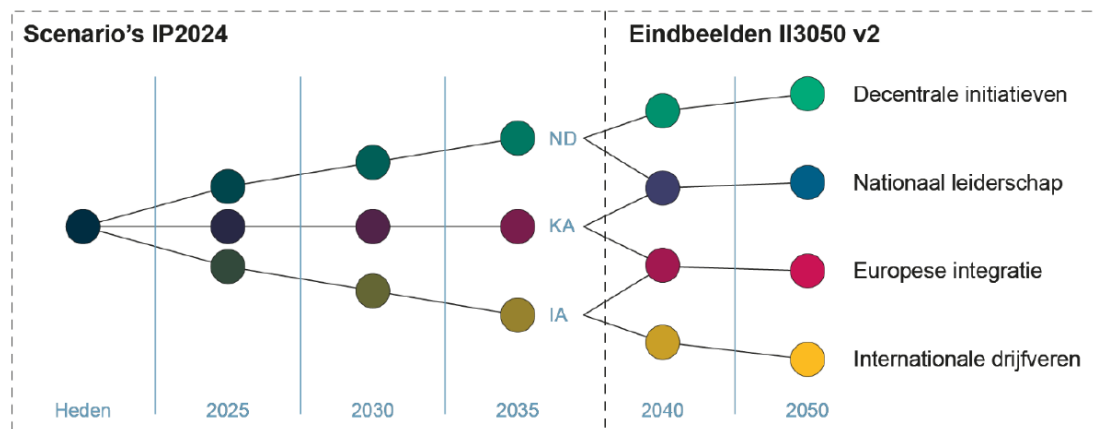
De andere twee scenario's bieden een bredere bandbreedte voor mogelijke toekomstbeelden. Het ND-scenario richt zich hierbij op elektrificatie, zelfvoorziening en energiereductie. Het IA scenario zet in op duurzame gassen en sterke mondiale samenwerkingen en handel. Samen geven de scenario's een gevarieerd beeld van de toekomst van het energiesysteem.

Eindbeelden in II3050

De II3050 onderzoekt hoe een klimaatneutraal Nederland er in 2050 uit zou kunnen zien en hoe we daar kunnen komen. In deze studie worden vier verschillende eindbeelden geschetst, die een bandbreedte van de mogelijke energiesystemen weergeven. De eindbeelden variëren in de mate van (inter-)nationale samenwerkingen en de keuze voor collectieve/marktgedreven technologieën in combinatie met de mate van sturing vanuit de overheid.



De eindbeelden uit II3050 sluiten aan op de scenario's uit IP2024, zoals geïllustreerd hieronder:



Methodologie: Energiebalansmodel.

Netbeheer Nederland gebruikt in beide studies (II3050 en IP2024) een vereenvoudigd energiebalansmodel. Dit model zorgt ervoor dat vraag en aanbod van elektriciteit op uurbasis in balans zijn. Hierbij wordt niet meegenomen dat elektriciteitsopwek niet altijd meteen beschikbaar is maar onder andere te maken heeft met *ramp rates* en minimale up- en downtimes. De modellering betreft geen optimalisatie maar een simulatie, dit betekent dat de opgestelde vermogens en de inzet daarvan een mogelijke invulling van het elektriciteitssysteem zijn en niet de meest (kosten-)optimale invulling.

De scenario's van Netbeheer Nederland schetsen een elektriciteitssector die in de scenario's al grotendeels CO₂-neutraal is, waarbij de vraag wordt gesteld in hoeverre het zinvol voor de transitie is om extra druk te zetten op de laatste emissies in de elektriciteitssector. Daarnaast wordt er opgemerkt dat de emissierechten uit de markt gehaald moeten worden, gebeurt dit

niet dan zal emissiereductie in de elektriciteitssector leiden tot emissieverhoging in andere sectoren.

De Monitor Leveringszekerheid en Adequacy Outlook van TenneT: de paraatheid van het net en leveringszekerheid

In deze studie wordt er ook gekeken naar een tweetal studies van TenneT: de [Monitor Leveringszekerheid](#) en [Adequacy Outlook](#). Beide studies hebben als doel om in kaart te brengen in hoeverre de 'resources' de leveringszekerheid van elektriciteit kunnen waarborgen. De Monitor Leveringszekerheid doet dit heel concreet voor een tijdspan van 2028 tot 2033. De Adequacy Outlook kijkt verder dan dat en schetst een toekomstig CO₂-neutraal energiesysteem en vermeldt daarbij geen specifiek jaartal. Daarnaast kijkt de Adequacy Outlook ook naar de economische haalbaarheid van verschillende technologieën en flexibiliteitsopties.

Adequacy Outlook.

De Adequacy Outlook neemt als basisscenario het *Nationaal Leiderschap* scenario van II3050. Op basis hiervan worden er moeilijke situaties voorzien in tijden van hoge elektriciteitsvraag en lage invoeding uit hernieuwbare elektriciteitsbronnen, ook wel *dunkelflaute* genoemd. De meest kosteneffectieve flexoptie voor korte termijn is vraagrespons in de industrie. Ook interconnectie met het buitenland speelt een belangrijke rol in een CO₂ neutraal elektriciteitssysteem. Daarnaast is er een klein aantal uren per jaar elektriciteit uit waterstofcentrales nodig om de dunkelflaute periodes te overkomen.

Monitor Leveringszekerheid

De Monitor Leveringszekerheid richt zich niet op een CO₂ neutraal elektriciteitssysteem, toch is het interessant om deze studie mee te nemen in de analyse. Deze studie geeft inzicht in de opgestelde vermogens voor de komende jaren en in welke mate die toereikend zijn om de leveringszekerheid te waarborgen. De Monitor Leveringszekerheid gaat uit van het Klimaatambitie scenario zoals gedefinieerd door Netbeheer Nederland in IP2024. Hierbij worden enkele aanpassingen gedaan, met name op het gebied van batterijen. Nieuwe inzichten hebben ervoor gezorgd dat het aantal batterijen richting 2030 niet zo hoog wordt als in IP2024 beschreven.

ADAPT en TRANSFORM: integrale scenariostudies op basis van klimaatdoelstellingen

Ook gebruiken we in deze analyse de energiesystemen die geschetst worden in de TNO-studie [Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050](#). In deze studie presenteert TNO voor de derde keer twee verschillende scenario's (ADAPT en TRANSFORM) voor CO₂-neutraliteit in 2050. In deze meest recente versie worden de scenario's uit 2020 en 2022 wederom geüpdatet met de meest recente Europese en nationale doelen en beleidsimplementaties. In beide scenario's worden de klimaatdoelen gehaald, al is het op twee verschillende manieren.

In het ADAPT-scenario is de scenariokeuze om de huidige leefstijl zo veel mogelijk te behouden, inclusief een sterke industriële sector. Fossiele brandstoffen kunnen nog steeds gebruikt worden, al is het minder en in combinatie met CO₂-opslag. In het TRANSFORM-scenario zijn Nederlandse en Europese burgers bereid hun gedrag aan te passen om de doelen (sneller) te halen. Dit uit zich in lagere vraag naar mobiliteit (minder vaak vliegen) en industriële en agriculturele producten (minder vlees eten). Bedrijven kiezen ervoor om te investeren in transformatie en innovatie van hun processen. CO₂-opslag wordt alleen gebruikt voor de sectoren die moeilijk te vergroenen zijn.

Beide scenario's zijn input voor het OPERA model (PBL, 2024). Het OPERA model bepaalt de optimale invulling van Nederlandse energiesysteem om de integrale energiesysteemkosten te minimaliseren voor een bepaald jaar gegeven de vraag in het desbetreffende jaar. Deze vraag bestaat uit finale vraag naar bijvoorbeeld energie, gereden kilometers (EV's) en productie tonnen staal. Hier wordt door het model aan voldaan door kostenoptimale, zogeheten *greenfield* investeringen te berekenen. Het model maakt dus geen gebruik van ombouw van centrales.

Deze verschillende vormen van vraag worden voor ADAPT ingevuld met de getallen uit de Klimaat- en Energieverkenning 2022 (KEV2022). Voor TRANSFORM neem de energievraag in de meeste sectoren af. Ook de mobiliteitsvraag en de industriële productie nemen af. Het OPERA model kijkt naar de ontwikkeling richting 2050 door vijfjaarlijks een jaar te modelleren. Er zijn dus specifieke resultaten voor 2035 en 2040, echter is dit niet met het doel om een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem te hebben in één van deze twee jaren.

Marktdynamiek van het elektriciteitssysteem: TNO en CE Delft & Witteveen + Bos

Daarnaast behandelen we twee elektriciteitsmarktstudies, waarvan de eerste het rapport [Dispatchable CO₂-free generation capacity in the Netherlands 2030-2050](#) (TNO) is. Deze studie bevat een optimalisatie van het Europese elektriciteitssysteem om klimaatneutraliteit in 2040 en 2050 teweeg te brengen, en heeft dus niet Nederland of het zichtjaar 2035 als specifieke focus. Een optimalisatiemodel (COMPETES-TNO) simuleert, gegeven een basisvraagprofiel, optimale investeringen en systeemallocatie om tegen laagst mogelijke kosten die vraag in te vullen. Een rudimentair waterstofsysteem is deel van de simulatie, maar andere energiesystemen zoals warmte of aardgas zijn buiten de scope.

Klimaatneutraliteit in het elektriciteitssysteem betekent hier netto nul emissies op Europees niveau. Resultaten op landelijk niveau kunnen dus nog emissie bevatten, die elders gecompenseerd worden via negatieve emissies. We vergelijken daarom de uitkomsten van de referentiecasus met die van een "geen gas" variant, die in een elektriciteitssysteem resulteert zonder gascentrales in combinatie met emissiecompensatie elders.

Tot slot hebben we het in 2024 gepubliceerde rapport van CE Delft en Witteveen + Bos genaamd [Energimix en Marktdynamiek in 2035 CO₂ vrij elektriciteitssysteem](#) bestudeerd. Het doel van deze studie is om te onderzoeken hoe de kostenoptimale invulling van het elektriciteitssysteem, de flexibiliteitsinvulling en de prijsdynamiek worden beïnvloed door de keuzes betreft opgesteld vermogen en flexibiliteitsopties. Hierbij wordt de cijferbasis zoals gepresenteerd in het Nationaal Programma Energiesysteem (NPE) als uitgangspunt genomen. CE Delft en Witteveen + Bos gebruiken het optimalisatiemodel PyPSA (PyPSA, 2024) om te bepalen welke verdeling van opgesteld vermogen en flexibiliteitsopties in de elektriciteitsvoorziening die de laagste maatschappelijke kosten met zich meebrengt.

Om meer inzicht te krijgen in onzekerheden zoals kosten en vraagscenario's worden er gevoeligheidsvarianten doorgerekend. Ook verschillende beleidskeuzes worden doorgerekend met behulp van beleidsvarianten. De conclusies op het gebied van marktdynamiek laten zien dat een elektriciteitssysteem met veel hernieuwbare opwek leidt tot slechte businesscases voor zon-, wind- en kernenergie, energieopslag en centrales. Deze slechte businesscases worden veroorzaakt door lage prijzen die op hun beurt weer worden veroorzaakt door lage operationele kosten van hernieuwbare energie. Dit onderstreept de noodzaak om verder te kijken naar obstakels en risico's voor het bereiken van een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem.

A.2 Elektriciteitsmarktstudies

In deze paragraaf behandelen we met meer aandacht de resultaten van twee systeemstudies die met behulp van een kostenoptimalisatie inzichten geven in hoe het elektriciteitssysteem er uit kan zien in 2035 of 2040.

Dispatchable CO₂-free generation capacity in the Netherlands 2030-2050 (TNO)

In deze paragraaf wordt het OPETS-rapport van TNO samengevat en geduid. Wat zegt een kosten-optimalisatie en bijbehorende sensitiviteitsanalyses over de behoefte naar CO₂-neutraal regelbaar vermogen.

