

Samenvatting: Een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem in 2035?

Scenario's, belemmeringen en toekomstperspectief



TNO 2026 R10162 – Januari 2026

Samenvatting: Een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem in 2035?

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	48 (excl. voor- en achterblad)
Aantal bijlagen	0
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

Management Summary

Streven naar een CO₂-neutraal of CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035

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 december 2023 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 elektriciteitssysteem in 2035.

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. Dit rapport is een [samenvatting van het achtergrondrapport dat meer detail en achtergrond biedt](#).

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. Opschaling 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 (ARBAHEAT) 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 omstrede 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 hernieuwbare productie, flexibele vraag, conversie naar warmte en waterstof, en opslag; (2) Beschikbaarheid van CO₂-neutraal regelbaar vermogen; en (3) Voldoende capaciteit netinfrastructuur.

Daarnaast zijn er drie essentiële randvoorwaarden: (1) Consistent en voorspelbaar beleid; (2) Ruimtelijke regie; (3) Maatschappelijke acceptatie.

Een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem, in 2035 of 2040, vergt niet alleen technologische oplossingen, maar bestuurlijke helderheid, durf en consistentie.

Inhoudsopgave

Management Summary	3
Afkortingen	7
Aanleiding en opzet van deze studie	8
1 Het elektriciteitssysteem in 2035	11
1.1 De elektriciteitsvraag zal flink stijgen	11
1.2 Groei van hernieuwbaar op land	13
1.3 Flexibiliteit moet groeien voor een CO ₂ -neutraal elektriciteitssysteem	14
2 Wind op zee is leidend voor het Nederlandse elektriciteitssysteem	16
3 Grootschalige conversie essentieel voor benutten van energieoverschotten	19
3.1 Power-to-heat kent lage investeringskosten maar er zit een maximum aan het potentieel	20
3.2 Power-to-hydrogen kan opschalen tot meerdere tientallen GW maar vertraagt zonder ondersteuning	21
4 Opslag belangrijk voor de betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem	23
5 Grootschalige vraagsturing is een oplossing voor de hoogste pieken	26
6 Kleinschalige vraagsturing beperkt van invloed op de nationale systeembalans	28
7 Interconnectie is efficiënt	29
8 Regelbaar vermogen is essentieel voor het vullen van energietekorten	31
8.1 CO ₂ -vrij regelbaar vermogen: onmisbare maar onzekere schakel	31
8.2 Beleidsopties voor leveringszekerheid in een CO ₂ -neutraal elektriciteitssysteem	34
8.3 Leveringszekerheid en CO ₂ -neutraal via (tijdelijk) biomassa met CCS?	35
9 Conclusies: CO ₂ -neutraal in 2035 is nog ver weg. Risico's nemen toe voor leveringszekerheid en betaalbaarheid	37
9.1 Urgentie: wie in 2035 zekerheid wil, moet in 2025 beslissen	37
9.2 Belangrijkste inzichten per onderdeel	38
Referenties	41

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 H ₂ , Power to Hydrogen
WKK	Warmtekrachtkoppeling

Aanleiding en opzet van deze studie

Vanaf het voorjaar van 2023 heeft de Nederlandse overheid een streven naar een CO₂-neutraal of CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035: eerst CO₂-neutraal via de IBO-analyse en het Expertteam 2050, vervolgens CO₂-vrij via de Voorjaarsnota en het Nationaal Plan Energiesysteem, en eind 2023 ondersteund door de Pentalaterale ambitie voor een volledig gedecarboniseerde, i.e. CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening in 2035. Ook in het NPE van december 2023 werd uitgegaan van de ambitie voor een CO₂-vrij elektriciteitssysteem voor 2035. Daarbij werd echter al opgemerkt dat dit streven op gespannen voet zou staan met het borgen van de leveringszekerheid en betaalbaarheid van elektriciteit. In dit onderzoek worden uitdagingen en implicaties 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:

- Dit document is een **samenvatting van de belangrijkste conclusies** met een korte onderbouwing.
- In het achtergrondrapport zijn de scenariostudies en achtergrondinformatie in meer detail beschreven en geanalyseerd.

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 miljard euro aan klimaatfondsreservering 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

De beleidsvisie in het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) voorziet de inzet van CO₂-afvang en opslag (CCS) als instrument om delen van het energiesysteem CO₂-neutraal te maken, in plaats van volledig 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 CCS – Carbon Capture and Storage. 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, terwijl CO₂-vrij betekent dat er helemaal geen uitstoot is. Daarnaast is het ook een beleidskeuze om de negatieve emissies buiten de elektriciteitssector te compenseren. In dit onderzoek is de uitgangspunt voor CO₂-neutraal dat de compensatie binnen de elektriciteitssector gebeurt.

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 realiseren.

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 CE Delft. 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.

Een relatie tussen duurzaamheid, leveringszekerheid en betaalbaarheid

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.

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 samenvattende 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.

Het rapport begint in hoofdstuk 1 met een overzicht van toekomstscenario's voor vraag, aanbod en flexibiliteit. Daarna wordt in hoofdstuk 2 ingezoomd op wind op zee – de leidende bron van elektriciteit volgens NPE. In hoofdstuk 3 wordt gekeken naar grootschalige conversie van elektriciteit naar warmte en waterstof. Hoofdstuk 4 schetst de rol en stand van ontwikkelingen rondom opslag. In 5 en 6 wordt groot- en kleinschalig flexibiliteit uitgelicht. Daarna wordt in hoofdstuk 7 ingegaan op de belangrijke rol van interconnectie voor zowel flex als leveringszekerheid, en in hoofdstuk 8 op de rol van regelbaar vermogen voor de leveringszekerheid. Tot slot wordt in hoofdstuk 9 gereflecteerd op de haalbaarheid van de beleidsambitie voor 2035.

In het achtergrondrapport van dit onderzoek wordt dieper ingegaan op de geanalyseerde scenario's, de ontwikkelingen, belemmeringen en het toekomstperspectief.

1 Het elektriciteitssysteem in 2035

Voor een CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening is een grote hoeveelheid opwek uit zon en wind nodig om elektriciteitsproductie 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 energievraag. Tot slot is er langdurige flexibiliteit nodig voor langere periodes van overschotten of tekorten.

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 wegvallen van de salderingsregeling. Wind op zee zal de belangrijkste bron van groene stroom worden voor Nederland, en wordt behandeld in hoofdstuk 2.

1.1 De elektriciteitsvraag zal flink stijgen

De elektriciteitsvraag zal flink stijgen door elektrificatie in sectoren mobiliteit en industrie, en in de gebouwde omgeving, en ook door groei van het elektriciteitsverbruik van datacenters en van groene waterstofproductie met elektrolyzers. 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 de studies om inzicht te geven in de opties.

