

Samenvatting Het Energiesysteem van de Toekomst

Integrale Infrastructuurverkenning 2030 – 2050

April 2021



gasunie
crossing borders in energy

Tennet

coteq
NETBEHEER

enduris

ENEXIS
NETBEHEER

alliander

RENDONETWERKEN

STEDIN

westland
infra netbeheer

Netbeheer
Nederland



Voorwoord

Voor u ligt een uitgebreide samenvatting van de studie ‘Het Energiesysteem van de Toekomst’. Experts uit onze organisaties geven hierin een gedetailleerd beeld van de routes die Nederland kan kiezen om te komen tot een volledig klimaatneutraal energiesysteem. Een integraal systeem dat niet alleen alle energiedragers verbindt, maar ook alle partijen die zowel gebruiker als producent kunnen zijn én die een belangrijke rol spelen bij het ontwikkelen van het toekomstig energiesysteem. De grote overschotten en tekorten aan elektriciteit waar we door weersafhankelijke bronnen mee te maken krijgen, vormen een grote uitdaging. Tegelijkertijd biedt de vereiste aanpassing veel kansen voor innovatie, economische ontwikkeling en arbeidsmarkt. Netbedrijven en marktpartijen zullen elkaar steeds flexibel aanvullen in dit systeem.

Als ruggengraat voor een klimaatneutrale economie, verbindt het energiesysteem alle lopende trajecten die vanuit het Klimaatakkoord zijn gestart. De parallelle verduurzaming van industrie, mobiliteit, gebouwde omgeving en landbouw gaat hand in hand met de realisatie van de energie-infrastructuren. De belangen en routes kunnen verschillen; het einddoel – klimaatneutraal in 2050 – is gelijk. Om te komen tot een maatschappelijk verantwoorde afweging van alle belangen zonder tijd te verliezen, doen wij met dit rapport een dringend beroep op alle sectoren in ons land om te versnellen met verduurzaming en samen met ons deze groene routekaart naar 2050 verder in te vullen. Ook vragen we gemeentelijke, provinciale en Rijksoverheid om regie te voeren en de juiste randvoorwaarden te scheppen. Tijdverlies kunnen we ons niet permitteren: knelpunten worden groter en kansen verkleinen als we te lang

aarzelen met de besluiten die nodig zijn om in 2050 een klimaatneutrale economie te hebben. Waar de netbedrijven kunnen bouwen aan *no-regret*-maatregelen zonder daarmee opties uit te sluiten, doen ze dat. Nu al wordt het elektriciteitsnet op grote schaal verzwaaard, voeden we forse volumes groen gas in op onze gasnetten en starten we met de ontwikkeling van de waterstof-backbone en waterstof opslag. Volgende stappen kunnen we zetten op basis van duidelijk keuzes die gemaakt zullen moeten worden door de samenleving, zowel door de politiek als het bedrijfsleven. Locaties voor grootschalige opwek of conversie, elektrificatie van bedrijfsprocessen. De consequenties van deze keuzes – voor ruimtegebruik, kosten en uitvoerbaarheid (menskracht en doorlooptijd) – worden inzichtelijk in dit rapport. Daarmee biedt het een kompas op de weg naar 2050.

De ceo's van de samenwerkende netbedrijven,

Manon van Beek, TenneT

Han Fennema, Gasunie

Maarten Otto, Alliander

Marc van der Linden, Stedin

Evert den Boer, Enexis

Gerald de Haan, Coteq

Eddy Veenstra, Rendo

Frank Binnekamp, Westland Infra

Koen Verbogt, Enduris

Dick Weiffenbach, Netbeheer Nederland

Inhoudsopgave

Summary: Het Energiesysteem van de toekomst	6
Hoofdstuk 1. Inleiding	12
Hoofdstuk 2. Opzet verkenning	14
Hoofdstuk 3. Scenario's en uitgangspunten	16
Hoofdstuk 4. Flexibiliteitsmiddelen voor handhaven energiebalans	22
Hoofdstuk 5. Netconsequenties van scenario's in 2050	26
5.1 Uitbreidingsbehoeften en maatregelen per net	27
5.2 Landelijk transportnet elektriciteit	27
5.3 Landelijk transportnet waterstof en methaan	30
5.4 Regionale netten elektriciteit	32
5.5 Regionale netten gas	34
5.6 Warmtenetten	36
5.7 CO ₂ -netten	37
Hoofdstuk 6. Ontwikkelpaden 2030–2050	38
6.1 Landelijk transportnet elektriciteit	39
6.2 Landelijk transportnet waterstof en methaan	42
6.3 Regionale netten elektriciteit	43
6.4 Regionale netten gas	45
6.5 Warmtenetten	46
6.6 CO ₂ -netten	46
Hoofdstuk 7. Kosten, ruimte en uitvoerbaarheid	48
7.1 Kosten	49
7.2 Ruimte	50
7.3 Uitvoerbaarheid	54
Hoofdstuk 8. Hoofdconclusies	56
Hoofdstuk 9. Acties en aanbevelingen	64
Bijlage 1. Uitgangspunten en resultaten	68



Summary

Het Energiesysteem van de Toekomst

Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050

Volgens welke scenario's kan de energietransitie zich van 2030 naar 2050 in Nederland ontwikkelen? Welke aanpassingen aan de infrastructuur zijn nodig om die scenario's goed te faciliteren? En wat betekenen die broodnodige aanpassingen aan de infrastructuur op hun beurt voor de kosten, het ruimtegebruik en de uitvoerbaarheid van de transitie van het gehele energiesysteem?

Met de antwoorden op deze centrale vragen geeft deze Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 inzichten in de mogelijke ontwikkeling van het toekomstig energiesysteem. Tevens is deze eerste integrale verkenning een uitnodiging aan alle betrokkenen bij de energietransitie, zowel overheden als marktpartijen, om in de komende periode inzichten en bevindingen te delen. Daarmee komen we in een volgende ronde tot steeds verder uitgewerkte en bruikbare verkenningen en mogelijke ontwikkelpaden voor infrastructuur.

De scenariostudie in Fase I laat zien dat het haalbaar is om een klimaatneutraal energiesysteem te realiseren. De vervolgonderzoeken in dit rapport – naar de benodigde flexibiliteit en infrastructuur (Fase II) en naar de consequenties van een integrale aanpak (Fase III) – verschaffen diepgaander inzicht in wat er concreet moet gebeuren, wat de uitdagingen zijn en welke politiek-maatschappelijke afwegingen nodig zijn om deze complexe opgave te realiseren.

De hoofdconclusies van deze onderzoeken tonen dat:

1. de infrastructuur voor elektriciteit zeer fors moet worden uitgebreid, dat er een landelijk dekkend waterstof-transportnetwerk nodig is en dat infrastructuur voor warmte en CO₂ moet worden aangelegd;
2. voor alle energiedragers (elektriciteit, waterstof, groen gas, warmte) ook op grote schaal flexibiliteitsmiddelen nodig zijn. Bestaande, maar zeker ook nieuwe vormen;
3. zowel de kosten als de benodigde ruimte sterk toenemen, voor zowel infrastructuur als voor flexibiliteitsmiddelen;
4. locatiekeuze van groot belang is. De elektriciteitsinfrastructuur wordt effectiever inzetbaar en goedkoper als de plaats en capaciteit van flexibiliteitsmiddelen en die van vraag en aanbod goed op elkaar aansluiten.
5. er meer snelheid nodig is. De huidige doorlooptijden voor netaanpassingen leiden tot knelpunten. De beschikbaarheid van voldoende en gekwalificeerd personeel, zal moeten meewegen bij de strategische keuzes;
6. langetermijnperspectief noodzakelijk is. De keuzes voor een nieuw integraal energiesysteem zijn bepalend voor een efficiënte transitie naar een betrouwbare en klimaatneutrale energievoorziening. Een langetermijnperspectief is ook van belang om noodzakelijke maatregelen tijdig te identificeren en – parallel aan de toenemende maatschappelijke vraag ernaar – tijdig te kunnen realiseren.

Beeld op basis van hoofdlijnen

De conclusies geven in hoofdlijnen weer wat zeer gedetailleerd is onderzocht. Welke infrastructuur is nodig voor de verschillende energiedragers? Welke flexibiliteit kan een systeem bieden? Wanneer is een systeem voldoende in balans en betrouwbaar? Die onderzoeken leiden tot de volgende, robuuste schets.

Fors uitbreiden

De noodzaak om de elektriciteitsinfrastructuur zeer fors uit te breiden, is een direct gevolg van de sterk groeiende vraag naar elektriciteit en de opwek uit zon en wind. Windturbines en zonneparken staan op andere locaties dan de huidige energiecentrales. De vraag naar elektriciteit zal sterk toenemen door onder andere elektrificatie van industrie en vervoer. Alle scenario's voorzien in een verdubbeling van die vraag.

Opslaan en omzetten

Een duurzaam energiesysteem blijft betrouwbaar en in balans door de inzet van zogeheten flexibiliteitsmiddelen. De productie van elektriciteit uit zon en wind is weersafhankelijk, wisselt per seizoen, maar ook op het ritme van dag en nacht. Ook vertoont het aanbod pieken die vele malen hoger zijn dan de maximale vraag. Elektriciteitsoverschotten kunnen we opslaan (in batterijen) en omzetten (in met name waterstof en warmte) voor gebruik op momenten van schaarste. Elektrolyse – omzetting van elektriciteit in waterstof – zal vooral van belang zijn voor het verwerken van omvangrijke overschotten van elektriciteit uit wind op zee, maar ook op land kan elektrolyse een middel zijn om een tijdelijk overschot te benutten voor een later moment.

Dicht bij de bron

Overtollige productie uit vooral zon, maar ook wind op land kan voor de korte termijn worden opgeslagen in accu's, dicht bij de zonneparken en windturbines, zodat ze het stroomnet niet overbelasten. Overtollige elektriciteit uit wind op zee of land wordt omgezet in groene waterstof, zoveel mogelijk dicht bij de bron. Via de toekomstige waterstofinfrastructuur wordt waterstof vervoerd van en naar opslaglocaties om op een ander moment ingezet te worden.

Waterstof als schone brand- en grondstof en als buffer

In alle scenario's speelt waterstof een belangrijke rol. Daarom is een landelijk dekkend transportnet nodig, dat de industrie van waterstof voorziet en mogelijk ook huishoudens en een vervoersdistributienet. Een groot deel van het huidige aardgasnet kan worden aangepast voor transport van waterstof. Waterstofbuffers doen dienst als stabilisator van het energiesysteem. De opslagcapaciteit kan aangelegd worden in zoutcavernes of mogelijk lege gasvelden.

Groen gas

Groen gas is van belang voor de wisselende seizoens-vraag naar energie. De huidige gasnetten zijn al geschikt om groen gas te transporteren. Wanneer meer groen gas in een lokaal net wordt ingevoerd dan gebruikt, kan het gas via boosters worden ingevoerd in het landelijk transportnet. Het is wenselijk dat onbenutte leidingen niet worden opgeruimd als hergebruik mogelijk is.

Warmtenetten

Geothermie en restwarmte van industrie zijn de warmtebronnen voor warmtenetten, waar 15 tot 45 procent van de woningen op wordt aangesloten. Daarvoor zijn grootschalige transportnetten nodig. Bij piekvraag leveren lokale (duurzame) gasketels extra warmte aan woningen en gebouwen.

Opslag CO₂

CO₂-opslag is in alle scenario's nodig om de klimaatdoelen te halen. Voor de afvoer van CO₂ naar lege gasvelden op de Noordzee kunnen (deels al bestaande) buisleidingen op zee worden gebruikt. Voor bepaalde scenario's wordt aanleg van een CO₂-leiding van de grote industrieclusters in Zuid-Nederland naar Rotterdam voorzien.

Elektriciteitscentrales erbij

Voor de momenten van schaarste en ook omdat de vraag ongeveer zal verdubbelen, blijft het regelbare vermogen van grote, bestaande elektriciteitscentrales nodig. Dat vermogen moet bovendien worden aangevuld met nieuwe, kleine centrales die kort ingezet kunnen

worden bij piekvraag. Alle centrales werken op waterstof of groen gas en staan bij voorkeur dicht bij de vraagcentra.

Ruimte knelt

De noodzakelijke groei van duurzame productie, flexibiliteit en infrastructuur vraagt veel ruimte. Relevant in dit verband, is de vraag in hoeverre Nederland zelfvoorzienend wil zijn als het gaat om duurzame elektriciteitsproductie; de ruimtelijke impact is relatief groot in de scenario's Regionaal en Nationaal, waar dit het geval is. Maatschappelijke afwegingen en politieke besluitvorming zijn hier bepalend.

Uitvoerbaarheid: personeel en doorlooptijd

Uitvoerbaarheid wordt een serieuze factor bij keuzes voor een nieuw energiesysteem. De combinatie van schaars technisch personeel en de lange doorlooptijd voor projecten, o.a. door besluitvormingsprocessen, levert nu al grote uitdagingen op. Netbedrijven zetten breed in op het werven en (om)scholen van personeel en pleiten herhaaldelijk voor het verkorten van besluitvormingsprocessen waar mogelijk. Desondanks kunnen (afhankelijk van de keuzes) de grenzen van de uitvoerbaarheid mogelijk worden bereikt.

Kosten en ruimte of importeren?

Inrichten van een duurzaam energiesysteem vraagt hoge investeringen en veel ruimte. De totale kosten zijn voor alle scenario's min of meer gelijk; het verschil zit in de opbouw ervan. De (kapitaal)kosten voor infrastructuur zijn het zwaarst in de zelfvoorzienende scenario's; ze worden lager bij meer import van energie. Daarbij is dan wel sprake van hogere operationele kosten door de import. Nadeel van import kan zijn: de afhankelijkheid van de wereldenergiemarkt en van geopolitieke invloeden.

Aanbevelingen voor een efficiënte aanpak

Inzichten in de eisen die een duurzaam energiesysteem stelt aan infrastructuur, en in de uitvoerbaarheid, planning, kosten en ruimtebeslag, kunnen richting geven aan de energietransitie. Partijen die betrokken zijn bij de energietransitie, kunnen waardevolle informatie leveren voor volgende verkenningen van de ontwikkelpaden van het energiesysteem. Nieuwe inzichten vanuit deze en volgende verkenningen zijn van belang voor de beantwoording van relevante vragen door de netbedrijven, maar bijvoorbeeld ook de overheid. Dat zijn vragen als: welke strategische keuzes liggen nu voor? Welke aanpassingen zijn zondermeer nodig (en kunnen dus direct opgepakt worden)? Waarvoor is extra onderzoek nodig of nieuwe regelgeving? Daarbij doen de netbedrijven een aantal aanbevelingen om te komen tot een haalbaar en efficiënt ontwerp van het nieuwe systeem:

- **Extra investeren**

Voor de zeer forse uitbreiding en aanpassing van energie-infrastructuur zijn extra investeringen van belang. Voor elektriciteit moeten zowel de hoofdtransportnetten als de distributienetten substantieel worden uitgebreid. Daarnaast is landelijke infrastructuur voor waterstof nodig. Hierbij kunnen bestaande landelijke aardgasleidingen worden ingezet voor het transport van waterstof. Ook voor opslag van CO₂ en voor de ontwikkeling van warmtenetten zijn aanvullende investeringen nodig naast de al lopende trajecten. Een coherent pakket van maatregelen is daarom nodig om de financiering van de in alle scenario's fundamentele aanpassingen en forse uitbreiding van energie-infrastructuur mogelijk te maken. Daarmee kunnen netbedrijven ruimte krijgen voor groot-schalige projecten en investeringen voor de lange termijn. Voor bepaalde investeringen die essentieel zijn voor de langetermijn-ontwikkeling van het systeem, is versnellen van de besluitvorming nodig. Denk bijvoorbeeld aan omzetting van aardgasinfrastructuur naar waterstof-infrastructuur, aangevuld met nieuwe infrastructuur en opslag t.b.v. de aanleg van een waterstof-backbone.

- **Stimuleer ontwikkeling van flexibiliteitsmiddelen**

De flexibiliteitsmiddelen die nodig zijn om de grote verschillen tussen aanbod en vraag naar energie te kunnen overbruggen, moeten grotendeels nog ontwikkeld worden. De aanbeveling luidt dan ook: geef hiervoor investeringsprikkels. Het zou voor (markt) partijen die het energiesysteem mede vormgeven, lonend moeten zijn om systeemefficiënte afwegingen te maken. Daarmee kan grootschalige flexibiliteit voor zowel de korte, als de lange termijn ontwikkeld worden. Het is volgens de onderzoekers van belang de leveringszekerheid van alle energiedragers continu te monitoren, zodat helder wordt aan welke flexibiliteit de grootste behoefte bestaat en of er voldoende (snelle) ontwikkeling is om aan de behoefte te voldoen. Opslag van waterstof is van groot belang voor het nieuwe energiesysteem. Het benutten hiervoor van Nederlandse zoutcavernes is de logische eerste stap. Daarnaast is het verstandig om in kaart te brengen welke mogelijkheden voor opslag vervolgens bestaan in lege gasvelden en zoutcavernes in Duitsland. Daarnaast is politieke besluitvorming nodig over de omvang van een energiereserve waterstof of groen gas (vergelijkbaar met de huidige – fossiele – energiereserves).