In deze studie wordt het Europese elektriciteits- en power-to-X-systeem met het COMPETES-TNO model geoptimaliseerd op systeemkosten om klimaatneutraliteit in 2040 en 2050 te bereiken. Het zichtjaar 2035 is dus niet de focus van deze studie, maar de resultaten bieden inzichten in relevante factoren voor CO₂-neutraliteit. Klimaatneutraliteit betekent in de aanpak van deze studie dat de totale emissies van het systeem netto nul zijn, waarbij de mogelijkheid bestaat dat er nog emissies bestaan in het ene land die gecompenseerd worden in een ander. De aanpak maakt niet op voorhand keuzes m.b.t. politiek gevoelige technologieën: o.a. biomassa, CO₂-afvang en nucleaire energie zijn beschikbaar voor elektriciteitsproductie.

Voor CO₂-neutraliteit in 2035 of 2040 zijn we geïnteresseerd in het bekijken van de uitkomsten van de studie voor de referentiecasis 2040 en bijbehorende 'geen gas' variant, waarbij geen gascentrales worden toegestaan.

De resulterende energiemix in de referentiecasis wordt gedomineerd door variabele hernieuwbare opwek: wind op zee levert 197 van de 298 TWh elektriciteitsproductie. Er wordt geïnvesteerd in 16 GW elektrolyse, goed voor 50 TWh van de jaarlijkse waterstofproductie, wat gepaard gaat met 3,5 TWh waterstofopslag. In deze simulaties wordt aangenomen dat er geen waterstofimport van buiten Europa plaatsvindt, alleen transport binnen de EU. Het regelbaar vermogen bestaat voor 8.2 GW uit gascentrales, 0.6 GW elektriciteitsproductie uit biomassa (met en zonder CCS), en 0.5 GW nucleaire energie (de centrale in Borssele) en 0.3 GW van SMR. Resultaat van o.a. de nog bestaande gascentrales is dat de Nederlandse elektriciteitssector nog 1.0 Mton uitstoot in 2040. Dit wordt elders in het systeem gecompenseerd via negatieve emissies.

Om een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem door te kunnen rekenen, wordt in de studie ook een variant gesimuleerd zonder gascentrales. Deze keuze zorgt voor een grote investering in waterstofcentrales: 6.4 GW. Het totale regelbaar vermogen is dus lager (12 GW). De 'geen gas' variant zorgt voor lagere elektriciteitsprijzen (gemiddeld €2/MWh lager).

In beide casussen worden investeringen in power-to-heat maximaal benut (5.7 GW). Samen met power-to-hydrogen lijken de conversietechnologieën dus een robuuste uitkomst. In batterijen wordt echter in geen van beide casussen geïnvesteerd. Dit kan veroorzaakt worden door de hoge kostenaanname voor Li-ion batterijen en MLDES en het feit dat opbrengsten vanuit andere markten dan de day-aheadmarkt niet meegenomen zijn. Simulaties voor het jaar 2050 laten zien dat bij het beperken van industriële vraagrespons en *load shifting* technologieën (EV, warmtepompen), batterijopslag wel deel uitmaakt van de resultaten, maar gepaard gaat met hoge prijsvolatiliteit. Industriële

Voor het onderzoeken van een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem kunnen we hier enkele conclusies uit trekken. Onder de genoemde aannames lijken investeringen in variabele

hernieuwbare opwek (voornamelijk wind op zee), interconnectie, power-to-X technologieën en industriële vraagsturing robuuste oplossingen voor (bijna) CO₂-neutraliteit in het elektriciteitssysteem in 2040. Daarnaast is in beide gevallen minstens 12 GW regelbaar vermogen aanwezig, waarvan 0.6 GW en 1.5 GW op basis van biomassa en groen gas, 0.5 GW de bestaande kerncentrale en 3 GW van SMRs, en de rest wordt opgevuld door waterstof- of gascentrales, afhankelijk van de eis voor CO₂-neutraliteit. Gascentrales gaan gepaard met lagere kosten dan waterstofcentrales en de studie resulteert in meer gascapaciteit bij de beschikbaarheid ervan. Beide technologieën zijn kosten-effectiever dan CO₂-afvang toepassen op aardgascentrales.

Een discussiepunt met betrekking tot de studie is dat het Nederlandse elektriciteitssysteem als koperen plaat wordt gesimuleerd. Gevolgen van netcongestie binnen Nederland zullen dus niet terug te zien zijn in de resultaten. Voornamelijk voor investeringen in windenergie op zee, die netcongestie op het hoogspanningsnet als grote belemmering ervaren, kan dit een positief effect hebben.

Elektriciteitsmix en marktdynamiek in 2035 CO₂-vrij elektriciteitssysteem (CE Delft & Witteveen + Bos)

De volgende elektriciteitsmarktstudie die we analyseren is de onlangs verschenen studie van CE Delft en Witteveen + Bos, waarin onderzocht wordt hoe een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 eruit kan zien binnen de uitgangspunten van het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) en welke marktdynamiek daaruit volgt. De systeemanalyse optimaliseert op de laagste maatschappelijke kosten met het NPE als uitgangspunt.

Het referentiescenario (NPE) resulteert in investeringen voor wind op land (13 GW, +5% t.o.v. NPE-waarde), interconnectie met het buitenland (de maximale uitbreiding van 50% volledig benut), langetermijnopslag (9 GW), vraagafschakeling (2.4 GW) en waterstofcentrales (9 GW). Het NPE bevat een grotere productie van elektriciteit dan vraag, wat ervoor zorgt dat een groot deel van de Europese waterstofvraag in Nederland geproduceerd wordt. De 5 GW elektrolyse zorgt voor 23 van de 36 TWh waterstofproductie. Opmerkelijk is dat in deze studie blauwe waterstof wél een uitkomst is (12 TWh wordt gebruikt in de waterstofcentrales), waar dit in de studie van TNO niet het geval was. Aan de andere kant wordt in enkele technologieën minder geïnvesteerd: de resulterende capaciteit wind op zee is op de ondergrens van de opgelegde NPE-bandbreedte, Li-ion batterijen zijn erg beperkt nodig (0.2 GW) en

Andere varianten laten enkele robuuste ontwikkelingen zien: wind op land kan tegen lagere kosten ingezet worden dan wind op zee en zon, onder andere “door de hoge kosten voor het elektriciteitsnet op zee”. Als we de kostenaannames van het referentiescenario (€2.850 - €3.000 /kW) vergelijken met die van de TNO-studie (€2.300 /kW), zien we inderdaad een groot verschil. De kostenaannames voor wind-op-land (€1.100 /kW) zijn nagenoeg hetzelfde als in de TNO-studie (€1.045 /kW). De totale productie van variabele hernieuwbare opwek is in verhouding tot de elektriciteitsvraag echter vergelijkbaar in beide rapporten. Er bestaat dus onzekerheid over de kostenontwikkeling van beide technologieën, maar de mix van hernieuwbare productie in het systeem is robuust. In alle varianten is in minstens 8 GW aan waterstofcentrales geïnvesteerd, wat de behoefte aan regelbaar vermogen, ook geschetst door de TNO-studie, bevestigt. In nieuwe biomassacentrales (met en zonder CCS) wordt niet geïnvesteerd in deze simulaties. Enkel nieuwe BECCS-centrales zijn meegenomen, ombouw van oude centrales zijn in tegenstelling tot de TNO-studie niet meegenomen. Daarnaast wordt vraagsturing, een input van het model i.p.v. een uitkomst, veel ingezet. Bij het beperken van de beschikbaarheid ervan is een stijgende behoefte aan energieopslag en centrales te zien in de gesimuleerde varianten.

De belangrijkste onzekerheden die CE Delft en Witteveen + Bos schetsen betreffen de potentie van langetermijnopslag, en de schaalbaarheid van infrastructuur en vraagsturing. In het geval van CAES vereist langetermijnopslag veel zoutcavernes die op tijd gereed zouden moeten zijn voor 2035, en een beperkte beschikbaarheid ervan zorgt voor een systeemkostenstijging van 4%. Redoxflow-batterijen worden onder de gebruikte kosten-aannames vrijwel niet ingezet: ze blijken nodig in het geval er géén langetermijnopslag beschikbaar is, maar zelfs bij hogere kosten voor CAES worden eerder Li-ion batterijen en andere opties ingezet dan redoxflow-batterijen. Een andere onzekerheid die genoemd wordt, is het hanteren van weerjaren: een extreem weerjaar zorgt voor 1 GW extra waterstofcentrale in Nederland en 20 GW extra in Europa.

Ook blijkt dat de behoefte aan flexibiliteit nauw samenloopt met de aanwezigheid van duurzame opwek. In de vrije optimalisatie (waar duurzame opwek niet is vastgezet op NPE +/- 5%) wordt iets minder zon pv gerealiseerd (86 GW i.p.v. 93 GW), aanzienlijk minder wind op zee (21 GW i.p.v. 33 GW) en bijna twee keer zo veel wind op land (22 GW i.p.v. 12 GW) dan de richtwaarde in het NPE. In de vrije optimalisatie is er in totaal minder duurzame opwek in Nederland, waardoor er aanzienlijk minder elektrolyse plaatsvindt (1,6 GW i.p.v. 5,2 GW). Hierdoor is er aanzienlijk minder opslagcapaciteit van waterstof nodig (1,3 TWh i.p.v. 2,6 TWh). Voor het hele elektriciteitssysteem lijkt te gelden dat ontwikkeling van productie, vraag en flexibiliteit hand in hand gaat. Het versnellen óf vertragen van de één, kan voor een groot risico zorgen voor de ander.

Tot slot signaleren CE Delft en Witteveen + Bos een onrendabele business case voor zon-, kern- en windvermogen, in het referentiescenario veroorzaakt door de grote overschotten van duurzame energie als resultaat van de aannames in het NPE. Alleen vraagsturing blijkt in alle varianten puur op de uurlijkse elektriciteitsprijzen in een winstgevende investering te resulteren. In de vrije optimalisatie blijkt dat de onrendabele business case niet (alleen) door die overschotten worden veroorzaakt: de slechte vooruitzichten blijven vrijwel onveranderd, wat de auteurs doet concluderen dat de oorzaak fundamenteeler is dan de vermogens van hernieuwbare opwek en in de marktdynamiek van energy-only-markten zit.