Grote spreiding zichtbaar in elektriciteitsvraag in scenariostudies

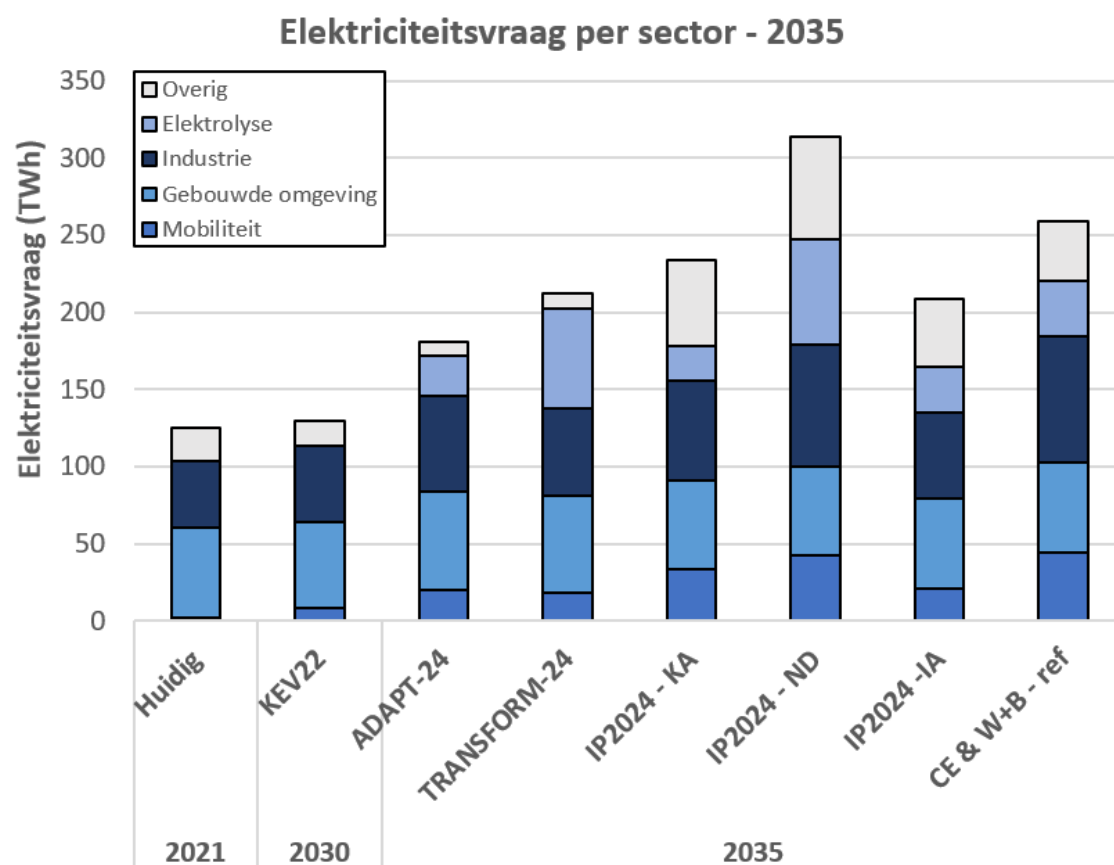
Elektrificatie blijkt in veel sectoren een kosteneffectieve optie voor decarbonisatie, waardoor verwacht wordt dat de totale elektriciteitsvraag zal stijgen. Hoe groot deze stijging zal zijn, is erg onzeker. Van de behandelde studies toont de Klimaat en Energieverkenning 2022 (KEV2022) een minimale vraagstijging 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, zie Figuur 1.1.

De grootste toename van de elektriciteitsvraag is zichtbaar in de mobiliteitssector door toename van elektrische auto's. Daarnaast is een grote onzekerheid de elektriciteitsvraag voor waterstofproductie uit elektrolyse. De KEV 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 (TNO, 2024). 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 gas en sterke mondiale samenwerking en handel.

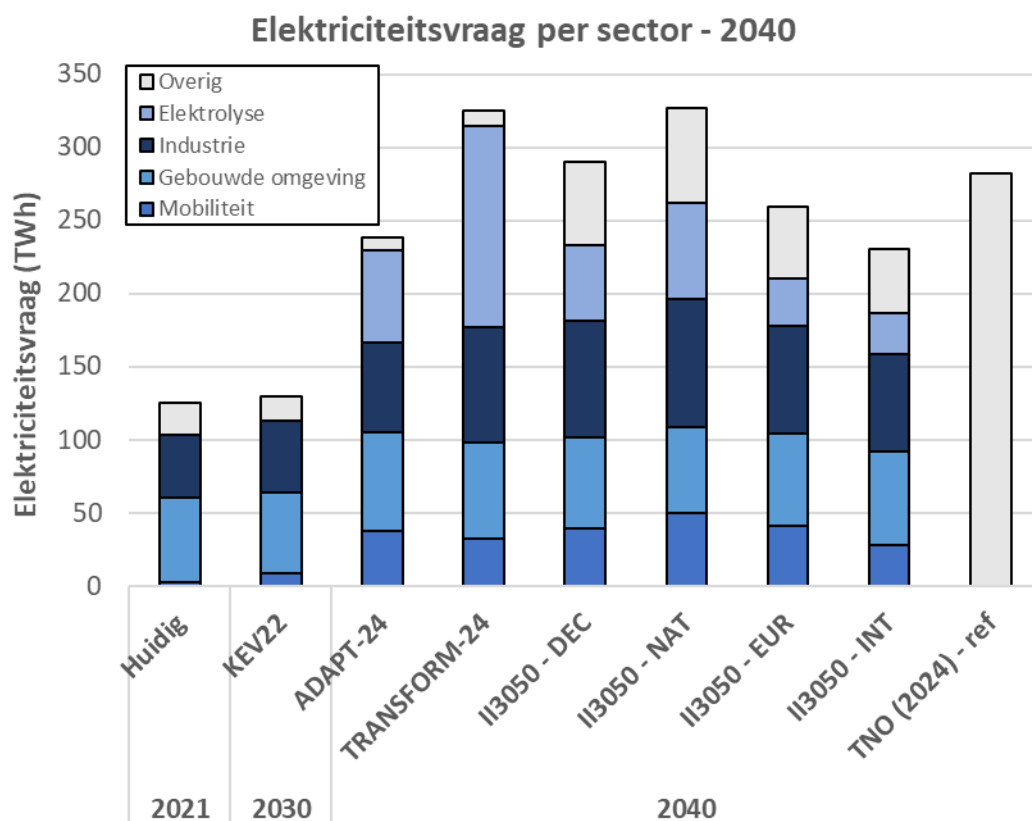
Samen geven de scenario's een gevarieerd beeld van de toekomst van het energiesysteem.



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

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.

II3050 is de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 van de netbeheerders. Die schets verschillende eindbeelden van een klimaatneutraal Nederland in 2050, op basis van vier visies: Decentrale initiatieven (DEC), Nationaal Leiderschap (NAT), Europese integratie (EUR) en Internationale handel (INT).



Figuur 1.2: 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.