- **Locaties slim kiezen om kosten te sparen**

De kosten voor infrastructuur voor elektriciteit zijn aanzienlijk en het is dus lonend om aanleg zo efficiënt mogelijk te realiseren. Daarom werken de netbedrijven graag samen met betrokken planvormers (gemeenten,

provincies, projectontwikkelaars) bij het uitwerken van voorstellen voor locaties waar uitbreiding van de infrastructuur aan de orde is. Bij de locatiekeuze voor vraag naar energie, duurzame opwek of flexibiliteitsmiddelen, is het efficiënt – m.b.t. kosten en uitvoerbaarheid – om de capaciteit van het systeem op locatie mee te wegen als onderdeel van een integrale afweging. Een sturingsmechanisme – bijvoorbeeld in de vorm van tariefprikkels – is daarvoor zeer aan te bevelen. Wat daar-naast helpt, is het vastleggen van de beoogde locaties voor uitbreidingen van het systeem in de verschillende beleidsplannen van overheden.

- **Kosten en baten: neem een strategisch besluit**

De kosten van de scenario's met verschillende oplossingen zijn grofweg gelijk; de opbouw van de kosten, het ruimtebeslag en eventuele afhankelijkheid van internationale handelspartners verschillen wel nadrukkelijk. De afwegingen en besluiten hierover zijn aan de politiek, op basis van maatschappelijke afwegingen en draagvlak. Bij transitiekeuzes op landelijk en regionaal niveau zijn ook de kosten van ingrepen voor het totale systeem relevant. Duidelijk is dat de kosten die verbonden zijn aan het energiesysteem, zullen stijgen. De netbedrijven zullen vanuit hun publieke rol open communiceren over de kosten van componenten en werkzaamheden t.b.v. een duurzame, betrouwbare energievoorziening.

- **Overheden: voer regie en stel prioriteiten**

Regie is doorslaggevend om te komen tot een integrale afweging op basis van regionale en sectorale programma's en daarmee tot een integraal programma voor het gehele energiesysteem, inclusief ruimtelijke keuzes en reserveringen. Dit zal zich ontwikkelen en concreter worden door periodieke herijking op basis van de voortgang in alle trajecten. De netbedrijven zullen hiervoor periodiek een integrale energiesysteem verkenning uitvoeren en consistente beelden opstellen voor de ontwikkelpaden voor de verschillende energiedragers en infrastructuren. Dit helpt bij de integrale afweging en het maken van keuzes. Om de gestelde doelen te halen, is daarbij steeds prioritering en fasering nodig van de werkzaamheden aan het energiesysteem. Daarom vragen wij het Rijk om samen met provincies en gemeenten de verantwoordelijkheid voor de regierol te nemen, waarbij de betrokkenheid van burgers van grote waarde is. De samenhang tussen vraag, aanbod, conversie, opslag en infrastructuur neemt toe naarmate het systeem zich verder ontwikkelt. Het is van belang dat alle plannen en programma's voor het energiesysteem (zoals VAWOZ, RES, NAL, TVW, CES en PIDI/MIEK) werken vanuit dezelfde toekomstvisie (niet per definitie vastgelegd in één uniform scenario).

Direct beginnen

Voor de netbeheerders zijn de uitkomsten van de verkenningen per direct een leidraad bij het opstellen – in actieve samenwerking met hun omgeving – van de investeringsplannen. Ook zullen zowel de landelijke als regionale netbedrijven op basis van de uitkomsten proactief aan de slag gaan met een aantal belangrijke trajecten die we als *no regret* maatregelen zien. Voorbeelden zijn toekomstgerichte investeringen voor de ontwikkeling van een landelijke waterstofinfrastructuur (transport en opslag) en projecten voor opslag van CO₂ onder de Noordzee. Voor het elektriciteitsnet gaat het onder andere om voorstudies voor concrete maatregelen om het net te versterken. Daarnaast blijven we de inspanningen

intensiveren om de uitvoerbaarheid (m.b.t. voldoende menskracht) te vergroten.

Tot slot

De Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 geeft veel inzicht in de mogelijke routes naar een klimaatneutrale energievoorziening en laat ook zien waar nog kennis ontbreekt. We hopen hiermee tevens relevante en objectieve informatie te bieden aan bestuurders, beleidsmakers en strategen. Op weg naar een nieuw energiesysteem zullen zich nog veel dilemma's aandienen. Alleen met gedegen inhoudelijk onderbouwing vinden we daarvoor de maatschappelijk meest verantwoorde besluiten.

Hoofdstuk 1. Inleiding

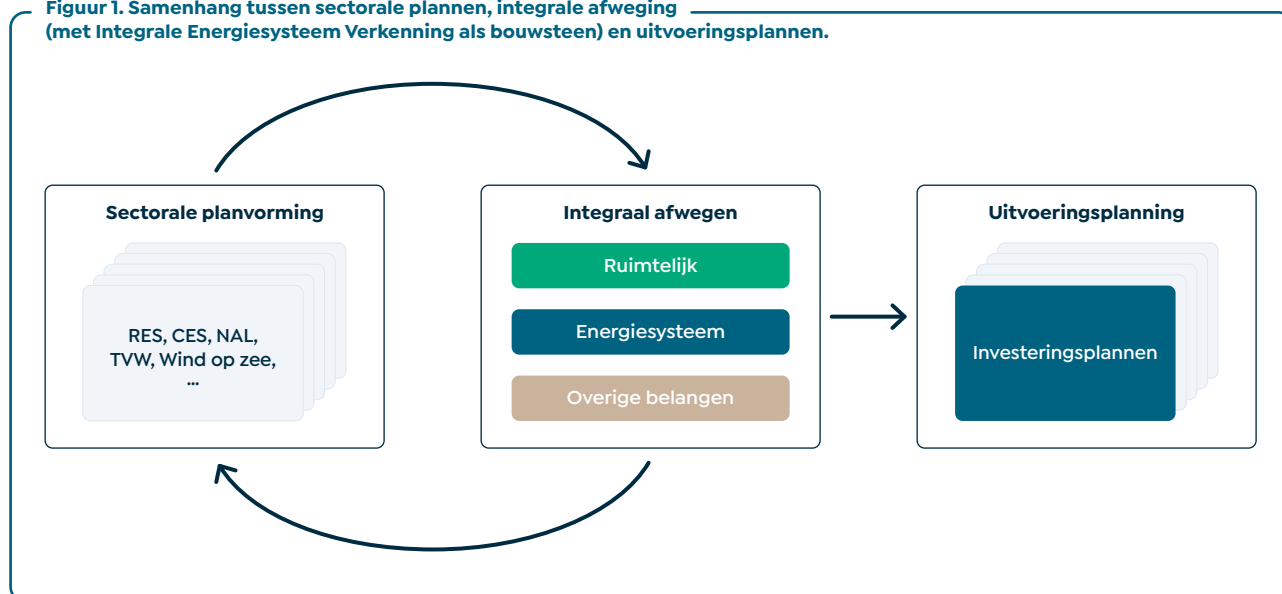


Om de doelen van het Klimaatakkoord van Parijs (2015) te halen, wil Nederland in 2050 klimaatneutraal zijn. Dit vergt een ingrijpende ombouw van het energiesysteem in een tijdsbestek van nog geen dertig jaar. Als gevolg hiervan zal ook de infrastructuur sterk aangepast moeten worden, zodat deze goed aansluit bij de toekomstige vraag en aanbod van elektriciteit, waterstof, groen gas en collectieve warmte. Gezien dit grote maatschappelijke belang namen Gasunie en TenneT – samen met de regionale netbeheerders – het initiatief tot een Integrale Infrastructuurverkenning voor de periode 2030–2050 (afgekort: de I13050). De afspraak hierover is vastgelegd in het Klimaatakkoord.

Het doel van de I13050 is het ontwikkelen van inzichten in de energie-infrastructuur, flexibiliteitsmiddelen en systeemintegratie die nodig zijn voor een betrouwbaar, betaalbaar en robuust klimaatneutraal energiesysteem in 2050. We schetsen transitiepaden voor flexibiliteit en infrastructuur, met daarbij toekomstbestendige ontwikkelingen en belangrijke beslismomenten. We betrekken relevante stakeholders bij deze verkenning en sluiten aan bij de regionale ontwikkelingen van duurzame opwek, de mogelijke vraagontwikkeling van de verschillende sectoren en de afspraken uit het Klimaatakkoord. Deze infrastructuurverkenning dient als leidraad voor de investeringsplannen van de netbeheerders en voor investeringen door marktpartijen en vergroot het inzicht voor beleid van overheden.

De I13050 is een Integrale Energiesysteem Verkenning. We zijn van plan periodiek een dergelijke Integrale Energiesysteem Verkenning uit te voeren op basis van actuele sectorplannen zoals de Cluster Energiestrategieën (CES'en), de Regionale Energiestrategieën (RES'en), de Nationale Agenda Laadinfrastructuur (NAL), de Transitievisies Warmte (TVW's) en ontwikkelingen op de Noordzee. De Integrale Energiesysteem Verkenning is ook een belangrijke bouwsteen voor de integrale afweging met betrekking tot ruimte, energiesysteemefficiency en overige belangen door de overheid. De resultaten van deze integrale afweging vormen input voor de onderbouwing van de ruimte, die in het Programma Energie Hoofdstructuur (PEH) voor het toekomstige energiesysteem wordt gereserveerd. De resultaten worden ook benut om sectorale plannen verder te optimaliseren. Een feedback loop is dus noodzakelijk. Keuzes uit de integrale afweging worden door overheden vastgelegd in diverse uitvoeringsplannen en meerjarenprogramma's; netbeheerders en andere marktpartijen werken deze keuzes uit in hun investeringsplannen.

Figuur 1. Samenhang tussen sectorale plannen, integrale afweging (met Integrale Energiesysteem Verkenning als bouwsteen) en uitvoeringsplannen.



Dit is het samenvattend rapport van de I13050. Het volledige I13050-rapport is voor iedereen beschikbaar via het dossier Toekomstscenario's op netbeheernederland.nl.

Hoofdstuk 2.

Opzet verkenning



De integrale infrastructuurverkenning is opgedeeld in drie studiefasen. Fase I werd in april 2020 opgeleverd met het rapport 'Klimaatneutrale energiescenario's 2050', opgesteld door Berenschot en Kalavasta. Fase II en III zijn in april 2021 afgerond en vastgelegd in de rapportage "Het energiesysteem van de Toekomst".

Fase I: De scenario's.

Brengt voor vier scenario's in beeld hoe een betrouwbaar, duurzaam energiesysteem eruit kan zien. Vraag en aanbod van alle energiedragers voor alle sectoren zijn hierin verwerkt. De scenario's zijn doorgekend met het Energie Transitie Model van Quintel. In de praktijk zal de energietransitie zich ontploegen op het speelveld tussen de grenzen van deze scenario's.

Fase II: De infrastructuur.

Laat zien welke aanpassingen nodig zijn aan het systeem en aan de infrastructuur bij elk van de scenario's. Hiervoor is eerst bepaald hoeveel flexibiliteitsmiddelen, zoals batterijen, elektrolyzers en gascentrales, nodig zijn om het energiesysteem ieder uur in balans te houden. Vervolgens zijn vraag, aanbod en flexibiliteitsmiddelen geografisch over Nederland verdeeld. Daarna is bepaald welke infrastructuur

nodig is om transport van elektriciteit, methaan, waterstof, warmte en CO₂ te kunnen faciliteren.

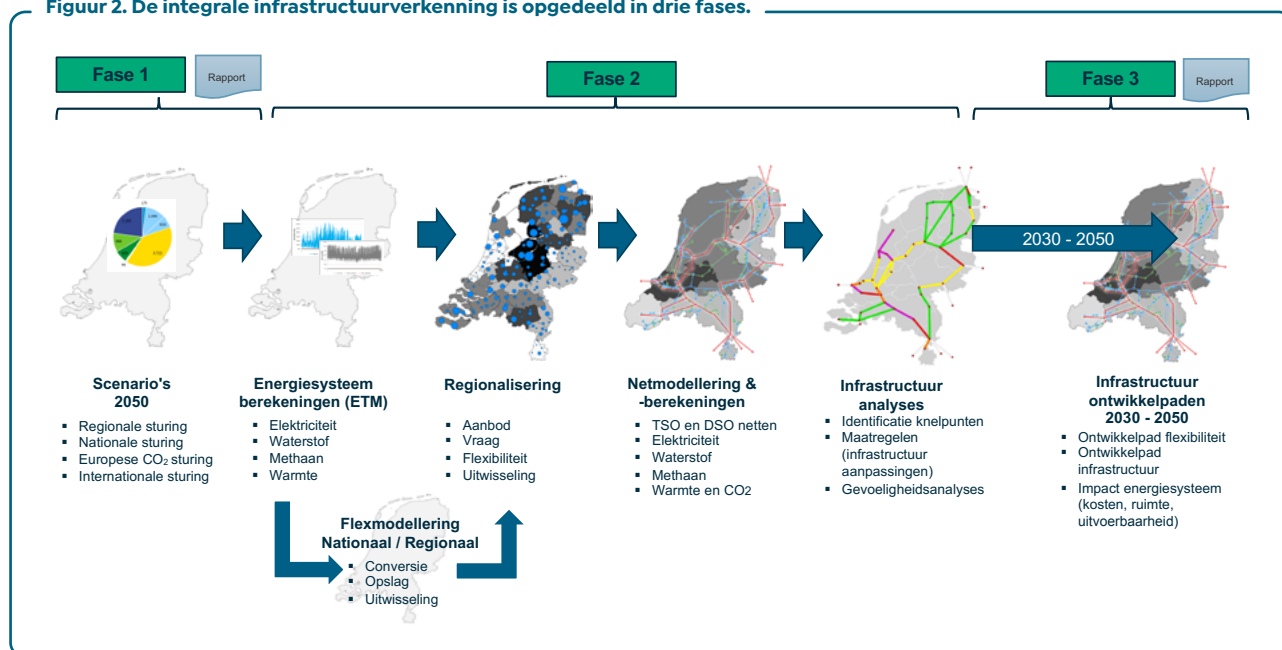
Fase III: De consequenties.

Schets de transitiepaden voor de infrastructuur voor de periode 2030-2050 en cruciale beslistmomenten in de route naar realisatie. Toont de consequenties van elk scenario, in kosten, ruimte en uitvoerbaarheid.

Actualiseren

Het is de bedoeling om deze Integrale Infrastructuurverkenning periodiek te actualiseren op basis van nieuwe inzichten en meer specifieke gegevens uit o.a. Cluster Energie Strategieën (CES'en), de Regionale Energie Strategieën (RES'en), Transitie Visies Warmte (TVW), Nationale Agenda Laadinfrastructuur (NAL), Provinciale systeemstudies en ontwikkelingen op de Noordzee.

Figuur 2. De integrale infrastructuurverkenning is opgedeeld in drie fases.



Hoofdstuk 3. Scenario's en uitgangspunten



In fase I van de infrastructuurverkenning zijn vier scenario's opgesteld; het zijn geen blauwdrukken voor de toekomst, het zijn studiescenario's. Vraag en aanbod van alle energiedragers voor alle sectoren zijn erin verwerkt, steeds in een andere samenstelling en samenhang. Met meer of minder zelf opgewekte elektriciteit, meer of minder waterstof, zelf geproduceerd of juist geïmporteerd. Maar altijd in balans en klimaatneutraal. Met deze studiemodellen brengen fase II en III van de analyse in kaart welke infrastructuur nodig is in die uiteenlopende situaties. Om vervolgens in beeld te brengen wat realisatie van elke variant zou vragen van de maatschappij: in kosten, ruimtebeslag en uitvoerbaarheid.

De scenario's tonen vier maatschappijbeelden met steeds een andere vorm van sturing. In het kort, gevisualiseerd door de Sankey diagrammen op de volgende pagina's¹:

- **Scenario Regionaal**

Het Sankey-diagram laat de energiestromen in 2050 zien die in dit scenario plaatsvinden tussen aanbod, import en de uiteindelijke vraag en export. Het totale binnenlands eindverbruik voor dit scenario komt uit op 441 TWh (finale vraag 476 TWh minus export 35 TWh), een verlaging met ongeveer 40% ten opzichte van het huidige eindverbruik van 720 TWh. Deze afname is het gevolg van een krimp van de energie-intensieve industrie en een scala aan energiebesparende maatregelen, zoals woningisolatie en de elektrificatie van vervoer en verwarming. Door het uitgangspunt van circulariteit in de voedselproductie daalt de kunstmestproductie tot een zesde van de huidige capaciteit. De oliestroom (zwarte baan 'Fossiele moleculen') in het diagram bestaat volledig uit olie die verkregen is door thermisch kraken van afvalplastic. Deze olie is de grondstof voor nieuwe plastics. Deze diagrammen zijn gebaseerd op de weersgegevens van het jaar 1987, een jaar met periodes van strenge vorst en een relatief beperkt aanbod van energie uit zon en wind. Omdat die situatie veel energie vraagt is in dit scenario import van waterstof nodig (een deel van de lichtgroene baan).