Conclusies elektriciteitsmarktstudies

We kunnen uit de overeenkomsten en verschillen van beide studies een aantal dingen concluderen vanuit het perspectief van een elektriciteitssysteemoptimalisatie:

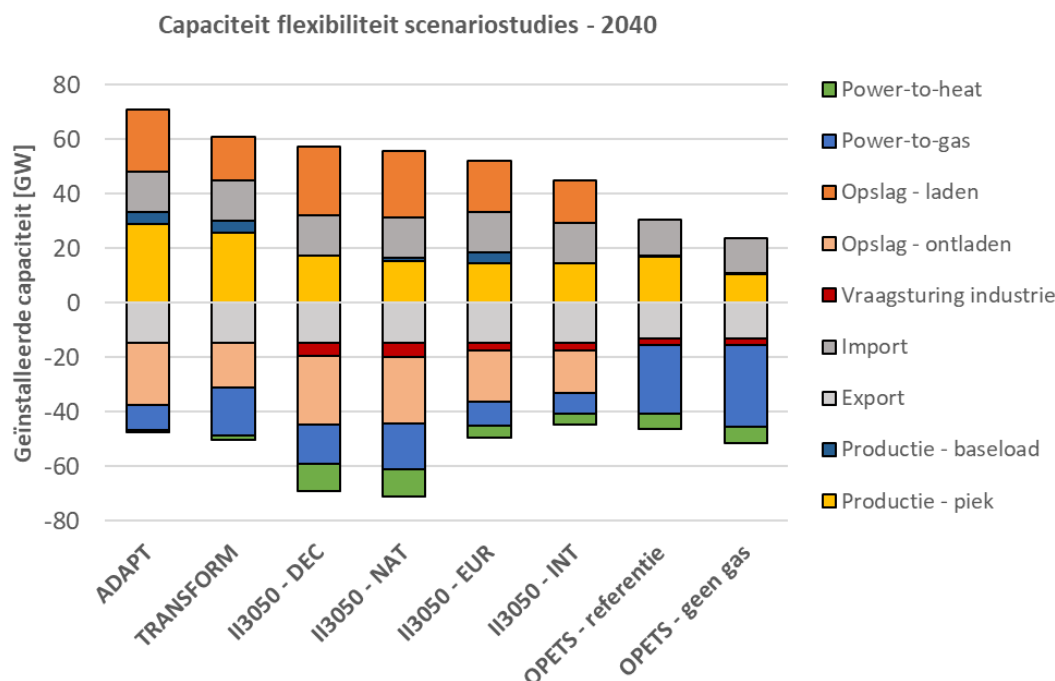
- De verhouding van elektriciteitsopwek ten opzichte van de vraag is bepalend voor de ontwikkeling van flexibiliteit. Grote verschillen zijn te zien in conversie, opslag en regelbaar vermogen bij verschillende verhoudingen.
- Onderliggende kostenaannames zijn bepalend voor de ontwikkeling van investeringen in hernieuwbare opwek in beide studies. Er wordt grootschalig ingezet in wind op land dan wel wind op zee, afhankelijk van de onderliggende investeringskosten. Uit beide studies blijkt echter een vergelijkbare optimale inzet van variabele hernieuwbare opwek.
- Conversie uit power-to-X technologieën is een robuuste uitkomst van beide studies. Het potentieel power-to-heat wordt in de TNO-studie volledig benut en in beide studies is elektrolyse nodig om aan de (groene) waterstofvraag te voldoen. Voor elektrolyse is wel een groot risico zichtbaar in de ontwikkeling van hernieuwbare opwek, als ook de ontwikkeling van de waterstofvraag in centrales.
- Interconnectie met het buitenland is de meest kostenoptimale flexibiliteitsoptie, en wordt volledig benut in beide studies. De praktische uitvoerbaarheid ervan is onzeker en vormt een risico voor de systeemkosten.
- De behoefte naar opslag van elektriciteit is tweeledig: naar langetermijnopslag blijkt veel behoefte in de CE Delft & Witteveen + Bos studie, en is een erg robuuste uitkomst, waar dit in de TNO-studie niet aanwezig is. Naar kortetermijnopslag blijkt vanuit

systeemperspectief in beide studies weinig vraag. Beide methodes bevatten geen analyse van de onbalansmarkt, waar nog wel ruimte voor batterijopslag zou kunnen zijn.

- Kernenergie blijkt niet kostenoptimaal in beide studies. Er wordt hooguit vastgehouden aan de bestaande centrales of NPE-doelstelling, maar zelfs in varianten met lagere kosten wordt niet geïnvesteerd in kernenergie.
- Het regelbaar vermogen wordt in het geval van CO₂-neutraliteit in 2035 in beide studies opgevuld door minimaal 8 GW vermogen aan waterstofcentrales. Zonder die eis blijken gascentrales competitief. Het grootste verschil zit in de inzet van biomassa (met CO₂-afvang).

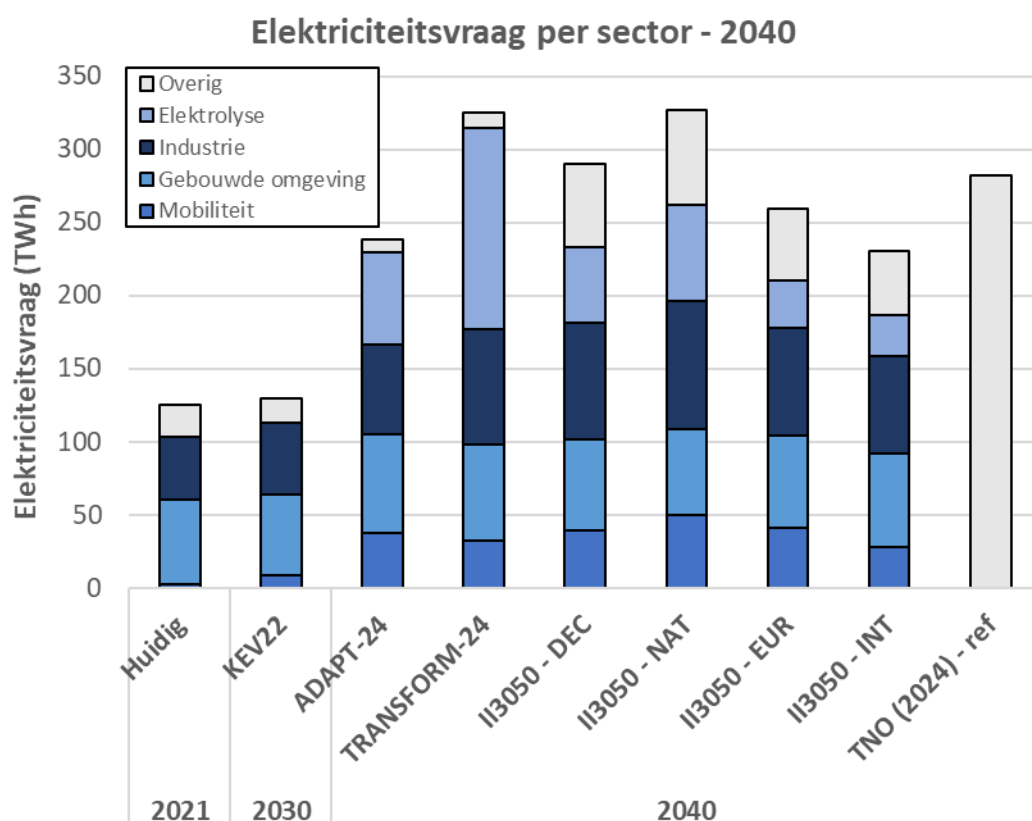
A.3 Flexibiliteitsopties 2040

De geïnstalleerde capaciteit van flexibiliteitsopties in enkele van de behandelde studies, voor het zichtjaar 2040 is te zien in figuur A.1. De energiescenario's zijn opgesteld met verschillende doeleinden en onderliggende aannames, en uit andere perspectieven, wat een directe vergelijking bemoeilijkt. Toch biedt het inzicht in de kwantitatieve uitwerking van gehanteerde definities, dimensies, indicatoren en methodieken in de behandelde rapporten.



Figuur A.1: De geïnstalleerde capaciteit van flexibiliteitsopties in enkele van de behandelde studies, voor het zichtjaar 2040.

A.4 Verdere analyse overzicht elektriciteitsvraag



Figuur A.2: Een overzicht van de vooruitzichten van de elektriciteitsvraag in verschillende behandelde scenariostudies richting 2040. De TNO-studie “Dispatchable CO2-free generation capacity in the Netherlands 2030-2050 (TNO)”, hier aangeduid met “TNO (2024) - ref” bevat geen opsplitsing van de vraag in sectoren.

De elektriciteitsvraag in de scenariostudies voor 2040 toont eenzelfde beeld. De verschillen in elektriciteitsvraag in de mobiliteitssector en gebouwde omgeving zijn klein, de vraag t.b.v. elektrolyse verschilt veel vanwege de onzekerheid in de verwachte geïnstalleerde capaciteit.

Gebouwde omgeving

De elektriciteitsvraag in de gebouwde omgeving is voornamelijk afkomstig uit de warmtevraag, die in toenemende uit elektriciteit voorzien zal worden. De afgelopen jaren zorgde de normering op (hybride) warmtepompen ervoor dat cv-ketels aan het verdwijnen zijn. De verplichting voor hybride warmtepompen wordt echter volgens het Regeerakkoord (Rijksoverheid, 2024) per 2026 afgeschaft. Daarnaast is er een doelstelling van 1 miljoen hybride warmtepompen in 2030 (Rijksoverheid, 2022). De ontwikkeling van isolatie van woningen, van kosten van alternatieve, duurzame bronnen van warmte en van kosten van warmtenetten kunnen een belemmering vormen in het ontwikkelen van de elektriciteitsvraag voor de gebouwde omgeving.

De hoge energieprijzen van de afgelopen jaren en bewustwording van klimaatverandering zorgen ervoor dat huishoudens hun gedrag aanpassen. Dit doen ze door efficiënter om te gaan met energie, wat zorgt voor een daling van de energievraag (NBNL, Scenario's investeringsplannen 2024, 2023) (TNO, 2024).

Industrie

De voornaamste opties voor verduurzaming in industrie zijn elektrificatie, het gebruik van waterstof, en het opvangen van CO₂ (CCS/CCU). De toename van de elektriciteitsvraag uit elektrificatie in de industrie is dus erg afhankelijk van de kosten van koolstofarme waterstof en regelgeving. De Europese Unie heeft in de RED III (Europese Unie, 2023) vastgesteld dat in 2030 42% van de waterstof groen moet zijn en in 2035 60%. Indien de lokale productiekosten laag genoeg zijn, of aanvullend beleid afdoende is, kan waterstof in Nederland geproduceerd worden via elektrolyse. Hiermee stijgt de elektriciteitsvraag aanzienlijk. Anderzijds als de groene waterstof vooral geïmporteerd wordt, zal dat veel minder elektriciteitsvraag in de industrie betekenen.

Landbouw

Het grootste deel van de energievraag van de landbouwsector is afkomstig van de glastuinbouw, en dan specifiek de warmtebehoefte van de glastuinbouw. Op korte termijn zorgt de afschaffing van het verlaagd tarief van belasting op energie voor onzekerheden voor de glastuinbouw. Het aantal Warmtekrachtkoppelingen (WKK's) zal richting 2035 afnemen, wat de elektriciteitsvraag van WKK's verplaatst naar het landelijk net. Er is in de nabije toekomst nog wel een rol voor WKK's omtrent netcongestie. Waar nu nog 90% van de warmtebehoefte wordt ingevuld door gas als brandstof (via WKK's) zullen er in de toekomst andere alternatieven moeten worden aangewend. Zo stijgt het gebruik van geothermie, elektrische boilers en warmtepompen in alle drie scenario in IP2024.

Datacenters

Na snelle groei tijdelijke stop op groei datacenters

De levering van elektriciteit aan datacenters in Nederland bedroeg 3,7 TWh in 2021. Hiermee ging 3,3 procent van het landelijke elektriciteitsverbruik naar datacenters. Dit meldt het CBS op basis van gegevens van netbeheerders (CBS, 2022).

Daarna is echter vanwege de snelle toename aan datacenters en het ontbreken van ruimtelijke regels op provinciaal niveau een tijdelijke stop gezet op de ontwikkeling van hyperscale datacenters in Nederland (Ministerie van BZK, 2022). Ook in de herziening van het vestigingsbeleid voor datacenters 2020-2030 in Amsterdam is een beperking opgelegd voor de komst van datacenters, die wordt gesteld op een groei van maximaal 350 MVA tot 2030 (Gemeente Amsterdam, 2023). Daarnaast is in een besluit van 20 december 2023 de bouw van hyperscale datacentra (≥ 70 MW aansluiting, > 10 ha grondgebruik) uitgesloten in Nederland buiten aangewezen locaties in gemeenten Het Hogeland en Hollands Kroon (Ministerie van BZK, 2023).

De verwachtingen voor datacenters zijn alsnog erg hoog door ontwikkeling AI.

Toch wordt in de gehele EU de elektriciteitsvraag van datacenters in 2026 verwacht te stijgen naar 150 TWh, waar het in 2022 100 TWh bedroeg (bijna 4% van de totale elektriciteitsvraag in de EU) (IEA, 2024).