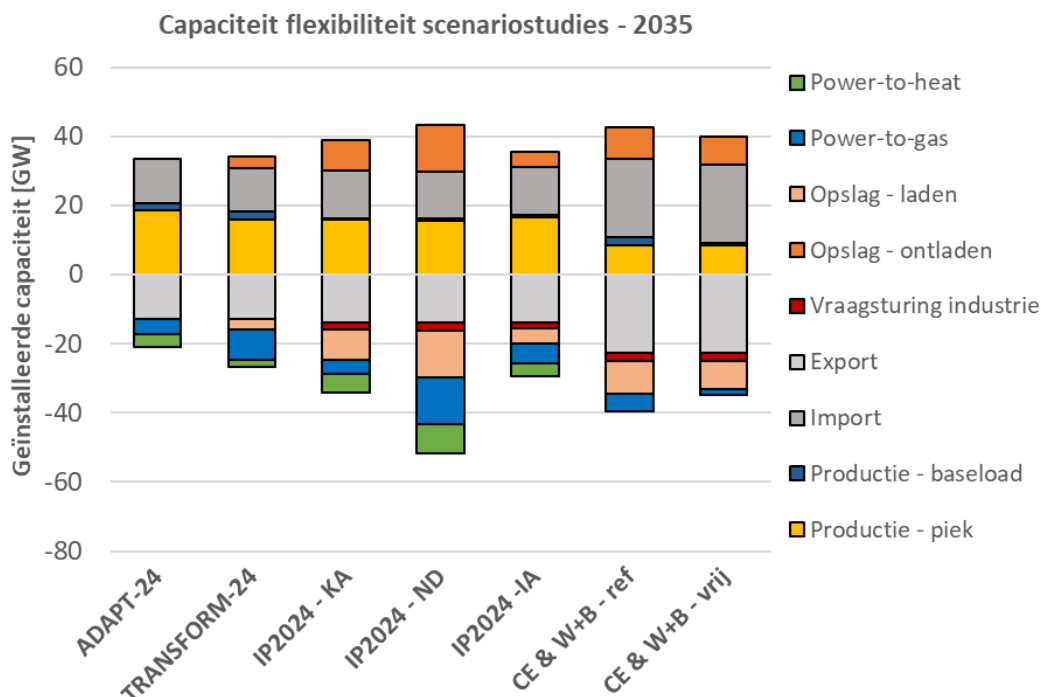
1.2 Groei van hernieuwbaar op land

Door de groeiende elektriciteitsvraag en vervanging van fossiele brandstoffen is het belangrijk om te blijven investeren in duurzaam opwek. Groei van hernieuwbaar op land zal langzaam afzakken. Wind op land kent lage kosten maar groeit nauwelijks tot 2030. Dit komt onder anderen door onzekerheid over milieunormen, bezwaarprocedures, en ruimtelijke inpassing (RVO, Monitor Wind op Land 2024, 2025). Zon-PV zal minder hard groeien na wegvallen salderingsregeling. Wind op zee groeit wel en wordt behandeld in Hoofdstuk 2. Bestaande kernenergie is kostenefficiënt, maar extra kernenergie zal geen bijdrage leveren aan CO₂-neutraliteit in 2035 vanwege de lange doorlooptijd en onzekerheden over de kosten.

1.3 Flexibiliteit moet groeien voor een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem

Om de over- en onderproductie van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen op te vangen, heeft een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem flexibiliteit nodig. Figuur 1.3 geeft inzicht in de capaciteit van flexibiliteitsopties in de verschillende scenariostudies voor 2035. De studies 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.

Positieve getallen in Figuur 1.3 betekenen beschikbaarheid van extra capaciteit ('aanbod' van flex) in de vorm van piekproductie, baseloadproductie (kernenergie), import en ontladen van opslag. Negatieve getallen betekenen flexibele vraag in de vorm van export, vraagsturing industrie, opslag laden, power-to-gas en power-to-heat.



Figuur 1.3: De geïnstalleerde capaciteit van flexibiliteitsopties in enkele van de behandelde studies¹, voor het zichtjaar 2035.

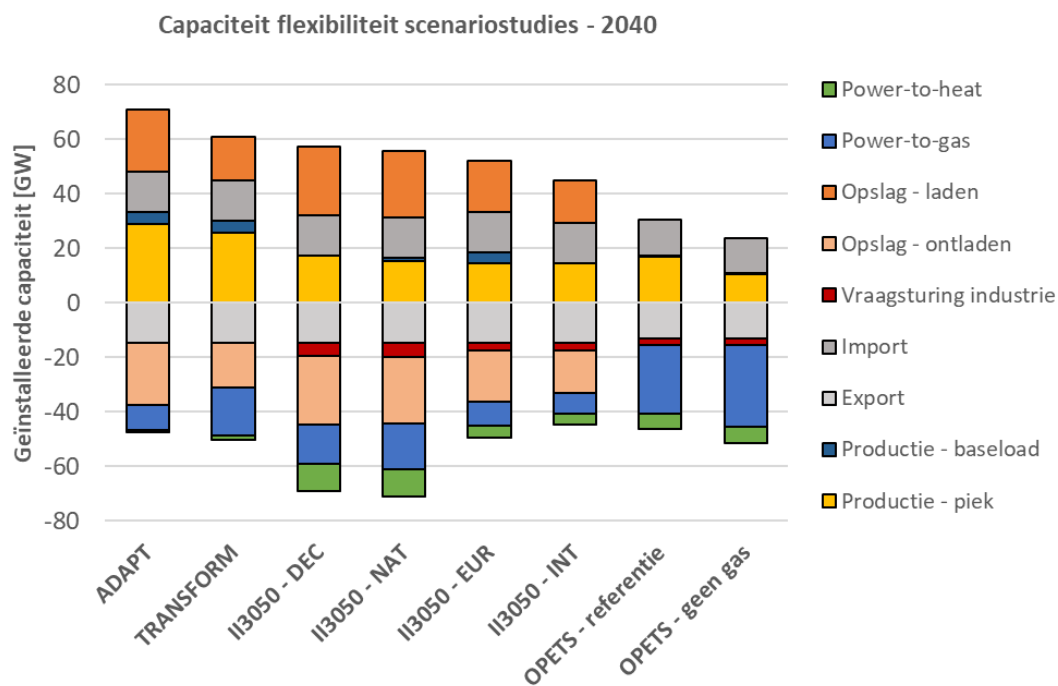
Dit overzicht toont direct een groot verschil in de geïnstalleerde capaciteit van opslag, wat betrekking heeft op zowel systeembatterijen² als langetermijnopslag. De netbeheerdersscenario's (IP2024) gaan uit van 4,5 – 9 GW in 2035 aan systeembatterijen, de optimalisatie van CE Delft & Witteveen + Bos resulteert in 8 – 9 GW aan enkel langetermijnopslag en de ADAPT en TRANSFORM-scenario's in 0 – 3 GW aan batterijen.

¹ Voor de studie van CE Delft en Witteveen + Bos betreft het referentiescenario en de vrije optimalisatie.

² 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.

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

De geïnstalleerde capaciteit van flexibiliteitsopties in enkele van de behandelde studies, voor het zichtjaar 2040 is te zien in figuur 1.4.



Figuur 1.4: De geïnstalleerde capaciteit van flexibiliteitsopties in enkele van de behandelde studies, voor het zichtjaar 2040.

2 Wind op zee is leidend voor het Nederlandse elektriciteitssysteem

Wind op zee is de leidende bron voor hernieuwbare elektriciteit in het Nationaal Plan Energiesysteem, maar de uitrol vertraagt door problemen met aansluiting op het net, oplopende kosten voor het net op zee, en achterblijvende (flexibele) vraagontwikkeling. Voor verdere groei is vraagontwikkeling met een capaciteit van circa 2 GW per jaar essentieel om de business case te ondersteunen.

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). Dat maakt in vergelijking de NPE-richtwaarden voor 2035 van respectievelijk 12 GW wind op land en 98 GW zon-PV 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 echter een aannemelijke werkhypothese dat er ook niet veel meer inpasbaar is voor 2035. Toenemende inpassingsuitdagingen tekenen zich ook of in de monitoringrapportages van RVO. Alhoewel er met het Landelijke Actieplan Netcongestie (LAN) en de inzet op integraal programmeren een impuls kan worden gegeven aan verbeteringen, moet de aanpak zich nog bewijzen en richt de voorgenomen prioritering zich tot nu toe veelal juist niet op verzwaring voor hernieuwbaar op land.