- **Scenario Nationaal**

Ondanks een stabilisatie van de industriële bedrijvigheid op het huidige niveau neemt in 2050, door elektrificatie en efficiencyverbeteringen, ook in dit scenario het energie-eindverbruik af, met bijna 25%. Door een hoge isolatiegraad van woningen en een massale overstap op elektrische warmtepompen wordt ruim 20% energie bespaard voor de warmtevraag van gebouwen ten opzichte van het scenario Regionaal. De kunstmestproductie daalt tot een derde van de huidige omvang, door een sterke focus op sluitende mineraalbalansen in de agrarische sector. In dit scenario

zal voor een weerjaar als 1987 ruim 12% van het primaire energie-aanbod als waterstof geïmporteerd moeten worden. Evenals voor het scenario Regionaal bestaat ook voor dit scenario ongeveer de helft van het primaire aanbod uit elektriciteit opgewekt met zon- en windvermogen.

- **Scenario Europees**

De industrie is in dit scenario tweemaal zo groot als in het scenario Regionaal. Ondanks deze groei met een procent per jaar is het totale verbruik in 2050 gelijk aan het huidige niveau. Het aandeel zonne- en windenergie in het primair energie-aanbod is met 22% nog niet de helft van het aandeel in de eerste twee scenario's. Nafta, de grondstof voor plasticproductie, wordt verkregen door raffinage van ruwe olie. De overige producten van de raffinage, zoals benzine, diesel en kerosine, worden geëxporteerd naar landen die zich nog wel enige CO₂-uitstoot kunnen permitteren. Kunstmest wordt geproduceerd door stoomkraken van aardgas, waarbij de geproduceerde kooldioxide wordt afgevangen en opgeslagen. Door toename van de industriële activiteiten neemt ook het energieverbruik door de mobiliteit toe. De warmtevraag in de gebouwde omgeving wordt ingevuld met de grootste mix aan opties: naast elektrische warmtepompen en collectieve systemen worden ook hybride warmtepompen met waterstof en groen gas ingezet.

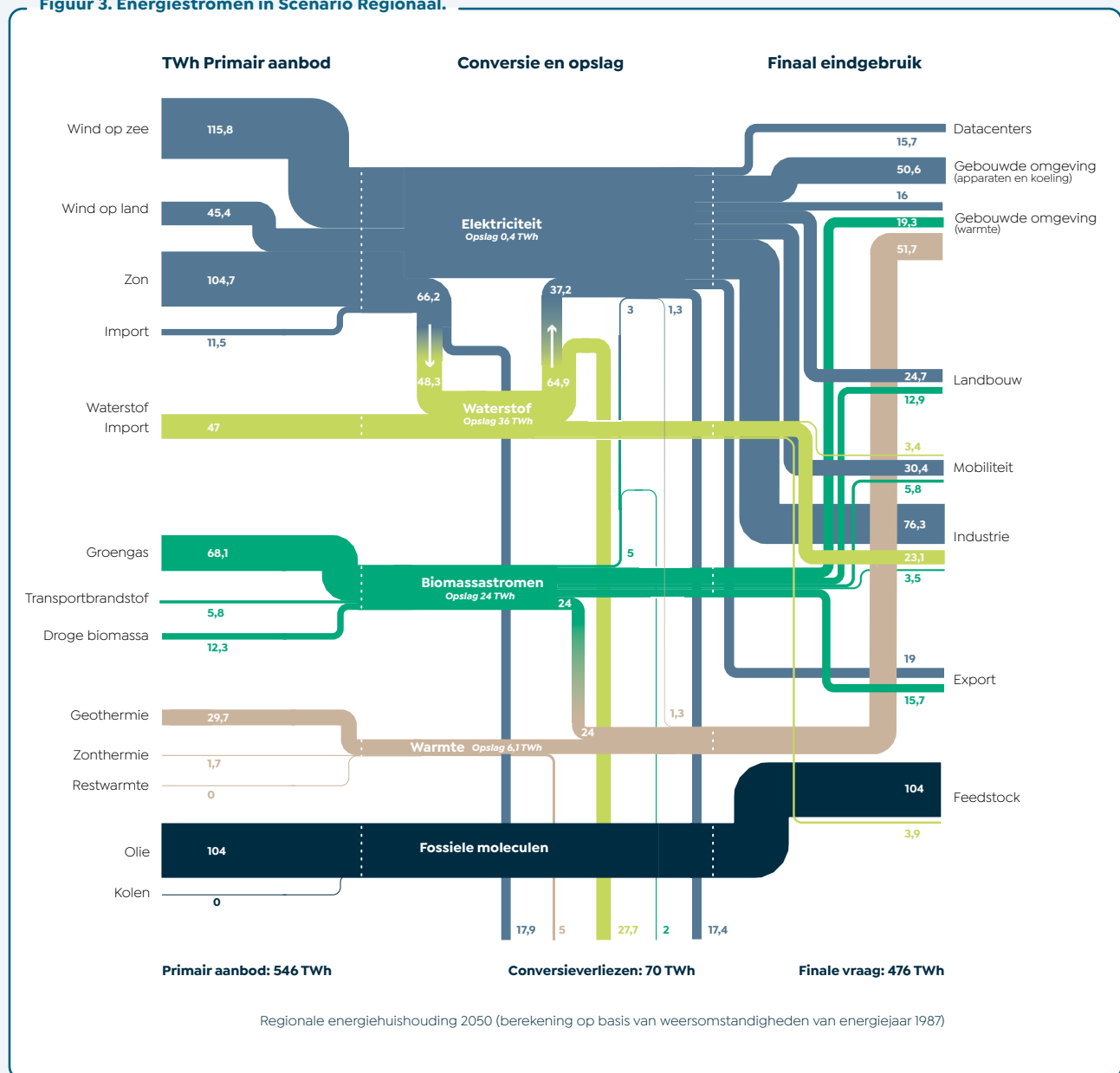
- **Scenario Internationaal**

Ook in dit scenario ligt het totale verbruik in 2050 op het huidige niveau. De import van waterstof speelt een hoofdrol in dit energiesysteem met internationale sturing. Deze waterstof wordt in de gebouwde omgeving grootschalig ingezet voor invulling van de warmtevraag. Zestig procent van alle gebouwen worden voorzien van een hybride warmtepomp met waterstof als brandstof. In de industrie wordt waterstof grootschalig ingezet voor stoomlevering en als grondstof voor kunstmest. Plastics worden in dit scenario op dezelfde wijze geproduceerd als in het scenario Europees.

¹ In de Sankey diagrammen op de volgende pagina's zijn de energiestromen in 2050 voor het extreme weerjaar 1987 (koude winter, relatief weinig zon en wind) weergegeven, omdat deze weersomstandigheden mede bepalend zijn voor de benodigde energie infrastructuur. In een gemiddeld weerjaar zal er relatief meer zon en wind energie worden opgewekt dan in deze figuren is weergegeven.

Scenario Regionaal

Figuur 3. Energiestromen in Scenario Regionaal.

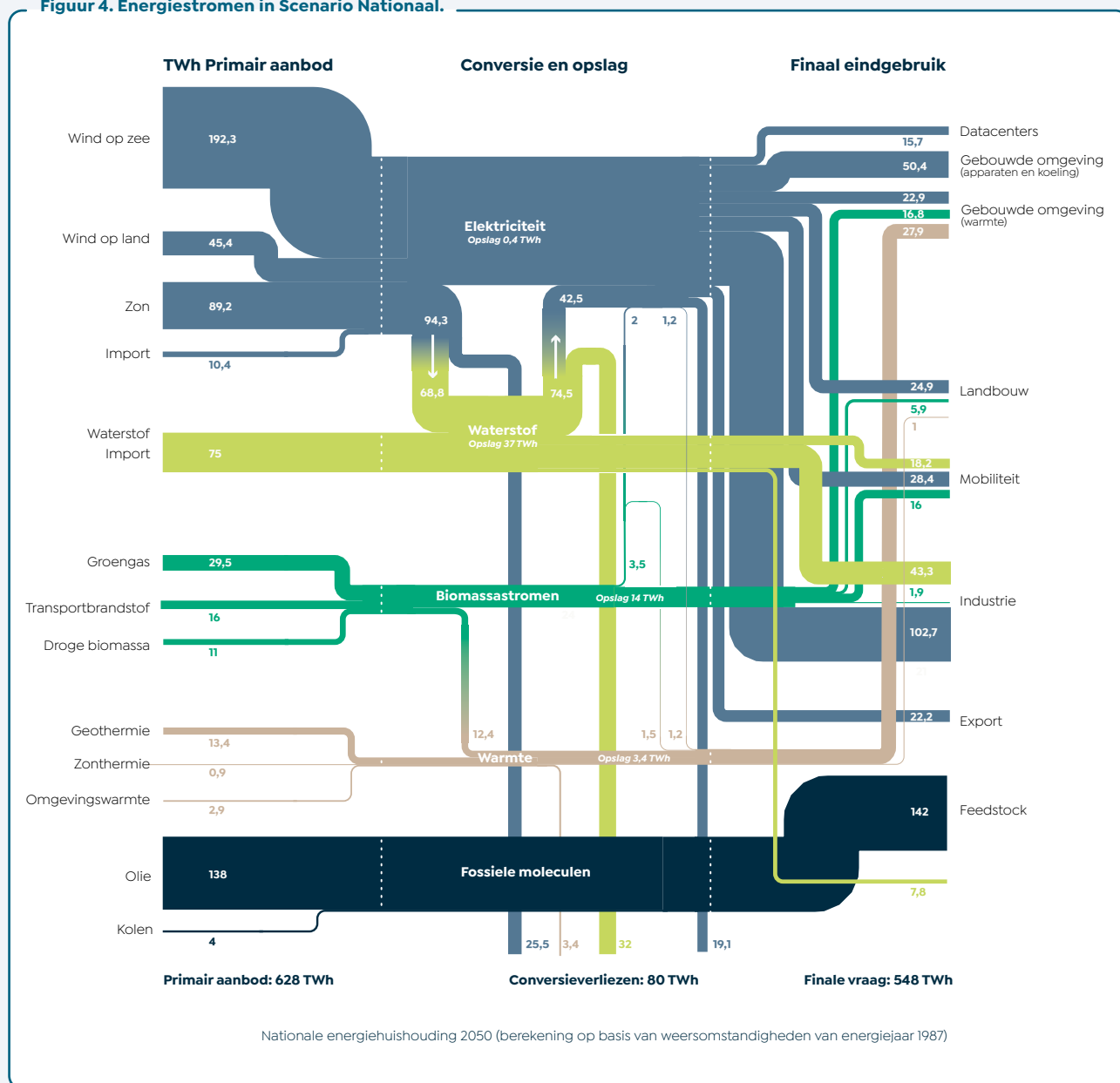


Nadruk op sturing vanuit lokale gemeenschappen en burgers, een hoge mate van autonomie en circulariteit als speerpunt. Zonne- en windenergie op land zijn stevig gegroeid. De industrie krimpt en verduurzaamt door elektrificatie en groene waterstof. Nederland is vrijwel geheel zelfvoorzienend qua energie. Groene waterstof speelt verder een rol voor back-up centrales. Groen gas uit lokale biomassa is van belang voor de piekvoorziening van warmtenetten.

- Vrijwel zelfvoorzienend
- Zeer geringe im-/exporten
- Krimp van energie-intensieve industrie
- Regionale focus energiesysteem, zonneweides, wind op land
- Veel warmtenetten
- Burgers zeer gedreven
- Circulariteit speerpunt voor goederen- en voedselproductie

Scenario Nationaal

Figuur 4. Energiestromen in Scenario Nationaal.

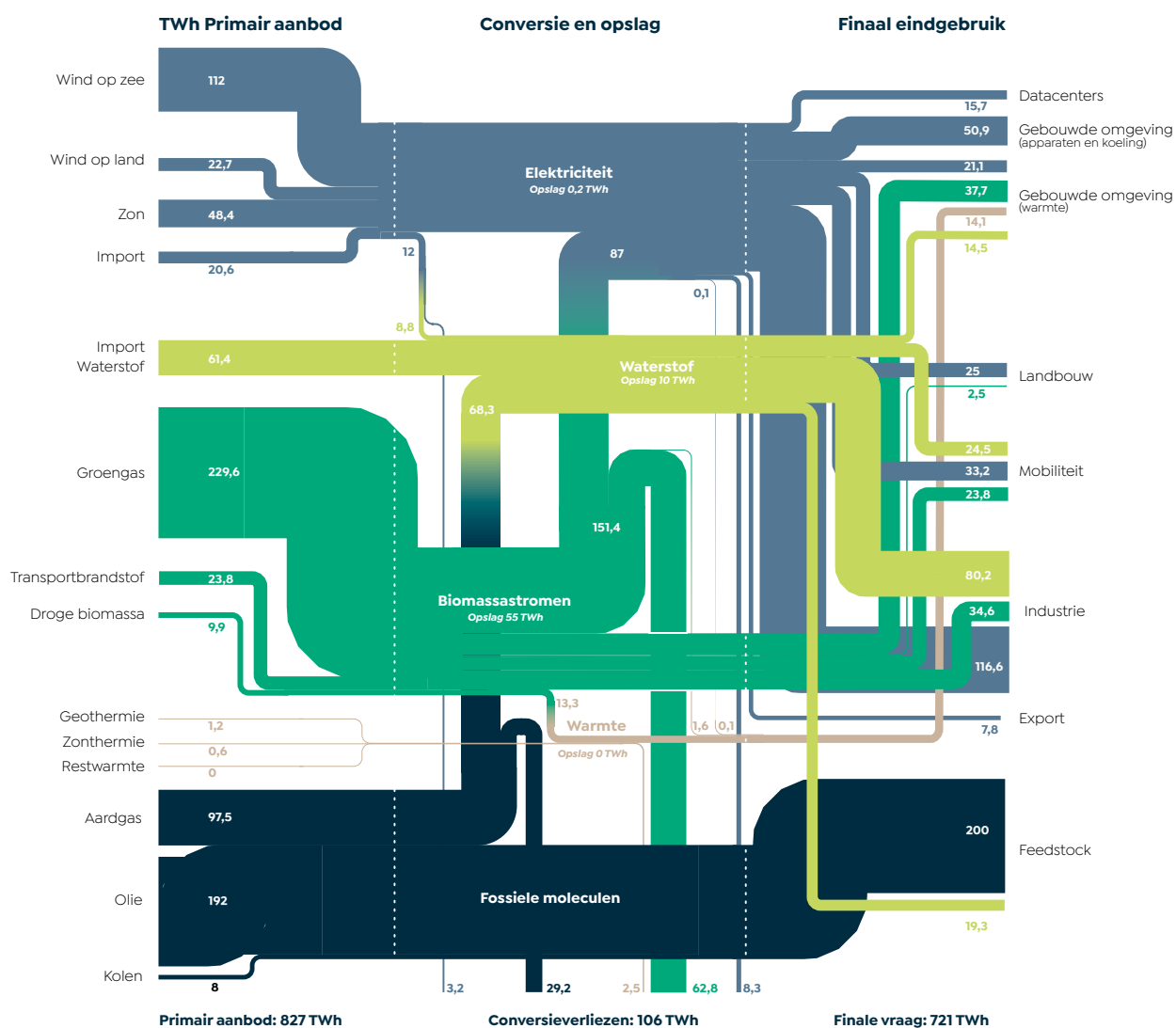


De nationale overheid geeft krachtig sturing richting (bijna) zelfvoorzienend. Er komen grootschalige nationale projecten tot stand, met name wind op zee. Er is minder groei in warmtenetten, de nadruk ligt op elektrificatie. De industrie blijft gelijk aan hun huidige omvang en verduurzaamt door elektrificatie en groene waterstof. Groene waterstof speelt verder een rol voor back-up centrales en de mobiliteit.

- Nederland CO₂-reductie koploper in EU
- Vrijwel zelfvoorzienend
- Zeer geringe im-/exporten
- Energie-intensieve industrie blijft gelijk aan de huidige omvang
- Grote nationale projecten, wind op zee, maar ook zonneweides en wind op land
- Circulariteit belangrijk voor goederen- en voedselproductie

Scenario Europees

Figuur 5. Energiestromen in Scenario Europees.