Ook de energievraag van datacenters in Nederland wordt verwacht te stijgen: naar 8,7 TWh in 2030, volgens (Atlantic Ventures, 2024). Deze prognose komt voort uit een verwachte daling van traditionele enterprise datacenters gecombineerd met een exponentiële stijging van het aantal hyperscale datacenters voor cloud services. In de IP2024 wordt een bandbreedte

van elektriciteitsvraag in 2030 tussen de 7,6 en 13,2 TWh gehanteerd, die stijgt naar 8,5 – 16,4 TWh. Hier wordt echter een erg lage verhouding tussen piekvraag en contractvermogen gehanteerd, die aanneemt dat gecontracteerde capaciteit lang onbenut blijft. In de huidige schaarste naar netcapaciteit en de groeiende vraag naar datacentercapaciteit vanwege de snelle ontwikkeling van AI, is het waarschijnlijk dat de vraag veel hoger zal uitvallen bij onveranderd beleid.

De piekvraag die daarmee gepaard gaat, kan een risico vormen voor de leveringszekerheid. In het Dialogic rapport 'Hoe flexibel zijn datacenters?' (Dialogic, 2024) wordt genoemd dat op de huidige koers datacenters slechts enkele procenten van de elektriciteitsvraag afschalen bij hogere prijzen. In het geval van extreme groei van datacenters wordt het noodzakelijk datacenters te stimuleren om een groter deel van hun vraag af te schalen of opslag- en back-up-installaties bij te plaatsen.

Bijlage B

Regelbaar vermogen

B.1 Scenariostudies regelbaar vermogen

De omvang van de vraag naar CO₂-neutraal regelbaar opwekvermogen kan op verschillende manier geduid worden. Ten eerste is het van belang om aan te geven hoe veel uren per jaar het regelbaar vermogen nodig is. Ten tweede is de gevraagde capaciteit van het regelbaar vermogen belangrijk. Samen vormen zij het energievolume van het regelbare vermogen, aangeduid in TWh.

In het uitstekende achtergrondrapport van de PBL-studie Trajectverkenning Klimaatneutraal Nederland 2050²³ wordt de vraag naar CO₂-neutraal regelbaar opwekvermogen uit verschillende voorgaande studies bij elkaar gezet. Hier bespreken we enkele van dezelfde studies en voegen we daar enkele aan toe.

In de studie 'Omvang en ombouw van regelbaar vermogen in 2035' door Berenschot en TNO in 2023²⁴ wordt gesteld dat vraag naar regelbaar vermogen zal groeien door een toename van piekvraag door groei en elektrificatie, waarbij een deel gemitigeerd kan worden door flexibilisering. Het aanbod van regelbaar vermogen zal echter dalen door de afbouw van kolencentrales, de buitenbedrijfstelling van oud gasvermogen, de afbouw van gasvermogen dat niet geschikt is voor waterstof, deels gemitigeerd door opbouw van nieuw regelvermogen op dezelfde grootschalige opweklocaties. Door deze twee ontwikkelingen is er een behoefte aan nieuw in te vullen regelbaar vermogen, centraal of decentraal, met bijbehorende infrastructuur impact. Het rapport toont aan dat het huidige (enigszins) flexibele vermogen van ~19 GW voornamelijk bestaat uit gascentrales (14 GW, bestaande uit 45 centrales), en deels uit kolencentrales (4 GW, bestaande uit 4 centrales). Kernenergie, biomassa, waterkracht en afvalverbranding leveren samen het (kleine) restant van het regelbaar vermogen. Van de 14 GW aan gascentrales is 3,5 GW geschikt voor ombouw naar waterstof, 4,7 GW technisch haalbaar, 5,1 GW niet aangetoond, en 0,7 GW onbekend. Van de geschikte en haalbare centrales levert 6,6 GW alleen elektriciteit en 1,6 GW elektriciteit en warmte. Van dezelfde groep centrales ligt 6,8 GW langs de landelijke waterstofbackbone (zie pagina 13 van het rapport), en 1,4 GW niet. Kanttekening bij dit rapport is dat alleen gekeken is naar technische haalbaarheid, en niet economische haalbaarheid.

De studie 'Extra opgave elektriciteitsvoorziening 2030' door TNO in 2022²⁵ berekent de elektriciteitsvraag voor Nederland in 2030 uit het Klimaatakkoord van het vorige kabinet (120 TWh), als daar bovenop wordt voldaan aan het 55%-reductiedoel (188 TWh), en als daar boven op de elektrificatie-eisen in RED III gehaald dienen te worden (206 TWh). Deze totale elektrificatie bestaat voor 167 TWh uit directe elektriciteitsvraag en 39 TWh uit elektrolyzers elektriciteitsvraag. TNO berekent dat de piekvraag kan oplopen tot boven de 30 GW en de residuele vraag tot de 25 GW. De behoefte aan regelbaar vermogen komt uit op ongeveer het huidige niveau (~19 GW), terwijl het aanbod van regelbaar vermogen juist afneemt.

²³ <https://www.pbl.nl/downloads/tno-2024-verkenning-van-toekomstige-ontwikkelingen-elektriciteitssysteem-in-nederland-2030-2050pdf>, vanaf pagina 23.

²⁴ [rapportage regelbaar vermogen openbaar 20230929.pdf \(berenschot.nl\)](#)

²⁵ [TNO – Extra opgave elektriciteitsvoorziening 2030, april 2022](#)

De studie 'Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem' door TNO in 2023²⁶ beschouwt de toekomstige flexibiliteit op basis van beleid meegenomen in de KEV 2022 en een grote verscheidenheid aan scenariostudies. Zij rapporteren dat alle scenario's een behoefte van 13 – 18 GW aan regelbaar vermogen tonen (pagina 5) voor 2030.

CE Delft rekent in 2022 uit dat de behoefte naar CO₂-neutraal regelbaar opwekvermogen in 2035 ongeveer 25 GW zal zijn²⁷. Zij berekenen dit aan de hand van de vuistregel: *het maximale elektriciteitsstekort is bij benadering gelijk aan de maximale basisvraag*. Namelijk: er zullen altijd enkele momenten zijn waarop de basisvraag hoog is en er geen wind of zon zal zijn. De beschikbaarheid van regelbare centrales neemt volgens hun echter af, mede door sluiting van kolencentrales en beleidsmaatregelen die de rendabiliteit van WKK's verslechteren. Het beschikbare regelbaar vermogen is ≤ 20 GW in 2035, opgebouwd uit 0 – 4 GW kolen/biomassa, $\leq 13,7$ GW gas, 0 – 0,4 GW hoogovengas, 0,5 GW kernenergie, 0 – 0,6 GW biogas en 0,8 GW afvalverbranding. Dit vermogen is echter veelal niet CO₂-neutraal, waardoor ombouw of nieuwbouw nodig is. Het ombouwen van kolencentrales sluiten zij uit vanwege de lage flexibiliteit. Het inzetten op biomassacentrales sluiten zij uit aangezien dit ingaat tegen het afbouwpad van biomassa voor elektriciteitsproductie. Hoogovengas heeft een laag rendement en zal verdwijnen bij verduurzaming van de staalindustrie. WKK's kunnen mogelijk behouden worden, maar potentieel staat de vervanging van de warmteproductie uit de WKK door een duurzamer alternatief in de weg. CE Delft concludeert uiteindelijk dat vraagsturing, batterijen en interconnectie de korte momenten van onder- of overproductie zullen dienen en dat gascentrales op waterstof en brandstofcellen op waterstof de langere momenten van onderproductie zullen bedienen. In deze studie wordt dan ook sterk aanbevolen om de ontwikkeling van gasturbines op waterstof te versnellen en de toevoer van voldoende CO₂-arme waterstof zeker te stellen.

Aurora Energy Research komt in een rapport uit 2021 uit op een behoefte van 9 GW CO₂-neutraal regelbaar vermogen in 2035 in hun *higher security scenario*²⁸. Deze 9 GW bestaat uit 7 GW aan back-up, 1 GW aan korte duur opwekvermogen en 1 GW aan lange duur opwekvermogen. Aurora schetst drie technologie mixen die deze vraag naar opwekvermogen kunnen vullen. In alle gevallen wordt de back-up vraag vervuld door waterstof OCGT's en de kortetermijnvraag door lithium-ion batterijen. In mix 1 vervult waterstof CCGT de lange-duur vraag, in mix 2 zijn het SMR's, en in mix 3 zijn het retrofitted BECCS. Aurora identificeert uiteindelijk vier groepen technologieën die regelbaar vermogen (kort of lange termijn) kunnen leveren en noemt telkens een lijst belemmeringen en politieke oplossingen. Tot slot geven zij per groep een *lead-time* tot uiteindelijke implementatie. Voor bio-based oplossingen is de verwachte lead-time 0 jaar: de technologieën zijn markt klaar; hun succes hangt af van politieke ondersteuning. De belangrijkste belemmering is de toevoer van biomassa. CCS krijgt een verwachte lead time van 5 jaar (geschreven in 2021, dus klaar in 2026). De technologie was vrijwel markt klaar, en er was voornamelijk infrastructuur nodig om op te schalen. Enkele belemmeringen zijn het plafond van subsidie dat CCS kan verkrijgen binnen de SDE++ en het ontbreken van een regeling die negatieve emissies beprijsd in het Europese Emissiehandelssysteem (ETS). Waterstof en e-methaan worden geschat op een lead-time van 5 – 10 jaar (2026 – 2031). Waterstof heeft namelijk nog flinke infrastructuur investeringen en hoewel methanisatie een bekend proces is zal de toepassing beperkt zijn tot groene waterstof omzetten in e-methaan, omdat er anders dubbele conversieverliezen optreden (aardgas → waterstof → e-methaan). Voor kernenergie is de lead time 15 jaar

²⁶ [Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem \(overheid.nl\)](#)

²⁷ [CE Delft 220186_100_CO2-vrije elektriciteit in 2035 Def nieuw.pdf](#)

²⁸ [Studie CO2-free flexibility options for the Dutch power system door Aurora \(Engels\) | Rapport | Rijksoverheid.nl](#)

(2036), voornamelijk door de lange duur van de bouw van een kerncentrale. SMR's zijn nog onbewezen technologieën, dus zelfs al zouden zij sneller gebouwd kunnen worden, moet daar de ontwikkelingstijd bij opgeteld worden.

CE Delft en Witteveen+Bos rekenen in 2024 uit hoe een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem in 2035 er uit kan zien. In Bijlage A wordt een verdiepende analyse van deze studie beschreven. Het regelbare vermogen bestaat uit 7,7 GW aan waterstofcentrales. Dit zijn alleen bestaande CCGT-centrales die aangepast worden om waterstof te kunnen gebruiken. Er worden geen nieuwe centrales gebouwd of OCGT-centrales geretrofit. In het basisscenario mag zowel groene als blauwe waterstof gebruikt worden in deze centrales, echter, aangezien blauwe waterstof goedkoper is wordt uitsluitend blauwe waterstof gebruikt. In de variant waar de waterstofcentrales alleen groene waterstof mogen gebruiken wordt de inzet van de waterstofcentrales lager, van 6,3 TWh/jaar in het basisscenario naar 4,6 TWh in de variant. Het opgestelde vermogen blijft wel op 7,7 GW.

Aurora Energy Research identificeert in een rapport uit 2021 vier groepen technologieën die regelbaar vermogen (kort of lange termijn) kunnen leveren en noemt telkens een lijst belemmeringen en politieke oplossingen. Tot slot geven zij per groep een *lead-time* tot uiteindelijke implementatie.