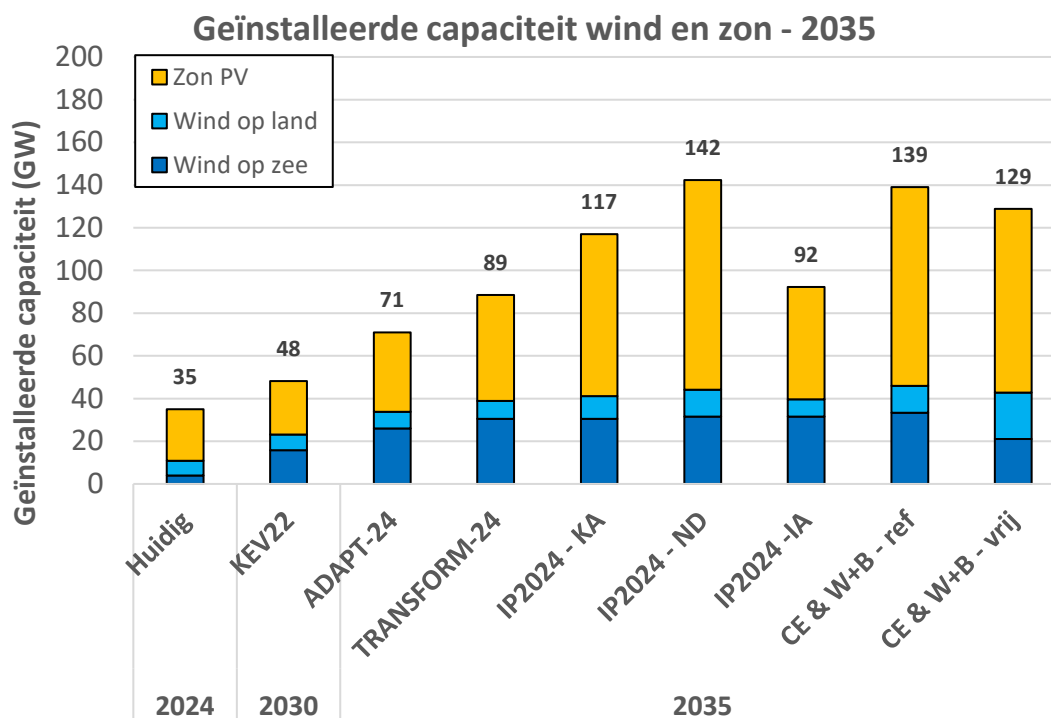
Naast hernieuwbaar op land wordt in het Nederlandse beleid sterk ingezet op wind op zee vanwege de relatief gunstige omstandigheden voor deze techniek op de Noordzee. Het technisch potentieel op de Noordzee ligt in de orde van 70 GW en van 2017-2025 werden kavels voor wind op zee met succes subsidievrij uitgegeven. Wind op zee vormt daarmee de leidende vorm van CO₂-vrije opwek in Nederland. Verschillende studies schatten het geïnstalleerde vermogen voor wind op zee in 2035 tussen de 22 en 33 GW. Het NPE schetst met 35 GW in 2035 dan ook een ambitieuze richtwaarde. Door vertragingen in ruimtelijke procedures, knelpunten in de toeleverketens van platforms en technische uitdagingen bij de netaansluitingen zal deze richtwaarde voor 2035 echter niet gehaald worden. De kabinets-ambitie van 21 GW in 2030 is verlegd naar 2032 en advies ten behoeve van het Energie Infrastructuur Plan Noordzee 2050 gaat uit van maximaal 2 GW per jaar vanaf 2033, resulterend in ongeveer 25 GW in 2035.

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 daarmee een investering in de orde van 35 miljard euro gemoeid (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2023a), terwijl het voor 2040 om 88 miljard euro zou gaan (Strategy& PWC, 2024; IBO, 2025).

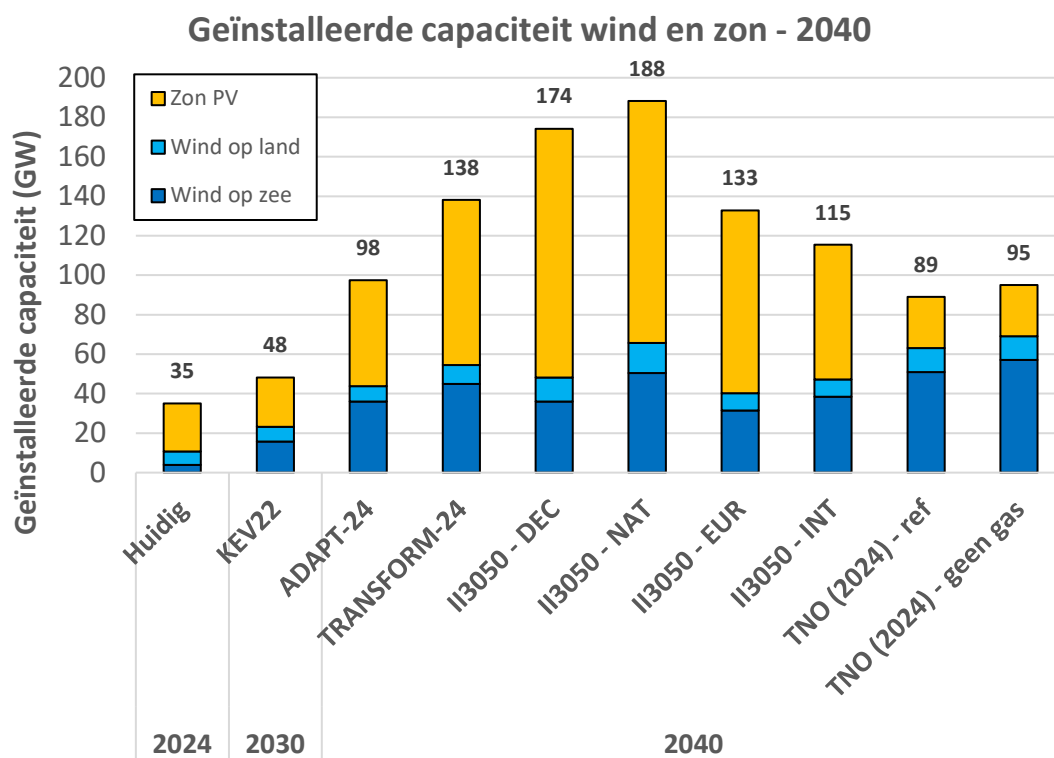
Tot slot staat de businesscase van wind op zee in toenemende mate onder druk in internationale tenders. Oplopende kosten door hoge inflatie in de afgelopen jaren en afnemende meeropbrengsten door achterblijvende groei van (flexibele) vraag dragen bij aan de risico's. De vraag zal maat moeten houden met de opschaling van wind op zee om piek volumes boven de landelijke elektriciteitsvraag met een basislast van 9 GW nuttig te gebruiken. Uitgaande van ten minste 7 GW wind op land en 5 GW wind op zee in 2025 kan deze behoefte zich vanaf dat jaar al gaan manifesteren, al biedt de 10 GW aan flexibiliteit via export nog soelaas. Daar staat tegenover dat Duitse, Deense en Belgische markten een vergelijkbare ontwikkeling doormaken, waarmee exportmogelijkheden van hernieuwbare elektriciteit beperkt kunnen blijken of zelfs tegengesteld kunnen zijn (TenneT, 2022; Tennet, 2024)

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 9 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.

Samenvattend ligt de ontwikkeling van wind op zee volgens de beleidsagenda en de vooruitzichten voor infrastructuur op zee op koers om tot 25 GW aan wind op zee te realiseren. Hogere ambities vergen tijdige borging van levering van platforms voor het stopcontact op zee door de landelijke netbeheerder. 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.



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.

3 Grootschalige conversie essentieel voor benutten van energieoverschotten

Flexibele conversie van elektriciteit in warmte en waterstof biedt een relatief hoog technisch potentieel voor waardevolle aanwending van sterk toenemende pieken in productie van wind- en zonenergie. Dit ondersteunt de businesscase voor hernieuwbaar elektriciteit, en helpt de potentie van wind op zee te bereiken. Gegeven de congestieproblematiek op het hoogspanningsnet is het nuttig om dit in kustgebieden te ontwikkelen.

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. 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.

Op momenten met veel wind of zon kunnen overschotten op de elektriciteitsmarkt leiden tot lage of negatieve prijzen. Flexibel vermogen is nodig om deze overschotten te kunnen benutten. Flexibele conversie van elektriciteit in warmte en in waterstof bieden een relatief hoog technisch potentieel voor waardevolle aanwending van overschotten, wat bovendien de business case van hernieuwbare elektriciteit ondersteunt.