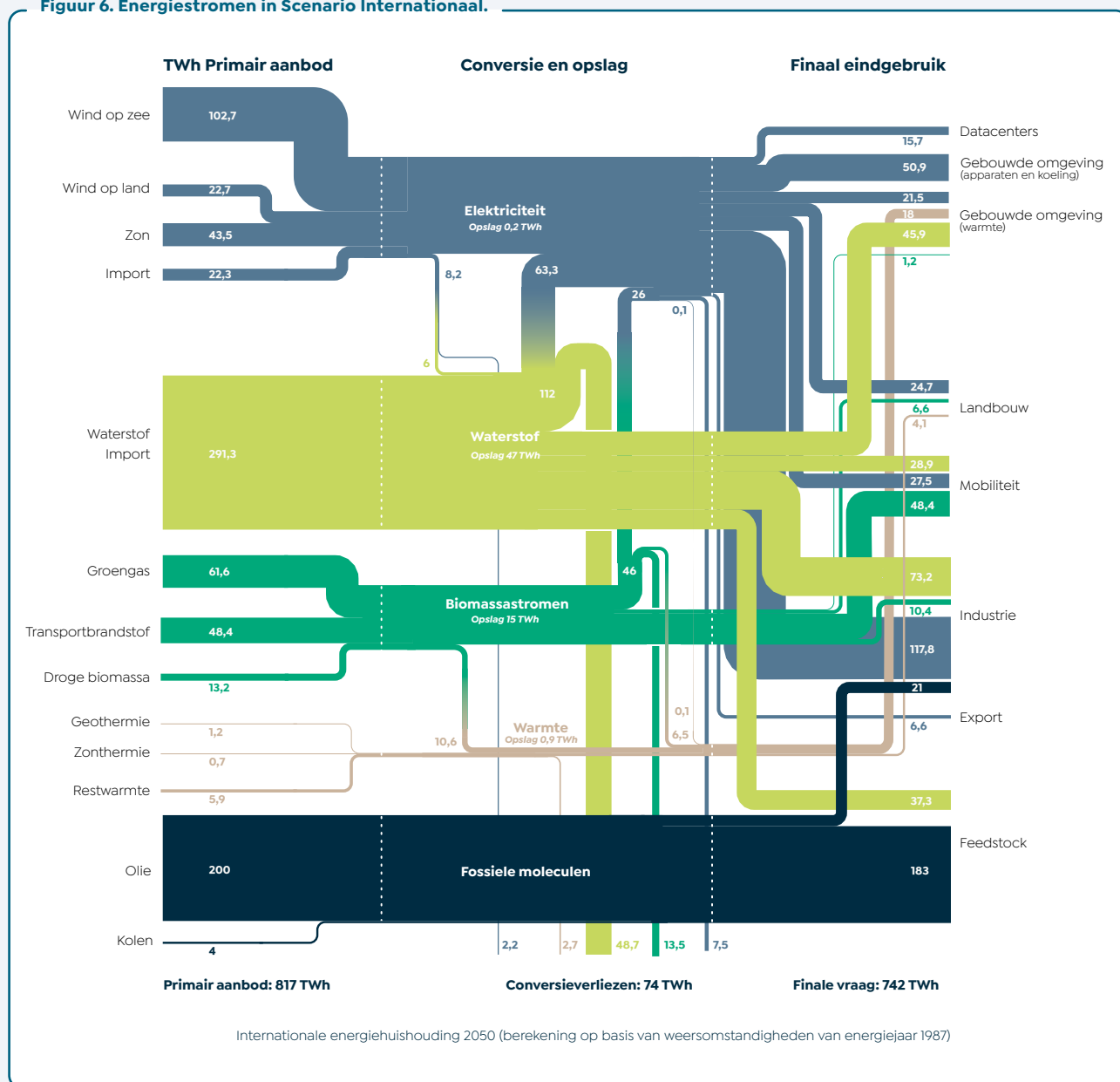
Europese energiehuishouding 2050 (berekening op basis van weersomstandigheden van energiejaar 1987)

De sturing vindt vooral plaats door een Europese CO₂-heffing. Het aandeel zonne- en windenergie in het primair aanbod is aanzienlijk lager dan in de eerste twee scenario's. De industrie groeit en verlaagt de CO₂-uitstoot door elektrificatie en gebruik van CCS bij de productie van waterstof (ook bestemd als grondstof) uit aardgas. Groen gas, geproduceerd uit lokale en geïmporteerde biomassa, wordt in verschillende eindverbruikssectoren ingezet. Groen gas speelt verder een rol voor back-up centrales. Er is veel import van energie en zowel waterstof als groen gas krijgt een rol bij de verwarming van gebouwen.

- Europa haalt CO₂-doelen en is koploper in de wereld
- Algemene CO₂-heffing, importheffingen & compensatie aan de grenzen van Europa
- Energie-intensieve industrie groeit
- Wereldwijde waterstof- en biomassamarkt, groen gas import
- Fossiel met CCS krijgt veel ruimte

Scenario Internationaal

Figuur 6. Energiestromen in Scenario Internationaal.



De markt regeert en Nederland zoekt internationaal naar opties met de laagste kosten. Bijna al de benodigde waterstof wordt geïmporteerd uit landen waar de elektriciteit tegen lage kosten uit zonne-energie te produceren is. Er is minder inzet van groen gas dan in het Europees scenario. Verwarming van gebouwen wordt gedomineerd door hybride warmtepompen met waterstof als brandstof. In de internationale context kan de Nederlandse energie-intensieve industrie groeien met jaarlijks een procent. Door de waterstofimport heeft Nederland minder windvermogen nodig om zelf via elektrolyse waterstof te produceren. Dit scenario heeft evenals het scenario Europees een relatief lage nationale duurzame elektriciteitsproductie – al is die productie in 2050 stevig gegroeid ten opzichte van 2030.

- Gehele wereld streeft naar CO₂-doelen, fossiel wordt sterk beperkt
- Vrije handel wordt gestimuleerd
- Handelsinfrastructuur worden sterk bevorderd
- Energie-intensieve industrie groeit
- Wereldwijde waterstof- en biomassamarkt
- CCS krijgt ruimte

Hoofdstuk 4.

Flexibiliteitsmiddelen voor handhaven energiebalans



De grote rol van weerafhankelijke energiebronnen (wind- en zonne-energie) in de vier scenario's zorgt voor grote wisselingen in energieaanbod. De aanbodpiek van hernieuwbare elektriciteitsproductie varieert voor de scenario's tussen drie tot zes keer maal de huidige elektriciteitsproductie uit hernieuwbare en conventionele bronnen. Daarnaast leidt forse elektrificatie van de industrie, huishoudens en mobiliteit tot een verdubbeling van de piekvraag ten opzichte van vandaag. Als gevolg hiervan zullen de verschillen tussen vraag en aanbod in de toekomst steeds groter worden waardoor flexibiliteitsmiddelen, zoals conversie en opslag, nodig zijn om het energiesysteem in balans te houden.

Waar in het huidige energiesysteem de piekvraag een bepalende factor is voor de benodigde infrastructuur, kan dit in de toekomst het aanbod zijn. Dit geldt voornamelijk voor de scenario's Regionaal en Nationaal. Bij deze scenario's liggen de hoogste pieken in het aanbod (door weersafhankelijke bronnen als zon en wind) boven de vraagpiek. Wanneer er geen grote vermogens aan vraag tegenover staan, moeten deze overschotten door flexibiliteitsmiddelen worden opgenomen, of kunnen ze niet gebruikt worden (curtailment).

De behoefte aan ruimteverwarming leidt voor alle scenario's nog steeds tot een hogere vraag in de winter ten opzichte van de zomer. De groei van zon-pv leidt daarnaast tot hogere aanbodpieken aan duurzame elektriciteit in de zomer en in het voor- en naseizoen ten opzichte van de winter.

Voor elk scenario worden er dan ook tekorten in de winter en overschotten in de zomer gevonden. Dit seizoensverschil geeft een indicatie van het benodigde volume voor opslag

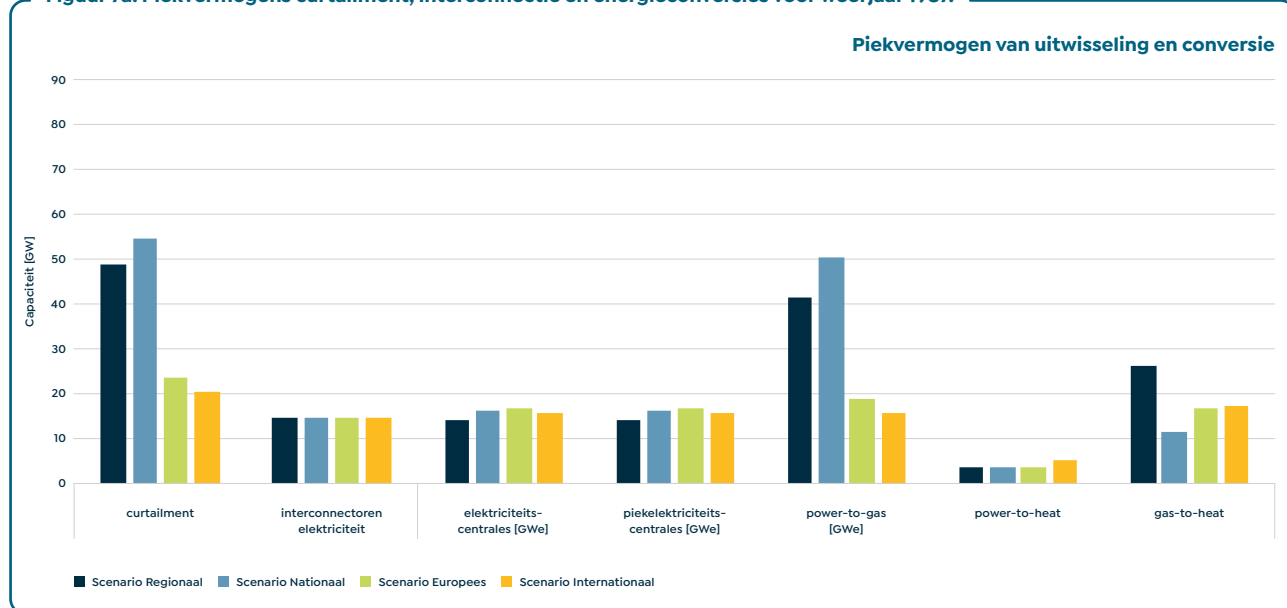
voor de langere termijn. Gassen (methaan en waterstof) spelen hierbij een belangrijke rol. De rol van gassen voor de piekvraag is nauwelijks afhankelijk van de techniekkeuze voor de warmtevraag in de gebouwde omgeving (warmtenet, all-electric, hybride). Een langdurige piekvraag aan elektriciteit wordt bij weinig aanbod van zon- en windvermogen ingevuld met regelbare centrales op basis van duurzame gassen. Een piekvraag aan warmte wordt ingevuld met ketels op basis van duurzame gassen.

Batterijen worden in de scenario's niet alleen gebruikt om dagelijkse verschillen in duurzaam aanbod en vraag te vereffenen maar ook om de hoeveelheid power-to-gas en elektriciteitscentrales te verlagen.

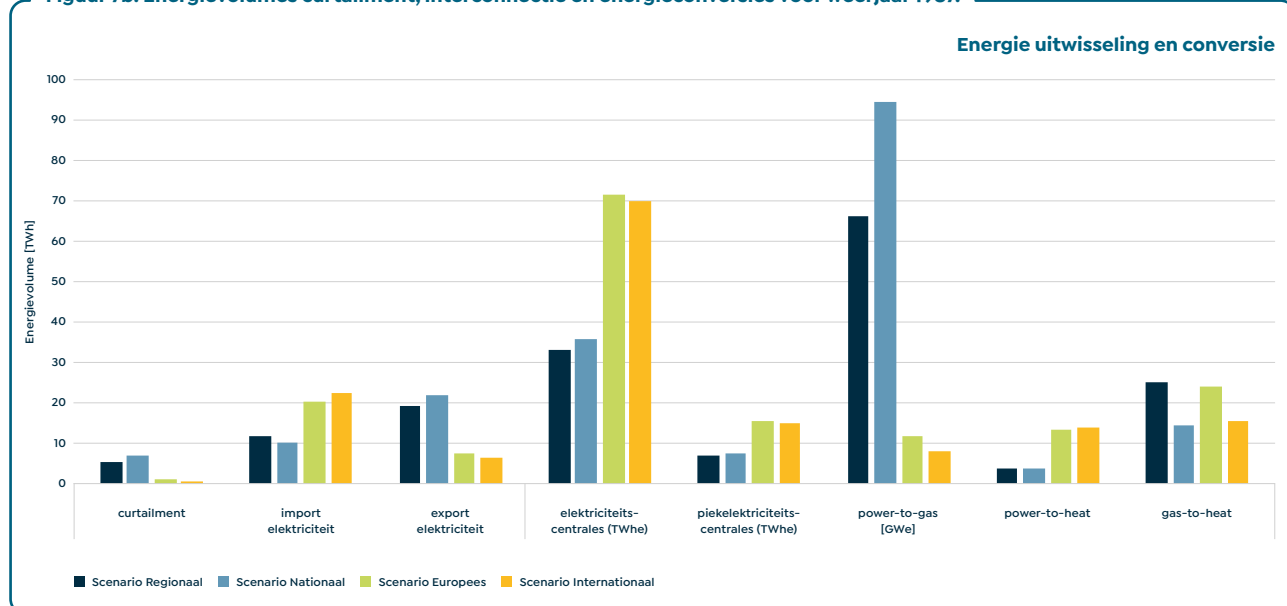
Omdat de uitgevoerde analyse relatief weinig draaiuren voor elektrolyzers en in mindere mate voor batterijen en elektriciteitsproductie laat zien is een verdere economische analyse nodig om een passende hoeveelheid en inzet van flexibiliteitsmiddelen nog beter te kunnen bepalen.

Resultaten berekeningen curtailment, uitwisseling en conversie

Figuur 7a. Piekvermogens curtailment, interconnectie en energieconversies voor weerjaar 1987.



Figuur 7b. Energievolumes curtailment, interconnectie en energieconversies voor weerjaar 1987.



Het regelbaar elektriciteitsvermogen is in alle scenario's nagenoeg gelijk in omvang, doordat voor de vier scenario's de piekvraag van elektriciteit redelijk constant is. De berekende hoeveelheden back-upvermogen voor 2050 zijn, vanwege de in alle scenario's voorziene elektrificatie, ongeveer het dubbele van het huidig opgestelde gasvermogen. Centrales produceren in scenario's met minder duurzame opwek meer elektriciteit om aan de vraag te voldoen.

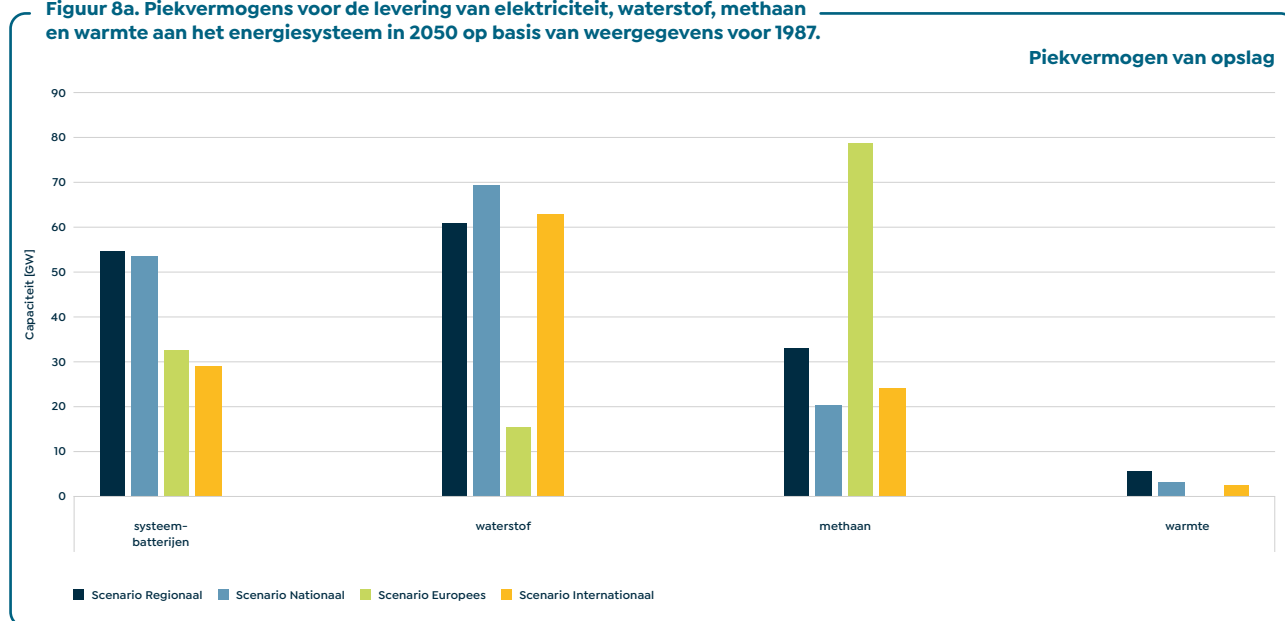
Een hoge mate van zelfvoorziening (veel duurzame opwek), zoals aangenomen voor het scenario Regionaal en Nationaal,

leidt tot grotere hoeveelheden aan power-to-gas en curtailment dan de (groen gas en/of waterstof) import georiënteerde scenario's.