- Voor bio-based oplossingen is de verwachte lead-time 0 jaar: de technologieën zijn markt klaar; hun succes hangt af van politieke ondersteuning. De belangrijkste belemmering is de toevoer van biomassa.
- CCS krijgt een verwachte lead time van 5 jaar (geschreven in 2021, dus klaar in 2026). De technologie was vrijwel markt klaar, en er was voornamelijk infrastructuur nodig om op te schalen. Enkele belemmeringen zijn het plafond van subsidie dat CCS kan verkrijgen binnen de SDE++ en het ontbreken van een regeling die negatieve emissies bijrijst in het Europese Emissiehandelssysteem (ETS).
- Waterstof en e-methaan worden geschat op een lead-time van 5 – 10 jaar (2026 – 2031). Waterstof behoeft namelijk nog flinke infrastructuur investeringen en hoewel methanisatie een bekend proces is zal de toepassing beperkt zijn tot groene waterstof omzetten in e-methaan, omdat er anders dubbele conversieverliezen optreden (aardgas → waterstof → e-methaan).
- Voor kernenergie is de lead time 15 jaar (2036), voornamelijk door de lange duur van de bouw van een kerncentrale. SMR's zijn nog onbewezen technologieën, dus zelfs al zouden zij sneller gebouwd kunnen worden, moet daar de ontwikkelingstijd bij opgeteld worden.

B.2 Soorten regelbaar vermogen

Aardgascentrales met CCS

Aardgascentrales stoten natuurlijk broeikasgassen uit bij het verbranden van aardgas voor elektriciteitsproductie. Zij kunnen (deels) CO₂-neutraal gemaakt worden door CCS toe te passen 'bij de schoorsteen', ook wel *post-combustion* CCS genoemd. Deze optie is relatief duur doordat de verbrandingsgassen een relatief lage CO₂-concentratie hebben waardoor CCS minder efficiënt is. Netbeheer Nederland schrijft in hun rapportage I13050²⁹: *“vanwege het lage aantal draaiuren en de relatief lage CO₂-concentraties in de verbrandingsgassen is CCS op bestaande gascentrales onwaarschijnlijk.”* De achtergrondrapportage van het TVKN schrijft: *“De CO₂-afvangenefficiëntie van fossiele centrales met CCS is doorgaans 80-95%. Kortom, zelfs de beste eenheden zijn niet volledig klimaatneutraal. Daarnaast zijn de CCS-investerings- en variabele kosten veelal hoger naarmate de CO₂-afvangenefficiëntie hoger is,*

²⁹ [I13050 eindrapport | Netbeheer Nederland](#)

waardoor het lastiger en onzekerder wordt om de betreffende eenheden rendabel te draaien, met name als het pieklastcentrales betreft. In tegenstelling tot industriële productieprocessen komen elektriciteitscentrales onder de huidige SDE++-regeling niet in aanmerking voor subsidiëring van CCS.” Verdere barrières die genoemd worden zijn het gebrek aan CO₂-transport en opslagfaciliteiten, het gebrek aan maatschappelijk draagvlak voor CCS en fossiel gestookte stroomopwekking met CCS in het bijzonder.

Biomassacentrales met of zonder CCS

Het bestaande kolenvermogen biedt mogelijkheden voor ombouw naar biomassa gestookt vermogen. Het gaat daarbij om drie de moderne kolencentrales die rond 2015 zijn gerealiseerd (twee in Rotterdam en één in Eemshaven)³⁰, naast de oudere Amercentrale van RWE uit de jaren negentig in Geertruidenberg. De laatstgenoemde is begin 2025 al volledig op biomassa overgegaan, om zo te voldoen aan de Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie uit 2021. De overige nieuwere centrales worden hoofdzakelijk gestookt op kolen, maar er wordt ook biomassa meestook toegepast op basis van SDE+ beschikkingen die in 1016/2017 zijn toegekend (RVO, 2023).³¹

In de afgelopen jaren is door verschillende energiebedrijven verkend of dit vermogen omgebouwd zou kunnen worden naar biomassa-gestookt vermogen. Zo werd de technische haalbaarheid van volledige biomassa-stook in de Onyx Centrale Rotterdam aangetoond in een pilotproject (Sintef, 2019) en werd binnen het H-vision project een technische analyse van voorschakeling van een waterstofturbine in combinatie met biomassa-stook uitgevoerd (H-vision, 2019). Een parallel uitgevoerde studie naar de businesscase voor ombouw naar biomassa (al of niet met een voorgeschakelde waterstofturbine) in 2030 bood destijds geen gunstige investeringsperspectief (Frontier Economics, 2019), vanwege het lage aantal draaiuren die gerealiseerd zouden kunnen worden bij de vooruitzichten voor de ontwikkeling van hernieuwbare elektriciteitsproductie. Daarbij werd echter ook uitgegaan van gematigde toename van kosten voor BKG-emissies van 45 €/tCO₂ in 2030. Inmiddels liggen de verwachtingen voor ETS-prijzen substantieel hoger met 100 €/tCO₂ tot 150 €/tCO₂ in 2030.

Navolgende analyse van CO₂-vrije flexibiliteitsopties voor het Nederlandse elektriciteitssysteem op basis van marktsimulaties die uitgingen van een hoger kostenpad voor BKG-emissies van 60 €/tCO₂ in 2030 tot 140 €/tCO₂ in 2050 kwam wel tot een aantrekkelijk investeringsperspectief. Ombouw van kolencentrales in combinatie met CCS komt uit de studie zelfs naar voren als zeer aantrekkelijke investering (Aurora, 2021). In diezelfde periode kwam een analyse van kosteneffectieve opties voor een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040 tot vergelijkbare conclusies (TNO, 2023). De combinatie met CCS biedt overigens het grootste Nederlandse potentieel voor negatieve emissies (PBL, 2022), terwijl IPCC nadrukkelijk stelt dat negatieve emissies rond 2030 noodzakelijk zullen worden. Ook het Expertteam wijst daarom op potentieel van deze optie als tijdelijke oplossing tot verdere groei van hernieuwbare elektriciteitsproductie het overbodig maakt en uit de markt zal drukken richting 2040 (Expertteam Energiesysteem 2050, 2023). Een analyse uit 2024 schetst lagere integrale systeemkosten bij ombouw naar biomassa met CCS (Tekenkamer van de Industrie, 2024). In de studie naar kosten optimale inrichting van een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in

³⁰ De 1070 MW Maasvlakte Power Plant 3 (kortweg MMP3) van Uniper, de 731 MW Power Plant Rotterdam van Onyx (voorheen van Engie) en de 1560 MW Eemshavencentrale van RWE.

³¹ Bestaande beschikkingen zijn begrensd op vermogen en productievolume. Uitgaande van een inzet van 7000 uur per jaar kan de kolencentrale van Uniper voor maximaal 25% van het vermogen en zo'n 15% van productie gebruik maken van de SDE+ beschikkingen. Voor de kolencentrale van Onyx gaat het om 10% van het vermogen en jaarvolume, voor de Eemshavencentrale van RWE om 15% van het vermogen en het jaarvolume. De beschikking van de Amercentrale ligt op een hoger vermogen dan het geïnstalleerde volume, maar op ongeveer 80% van het jaarvolume. Ingebruikname vond plaats in 2019/2020. De beschikkingen hebben een looptijd 8 jaar, dus eindigen voor 2028/2029 (RVO, 2023).

2035 komt deze optie niet terug in de scenario's (CE Delft & Witteveen + Bos, 2024), maar gaan uit van nieuwbouw en de veronderstelde biomassa-prijzen liggen tweemaal hoger dan de feitelijke forwardprijzen die al jaren op eenzelfde niveau liggen.

Afgezien van de Amercentrale zijn de bestaande kolencentrales nog maar net gerealiseerd, en behoren met een rendement van ongeveer 45 procent dus tot de meest efficiënte centrales in Europa. De mogelijkheden tot toepassing van CCS zijn gunstig, waarbij voor de Rotterdamse centrales geldt dat daar ook CCS-infrastructuur ontwikkeld wordt. Ook in geval van de Eemshaven behoort dit naar verwachting tot de mogelijkheden, en wordt dit ook benoemd in de Cluster Energie Strategie (PBL, TNO & RVO, 2024a). De huidige verwachting is dat de ombouw met CCS in vijf jaar tijd gerealiseerd kan worden (Tekenkamer van de Industrie, 2024).

Ombouw van de bestaande centrales biedt dus een kosteneffectief perspectief op de route naar een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening, maar beperkt bovendien de dreigende leveringszekerheidsrisico's die TenneT rapporteerde in MLZ 2024. Deze risico's ontstaan in feite door de wettelijke verplichting tot uitfasering van de kolencentrales in 2030, die gelijktijdig wordt ingezet met dergelijke uitfasering in Duitsland. Daarmee zou 20% van de Nederlandse productiecapaciteit worden uitgefaseerd, terwijl de mogelijkheden tot import beperkt zouden zijn. In de analyse van TenneT ontstaan de risico's pas na 2030, maar daarbij gaat de netbeheerder uit van nog onzekere realisaties van 5 GW nieuw batterijvermogen en ruim 1,5 GW industriële vraagafschakeling in 2030. De laatste veronderstelling is een verdubbeling ten opzichte van het veronderstelde vermogen in voorgaande MLZ's en gebaseerd op voorge-noemde potentieelstudie zonder dat duidelijk is of dat potentieel ook gerealiseerd zal zijn in 2030.

Ombouw van het bestaande kolenvermogen biedt een alternatieve route, maar is vooralsnog onwaarschijnlijk gegeven het beeld van het politieke en maatschappelijke draagvlak als is de discussie in context van de opdoemende leveringszekerheidsrisico's niet gevoerd. Afgezien van dit alternatief zou in het kader van leveringszekerheid ook gedacht kunnen worden aan fasering in samenhang met de Duitse uitfasering, bijvoorbeeld door geleidelijke dalende productiebeperking zoals die eind 2021 werd ingevoerd voor kolengestookte elektriciteit.

De vooruitzichten op dit moment zijn vooralsnog echter uitfasering van de kolencentrales zonder ombouw. Het maatschappelijke en politieke debat dat zich ten tijde van het Klimaat-akkoord ontspon leidde in eerste instantie tot uitsluiting van grootschalige biomassa bijstook als SDE++-categorie, en daaropvolgend agendering van een kamer debat over een totaal verbod op biomassa gestookte elektriciteit. In het NPE wordt de optie wel onderkend als alternatief, maar in het regeerprogramma wordt de optie biomassa met CCS expliciet uitgesloten.

Het laat zich daarmee goed verklaren waarom concrete investeringsplannen zich tot nu tot beperkten tot de afronding van volledige ombouw bij de Amercentrale. Het zal concrete koerswijzigingen in beleid vergen met uitwerking van de voorwaarden waaronder vanuit klimaatbeleid toch ruimte gezien zou worden voor inzet van biomassa voor elektriciteitsproductie om voldoende vertrouwen te geven voor dergelijke investeringen, zoals bijvoorbeeld juridische bescherming tegen beleidswijzigingen op lange termijn als ook benoemd in het kader van de Government Support Package ten behoeve van investeerders in kernenergie (EY, 2024)

Groen (bio)gas- of waterstofcentrales

Centrales die elektriciteit leveren door duurzaam groen gas of waterstof te verbranden kunnen zowel nieuw gerealiseerd worden als omgebouwd worden van (aard)gascentrales. Er

zijn grofweg twee soorten gascentrales: de Combined-Cycle Gas Turbine (CCGT) en de Open-Cycle Gas Turbine (OCGT). Waar de OCGT een omzettefficiëntie van ongeveer 30% heeft wordt er bij een CCGT-restwarmte hergebruikt in het proces, waardoor de efficiëntie naar ongeveer 60%. OCGTs zijn er nog nauwelijks in Nederland. Verder zijn er in Nederland ook STEG-centrales, wat staat voor SToom En Gasturbine-centrales. Deze bestaan eigenlijk uit twee turbines waarbij de stoomturbine wordt aangedreven door de restwarmte van de gasturbine, waardoor een hoger rendement wordt verkregen. CCGT's en STEG's vormen samen ongeveer 22 GW in Nederland³², waarvan 9 GW geschikt is voor ombouw³³. Bij warmtekrachtkoppelingen (WKK's, voornamelijk gebruikt in de glastuinbouw), wordt de stroom gebruikt voor verlichting en de restwarmte voor het verwarmen van de kas. WKK's vormen ongeveer 3,1 GW aan vermogen in Nederland, waarvan 2,9 GW in de land- en tuinbouw staat (CBS)

Alle bovengenoemde soorten gascentrales kunnen in principe op andere soorten gassen draaien, zoals groen (bio)gas of waterstof. We bespreken de opties:

Biogas kan in beperkte mate geproduceerd worden door mestvergisting en afvalverwerking. Dit gas kan in huidige aardgascentrales gebruikt worden met minimale ombouw. Aurora schat dat er in 2020 ongeveer 0,8 TWh aan elektriciteit is geproduceerd via biogas. Voor 2030 wordt het potentieel van biogas productie op Nederlandse bodem geschat op 20 TWh (RVO, 2023³⁴; De Wildt et al., 2022³⁵).