Power-to-Heat (P2H) kent relatief lage investeringskosten maar heeft een maximaal potentieel van 6 GW voor industrie en enkele GW extra voor de glastuinbouw (CE Delft, 2015).

Power-to-H2 (P2H2) kan tot meerdere tientallen gigawatts worden opgeschaald: waterstof wordt nu al op grote schaal gebruikt in de industrie als feedstock en kan daaraan voldoen via langduriger (seizoens-)opslag van flexibele productie. Daarnaast kan waterstof een grotere rol gaan spelen als koolstofarme energiedrager. Er moet wel worden meegenomen dat niet alle gascentrales dicht bij het toekomstige waterstofnetwerk liggen. Het waterstof-netwerk is door vertragingen eerst gericht op regionale netten en wordt pas na 2032 landelijk uitgebreid.

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

Power-to-heat heeft lage investeringskosten en activeert bij een relatief hoge e-prijs

Conversietechnologieën bieden mogelijkheden om pieken in hernieuwbare elektriciteitsproductie die de basisvraag naar elektriciteit overstijgen nuttig aan te wenden en economische waarde te geven. Als eerste komt *power-to-heat* (P2H) aan de beurt vanwege de relatief lage investeringskosten en relatief hoge activatieprijzen voor elektriciteit. Activatieprijzen zijn de prijsdrempels op de elektriciteitsmarkt waarbij het economisch aantrekkelijk wordt om een P2H-installatie aan te zetten. Een hoge activatieprijs betekent dat P2H economisch aantrekkelijk is óók met (relatief) hoge prijzen. P2H2 (Power to hydrogen) heeft lagere elektriciteitsprijzen nodig om rendabel te zijn. Uitgaande van het warmteproductievermogen van bestaande gasboilers en warmte-krachtkoppelingsinstallaties (WKK), kan flexibele P2H in de vorm van hybride e-boilers technisch naar schatting tot ongeveer 6 GW aan vermogen omzetten in warmte voor de industrie en nog enkele GW in de glastuinbouw.

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 miljard euro 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.

Van de beschikte projecten is echter slechts 90 MW gerealiseerd. 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 is verdrievoudigd. 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 daardoor sterk. Het voordeel van de lage elektriciteitsprijzen door wind of zon kan daarmee volledig tenietgedaan worden.

Ontwikkeling in herziening van de nettarieven, in het bijzonder alternatieve transportrecht 85 (ATR85) en tijdsduurgebonden transportrecht (TDTR), die in 2025 wordt geïntroduceerd voor HS-aansluitingen kan hier significante operationele kostenbesparing opleveren voor de exploitant (CE Delft, 2024a). Zeker in geval van toepassing op locaties aan de kust nabij aanlanding van wind op zee volgt uit deze studie dat de voorgestelde herziening ook een netto positieve invloed heeft op de netbelastingen. Volgens de geschatte vooruitzichten zal de transportbehoefte voor doorvoer in deze gebieden dominant worden met mogelijk bijbehorende redispatchkosten. In die zin is het voor dergelijke locaties ook te rechtvaardigen dat een verlaging van de netkosten wordt toegepast.

Aanvullend moet opgemerkt worden dat een significant deel het technisch potentieel voor P2H zich op deze kustlocaties bevindt. Zo staat er ruim 3,8 GW_{th} aan boiler- en WKK-vermogen opgesteld in de industrie in het industriecluster Rotterdam-Moerdijk. 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. Gedetailleerder netanalyse zou in het eerste geval mogelijk leiden tot congestie tussen de beide netvlakken, en daar is in die regio nu al sprake van. Nadere analyse in de vorm van masterplanning over de verschillende netvlakken heen zou in deze regio dan ook waardevol zijn.

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, 2025) Het gaat vooral om bedrijven in de chemie, metaal en papier & karton.

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

Power-to-hydrogen biedt langetermijnflex, maar opschaling lijkt te vertragen

Power-to-hydrogen (P2H₂) kan een belangrijke rol vervullen voor het elektriciteitssysteem in het flexibel converteren van opwek van elektriciteit uit wind en zon naar waterstof, mits het opgeslagen/gebufferd en/of flexibel gebruikt kan worden. Zowel financiële risico's als afhankelijkheden van infrastructuur vertragen echter het opschalen van flexibele elektrolyse. De opschaling van variabele productie van groene waterstof is ook sterk afhankelijk van opslag, gezien het profiel van de waterstofvraag in de industrie (op dit moment) grotendeels constant is. In Hoofdstuk 4 wordt energieopslag behandeld, waaronder waterstofopslag.

In de Nederlandse beleidscontext zijn 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.

Ook op Europees niveau zijn ambitieuze doelstellingen voor geïnstalleerd elektrolyse vermogen voor 2030 gesteld. 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, met name groene waterstof) in de industrie van 42% in 2030 en 60% in 2035 (Europees Parlement, 2023). Ook in het transport- (startend 1% in 2030) en luchtvaartsector (startend met 1,2% in 2030) zijn doelstellingen gemaakt in het kader van ReFuelEU (Europese Commissie, 2023).

In het kader van REDIII-verplichting heeft in het najaar van 2024 de consultatie over het conceptwetsvoorstel jaarverplichting voor de Nederlandse industrie plaatsgehad, waarmee het traject tot concrete vraagontwikkeling naar groene waterstof dus nog lopende is. Verder zijn er verschillende ondersteuningsinstrumenten ontwikkeld, naast SDE++-regeling die al in een elektrolyse categorie 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.

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 relatief complex. Verder is afgelopen jaren duidelijk geworden dat de kosten voor elektrolyse hoger blijken uit te pakken dan aanvankelijk gedacht, naast het feit dat ook deze technologie te lijden kan hebben gehad onder inflatie en zeker ook de oplopende nettarieven. CE Delft concludeert dat de voorgenomen introductie van ATR85 en TDTR in april 2025 sterk bijdraagt aan verlaging van de netkosten voor elektrolyse, alsmede voor de kosten voor de netbeheerder (CE Delft, 2024a).

Tot slot is de ontwikkeling van de nationale waterstofinfrastructuur en -opslag vertraagd in afgelopen jaren waardoor de onzekerheden over mogelijkheden van waterstofproductie verder toenamen. Verdere opschaling van deze flexibele vraagcategorie vergt, naast voldragen beleidskaders, passende ondersteuningsmechanismen ook een robuust perspectief op de uitrol van infrastructuur.

De projectportfolio's van elektrolyse in de CES'en in de kustprovincies daarentegen tellen op tot 5,6 GW aan elektrolyse vermogen in 2030 en zelfs 10,9 GW in 2035. Daarmee overstijgt de planvorming bij de industrie de doelstelling voor 2030 en is het vergelijkbaar met de richtwaarden van het NPE voor 2035. De projecten bevinden zich voor het merendeel echter nog in een beginnend stadium. Er worden knelpunten ondervonden in langdurige vergunningsprocedures, onvoldragen wet- en regelgeving rond waterstof, gebrek aan fysieke ruimte en tijdige ruimtelijke inpassing, tekort aan arbeidskrachten, financieringsknelpunten en financiële risico's. Veel grote industriepartijen ondervinden toenemende energiekosten, emissiekosten en concurrentie op de wereldmarkten.

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. Daarnaast is opslag en infrastructuur cruciaal voor de eventuele flexibiliteitsvoorziening die elektrolyse kan leveren.