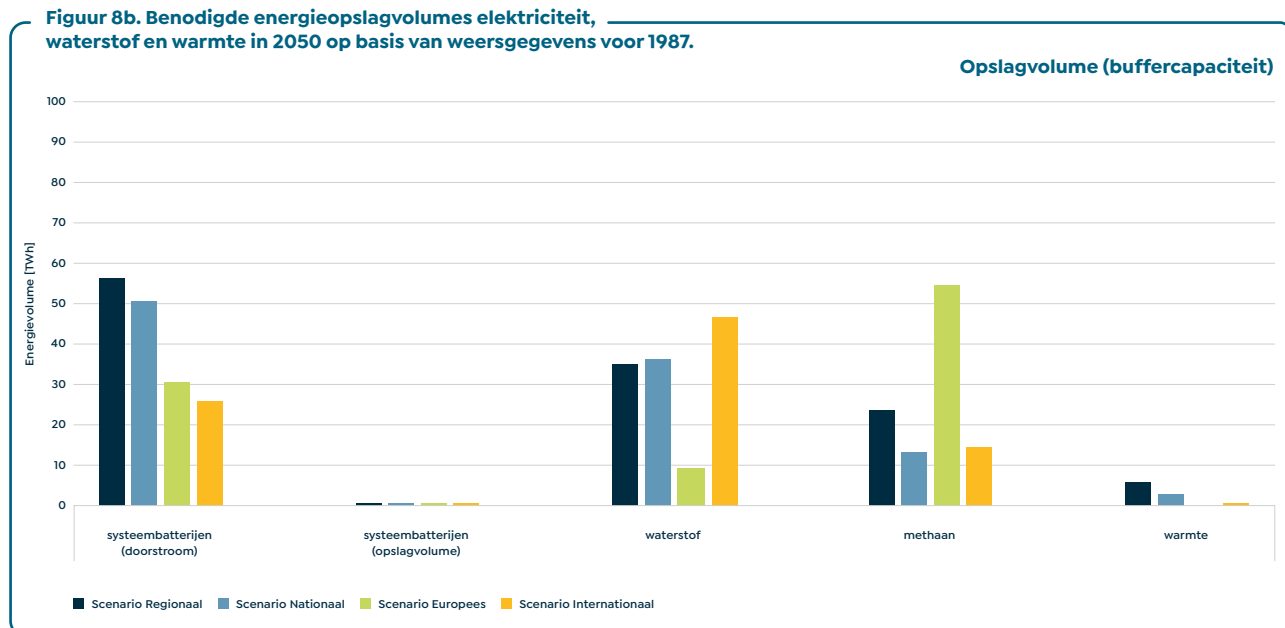
Curtailment is een krachtig flexibiliteitsmiddel om, tegen geringe energieverliezen overschotten aan duurzaam aanbod te reduceren. Voor de scenario's Nationaal en Regionaal is bijvoorbeeld berekend dat, tegen geringe energieverliezen, zomerpieken in aanbod van boven de 100 GW tot ongeveer de helft gereduceerd kunnen worden.

Resultaten berekeningen piekvermogens en volumes van opslag

Figuur 8a. Piekvermogens voor de levering van elektriciteit, waterstof, methaan en warmte aan het energiesysteem in 2050 op basis van weergegevens voor 1987.



Figuur 8b. Benodigde energieopslagvolumes elektriciteit, waterstof en warmte in 2050 op basis van weersgegevens voor 1987.



Bij de jaarlijkse volumes aan energieopslag varieert in de scenario's de opslagbehoefte voor methaan tussen maximaal 14 en 55 TWh. Gerelateerd aan het huidige opslagvolume van aardgas van 144 TWh kan geconcludeerd worden dat er voor alle scenario's in 2050 meer dan genoeg opslagruimte voor methaan beschikbaar is.

Voor waterstof ligt de opslagbehoefte tussen de 10 en 47 TWh. Volgens het nieuwste TNO-rapport kan in de Nederlandse ondergrond maximaal 15 TWh in zoutcavernes worden opgeslagen. Voor de overige volumes moet andere

ondergrondse opslag worden ontwikkeld, bijvoorbeeld zoutcavernes in Duitsland of opslag in lege gasvelden. Opslag van waterstof in lege gasvelden vergt nog aanvullend onderzoek naar de technische haalbaarheid.

Batterijen vangen de dagelijkse pieken op. Bij de opslag in batterijen gaat het voor alle scenario's om kleine opslagvolumes, tot maximaal 0,4 TWh opslagvolume. De batterijen kennen ongeveer 150 cycli per jaar waarin de batterijen geladen en ontladen worden.



Hoofdstuk 5.

● Netconsequenties van scenario's in 2050

5.1 Uitbreidingsbehoeften en maatregelen per net

De integrale infrastructuurverkenning schetst voor elk van de vier scenario's op hoofdlijnen de energienetwerken die in 2050 nodig zijn. Daarin wordt voor de verschillende gas-en elektriciteitsnetten en ook voor warmte- en CO₂-netten beschreven wat de totale uitbreidingsbehoefte tot 2050 is en hoe deze kan worden ingevuld.

Nederland kent een landelijke elektriciteits- en gastransportinfrastructuur met grensoverschrijdende

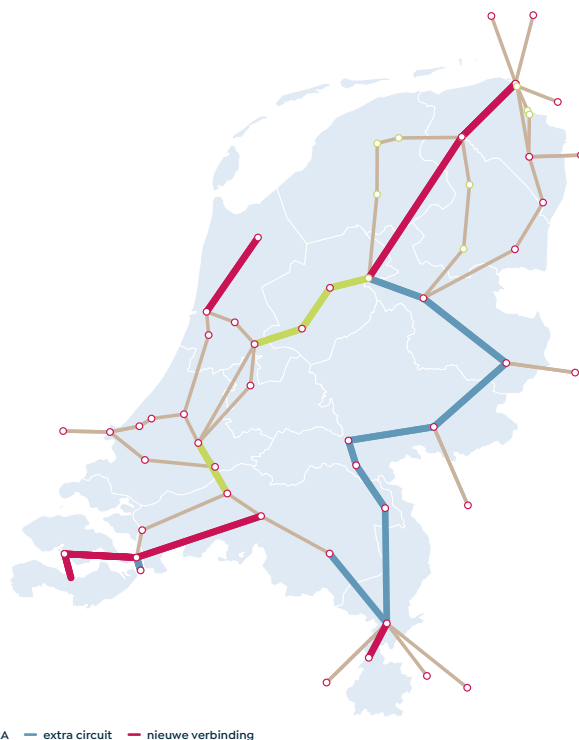
verbindingen die uitwisseling van energie met het buitenland mogelijk maken, uitgebreide regionale distributienetten en een beperkt aantal warmtenetten in voornamelijk stedelijke gebieden.

In de energietransitie veranderen zowel de bronnen als het eindgebruik van energie. Juist dat is een uitdaging voor infrastructuurbedrijven. Het vraagt uitbreiding van netten, andersoortige koppelingen en ombouwen van de netten voor gebruik door andere energiedragers. Daarnaast moeten bestaande netten worden opgeruimd als ze geen functie meer hebben in het nieuwe energiesysteem.

5.2 Landelijk transportnet elektriciteit

5.2.1 220/380kV-transportnet

Figuur 9. Reeds door TenneT geplande uitbreidingen van het 380kV-net.

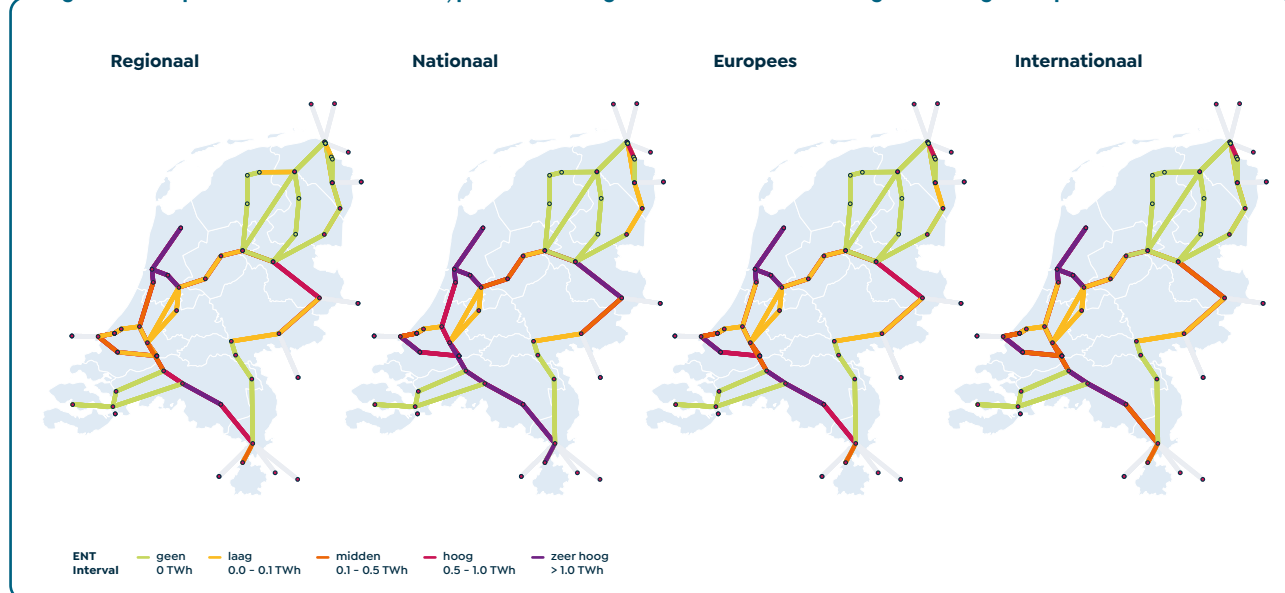


Om de elektrische transporten over het 220/380kV-net voor 2050 te bepalen is gebruik gemaakt van een netmodel van de huidige nettopologie inclusief de reeds door TenneT geplande uitbreidingen.

Ondanks de reeds geplande uitbreidingen zoals hierboven genoemd bestaat er voor alle scenario's voor 2050 nog steeds een aanzienlijke behoefte aan netuitbreidingen. De hoge productie van offshore windenergie, en een grote vraag in Nederland en Duitsland naar elektriciteit speelt in alle scenario's een belangrijke rol bij het ontstaan van knelpunten, zo laten de netberekeningen zien. De grootste

behoefte aan uitbreiding ontstaat hierdoor in Noord-Holland, vanwege het transport van grote hoeveelheden elektriciteit van wind op zee van Den Helder naar de centrale ring. Ook de verbindingen tussen Tilburg en Eindhoven en tussen Zwolle-Hengelo vereisen uitbreiding onder de gekozen aannames voor aanbod, vraag en flexibiliteitsmiddelen.

Figuur 10. Knelpunten in scenario's in 2050, per scenario uitgedrukt in hoeveelheid energie die niet getransporteerd kan worden.



De netberekeningen hebben laten zien dat de volgende parameters een grote impact hebben op de getoonde resultaten en de mogelijke investeringen in de infrastructuur:

- Aanlandingslocaties wind op zee: de opwek van wind op zee en de behoefte aan maatregelen op het 220/380kV netwerk zijn sterk gecorreleerd. Alternatieve keuzes voor aanlandlocaties kunnen daardoor ook van invloed zijn op potentiële netverzwaringen.
- Grootte en locaties datacenters: grote datacenters genereren een significante en geconcentreerde elektriciteitsvraag. Idealiter wordt deze vraag op het hoogspanningsnetwerk (220/380kV) aangesloten op locaties in de nabijheid van het aanbod van elektriciteit, van met name wind op zee.
- Locaties van power-to-gas: power-to-gas speelt in alle scenario's een grote rol als flexibiliteitsmiddel voor de langetermijnbalancerings van vraag en aanbod. Het aansluiten van grote eenheden op het 380kV-netwerk kan vanuit dit perspectief het best direct bij de (aanlanding van) wind op zee worden gedaan, omdat hier de grootste lokale overschotten aan energie zijn te verwachten. De analyses laten zien dat een verschuiving verder weg van deze locaties (landinwaarts), een significante toename van de transportbehoefte en uitbreiding van de additionele behoefte aan infrastructuurmaatregelen op het 220/380kV-net als gevolg heeft.
- Operatie van power-to-gas: ook de inzet van power-to-gas

heeft een aanzienlijke impact op de transportbehoefte. Wanneer deze installaties bijvoorbeeld niet aanstaan bij situaties met een hoge productie van wind op zee en een hoge elektrische vraag, dan kan dit leiden tot overbelastingen in het 380kV-net. Operationele ingrepen – bijvoorbeeld door het tegelijkertijd runnen van power-to-gas en gascentrales – zouden de elektrische infrastructuur daarom kunnen ontlasten en daarmee de hoeveelheid netverzwaringen kunnen beperken, maar betekenen ook significante conversieverliezen en kosten. Het is daarom van belang om deze optie vanuit een economisch en technisch perspectief goed te overwegen. Transportafstand en tijdsduur spelen hierbij een belangrijke rol.

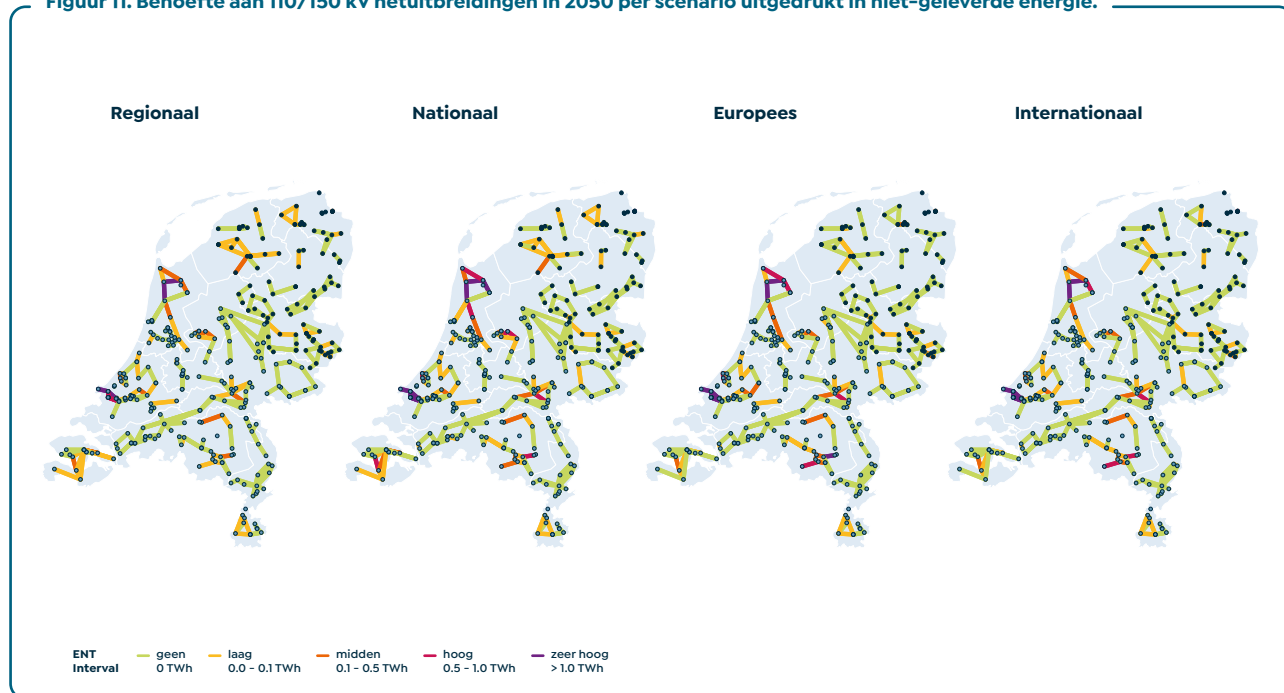
- Locatie van centrales: door snel startende piekelektriciteitscentrales decentraal dichtbij de vraag te plaatsen om tekorten op te vangen, wordt de elektrische infrastructuur ontlast.
- Locatie van batterijen: door batterijen dichtbij de hoogste (kortdurende) vermogensbehoefte (aanbod of vraag) te plaatsen, wordt de transportopgave voor de elektrische infrastructuur verlicht.
- De wijze waarop de energie-intensieve industrie in de toekomst haar energiebehoefte gaat invullen: voor de productie van de benodigde stoom en hoge-temperatuur-proceswarmte is er nog geen duidelijkheid of deze door groen gas, aardgas met CCS of door elektriciteit zal worden ingevuld.

5.2.2 110/150 kV netten

TenneT splitst sinds een aantal jaren de 110/150kV-netten in deelnetten, zogeheten loadpockets. Daardoor worden de 110/150 kV-netten niet langer gebruikt voor vermogenstransport tussen afzonderlijke netdelen. Dat transport verloopt geheel via het 220/380kV-net. Doorrekening van de 110/150 kV-netten laat zien dat deze netten nog verder moeten worden opgesplitst om knelpunten te voorkomen.