Groen gas (methaan uit biogas) in bestaande aardgascentrales (CCGT/OCGT) is een erg goedkope optie, maar groen gas is 'gereserveerd' voor gebouwde omgeving (Jaarverplichting groengas³⁶).

Tot slot kan ook waterstof ingezet worden als energiedrager en in dergelijke centrales verbrand worden om elektriciteit op te wekken. Bij blauwe waterstof, dus geproduceerd uit aardgas wordt *pre-combustion* CCS toegepast, welke een hogere afvangefficiëntie kent dan post-combustion CCS. Echter, ook deze optie is niet geheel CO₂-vrij. Het kan wel als transitietechnologie dienen. Over groene waterstof schrijft het achtergrondrapport van het TKVN: *"De voordelen van groene waterstof als brandstof voor de productie van elektriciteit zijn dat (i) het (nagenoeg) CO₂-vrij is, (ii) het Nederlandse potentieel voor deze energiedrager als flexibel, regelbaar opwekvermogen – inclusief mogelijke importen en (seizoens-)opslag – op lange termijn relatief groot kan zijn (PBL/Elzenga en Strengers, 2024³⁷), en (iii) het inpasbaar is in de bestaande gascentrales en – infrastructuur tegen relatief beperkte aanpassings- en investeringskosten. Daarentegen zijn de belangrijkste bezwaren of beperkingen van deze technologie – met name op de korte en middellange termijn – dat (i) het de vraag naar schaarse, duurzame elektriciteit verhoogt, (ii) deze technologie – naast de investeringskosten in elektrolyzers – leidt tot aanzienlijke conversieverliezen in het totale productieproces (elektriciteit > groene waterstof > elektriciteit) en derhalve tot hoge variabele kosten voor de regelbare opwekking van CO₂-vrije elektriciteit, en (iii) deze technologie nog nader ontwikkeld moet worden om grootschalig toepasbaar en concurrerend te worden."* Ten slot kan er synthetisch methaan van gemaakt worden dat, net zoals biogas/groen gas, in bestaande centrales ingezet kan worden zonder noemenswaardige investeringen. Het nadeel van deze route is de vele conversieverliezen.

³² [StatLine - Elektriciteit; productie en productiemiddelen \(cbs.nl\)](https://statline.cbs.nl)

³³ [Trajectverkenning klimaatneutraal 2050 | Planbureau voor de Leefomgeving \(pbl.nl\)](https://planbureau.nl/trajectverkenning-klimaatneutraal-2050)

³⁴ [Vergisting en vergassing \(rvo.nl\)](https://rvo.nl/vergisting-en-vergassing)

³⁵ [TNO-2021-P12683.pdf](https://www.tno.nl/2021/P12683.pdf)

³⁶ [Wetsvoorstel Jaarverplichting groen gas ter consultatie gelegd | Loyens & Loeff \(loyensloeff.com\)](https://wetsvoorstel-jaarverplichting-groen-gas-ter-consultatie-gelegd-loyens-loeff)

³⁷ [Productie, import, transport en opslag van waterstof in Nederland | Planbureau voor de Leefomgeving \(pbl.nl\)](https://planbureau.nl/productie-import-transport-en-opslag-van-waterstof-in-nederland)

In alle gevallen geldt: de retrofit bestaande gascentrales is qua investeringskosten vaak een kosteneffectieve oplossing. Nieuwbouw is daarentegen duur. Ook behoeft nieuwbouw nieuwe locaties die vrijgehouden moeten worden.

B.3 Investeringsrisico's regelbaar vermogen

Om in de behoefte aan 10-20 GW regelbaar CO₂-neutraal vermogen per 2035 te voorzien zijn veel investeringen in aanpassingen van bestaande centrales of het bouwen van nieuwe centrales nodig. Daarmee is dit een grootschalige systeemverandering die in relatief korte tijd gerealiseerd dient te worden om de leveringszekerheid in een CO₂-neutraal elektriciteits-systeem te borgen. Hoewel marktpartijen op basis van verwachte ETS-prijzen kunnen anticiperen op de toekomst, blijven er tegelijkertijd nog diverse risico's voor investeringen in CO₂-neutraal regelbaar vermogen bestaan die deze investeringen belemmeren en onzeker maken. Zie Tabel B.1 voor een overzicht van de risico's en de (mogelijke) effecten daarvan op investeringen.

Tabel B.1: Overzicht risico's voor CO₂-neutraal regelbaar vermogen en effecten op investeringen

Risico	Effecten op investeringen in CO ₂ -neutraal regelbaar vermogen
Volumerisico	Beperkt aantal vollasturen waarin investeringen in CO ₂ -vrij regelbaar vermogen moeten worden terugverdiend, vergroot risicopremie en daarmee het vereiste rendement op investering
Prijrisico	In uren met zon en wind als marginale optie zijn de elektriciteitsprijzen laag, in beperkt aantal resterende uren moeten de prijzen erg hoog zijn om investeringen terug te verdienen uit schaarse prijzen. Schaarsteprijzen ontstaan voornamelijk op momenten met een excessieve vraag naar elektriciteit die niet kan worden geleverd door beschikbare productiefaciliteiten (OTE, 2020).
Infrastructuurrisico: Onzekerheid over beschikbaarheid van transportcapaciteit en daarmee samenhangend over aansluittermijn	Onvoldoende zekerheid dat nieuw CO ₂ -vrij regelbaar vermogen tijdig kan worden aangesloten op het elektriciteitsnet
Operationele kostenrisico: Invoering van nettarieven voor producenten en risico op verdere stijging hiervan	Kans dat opbrengsten uit elektriciteitsproductie onvoldoende opwegen tegen kosten, vergroot risicopremie en daarmee het vereiste rendement op investering
Exploratierisico: Indien er sprake is van een beperkt aantal nieuwe locaties voor CO ₂ -vrij regelbaar vermogen die met zekerheid benut zullen worden, dan is er sprake van extra kosten als elke potentiële ontwikkelaar vergelijkbare onderzoeken moet verrichten om de geschiktheid van potentiële vestigingslocaties te beoordelen	Hogere ontwikkelingskosten (DEVEX) en daarmee hogere investeringskosten die zich – ceteris paribus – vertalen in minder investeringen

Risico	Effecten op investeringen in CO ₂ -neutraal regelbaar vermogen
Beleidsrisico: Ongelijk speelveld met CO ₂ -vrij regelbaar vermogen in het buitenland door verschillen in nettarieven, energiebelasting, etc.	Hogere operationele kosten door b.v. hogere Nederlandse nettarieven dan in het buitenland maken investeringen door internationaal opererende utilities in CO ₂ -vrij regelbaar vermogen in Nederland minder aantrekkelijk
Beleidsrisico: Met het bestaande aantal aangewezen vestigingslocaties voor grootschalige elektriciteitsopwekking van tenminste 500 MW (20 aanwijsgeschieden in EZK & BZK, 2024), bestaat er een ongelijk speelveld tussen bestaande ontwikkelaars ('incumbents') met elektriciteitscentrales en bijbehorende locaties en nieuwe partijen zonder centrales en locaties. Daarnaast kan netcongestie de bruikbaarheid van specifieke locaties verminderen.	Investeringen voor nieuwe partijen zijn minder aantrekkelijk, dit verkleint de concurrentie en verhoogt de kosten van CO ₂ -vrij regelbaar vermogen
Beleidsrisico: Onzekerheid over beleidsontwikkelingen rond ondersteuning van CO ₂ -vrij regelbaar vermogen	Onzekerheid over potentiële opbrengsten van investeringen in CO ₂ -vrij regelbaar vermogen door projectontwikkelaars

Om de risico's voor marktpartijen bij grootschalige systeemverandering te verminderen en ervoor te zorgen dat in 2035 (of op afzienbare termijn daarna) de leveringszekerheid in een CO₂-vrij elektriciteitssysteem is geborgd, is beleidsinterventie onvermijdelijk. We zien drie mogelijke richtingen voor beleidsinterventie (van licht naar zwaar):

1. **Beprijzing met subsidies of anderszins faciliterend beleid** zoals een subsidieregeling voor ombouw van gasgestookte centrales naar waterstof, continuering van de inzet van bio-massacentrales mogelijk maken, aanvullende maatregelen zoals betere incentives voor opslag en vraagresponse om de piekvraag te verminderen, et cetera;
2. **Normerend beleid** zoals strategische reserves om te voorkomen dat flexibele, gasgestookte centrales in de periode 2030-2035 uit bedrijf gaan, of een stringenter nationaal CO₂-beleid (minimum CO₂-prijs voor elektriciteitsproductie verhogen, normering op CO₂-emissies, minder CO₂-emissierechten veilen, of een verplichting tot CO₂-vrije elektriciteitsproductie);
3. **Invoering van een capaciteitsmechanisme**. Een capaciteitsmechanisme is gedefinieerd als een maatregel waarmee wordt gewaarborgd dat het noodzakelijke niveau van toereikendheid van hulpbronnen ('resource adequacy') wordt bereikt door de vergoeding van hulpbronnen voor hun beschikbaarheid (EU, 2024). Hierbij kan onderscheid worden gemaakt tussen mechanismen waarbij een aangewezen partij centraal aanbesteedt ('centrale capaciteitsmarkt') en mechanismen die gebaseerd zijn op bilaterale afspraken ('decentrale capaciteitsmarkt'). Er zijn verschillende varianten van een decentrale capaciteitsmarkt mogelijk, onder meer met diverse vormen van een leveranciersverplichting (OTE, 2020).

De verschillende mogelijkheden per richting zijn verder uitgewerkt in een tabel in bijlage B.3. Deze tabel toont een groslijst van mogelijke beleidsinstrumenten om de geïdentificeerde risico's te mitigeren, inclusief een beschrijving van de voor- en nadelen van deze instrumenten. De lijst is niet uitputtend, andere instrumenten zijn denkbaar. Nadere analyse van de mate van benodigde beleidsinterventie, de verschillende mogelijke richtingen en specifieke beleidsinstrumenten valt buiten de scope van dit rapport. Gegeven de doelstelling

van een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 is het advies aan KGG om een dergelijke analyse wel uit te (laten) voeren, vanwege de grote systeemaanpassing die in relatief korte tijd vereist is terwijl de realisatietermijn van investeringen aanzienlijk kan zijn.