4 Opslag belangrijk voor de betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem

Grootschalige energieopslag is nodig voor een werkende en betrouwbare CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening. Beleidsondersteuning voor kortetermijnsysteembatterijen lijkt niet nodig, maar de huidige structuur van nettarieven heeft een negatieve invloed op de business case wat de opkomst kan doen uitstellen. Ook middel- en langetermijnopslag zoals compressed air energy storage (CAES), redox-flow batterijen en waterstofopslag zal nodig zijn. 10 GW middellangetermijn opslag (tot enkele dagen) wordt gezien als nodig voor het systeem in 2035 en daarna. Langeretermijn energieopslag (LDES – Long Duration Energy Storage) is gewenst om luwten in energieopwek op te vangen.

Kort-cyclische opslag (uren) biedt perspectief op sterke groei van aanvullende flexibilisering van het elektriciteitssysteem. Opbrengsten in de onbalansmarkt, congestiemarkten en op de spotmarkt zijn een grote drijfveer. Naast de rol voor de systeembalans, bieden ze ook verlichting bij congestieproblematiek.

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, mede gedreven door sterk stijgende arbitrageopbrengsten in de onbalansmarkt en de spotmarkt. De hoge gasprijzen ten gevolge van de inval in de Oekraïne hadden tot gevolg dat de marginale kosten van productie met het grotendeels gasgestookte conventionele vermogen in Nederland ook sterk opliepen, net zoals in veel andere Noordwest-Europese landen. Daarmee liep de volatiliteit en de prijs spreiding op de onbalans en de dagelijkse zon-gedreven prijscyclus rond het middaguur op de spotmarkt eveneens sterk op. Verder leek de toenemende congestieproblematiek via bijvoorbeeld het GOPACS-marktplatform kansen te kunnen gaan bieden voor inzet van batterijen ten behoeve van congestiemanagement.

Verschillende analyses schetsten een marktpotentieel voor systeembatterijen³ op de onbalansmarkt in de orde van 1 à 2 GW of meer als je rekening houdt met de beperkte opslagcapaciteit van 2 tot 4 uur (CE Delft, 2023a). De spotmarkt zou ruimte voor nog eens 4 GW aan batterijen bieden om te arbitreran tussen de lage elektriciteitsprijzen tijdens de zonnepiek en de hogere prijzen in de ochtend en avond, en nog eens 4 GW op de congestiemarkt. Sterke groei van de aanvoer van LNG drukte echter de prijzen en in de navolgende jaren groeide bovendien de exportcapaciteit in de Verenigde Staten fors, zodat dit voor de periode tot 2030 geen robuust vooruitzicht bood op deze arbitrage inkomsten. De kansen voor een robuuste businesscase op basis van inzet van batterijen congestiemanagement werden destijds beperkt door beperkte liquiditeit en het veelal tijdelijke

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.

karakter van congestie op hogere netvlakken die veelal gedreven werd door projecten voor netverzwaring. Nadien werden biedplicht en Capaciteitsbeperkende Contracten (CBC's) en non-firm Aansluit- en transportovereenkomst (ATO) ingevoerd. De CBC's bieden echter onvoldoende vergoeding, en marktpartijen zouden dan ook graag een hoger gebruik van GOPACS zien (Ecorys, 2024). Markttechnisch lijken met name de vooruitzichten voor systeembatterijen op de onbalansmarkt en/of portfoliomanagement (selfbalancing) dus robuust.

In de Monitoring Leveringszekerheid 2024 wordt uitgegaan van 5 GW aan batterijen voor 2030, waarvan markt-gedreven 3 GW en 2 GW op basis van de voordien aangekondigde ondersteuning in combinatie met een batterij-verplichting voor zonneparken. Nadien zijn de plannen voor de batterij-verplichting aangepast maar is in de Rijksbegroting van 2024 nog altijd € 257 mln. gereserveerd voor opslag bij zonneparken. Een overzicht uit 2024 van de vooruitzichten op basis van een survey 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 systeembatterij vermogen in 2030 denkbaar, maar valt te betwijfelen of dat een robuust perspectief is. Vanuit het hierboven geschetste marktpotentieel, vergt verdere groei 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 voor verdere groei richting de 10 GW in 2035. Bij niet onaannemelijke verschillen in marginale kosten van productie van boven de 100 €/MWh voor gascentrales en 0 €/MWh door zon of wind zullen systeembatterijen in toenemende mate ook op de Day-Ahead- en Intraday-markten kunnen acteren.

Tot slot laten verschillende rapportages zien dat batterijen een relatief kostbare optie vormen als instrument om CO₂-vrije elektriciteitslevering te verhogen (i.e. uitgestelde levering). In die zin kan de flexibiliteits optie mogelijk gaan profiteren van prijsdivergenties door oplopende flexibiliteitswaarde, maar ligt rechtvaardiging van ondersteuning vanuit de ambities voor een kosteneffectieve CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening minder voor de hand.

Potentieel voor middellange- en langetermijnopslag, maar realisatie is een uitdaging

In een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem is er lange termijn flexibiliteit nodig om langere periodes van overschotten op te vangen voor periodes met tekorten. Dit kan onder andere door elektrolyse en waterstofopslag, flow-batterijen, of compressed air in ondergrondse opslag (CAES). Hiermee wordt niet alleen extra vraag gecreëerd maar ook extra regelbaar vermogen toegevoegd aan het systeem. 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.

Voor middellangetermijnopslag (tot enkele dagen) wordt in een analyse op basis van kosteneffectieve invulling van een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening met in de orde van 10 GW een grote rol voorzien. (CE Delft & Witteveen + Bos, 2024). Of dit realiseerbaar is in Nederland is niet beschouwd. 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 perslucht opslag ontwikkeld in zoutcavernes in Zuidwending. Deze trajecten zijn in concept al lang in ontwikkeling, zoals een

persluchtopslag tot 84 uur (3 ½ dag) elektriciteitslevering met een leveringscapaciteit van 320 MW in 2028. Tegen 2030 zouden volgens de plannen nog drie cavernes gerealiseerd worden en daarmee optellen 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 persluchtopslag 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 persluchtopslag (Rijksoverheid, 2024a), omdat uit eerdere integrale scenariostudies een beperkte rol voor persluchtopslag wordt voorzien. Later gepubliceerde marktanalyse voor een CO₂-vrij elektriciteitssysteem voorziet echter een grote rol voor persluchtopslag (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 middellangetermijn-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).

Afgezien van de ontwikkelingen rond nettarieven (die ook voor de businesscase van deze flexibiliteitsopties van groot belang zijn), wordt vanuit beleid niet actief ingezet op ondersteuning van opslag. Verdere opschaling zou eventueel gerechtvaardigd kunnen worden vanuit klimaatbeleid en de ambitie van een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening in 2035. Gegeven de moeizame ontwikkeling van dit opslagsegment met lange doorlooptijden, kan daarbij gedacht worden aan tendering-procedures zoals die sinds enkele jaren worden ingezet in enkele omliggende landen.

5 Grootschalige vraagsturing is een oplossing voor de hoogste pieken

Grootschalige vraagafschakeling biedt mogelijk kosteneffectief potentieel voor sporadische schaarste die zal ontstaan, maar dit is nog onvoldoende in kaart gebracht. Actief bijdragen aan het vergroten van industriële vraagsturing kan door het creëren van bewustzijn en door extra prijsprikkels toe te voegen.

Op basis van de verwachting voor de elektriciteitsvraag en -productie uit wind en zon voor 2030 (afgezien van de vertraging in de geactualiseerde routekaart wind op zee) zal voor een beperkt aantal uren per jaar een relatief hoge piek van enkele GW aan resterende vraag voorkomen. Voor een inzet van enkele honderden uren per jaar is industriële vraagafschakeling een kansrijk alternatief voor extra investeringen in opslag, infrastructuur of regelbaar vermogen.