Verdere opsplitsing wordt voor alle scenario's voorzien voor het 150kV-net in het Botlekgebied en in de Kop van Noord-Holland, vanwege de voorziene aanlanding van grote hoeveelheden windvermogen op Maasvlakte en in Den Helder. In deze regio's zijn de 150kV-netten nog met meerdere stations met het 380kV-net gekoppeld waardoor bij grote vermogensinvoedingen van offshore wind door paralleltransporten grote overbelastingen in de 150kV-netten optreden.

Figuur 11. Behoefte aan 110/150 kV netuitbreidingen in 2050 per scenario uitgedrukt in niet-geleverde energie.



5.3 Landelijk transportnet waterstof en methaan

5.3.1 Landelijk hogedruktransportnet

Een deel van het huidige gastransportnetwerk kan voor transport van waterstof worden vrijgemaakt en geschikt gemaakt. De rest van het net blijft operationeel voor transport van methaan: (groen) gas.

Voor het toekomstige transport van waterstof kan al vóór 2030 een landelijke waterstofinfrastructuur operationeel zijn, waarvoor grotendeels (ca. 85%) bestaande leidingen worden ingezet en deels (ca. 15%) nieuwe leidingen worden aangelegd. Deze infrastructuur, die vóór 2030 wordt verwacht, verbindt de grote industriële clusters onderling, maar ook met opslag in zoutcavernes in het (noord-) oosten van het land. Hij kan ook voorzien in internationaal transport naar Duitsland en België. Bij het bepalen van waterstoftransporten in het net, is verondersteld dat deze infrastructuur in 2030 beschikbaar is. Zie figuur 23 voor een schets van de waterstofbackbone rond 2030.

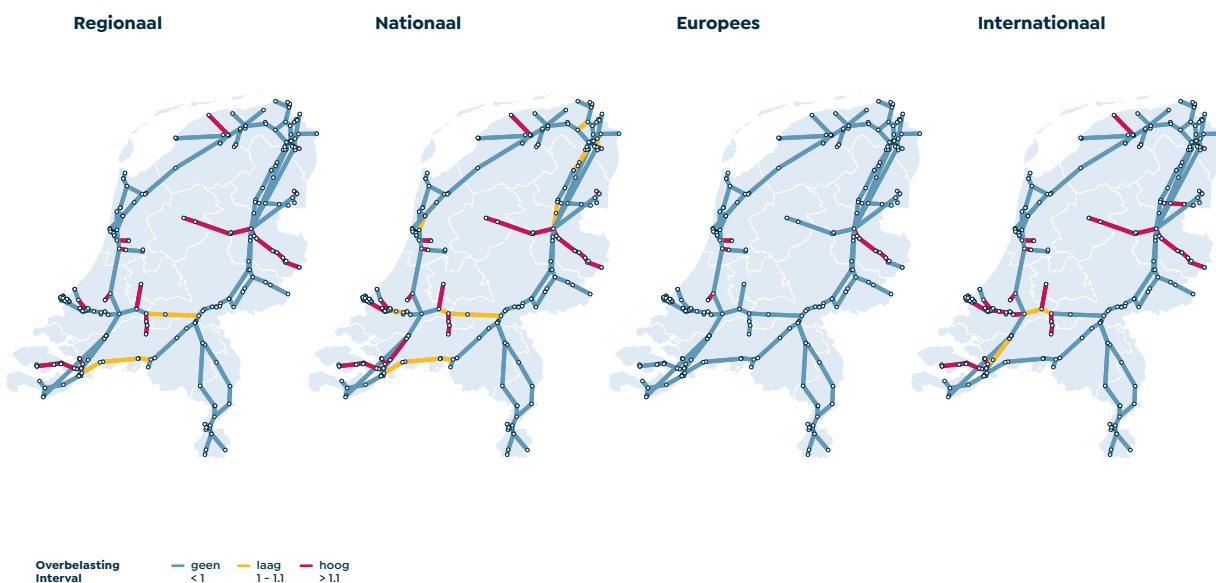
De rest van het gasnetwerk zal in de toekomst met name een rol krijgen voor methaantransporten. Groen methaan blijft vooral een belangrijke rol spelen in de regionale netten voor de huishoudelijke markt, de landbouw en kleine industrie. Het gasnetwerk heeft, via het middendruknet, een uitstekende, fijnmazige aansluiting op deze sectoren.

De landelijke waterstofinfrastructuur moet verder worden versterkt (vooral met extra beschikbaar gekomen leidingen uit het bestaande gasnetwerk), omdat de industrie in 2050 grootschalig waterstof gebruikt voor grondstof en verhitte én omdat waterstof wordt ingezet voor centrales, mobiliteit en doorvoer naar m.n. Duitsland. Netberekeningen tonen aan dat in alle vier scenario's knelpunten in het waterstofnet optreden. De grote knelpunten zijn terug te voeren op de omvang van vraag en/of aanbod op:

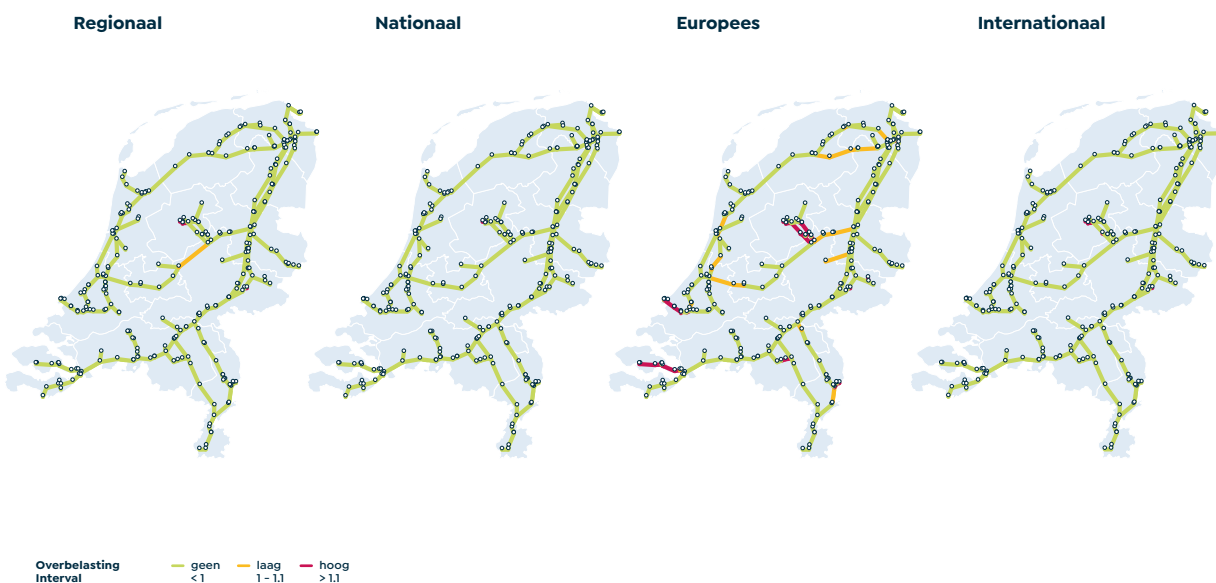
- Plaatsen met grootschalige elektrolyse. Dit betreft routes in Zeeland (Borssele-Ossendrecht), Zuid-Holland (Maasvlakte-Wijngaarden) en Noord-Holland (IJmond-Beverwijk).
- Plaatsen waar grote centrales zijn gesitueerd, zoals de locatie van de huidige Maxima-centrale in Flevoland.
- Locaties voor grootschalige opslag van waterstof bij Zuidwending en Epe, vlak over de grens bij Enschede.
- Import- en exportpunten, zoals het grenspunt Vlieghuis, nabij Coevorden. Duitsland ziet deze locatie als een serieuze kandidaat voor waterstofuitwisseling met Nederland.

Bij de doorgaande netten zijn belastingen hoger dan 60% geen uitzondering, maar er zijn geen knelpunten. Daarbij is wel verondersteld dat de compressorlocaties in het waterstofnet geschikt worden gemaakt voor compressie van waterstof.

Figuur 12. Indicatie van knelpunten in het waterstofnet. De kleuren geel en rood geven de grootte van de maximale capaciteitsoverschrijding weer (1,1 betekent 10% meer dan de maximale capaciteit).



Figuur 13. Indicatie van knelpunten in het methaannet. De kleuren geel en rood geven de grootte van de maximale capaciteitsoverschrijding weer (1,1, betekent 10% meer dan de maximale capaciteit).



Doorrekening van het methaannet laat voor het scenario Europees knelpunten zien in leidingen naar sommige grote centrales, zoals naar de locatie van de huidige Maxima-centrale in Flevoland. Voor dit scenario leiden de keuzes voor methaanimport ook tot een knelpunt bij Tegelen. Het lijkt voor de toekomst echter reëler om te veronderstellen dat deze Duitse import niet bij Tegelen, maar bij Oude Statenzijl plaatsvindt. Met die keuze verdwijnt het gesignaleerde lokale knelpunt in Limburg.

5.3.2 Landelijk middendruktransportnet

In het middendruknet worden voor 2050 geen knelpunten verwacht. Dit komt doordat de vraag naar gas in de gebouwde omgeving zal dalen. De inzet van groen gas uit vergisting en via andere methoden brengt deze daling niet tot staan. Aangezien het geproduceerde groene gas niet altijd meteen lokaal gebruikt kan worden, moet het naar andere gebieden getransporteerd of tijdelijk opgeslagen worden. Daarom wordt het groen gas soms

vanuit het regionale gasnet via een booster in het landelijk middendruktransportnet geïnjecteerd.

Naast groen gas kan in de gebouwde omgeving en bij kleine industrieën ook vraag naar waterstof ontstaan. In het scenario Europees wordt voor ruimteverwarming in de gebouwde omgeving een mix van groen gas en waterstof voorzien. Dit kan aanleiding geven tot een verdelingsvraagstuk omdat gemeenten op basis van het Klimaatakkoord per wijk moeten aangeven welke optie voor de invulling van de warmtevraag het beste is (warmtenet, all-electric, groen gas, waterstof of nog andere opties) en welk tijdpad daarbij hoort. Door het sterk vermaasde karakter van de regionale gasnetten is het echter niet mogelijk deze keuze voor elke wijk afzonderlijk te maken. Voor dit scenario kan het daarom beter werken als de verdelingspuzzel voor groen gas- en waterstofwijken per verzorgingsgebied wordt opgelost: eerst door netbedrijven gezamenlijk met overheden en andere belanghebbenden.

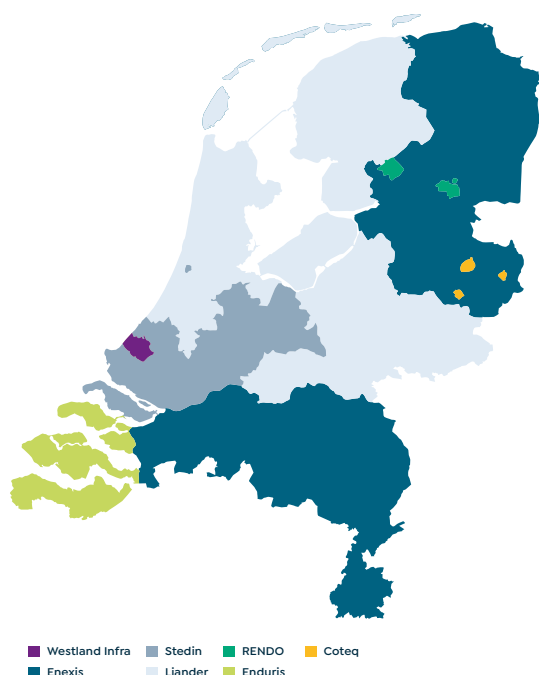
5.4 Regionale netten elektriciteit

De regionale elektriciteitsnetten van Nederland kennen verschillende spanningsniveaus:

- Tussenspanning (TS) tussen 25 en 66 kV
- Middenspanning (MS) tussen 3 en 23 kV
- Laagspanning (LS) 0,4 kV

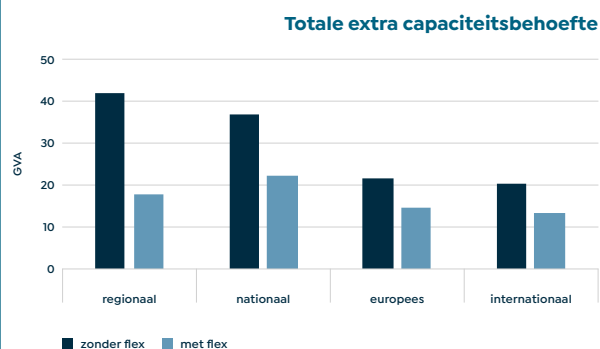
Deze regionale netten worden beheerd door zeven verschillende netwerkbeheerders. Liander, Enxsis en Stedin zijn de grootste netwerkbeheerders.

Figuur 14. Verzorgingsgebieden van de regionale netbeheerders (electriciteit).



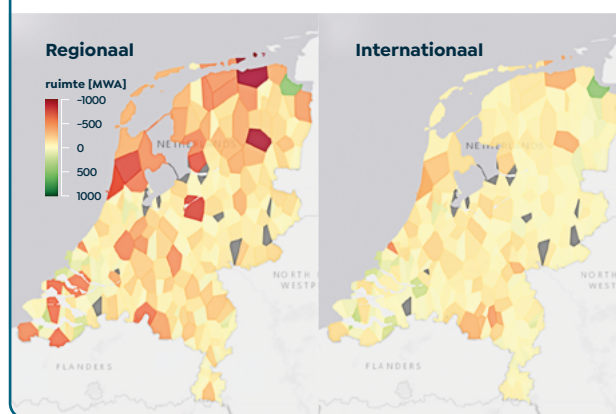
Doorrekening voor 2050 laat voor alle scenario's een grote toename zien van de belasting voor de regionale elektriciteitsnetten in vergelijking met de huidige situatie. In de scenario's Regionaal en Nationaal leidt het grote aanbod van zonne- en windenergie tot gemiddeld een verdrievoudiging van de belasting. Voor de scenario's Europees en Internationaal is een stijging van de netbelasting met een factor 1,5 tot 2 berekend. De reden hiervoor is niet zozeer het aanbod van duurzame energie, als wel – net als in de beide andere scenario's – de sterk stijgende vraag.

Figuur 15. Stijging van de belasting van het elektriciteitsnet bovenop de huidige piekbelasting van 18 GVA.



De stijgende netbelasting kan worden gereduceerd tot circa 13 – 22 GVA door de inzet van systeemflexibiliteit, bijvoorbeeld systeembatterijen. Hiervoor is het wel noodzakelijk dat de middelen direct verbonden zijn met locaties van vraag of aanbod die de piekbelasting veroorzaken. Ook de capaciteit dient hierop afgestemd te zijn. Als laatste moeten ze ingezet worden op momenten dat er lokale knelpunten dreigen te ontstaan. Dit lijkt evident, maar levert voor de exploitant beperkingen op ten aanzien van de inzet voor andere doeleinden.

Figuur 16. Beschikbare capaciteit op HS-MS-stations in regio's.



Het scenario Regionaal heeft de grootste behoefte aan extra capaciteit door de sterke groei van zonne- en windvermogen, en het scenario Internationaal heeft de laagste behoefte, die in veel gevallen het gevolg is van de stijging van de elektriciteitsvraag. De extra capaciteitsbehoefte per hoogspanningsstation bedraagt soms wel 1000 MVA (rood).

Op basis van de uitkomsten van de netberekeningen is een eerste inschatting gemaakt van de aanpassingen die voor het totaal van de regionale netten noodzakelijk zijn. Deze aanpassingen bestaan uit de volgende categorieën.

- De capaciteit van bestaande stations vergroten, door de plaatsing van extra transformatoren.
- Nieuwe stations in het elektriciteitsnet bouwen.
- Nieuwe kabelverbindingen en extra kabels leggen om de capaciteit van verbindingen te vergroten.

Tabel 1. Het aantal benodigde uitbreidingen in de drie categorieën voor 2050, per scenario.
Hierbij is geen rekening gehouden met het effect van systeemflexibiliteit op de overbelastingen.

Uitbreiding van stations per scenario. De huidige aantallen stations zijn als referentie opgenomen.

Uitbreidingen stations	Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
MS-LS-station	84.000	15.000	14.900	13.300	11.490
MS-, MS-MS-, TS-MS-stations	1210	12	15	29	16
HS-MS-, HS-TS-stations	242	60	71	101	105
Totaal stations in Regionale netten	85.452	15.072	14.986	13.430	11.611

Benodigde nieuwe stations per scenario. De huidige aantallen stations zijn als referentie opgenomen.

Nieuwe stations	Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
MS-LS-station	84.000	12.000	11.900	9.900	7.500
MS-, MS-MS-, TS-MS-stations	1210	780	760	660	600
HS-MS-, HS-TS-stations	242	142	135	98	91
Totaal stations in Regionale netten	85.452	12.922	12.795	10.658	8.191

Benodigde nieuwe kabels per scenario. De huidige netlengtes zijn als referentie opgenomen.