Tabel B.2: Beleidsinstrumenten voor risicomitigatie

Beleidsinstrument	Voordelen	Nadelen
Subsidies of anderszins faciliterend beleid		
Subsidieregeling voor ombouw van huidige gasgestookte centrales naar waterstof	Er is 1 miljard euro gereserveerd voor subsidieregeling in het Klimaatfonds, geen investerings- maar een exploitatiesubsidie (EZK, 2024a). Een dergelijke regeling beperkt het exploitatierisico.	EC-staatssteungoedkeuring vereist non-discriminatie tussen indieners i.e. concurrentie met andere vormen van flex. De conceptregeling is niet beperkt tot gasgestookt vermogen, het zouden ook WKK's kunnen zijn, maar wel beperkt tot eenheden groter dan 100 MW (EZK, 2024a). Daarnaast is het verschil in kostprijs tussen gasgestookte centrales met ETS-kosten en blauwe waterstof nog te groot om de 1 miljard euro op korte termijn effectief te kunnen inzetten.
Subsidieregeling voor inzet van biomassacentrales (binnen of buiten SDE++)	Vergroot potentieel aan CO ₂ -vrij vermogen significant	Dit gaat in tegen huidige politieke voorkeuren en vereist een politiek debat. Inzet van biograndstoffen voor elektriciteitsopwekking kan ten koste gaan van inzet van geavanceerde biobrandstoffen voor lucht- en scheepvaart waarvoor geen alternatieven bestaan (PBL, 2024). Tot op heden wordt biomassa echter maar zeer beperkt ingezet in andere sectoren en is het perspectief voor grootschaligere inzet in deze sectoren beperkt
Incentives voor vraagresponse en opslag: vrijwillig via campagne	Bedrijven en consumenten worden met een campagne bewust gemaakt van de invloed van hun energievraag op de leveringszekerheid, met als doel meer vraagresponse te creëren die op momenten van schaarste aan elektriciteit kan worden benut (OTE, 2020; TenneT 2024).	Vanwege de wijdverbreide congestie, kunnen bedrijven en afnemers in vrijwel alle gebieden alleen nog flexibele contracten afsluiten voor netgebruik. Dit geeft al een sterke prikkel tot vraagresponse en opslag.
Incentives voor vraag response en opslag: normering van flexibele aansturing van elektrische voertuigen en warmtepompen en afschaffing van de salderingsregeling	Deze maatregel verkleint de piekvraag en maakt deze voorspelbaarder. Dit geeft producenten daarmee meer zekerheid over de opbrengsten van investeringen. Tegelijkertijd verlaagt dit het aantal uren met vraag naar CO ₂ -vrij regelbaar vermogen.	Ondanks normering zorgt flexibele aansturing van elektrische voertuigen en warmtepompen voor extra complexiteit en kosten, hoewel de complexiteit beperkt kan worden door automatisering.

Beleidsinstrument	Voordelen	Nadelen
Landelijk garantiefonds voor PPA's van CO ₂ -vrij regelbaar vermogen	Door het fonds zijn er meer potentiële afnemers van PPA's; doordat het fonds kredietrisico's verlaagd kunnen middelgrote en kleinere afnemers ook tegenpartij zijn voor PPA's. Langjarige overeenkomst met vaste elektriciteitsprijs biedt producenten zekerheid over inkomsten in context van corporate PPA's waarbij zakelijke afnemers de tegenpartij zijn van producenten (Rebel 2023).	De uitwerking van het garantiefonds is door Rebel verbonden aan corporate PPA's. CO₂-vrij regelbaar vermogen maakt naar verwachting gebruik van utility PPA's, waarbij utilities de tegenpartij zijn van producenten. Hiervoor lijkt een garantiefonds overbodig, aangezien utilities in de regel voldoende geld opzij kunnen zetten voor het afdekken van kredietrisico's. Daarmee is dit instrument niet effectief.
Indicatieve nationale doelstelling voor niet-fossiele flexibiliteit	Deze maatregel beperkt het beleidsrisico voor investeerders en daarmee investeringsrisico. Een dergelijke doelstelling, inclusief de specifieke bijdragen van vraagresponse en energieopslag daaraan, is in lijn met het nieuwe artikel 19f van Verordening 2019/943 (EU, 2024) en gebaseerd op de beoordeling van de nationale flexibiliteitsbehoefte voor de komende 5-10 jaar op basis van artikel 19e. Onder andere moet hierbij worden gekeken naar de potentiële beschikbaarheid van grensoverschrijdende flex en naar interconnecties als flexibiliteitsbron. De methode hiervoor wordt in 2025 op Europees niveau ontwikkeld.	Het uiteindelijke doel is leveringszekerheid, niet flexibiliteit an sich. Flexibiliteit is veelomvattend en kent verschillende vormen en tijdschalen, de effectiviteit van dit instrument hangt af van de manier waarop de doelstelling wordt geoperationaliseerd.
Voldoende nieuwe locaties voor regelbaar vermogen van tenminste 500 MW mogelijk maken door actualisatie (elke 4 jaar) of tussentijdse herziening van PEH	Vergroot investeringsmogelijkheden en concurrentie tussen projectontwikkelaars en beperkt daarmee investeringsrisico	Dit legt beslag op schaarse ruimte en kan strijdig zijn met andere plannen buiten de energiesector
CfD's/ SDE++ voor CO ₂ -vrij regelbaar vermogen	Afdekking van het elektriciteitsprijsrisico voor investeerders. Het primaire doel van dit instrument is niet het borgen van leveringszekerheid, daardoor gelden hiervoor niet de eisen die gesteld zijn aan capaciteitsmechanismen, maar de criteria die zijn opgenomen in de richtsnoeren staatssteun ten behoeve van klimaat, milieubescherming en energie 2022 (OTE, 2020; EC, 2022).	De vraag is of de onrendabele top voor dit instrument generiek is vast te stellen. Dit is één van de criteria die wordt gehanteerd voor het opnemen van nieuwe categorieën in de SDE++. Daarnaast betekent dit de-facto herregulering

Beleidsinstrument	Voordelen	Nadelen
Vrijstelling van nettarieven voor CO ₂ -vrij regelbaar vermogen	Mitigatie van het operationele kostenrisico en kan helpen om het speelveld met CO ₂ -vrij regelbaar vermogen in het buitenland gelijk te trekken (mitigatie beleidsrisico).	De bevoegdheid hiervoor ligt bij ACM. Gezien het standpunt van ACM in de discussie over vrijstelling van/lagere nettarieven voor opslag is het onwaarschijnlijk dat deze vrijstelling van producententarieven zal worden verleend. Geen gelijk speelveld voor CO ₂ -vrije flexibiliteitsopties, niet technologie-neutraal.
Strategische reserve en normerend beleid		
Strategische reserve	Verkleint beleidsrisico: Na aankondiging uitbedrijfname van bestaande regelbare capaciteit kan deze tegen vergoeding worden opgenomen in strategische reserve. EU (2019), art 21 lid 3: Alleen als strategische reserve zorgpunten op het gebied van toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening niet kan oplossen, kunnen de lidstaten een ander soort capaciteitsmechanisme ten uitvoer leggen. De juridische basis voor een strategische reserve is al onderdeel van artikel 5.12 van de voorgestelde Energiewet.	Vooraf geschikt om bestaande centrales beschikbaar te houden voor het systeem, dus dit instrument draagt niet bij aan het realiseren van een CO ₂ -vrij elektriciteitssysteem. Als er technologie-neutraal wordt aanbesteed, mogelijk wel aangezien er dan ook vraagresponse gecontracteerd kan worden (OTE, 2020).
Als Rijksoverheid minder CO ₂ emissierechten laten veilen	Hogere CO ₂ -prijs maakt CO ₂ -vrij regelbaar vermogen aantrekkelijker t.o.v. niet CO ₂ -vrij regelbaar vermogen. Hogere vermeden opportunity costs voor CO ₂ -vrij regelbaar vermogen.	Nederland moet kunnen aantonen dat er voor bepaalde activiteiten minder rechten nodig zijn. De vraag is hoe Nederland dit kan aantonen voor CO ₂ -vrij regelbaar vermogen. Zonder commitment over meerdere jaren bestaat er een beleidsrisico dat een volgend jaar emissierechten wel worden geveild en de CO ₂ -prijs daalt.

Beleidsinstrument	Voordelen	Nadelen
Minimum CO ₂ -prijs voor elektriciteitsproductie verhogen door aanpassing wet minimum CO ₂ -prijs elektriciteitsopwekking	Dit verlaagt prijsrisico's en kan de investeringszekerheid vergroten.	Als deze maatregel unilateraal door Nederland wordt ingevoerd, wordt het investeringsrisico hierdoor maar beperkt gemitigeerd. Dit leidt immers tot oplopende marginale kosten voor Nederlandse elektriciteitsproductie, zodat de concurrentiepositie van Nederlandse elektriciteitsproductie verslechtert en door buitenlandse productie uit de merit order wordt gedrukt (zie bijvoorbeeld (Frontier Economics, 2018), (CPB & PBL, 2019)). Zie ook CE Delft & Frontier (2023). Daarnaast ook CO ₂ -weglekeffecten naar het buitenland. Bovendien helpt deze maatregel primair de verduurzaming, maar niet de leveringszekerheid.
Normering van elektriciteitsproductie op CO ₂ -emissies	Een vergelijkbare maatregel is onderdeel van EU-regelgeving rond capaciteitsmechanismen.	Geen gelijk speelveld voor CO ₂ -vrije flexibiliteitsopties.
Een verplichting tot CO ₂ -vrije elektriciteitsproductie	Dit verlaagt prijsrisico's en kan de investeringszekerheid vergroten.	Als deze maatregel unilateraal door Nederland wordt ingevoerd, wordt het investeringsrisico hierdoor maar beperkt gemitigeerd. Daarnaast CO ₂ -weglek-effecten. Geen gelijk speelveld voor CO ₂ -vrije flexibiliteitsopties.
Capaciteitsmechanisme		
Capaciteitsmechanisme (centrale of decentrale capaciteitsmarkt)	Bestaande EU-praktijk, zie Verordening 2019/943 (EU, 2019), hoofdstuk IV, artikel 20-27. Mogelijkheden voor capaciteitsmechanismen zijn verruimd met de aanpassingen van Verordening 2019/943 met Verordening 2024/1747 (EU, 2024). Capaciteitsmechanismen zijn niet langer tijdelijk en measures of last resort. De laatste verordening verplicht de Europese Commissie om potentiële mogelijkheden te onderzoeken om de aanvraagprocedure voor een capaciteitsmechanisme te stroomlijnen en te vereenvoudigen. En om ACER te verzoeken om de methode voor EERA in lijn daarmee aan te passen. Zie toegevoegd artikel 69 lid 3 (EU, 2024).	Capaciteitsmechanismen verstoren de energiemarkt en introduceren ook marktrisico in de zin dat ze de hoogte van energieprijzen beïnvloeden en daarmee de prikkels die daarvan uitgaan. Onjuist ontwerp of implementatie van capaciteitsmechanismen kan leiden tot overheidsfalen. Dit wordt (deels) gemitigeerd door de stappen die op basis van artikelen 20 en 21 van Verordening 2019/943 verplicht moeten worden doorlopen voor het invoeren van een capaciteitsmechanisme. Verder is het lastig om een CRM een tijdelijke i.p.v. een permanente oplossing te laten zijn. Het laatste risico worden enigszins ondervangen door de EU-verplichting dat een CRM door de EC voor de duur van maximaal 10 jaar kan worden goedgekeurd.