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.

TenneT brengt sinds 2018 het marktpotentieel voor industriële vraagsturing in kaart binnen de context van de rapportagecyclus Monitoring Leveringszekerheid, onderbouwt met een eigen studie naar industriële vraagrespons (Tennet, 2024a). De inschatting veronderstelde dat de gemiddeld ongeveer 700 MW aan biedingen hoger dan 150 €/MWh in de day-ahead markt het bestaande marktpotentieel van afschakelbare industriële vraag weergaven. De inschatting wordt tot voor kort gebruikt in de doorrekening van leveringszekerheid en vormt een conservatieve inschatting op basis van het historische marktpotentieel. In 2024 werd de inschatting geactualiseerd en volgde op basis van marktresultaten van 2023 een hoger marktpotentieel van 1200 MW, toegeschreven aan de energiecrisis in het voorgaande jaar.

In de laatste MLV 2024 is de inschatting aangepast tot 1700 MW. De inschatting is gebaseerd op een studie van DNV GL uit 2020, 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 4000 €/MWh.

Het mag duidelijk zijn dat dit potentieel 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 ingezet om dit potentieel te ontsluiten.

6 Kleinschalige vraagsturing beperkt van invloed op de nationale systeembalans

Vraagsturing op het LS-net is vooral belangrijk voor de beperking van lokale congestie. Het komt ook, vooralsnog in beperkte mate, het verminderen van de piekvraag in het elektriciteitssysteem ten goede, mits consumenten de juiste prijsprikkels voelen. Zelfconsumptie van zonne-energie en vermindering van piekverbruik is vaak ook positief voor het nationale net. Het afschaffen van de salderingsregeling in 2027, nieuwe nettarieven voor kleinverbruikers en variabele elektriciteitscontracten kunnen bijdragen aan het consumentengedrag beter in lijn te brengen met de aanbodsituatie.

Voor vraagsturing op het laagspanningsnet spelen andere belemmeringen dan op systeemniveau. Het laagspanningsnet is oorspronkelijk ontworpen om gloeilampen en een koelkast te kunnen bedienen. Elektrificatie van de gebouwde omgeving in de vorm van elektrische auto's (EV's), warmtepompen (WP's) en zonnepanelen zorgen voor schaarste in lokale transportcapaciteit, beter bekend als congestie. Deze schaarste in netcapaciteit zorgt er voor 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.

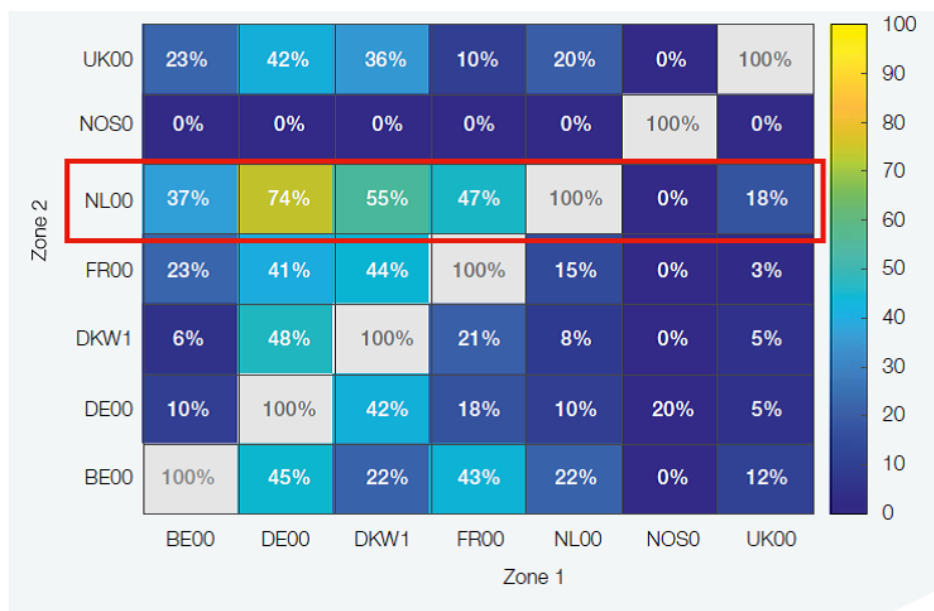
In de meta-studie *Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem* (TNO, 2023) wordt bevestigd dat in vrijwel alle geanalyseerde studies de flexibiliteit van WP's en EV's in 2030 beperkt zal zijn. (TNO, 2022) komt tot 7 GW aan warmtepompen in de gebouwde omgeving. In overige scenariostudies wordt 1 à 2 GW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

7 Interconnectie is efficiënt

Interconnectie met onze buurlanden is efficiënt en kosteneffectief. Verbindingen met Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk zijn extra waardevol voor balans, omdat deze landen minder vaak gelijktijdig overschotten of tekorten hebben als Nederland. Nieuwe interconnecties vergen echter lange doorlooptijden (10-20 jaar), waardoor de plannen voor 2035 al vastliggen. Ook na 2035 blijft uitbreiding belangrijk, en versnelling is mogelijk door betere langetermijnplanning en vereenvoudigde procedures.

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 maximaliseren het gebruik van interconnectie omdat het kostenefficiënt uit optimalisatiestudies komt.

Een verbinding met Noorwegen of VK kan meer betekenen voor het balanceren van ons energiesysteem dan een verbinding met Duitsland of Denemarken. Deze landen hebben vaker op dezelfde momenten van overschot/tekort als Nederland, deels door vergelijkbare weersomstandigheden, zie Figuur 7.1 (uit TenneT Monitoring Leveringszekerheid 2024). Een innovatief project dat dit probleem aanpakt is de LionLink – een hybride interconnector van een windpark op zee naar NL én VK.



Figuur 4-8: Percentage van de LOLE-uren in zone 2 dat tegelijkertijd plaatsvindt met tekorten in zone 1. Voor Nederland geeft de rij NL00 aan in welk deel van de LOLE-uren ook sprake was van LOLE 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 7.1: Correlatie met andere landen, uit TenneT - Monitoring Leveringszekerheid

Realiseren van nieuwe interconnecties kost veel tijd, 10-20 jaar. Op korte termijn ligt het uitbreiden ervan dus vast. Ook na 2035 blijft interconnectie een grote rol spelen in ons elektriciteitssysteem, het blijft dus belangrijk om erin te investeren. Meer capaciteit kan ook voor de markt beschikbaar komen als loop flows van noord naar Zuid-Duitsland verminderd worden – een deel van de elektriciteit van noord naar zuid Duitsland wordt nu Nederland getransporteerd. Een uitbreiding van de Duitse binnenlandse noord-zuidlijn zou dit verminderen.

Interconnectie komt uit de optimalisatiestudies als kostenefficient

Energiesysteemmodellen geven vaak een voorkeur aan het verzwaren van de interconnectie [[Sijm et al, 2017](#)]. Zo wordt in de analyse van CE Delft en Wittenveen en Bosch (2024) de maximale toegestane uitbreiding van de interconnectie gerealiseerd.

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.

8.1 CO₂-vrij regelbaar vermogen: onmisbare maar onzekere schakel

In vrijwel alle scenario's voor een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening blijft 10 tot 20 GW aan regelbaar vermogen nodig, met name tijdens perioden met weinig zon en wind. Een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening in 2035 vergt ombouw van bestaand vermogen en/of nieuwbouw. Het mag duidelijk zijn dat de ombouw en/of nieuwbouw van de helft tot het volledige regelbare opwekvermogen in een periode van tien jaar een majeure operatie behelst. Daarmee wordt het van belang om naast verduurzaming ook leveringszekerheid en betaalbaarheid in ogenschouw te nemen.