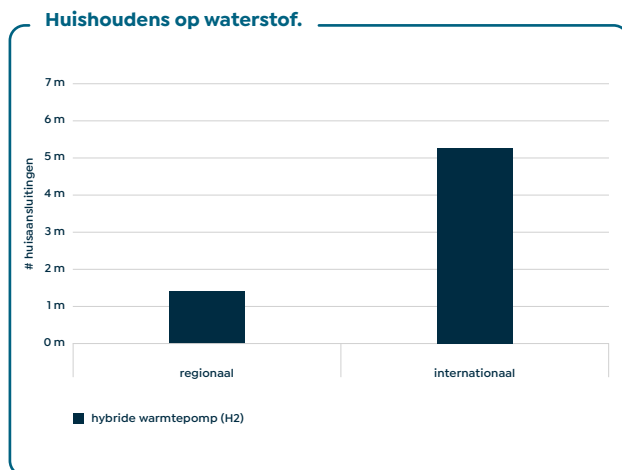
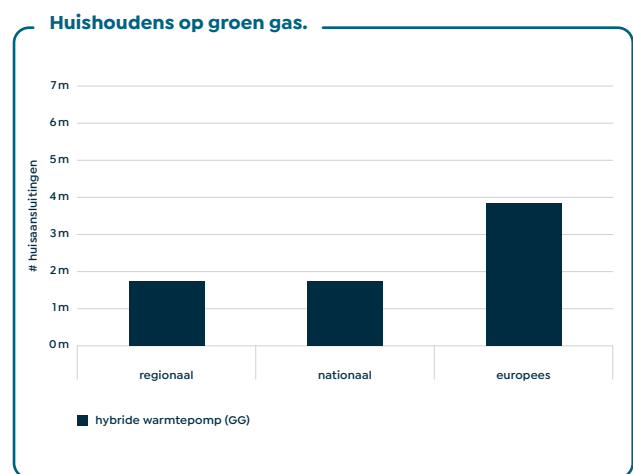
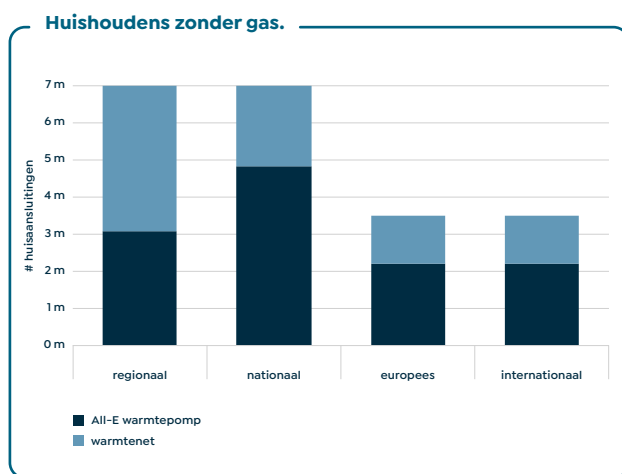
Kabels nieuw/bijleggen in km	Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
LS-kabel	153.400	33.800	38.800	32.000	27.900
MS-kabel	107.000	44.400	44.100	35.200	33.600
Totaal kabels in Regionale netten	260.400	78.200	82.900	67.200	61.500

5.5 Regionale netten gas

De regionale gasnetbeheerders beheren in totaal 110.000 km lagedrukleiding (met een druk van 100–30 mbar) en 12.000 km midden-/ en hogedrukleiding (met 100 mbar – 8 bar). Aaneengesloten zouden deze leidingen driemaal de aarde omspannen. Nagenoeg alle bedrijven en woningen zijn op dit net aangesloten. Voor alle vier scenario's stopt de levering van aardgas via regionale netten. Dit betekent dat het gas-systeem zeer ingrijpend gaat veranderen. Een deel van de woningen en bedrijven gaan van het gas af, een ander deel gaat gebruik maken van groen gas of waterstof.

In alle scenario's krijgt een groot aantal huishoudens een alternatieve warmtevoorziening zonder gasaansluiting. Groen gas gaat in de scenario's sterk groeien, in het scenario Europees is het aantal woningen met groen gas en een hybride warmtepomp het hoogst: 40% van het totaal. In de scenario's Regionaal en Nationaal is dit 20%. Waterstof wordt in de scenario's Europees (20%) en Internationaal (60%) gebruikt, en hier ook in de combinatie met de hybride warmtepomp.

Figuur 17. Ontwikkelingen in de gasvoorziening van woningen.



Gasnet verwijderen

Afhankelijk van het scenario verdwijnt 30% tot maximaal 70% van het regionaal gasnet. Dit gaat uit van de huidige regelgeving, waarin bepaald is dat netten uit de ondergrond moeten worden verwijderd als ze niet meer gebruikt worden.

In de scenario's Nationaal en Regionaal is dit aandeel het grootst; in de scenario's Europees en Internationaal blijft een groot deel van het gasnet in stand, omdat er gebruik gemaakt wordt van een hybride warmtepomp, met groen gas of waterstof als brandstof.

Tabel 2. Het percentage leidingen dat verwijderd moet worden kan oplopen tot 70% van het totaal (scenario Nationaal).

	Huidige situatie	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
LD-leidingen (km)	108.995 km	62.923 km	75.627 km	31.087 km	31.567 km
HD-leidingen (km)	11.396 km	6.629 km	8.045 km	3.392 km	3.433 km
# Districtsstations	20.351	8.967	12.178	5.334	5.334

Aanpassingen voor waterstof

Het regionaal gasnet is met relatief kleine aanpassingen geschikt te maken voor waterstof. De keuze voor waterstof betekent wel dat er in korte tijd veel aansluitingen overgezet moeten worden en dat alle gebruikers in een verzorgingsgebied van een gasontvangststation gelijktijdig moeten overstappen van aardgas naar waterstof.

De analyse van benodigde aanpassingen aan gasnetten veronderstelt een eindbeeld waar op het niveau van een buurt of wijk uiteindelijk een enkele warmteoplossing gekozen wordt. Het beeld waarbij ieder huishouden individueel kiest en uiteindelijk resulteert in een soort "hagelslag" van warmteoplossingen op woningniveau, is niet uitgewerkt. Het is economisch en praktisch onhaalbaar.

Aanpassingen voor groen gas: tweerichtingsverkeer

Het huidige regionale gasnet is al geschikt om groen gas te transporteren. Er kan echter een overschot ontstaan als er meer groen gas wordt ingevoerd dan verbruikt in een lokaal net. Dit probleem is te verhelpen door boosters in de netten te plaatsen die het gas naar het landelijke gasnetwerk invoeden: zo wordt tweerichtingsverkeer mogelijk. Schattingen voor de aantallen van deze boosters lopen uiteen van ruim 100 in het scenario Nationaal tot ruim 230 in het scenario Europees. Waar en wanneer deze groengasboosters precies nodig zullen zijn, is op dit moment niet aan te geven. Dat is onder meer afhankelijk van de ontwikkeling van vergistingsinstallaties en andere groengasproductie. Door monitoring van de ontwikkelingen wordt verwacht dat eventuele uitbreidingen tijdig met maatwerk oplossingen kunnen worden uitgevoerd.

Tabel 3. Infrastructuraanpassingen aan regionale gasnetten.

Aantallen	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Gasaansluitingen huishoudens verwijderen	6.600.000	6.600.000	3.100.000	3.100.000
Huishoudens overzetten naar H₂	-	-	1.414.000	5.280.000
Afsluiters vervangen	-	-	43.000	162.000
Regelaars omzetten	-	-	4.000	14.000
Gasaansluitingen industrie verwijderen	2.000	2.000	2.000	3.000
Aansluitingen industrie overzetten naar H₂	2.000	3.000	3.000	3.000
Utiliteitsbouw gasaansluitingen verwijderen	600.000	800.000	900.000	900.000
Utiliteitsbouw overzetten naar H₂	-	-	100.000	300.000
Boosterstations t.b.v. groen gas	132	108	232	-

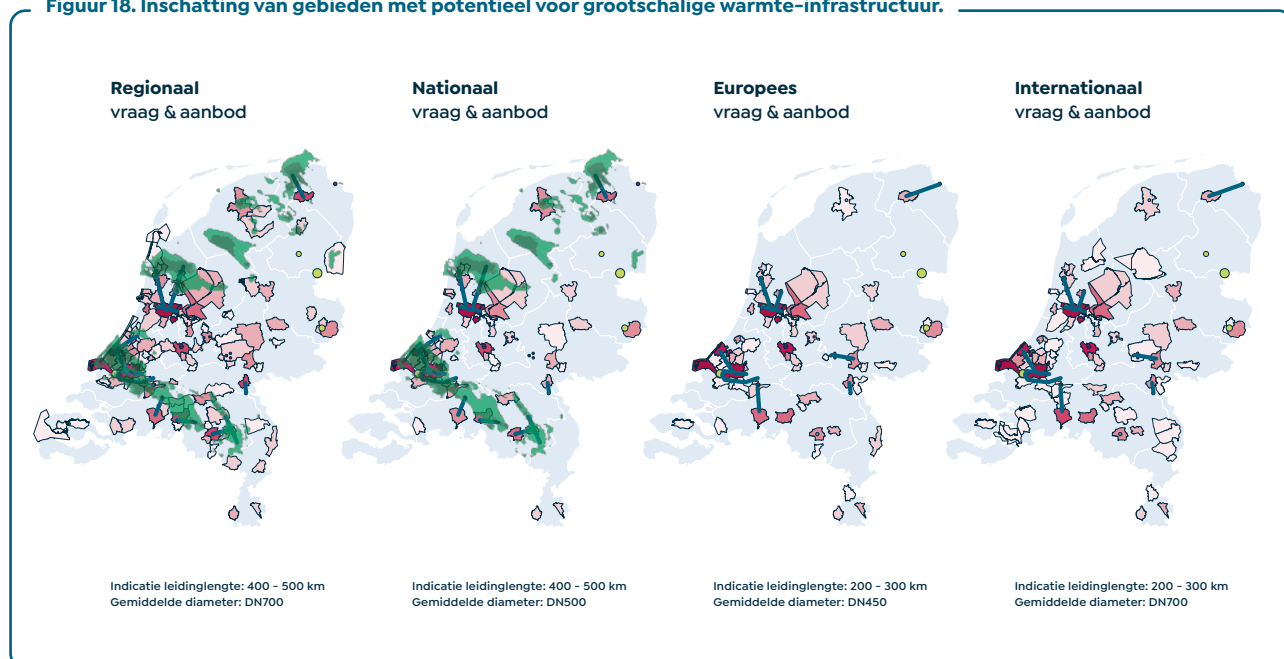
5.6 Warmtenetten

Op dit moment wordt circa vier procent van de warmtevraag (400.000 aangesloten woonequivalenten) met warmtenetten geleverd. Binnen het huidige energiesysteem kent Nederland vooral lokale warmte-infrastructuren voor de gebouwde omgeving en de glastuinbouw. Afnemers van warmte zijn daarin verbonden met warmtedistributienetten die door één of enkele bronnen worden gevoed. Ongeveer de helft van de aansluitingen bevindt zich in de gemeenten Amsterdam, Rotterdam, Almere en Utrecht. Van grootschalige (regionale) warmtetransportnetwerken is echter nog geen sprake.

Voor de periode tot 2030 is in het Klimaatakkoord de ambitie vastgelegd om te komen tot een miljoen aangesloten woonequivalenten. Vanaf 2030 is de ontwikkeling meer onzeker. Voor deze studie is rekening gehouden dat afhankelijk van het scenario het aandeel warmtenetten tot 2050 groeit naar 15% tot 45% van de warmtevraag voor de gebouwde omgeving.

Voor het bepalen van de gebieden waar de ontwikkeling van warmtenetten het meest kansrijk is, is gekeken naar factoren zoals buurten die momenteel al een warmtenet hebben, de nabijheid van warmtebronnen en de mate van verstedelijking.

Figuur 18. Inschatting van gebieden met potentieel voor grootschalige warmte-infrastructuur.



Deze illustratie toont waar grootschalig warmtetransport voorstelbaar is – het aanbod ligt in de roodgekleurde gebieden, de vraag in de groen gekleurde gebieden, en het grootschalig transport zijn de zwarte lijnen. Verdere distributie van warmte naar huishoudens en gebouwen vindt plaats via distributienetten. Voor de scenario's Regionaal en Nationaal zijn dit transportverbindingen tussen vraag en aanbod van

geothermie. Voor de scenario's Europees en Internationaal zijn transportverbindingen tussen vraag en aanbod van *restwarmte* ingetekend. Het aandeel warmtenetten is in deze scenario's lager. Voor alle vier scenario's geldt dat in Noord- en Zuid-Holland uitgebreidere infrastructuur voor warmtetransport voorstelbaar zijn met meerdere verbindingen.

5.7 CO₂-netten

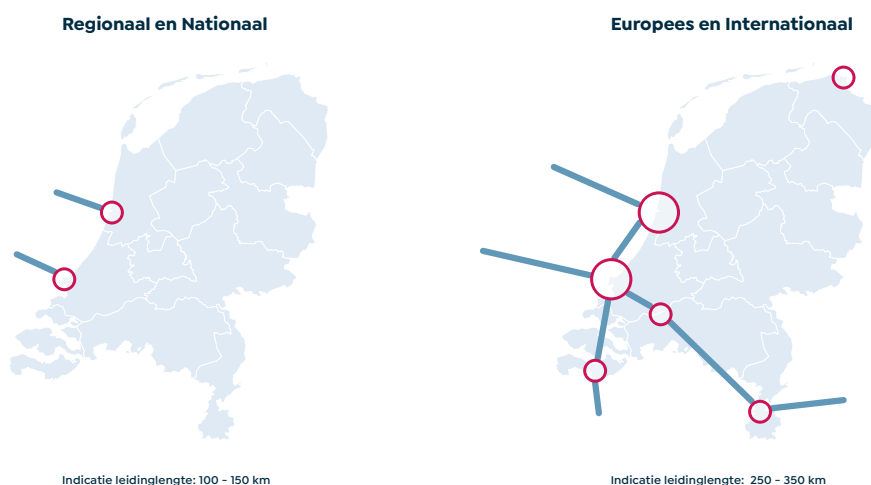
Carbon Capture and Storage (CCS, afvangen en opslaan van CO₂) wordt op korte termijn toegepast om een bijdrage te leveren aan de klimaatdoelstelling voor 2030. In het Klimaatakkoord is als doelstelling voor CCS in 2030 een hoeveelheid van 10 Mton per jaar vastgelegd. De ondergrondse opslag vindt plaats in lege gasvelden op zee.

In alle scenario's vindt afvang en opslag van CO₂ plaats in 2050. In de scenario's Regionaal en Nationaal is dit beperkt tot situaties waarin er geen of alleen heel dure alternatieven zijn voor CO₂-emissiereductie. De resterende CO₂-uitstoot wordt gecompenseerd door voor een deel van de elektriciteitsproductie CCS toe te passen.

Omdat de brandstof voor deze elektriciteitsproductie al groen is, zijn dit zogenoemde negatieve emissies.

In de scenario's Europees en Internationaal moeten ook negatieve emissies worden gerealiseerd, als maatregel om het energiesysteem CO₂-neutraal te maken. In deze scenario's zijn echter meer mogelijkheden voor de afvang en opslag van CO₂ voorzien. Naast binnenlandse CO₂-afvang bij industrieën en elektriciteitscentrales, is ook rekening gehouden met import van CO₂ vanaf het Belgische industriecluster bij Antwerpen en het Duitse Ruhrgebied. Die CO₂ wordt opgeslagen in het Nederlandse deel van de Noordzee. In het scenario Europees wordt verder de waterstofvraag grotendeels ingevuld met blauwe waterstof, geproduceerd door stoomkraken van (geïmporteerd) aardgas en afvang van de geproduceerde CO₂.

Figuur 19. Voorziene CO₂-infrastructuur voor de scenario's Regionaal en Nationaal (links) en de scenario's Europees en Internationaal (rechts).



Voor de scenario's Regionaal en Nationaal kan waarschijnlijk volstaan worden met een beperkte uitbreiding van de regionale infrastructuur die al voor 2030 wordt voorzien. Voor de scenario's Europees en Internationaal wordt

de aanleg van een netwerk voorzien met buisleidingen vanuit Zeeland en Limburg met doorverbindingen naar respectievelijk België en Duitsland.

Tabel 4. Overzicht van de hoeveelheden CO₂ die in de vier scenario's jaarlijks moeten worden opgeslagen.

	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Waterstofproductie	0	0	12,3	0
Industrie	3,2	3,7	3,4	10,1
Elektriciteitsproductie	1,4	2,1	6,4	5,7
Import	0	0	5	10
Totaal [Mton/a]	4,6	5,8	27,1	25,8
Waarvan negatieve emissies	1,4	1,5	5,5	4,2

Hoofdstuk 6.