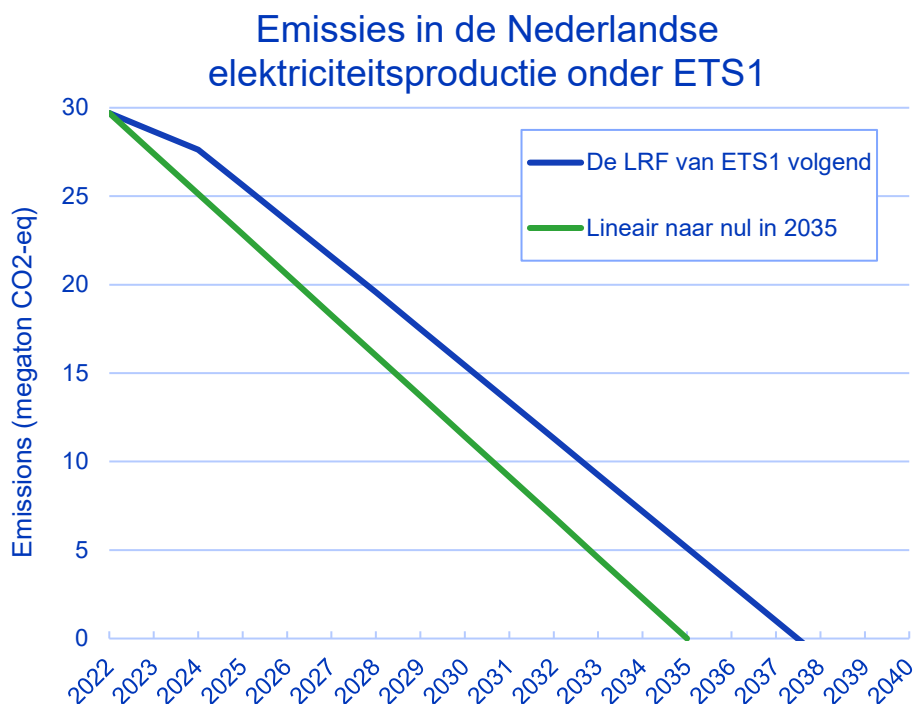
Beleidsinstrument	Voordelen	Nadelen
Decentrale capaciteitsmarkt (CRM) met leveranciersverplichting	“Leveranciers worden hierdoor gestimuleerd om samen met hun klanten actief te kijken in hoeverre de vraag kan worden teruggedroefd in het geval dat er onvoldoende aanbod is. De gedachte is dat zo duidelijk wordt dat de vermogensvraag van afnemers enkel tot een bepaalde grens gewaarborgd is. Het gedeelte van de leveringsverplichtingen waarvoor flexibiliteitsvoorzieningen zijn getroffen vormt dan een buffer die ervoor zorgt dat de vraag afneemt naarmate marktprijzen stijgen (bij schaarste). Het betreft een vorm van vraagsturing met een volumeverplichting voor de leverancier, waarbij de eindgebruikers de bereidheid 'leveren' om tegen een bepaalde prijs de vraag te verlagen.” (OTE, 2020). Door meer duidelijkheid over de inzet van vraagresponse, verkrijgen producenten meer zekerheid over hun kosten tijdens perioden van schaarste. Dit kan zich vertalen in een hogere investeringsbereidheid. Tegelijkertijd verlaagt dit het aantal uren met vraag naar CO₂-vrij regelbaar vermogen.	Een vergelijkbaar decentraal model in Frankrijk wordt afgeschaft volgens TenneT (2024): “In de praktijk ontstond er een heel gefragmenteerd systeem van vraag en aanbod met beperkte liquiditeit en onduidelijke prijsvorming, die daarmee weinig stimulans gaf aan marktpartijen om investeringen te doen die bijdroegen aan het verbeteren van de leveringszekerheids-situatie.” Een issue was onder meer de beperkte looptijd van contracten (circa 1 jaar).
Decentrale capaciteitsmarkt (CRM) met een vorm van leveranciersverplichting. Capaciteitsabonnement ('capacity subscription'): afnemers kopen zelf (in geval van grote afnemers, anders via leveranciers) de noodzakelijk geachte hoeveelheid elektriciteit in tegen een vooraf vastgestelde prijs	Afnemers hebben een vaste prijs en kunnen zelf de afweging maken tussen de kosten van het vastleggen van flexibel vermogen versus de kosten van het terugregelen van verbruik tijdens periodes van tekorten, of bijvoorbeeld de kosten van zelf energieopslag realiseren (de Vries, 2023). Dit leidt tot extra bewustzijn van capaciteitsgebruik (EZK, 2024a). Eigenaren van regelbaar elektriciteitsproductievermogen en van energieopslag gebruiken de opbrengsten van die optiecontracten om hun vaste kosten te dekken. De vaste inkomensstroom verlaagt het investeringsrisico t.o.v. een energy-only markt. Daarnaast zorgt dit ervoor dat de vraag naar regelbaar vermogen expliciet wordt, i.p.v. dat producenten moeten inschatten hoe vaak een tekort zou kunnen optreden en hoe hoog de prijzen dan zijn (de Vries, 2023).	Extra complexiteit, kosten en onzekerheden, nog geen praktijkervaringen (EZK, 2024a). Net als bij de andere vorm van een leveranciersverplichting is er een risico op het ontstaan van gefragmenteerde markt, met onduidelijke prijsvorming (i.e. beperkte transparantie, voldoet daarmee niet aan art 22 lid 1 van EU-verordening 2019/943). Daarnaast kan dit leiden tot contracten met een beperkte duur waardoor er weinig prikkels zijn voor extra investeringen in CO₂-vrij regelbaar vermogen.

Bijlage C

Het Europese Emissiehandelsstelsel (EU ETS)

Het is belangrijk om te benadrukken dat het ETS niet dient om het elektriciteitssysteem als geheel CO₂-neutraal te maken. Het ETS beprijsd de uitstoot van broeikasgassen bij elektriciteitsproductie en stimuleert daarmee de ontwikkeling van duurzame elektriciteitsproductie door zon, wind, en water. Het ETS stimuleert dus geen flexibiliteit. In essentie zorgt het ETS voor een verdere groei van hernieuwbare opwek, die inherent niet regelbaar is, waardoor juist nood naar flexibiliteit ontstaat. Andere marktinstrumenten, die bijvoorbeeld geografische of temporele prijzen aan elektriciteit hangen, stimuleren wél flexibiliteit.

Het plafond van emissies onder ETS1 (waar gecentraliseerde elektriciteitsproductie onder valt) neigt naar nul in 2039. Deze tijdlijn is gebaseerd op de extrapolatie van de lineaire reductiefactor (LRF) van het emissieplafond, zoals momenteel in de wetgeving is vastgelegd. Tot 2024 was de LRF ongeveer 2,2%. Van 2024 tot 2027 is de LRF vastgesteld op 4,3%, en vanaf 2027 op 4,4% ([pdf \(europa.eu\)](#)). Deze LRF gebruikt 2005 als referentiejaar, dus om de reductie voor de Nederlandse elektriciteitssector specifiek te berekenen, gebruiken we de [KEV-gegevens](#) voor emissies onder ETS1 in de sector elektriciteit voor dat jaar: 46,9 megaton CO₂-equivalent. In 2022 zijn de emissies onder ETS1 in de sector elektriciteit door de KEV bepaald op 29,7 megaton CO₂-eq. Als we aannemen dat de emissies in de Nederlandse elektriciteitssector onder ETS1 op vergelijkbare wijze zullen afnemen als de LRF van het ETS1 als geheel, zien we dat de emissies door de Nederlandse elektriciteitsproductie in 2037/2038 op nul zullen uitkomen, en niet in 2039. Dit is de blauwe lijn in Figuur C.1. Dit is niet verrassend, aangezien de LRF wordt toegepast op de EU als geheel en niet eenvoudig kan worden vertaald naar Nederland, laat staan naar een enkele sector in Nederland. Desalniettemin, het totale volume van emissies voor Nederland in dit traject is 229,9 megaton CO₂-equivalent. Ten tweede kunnen we de emissies lineair naar nul laten gaan in 2035, zoals internationaal afgesproken en het doel achter dit onderzoek. Dit is de groene lijn in Figuur C.1. Totale emissies bij dit pad zijn 178,2 megaton CO₂-equivalent.



Figuur C.1: Emissies in de Nederlandse elektriciteitsproductie onder ETS1. Bron: Klimaat- en Energieverkenning 2024 en eigen berekeningen.

In essentie is er dus een extra opgave voor emissiereductie in de sector elektriciteitsproductie van ongeveer $229,9 - 178,2 = \mathbf{51,7 \text{ megaton CO}_2\text{-equivalent}}$. Dit is in feite de oppervlakte tussen de groene en de blauwe lijn in Figuur C.1.

De vraag is hoe om te gaan met dit verschil in emissierechten. Grofweg zijn er drie opties:

1) **Minder emissierechten veilen**

Elk jaar worden er emissierechten geveild voor alle deelnemers aan het EU ETS1. Elke deelnemer kan biedingen doen, en afhankelijk van vraag en aanbod wordt een CO₂-prijs gevormd. Elke lidstaat van de EU verdient een deel van de totale veilingopbrengst, bepaald door de 'verdeelsleutel'. Nederland verdient 3,7% van de opbrengsten onder ETS1, en zal 4,4% van de opbrengsten uit ETS2 verdienen. In 2022 verdiende Nederland iets meer dan 1,1 miljard euro uit deze veilingen ([Veilingmonitor 2022 | Publicatie | Nederlandse Emissieautoriteit](#)). Deze opbrengsten moeten worden besteed aan klimaatverandering en energie-doeleinden ([Use of auctioning revenues generated under the EU Emissions Trading System \(europa.eu\)](#)).

De Nederlandse overheid zou kunnen kiezen om minder emissierechten te veilen, wat momenteel niet alleen is toegestaan, maar ook wordt aangemoedigd onder specifieke voorwaarden:

Article 12(4), [Richtlijn - 2003/87 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](#)

4. Member States shall take the necessary steps to ensure that allowances are cancelled at any time at the request of the person holding them. In the event of closure of electricity generation capacity in their territory due to additional national

measures, Member States may cancel allowances, and are strongly encouraged to do so, from the total quantity of allowances to be auctioned by them referred to in Article 10(2) up to an amount corresponding to the average verified emissions of the installation concerned over a period of five years preceding the closure. The Member State concerned shall inform the Commission of such intended cancellation, or of the reasons for not cancelling, in accordance with the delegated acts adopted pursuant to Article 10(4).

Als Nederland ervoor zou kiezen om deze 51,7 miljoen emissierechten niet te veilen, kan het totale verlies aan inkomsten oplopen tot 3,8 miljard euro, bij een huidige ETS-prijs van 74€/ton. Bovendien wordt verwacht dat de ETS-prijs in de toekomst verder zal stijgen, wat het totale verlies aan inkomsten in deze berekening zou vergroten.

2) Vereisen dat bedrijven emissierechten annuleren

Ten tweede kan elk lid van ETS1 dat emissierechten bezit ervoor kiezen om ze direct te annuleren. In het verleden, toen ETS-prijzen erg laag waren (< 10€/ton), bestonden er diensten waarbij mensen emissierechten konden kopen en annuleren om het emissieplafond kunstmatig te verlagen.

De Nederlandse overheid zou bedrijven die emissierechten bezitten daarom kunnen vragen om deze zelf te annuleren. Verwacht wordt dat bedrijven hiervoor compensatie willen, hetzij in de vorm van subsidies, belastingverlagingen of andere afspraken.

3) Niets doen

De derde optie is om dit overschot aan emissierechten te negeren, en simpelweg te eisen dat de Nederlandse gecentraliseerde elektriciteitsproductie in 2035 CO₂-neutraal is. Bedrijven zijn dan vrij om hun emissierechten op de EU ETS1-markt te verkopen om hun inspanningen voor decarbonisatie te financieren. Dit zal Nederland helpen om de klimaatdoelen te bereiken, maar zal de totale hoeveelheid emissies in de Europese Unie niet (verder) verminderen.

Veel van de huidige Maatwerkafspraken vallen in deze categorie ([Kamerbrief voortgang maatwerkafspraken verduurzaming industrie | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl](#)). Bedrijven worden geholpen hun emissies te verminderen, maar de vrijgekomen emissierechten zijn vervolgens vrij te verkopen.

Wanneer gevraagd naar deze kwestie antwoordde Mohammed Chahim, lid van het Europees Parlement (GroenLinks/PvdA), dat het versnellen van emissiereductie in een deel van EU ETS1 (elektriciteitsproductie) nog steeds als voordelig kan worden gezien, ook al worden de daarmee samenhangende emissierechten niet geannuleerd. De 'vrijgekomen' emissierechten vergroten eenvoudigweg de ruimte voor de rest van de industrie onder EU ETS1, waardoor het reductiepad minder zwaar wordt voor die industrieën. In beide gevallen is het totale aanbod van emissierechten begrensd, waardoor het niet leidt tot meer emissies die in de atmosfeer worden vrijgelaten.

Energy & Materials Transition

Radarweg 60
1043 NT Amsterdam
www.tno.nl