Voor momenten met elektriciteitstekort door een geringe productie van hernieuwbare elektriciteit is 10 tot 20 GW aan 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 uitdagingen voor

- leveringszekerheid 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, waterstofopslag, en beschikbaarheid vanaf ca. 2030.
 3. CO₂-afvang op gascentrales is technisch haalbaar, met voortzetting van afhankelijkheid van fossiele brandstoffen (i.e. CO₂-neutral, niet CO₂-vrij), afhankelijkheid van beschikbaarheid van CCS-infrastructuur en relatief hoge reductiekosten vanwege de beperkte 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.

Daarmee vormen de eerste twee technische routes 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-vrije regelbaar opwekvermogen. Daarbij kan gedacht worden aan nieuwbouw van waterstofgestookt vermogen of waterstof ready gasgestookt vermogen zoals in de verschillende scenariostudies voor het Nederlandse energiesysteem wordt voorzien.

Technische haalbaarheid van kolen- en gasombouw en gasgestookte nieuwbouw

In de afgelopen jaren is door verschillende energiebedrijven verkend of kolengestookt vermogen omgebouwd zou kunnen worden naar biomassa-gestookt vermogen (evt. in combinatie met CCS). De ombouw van de bestaande kolencentrales naar biomassa is volgens deze technische analyses haalbaar. In de Onyx-centrale in Rotterdam is dit bovendien succesvol getest (Sintef, 2019); en 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). Waardering van negatieve emissies zoals aangekondigd voor de hervorming van het EU ETS in 2026 biedt een belangrijk perspectief op verbetering van de businesscase en zou een stevige bijdrage leveren aan de behoefte zoals geschetst in het Klimaatplan 2025-2035 (ministerie van KGG, 2025). De pro-rata toewijzing van de CCS-opgave van 50 Mt/j voor de Europese Unie in 2030 aan gas- en oliebedrijven (European Commission, 2025) biedt mogelijkheden tot snelle koppeling (bijvoorbeeld via Carbon Take Back Obligations).

Ombouw van gasgestookt vermogen naar waterstof ligt complexer. Nederland telt circa 45 gasgestookte eenheden met samen 15 GW opwekvermogen. Volgens TNO en Berenschot is voor circa 8 GW de ombouw naar waterstof technisch bevestigd door de OEM's (Berenschot, TNO, 2023). Voor ruwweg 3 GW is het technisch relatief goed haalbaar met vervanging van de branders tegen ruwweg 30% van de nieuwbouw kosten binnen enkele jaren voorbereidingstijd en uitvoering, zij het bij meer dan 90 procent waterstofinzet nog relatief hoge NO_x emissies optreden. Voor de overige 5 GW is ombouw technisch haalbaar volgens de OEM's maar (aanzienlijk) complexer, met langere doorlooptijden en hogere kosten. Voor de resterende 5 GW is niet publiek bekend of ombouw mogelijkheden behoort; in het slechtste geval hebben we het dan over een scrap-and-build aanpak, met nog langere doorlooptijden en hogere kosten. Nieuwbouw van gasgestookt vermogen (waterstof of waterstof ready) is technisch haalbaar op een termijn van een jaar of vier, zoals we in de periode 2005 – 2010 ook hebben gezien in de Nederlandse markt.

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 een enkele initiatieven (Den Helder, Eemshaven) en ontbrekende beleidskaders nog uiterst onzeker. Zonder infrastructuur en langetermijncontracten blijft grootschalige inzet vóór 2035 onrealistisch.

Economische onderbouwing onder actuele en toekomstige marktcondities

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 een 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 (CE Delft & Witteveen + Bos, 2024). 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 market reform van 2026. 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 voor 20–30% van de nieuwbouwkosten ombouw worden gerealiseerd. Met kosten voor groene waterstof die naar huidige schatting op kunnen lopen tot twee à 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 ambitie van een volledige CO₂-neutrale elektriciteitsvoorziening met ombouw of vervanging tot 10 GW aan bestaand gasvermogen is praktisch onhaalbaar, gegeven de doorlooptijden en bijbehorende implicaties voor leveringszekerheid en de beschikbaarheid van waterstof en waterstofinfrastructuur. Ook ombouw voor 2040 is zeer ambitieus.

8.2 Beleidsopties voor leveringszekerheid in een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem

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. Voldoende ombouw naar CO₂-vrij regelbaar vermogen vóór 2040 is óók 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 (marktwaaarde 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,⁴ technologieneutraal 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.

Beleidsinstrumenten in dit hoofdstuk hebben *niet* als primaire doel om een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem te realiseren. Het zijn opties om leveringszekerheidsproblemen te verzachten in het pad naar een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem.

⁴ Bijvoorbeeld een marktbreed capaciteitsmechanisme.

Een overzicht van beleidsinstrumenten, inclusief hun eigenschappen en timing, is opgenomen in Annex B.3 van het achtergrondrapport. 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 het 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.

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

Op Prinsjesdag in 2025 werd in de Klimaat- en Energienota bekendgemaakt dat het kabinet leveringszekerheid en betaalbaarheid prioriteert over realisatie van een CO₂-vrij elektriciteits-systeem in 2035. Oplopende risico's voor leveringszekerheid en betaalbaarheid komen vooral door de afname van regelbaar vermogen en achterblijvende flexibiliteit. In dit hoofdstuk behandelen we de beste optie voor verhoogde leveringszekerheid in een CO₂-neutraal elektriciteitssysteem.

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).

De Routekaart Koolstofverwijdering benoemt BECCS weliswaar als wenselijk, maar plaatst grootschalige biomassagestookte elektriciteitsproductie buiten scope (Ministerie van Klimaat en Groene Groei, 2025). Maatschappelijk en politiek draagvlak voor grootschalige BECCS was afgelopen jaren beperkt.

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 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 resteren 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 binnen het elektriciteitssysteem 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 te borgen, verondersteld dat deze mechanisme ook moet voldoen aan CO₂-neutraliteit binnen het elektriciteitssysteem.

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 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.

Biomassacentrales, 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 essentieel 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.

Daarnaast zijn er **drie essentiële randvoorwaarden**:

1. Consistent en voorspelbaar beleid.

Naast robuuste CO₂-prijsprikkels, 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 informatie-voorziening 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 **energieopslag** 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 elektriciteitsprijzen 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

- 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%2Fmedia%2Fproject%2Fargusmedia%2Fmainsite%2Fenglish%2Fdocuments-and-files%2Fsample-repor>
- 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 nettariestelsel 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.
- 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-vrij 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_elektricititeitssysteem_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-vrij elektriciteitssysteem*. Delft: CE Delft. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/277b9add-3237-4329-be4f-9b69e7070376/file>
- Commissie MER. (2024). 3723. *Levensduurverlenging kerncentrale Borssele*. Opgehaald van <https://commissiemer.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 vraagrespons aan leveringszekerheid*. Opgehaald van <https://www.dnv.nl/publicaties/de-mogelijke-bijdrage-van-industriele-vraagrespons-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>
- 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 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). *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. (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, 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). *Stimulering duurzame energieproductie Kabinetsaanpak Klimaatbeleid*.
- Jetten, R. (2023). *Kabinetsaanpak Klimaatbeleid - Brief aan de Kamer*. Opgehaald van <https://zoek.officiëlebezoekingen.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*.
- 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. (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, december 5). *Kamerbrief Scope en vervolg Delta Rhine Corridor*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/6321fef5-16b2-494a-8f08-ba2dd11e23f6/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. (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 KGG. (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 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). *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>
- 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). *Aindadvies 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%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-fully-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). *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>
- 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/jNOjr/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, 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>
- 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.

Energy & Materials Transition

Radarweg 60
1043 NT Amsterdam
www.tno.nl