Ontwikkelpaden 2030–2050

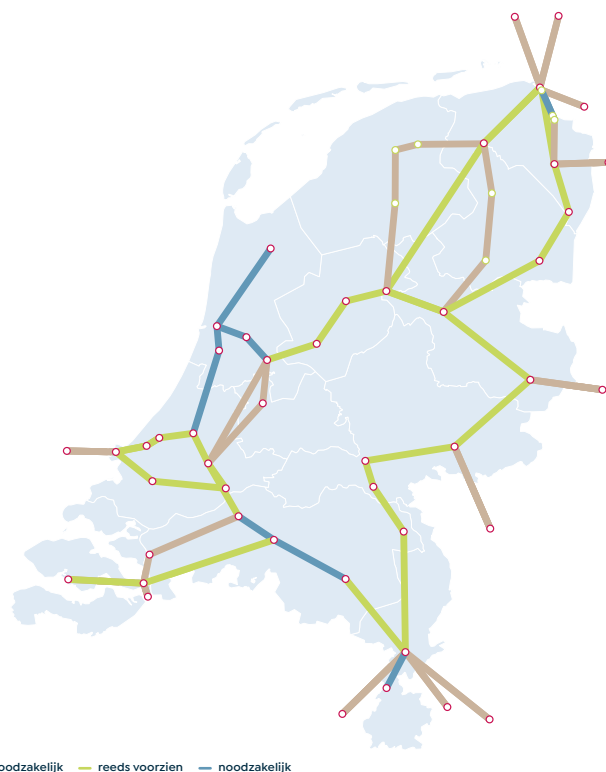


6.1 Landelijk transportnet elektriciteit

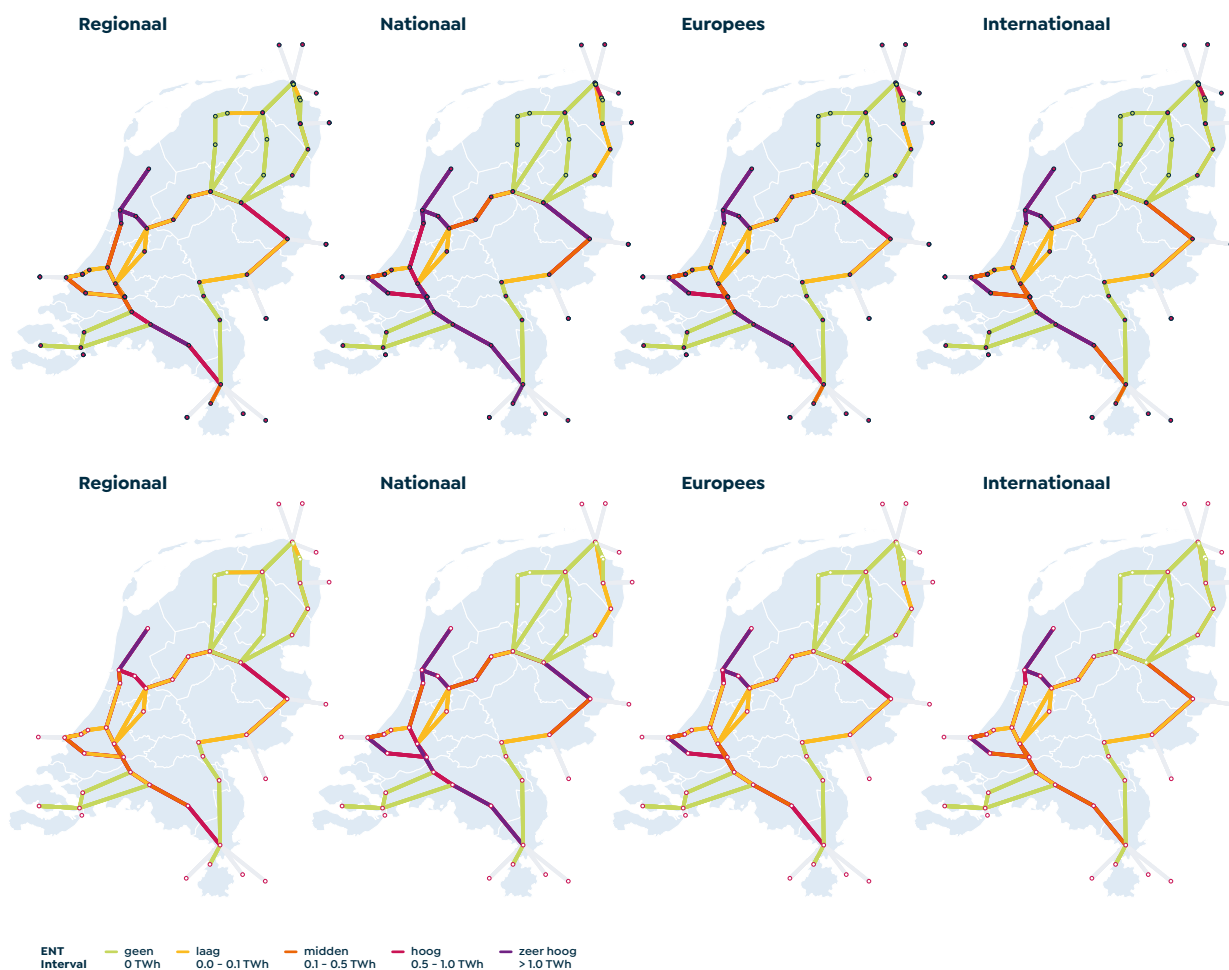
6.1.1 380kV-netten

Bij een aantal specifieke verbindingen is het in alle scenario's nuttig om de geleiders te vervangen door geleiders met een hogere transportcapaciteit van vier kiloampère (kA). Deze opwaardering wordt dan ook in de investeringsportfolio van TenneT opgenomen.

Figuur 20. Overzicht van verbindingen (blauw gekleurd) die naar 4kA opgewaardeerd worden.



Figuur 21. Overbelastingen uitgedrukt in hoeveelheden niet-getransporteerde energie per scenario voor (boven) en na het opwaarderen (onder) naar 4kA (onder). HTLS.



Resterende knelpunten die na opwaardering voor verdere analyse in aanmerking komen, zijn overbelastingen op:

- de 380kV-verbindingen tussen Tilburg, Eindhoven en Maasbracht;
- de 380kV-verbindingen in Noord-Holland, waaronder overbelastingen op de voorziene verbinding tussen Beverwijk en Middenmeer. Dit vooral vanwege het feit dat Den Helder als mogelijke aanlandlocatie is onderzocht²;
- Verbindingen in de Maasvlakteregio. Ook hiervoor geldt dat de aangenomen verdeling van de aanlanding van wind op zee over de kustlocaties een bepalende factor voor de mitigerende maatregel is;
- de 380kV-verbindingen tussen Hengelo en Zwolle, die in veel scenario's en gevoeligheden optreden. Dit vooral vanwege elektriciteit uit wind op zee die via Hengelo naar Duitsland³ of naar Zuid-Nederland wordt getransporteerd

De benodigde extra infrastructuur na opwaarderen naar 4kA is afhankelijk van het scenario. In het scenario Nationaal is

deze behoefte het grootst, vanwege de grote hoeveelheid wind op zee die landinwaarts getransporteerd moet worden.

Uit gevoeligheidsanalyses is verder gebleken dat een redelijk kleine wijziging in de verdeling van opgewekte energie uit wind op zee over de verschillende aanlandlocaties een grote impact heeft op de belasting van het landelijke elektriciteitsnetwerk. Dit betekent dat ook de ontwikkelpaden voor 2030-2050 sterk afhankelijk zullen zijn van de ontwikkelingen van wind op zee na 2030, waarover nu nog weinig bekend is.

De systeemstudie ten behoeve van de Verkenning Aanlanding Wind op Zee 2030-2040, waar TenneT en Gasunie bij betrokken zijn, zal antwoord geven op de vraag hoe de groei van offshorewind met 27 GW tussen 2030 en 2040 zal worden ingevuld. Op basis van deze studie kan een verdiepingsslag worden gemaakt voor de invulling van de ontwikkelpaden tussen 2030 en 2040.

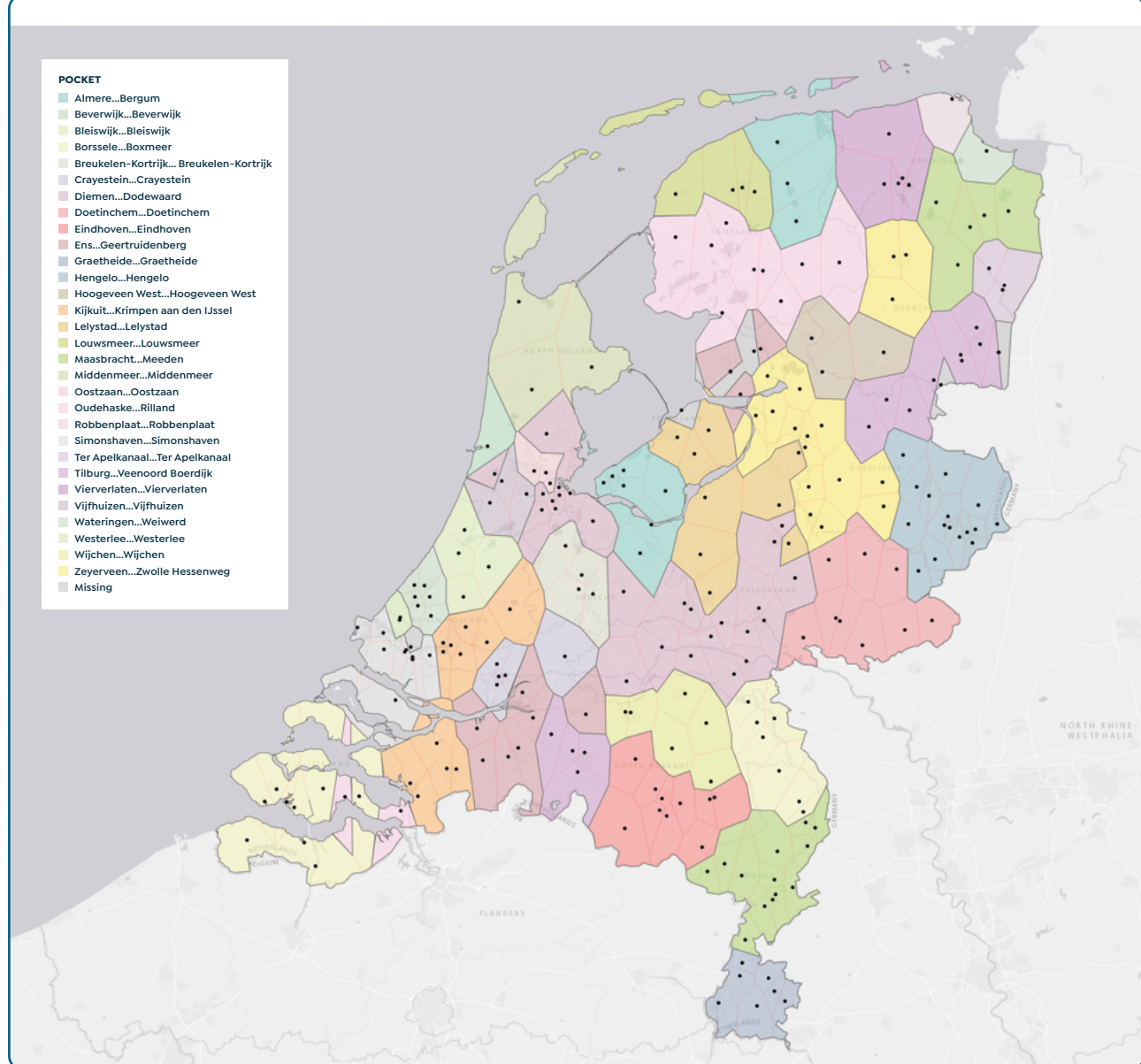
² Aanwijzing van aanlandingsroutes vindt plaats via de Verkenning Aanlanding Windenergie op Zee.

³ Hierbij moet wel worden opgemerkt dat voor deze studie het buitenlandse elektrische netwerk niet is gemodelleerd, waardoor de elektriciteit in realiteit ook via andere verbindingen naar Duitsland zou kunnen stromen, waardoor de belasting op het Nederlandse elektriciteitsnetwerk en daarmee de noodzaak voor investeringen ook kan wijzigen.

6.1.2 110/150kV-netten

In 2030 moet de opdeling leiden tot 40 loadpockets waarop in totaal 242 onderstations van regionale netbedrijven zijn aangesloten.

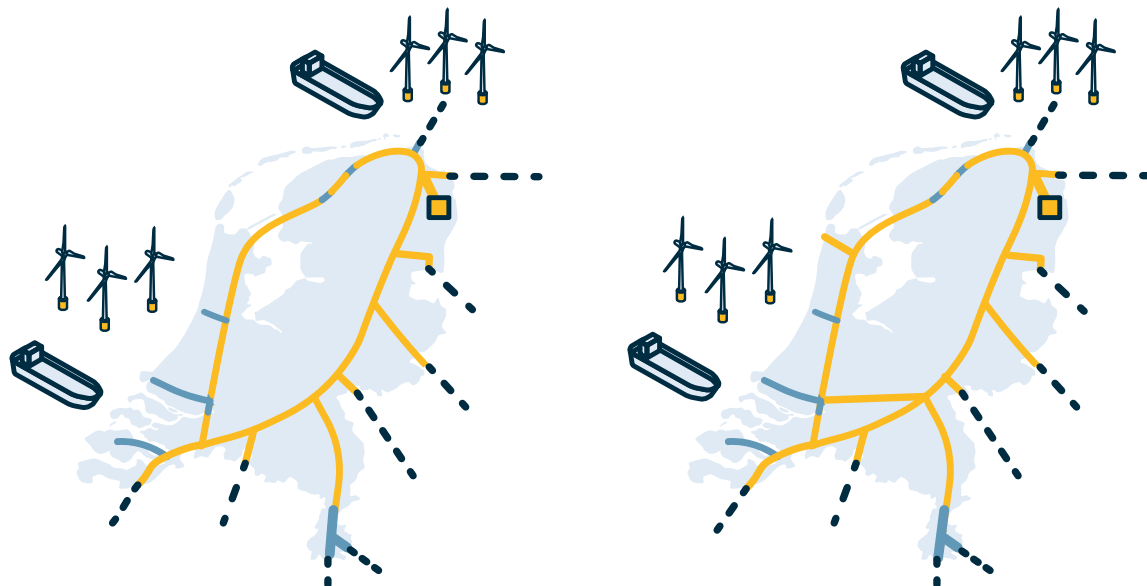
Figuur 22. Overzicht van de onderverdeling van de 242 koppelpunten in 40 pockets.



6.2 Landelijk transportnet waterstof en methaan

6.2.1 Hogedrukgasnet

Figuur 23. Schets van de waterstofbackbone rond 2030.
De gele lijnen zijn bestaande leidingen, de blauwe lijnen geven nieuw aan te leggen leidingen weer.⁴



In het HyWay27⁵-rapport is beschreven hoe de waterstofbackbone er rond 2030 uit kan zien.

Productielocaties en industrieclusters worden verbonden met waterstofopslag in zoutcavernes en daarmee ook onderling. De eerste set waterstofcavernes (vier stuks, totaal 0,8 TWh) zijn rond 2027 gereed en beschikbaar voor opslag van waterstof. Ook de waterstofroute van Rotterdam via Bergen op Zoom naar Ravenstein kan dan beschikbaar zijn.

Vanaf 2030 nemen vraag en aanbod van waterstof zodanig toe dat het waterstofnetwerk uitgebreid moet worden van ca. 1.000 km leidingen in 2030 naar maximaal ca. 3.000 km leidingen in 2050. Zo'n 10-15% wordt nieuw aangelegd of

overgenomen van derden. Vrijwel alle waterstofleidingen, ook de nieuw te leggen leidingen, liggen naar verwachting in bestaande tracés.

De waterstofinfrastructuur wordt tussen 2030 en 2050 ook stapsgewijs voorzien van compressie om de toenemende waterstofstromen op druk te houden. Er is een maximum van 400 MW aan compressiecapaciteit voorzien. Bestaande aardgascompressoren worden vervangen door waterstofcompressoren op bestaande stations. De volgorde waarin dit gebeurt is afhankelijk van de ontwikkeling van vraag- en aanbod en de daaruit resulterende transportbehoefte.

⁴ Een leiding door de Betuwe wordt als alternatieve Oost-West verbinding voor waterstof beschouwd.

⁵ Het HyWay27 rapport wordt in mei 2021 verwacht, een studie uitgevoerd door PWC in opdracht van het Ministerie van EZK.

6.3 Regionale netten elektriciteit

Tussen 2030 en 2050 is voor alle netvlakken een continue of versnelde capaciteitsuitbreiding nodig om de infrastructuur voor de 2050-scenario's gereed te krijgen. Richting 2050 blijft, voor de scenario's Europees en Internationaal, het jaarlijkse groeitempo van netten vergelijkbaar met het groeitempo vereist voor het Klimaatakkoord. De scenario's Regionaal en Nationaal vereisen na 2030 een sterk toenemend tempo van uitbreidingen.

Als Nederland ervoor zou kiezen om voor een groot deel zelfvoorzienend te zijn, in lijn met de scenario's Regionaal of Nationaal, dan neemt de extra infrastructuurbehoefte dusdanig toe, dat dit ook gevolgen heeft voor de benodigde investeringen vóór 2030.

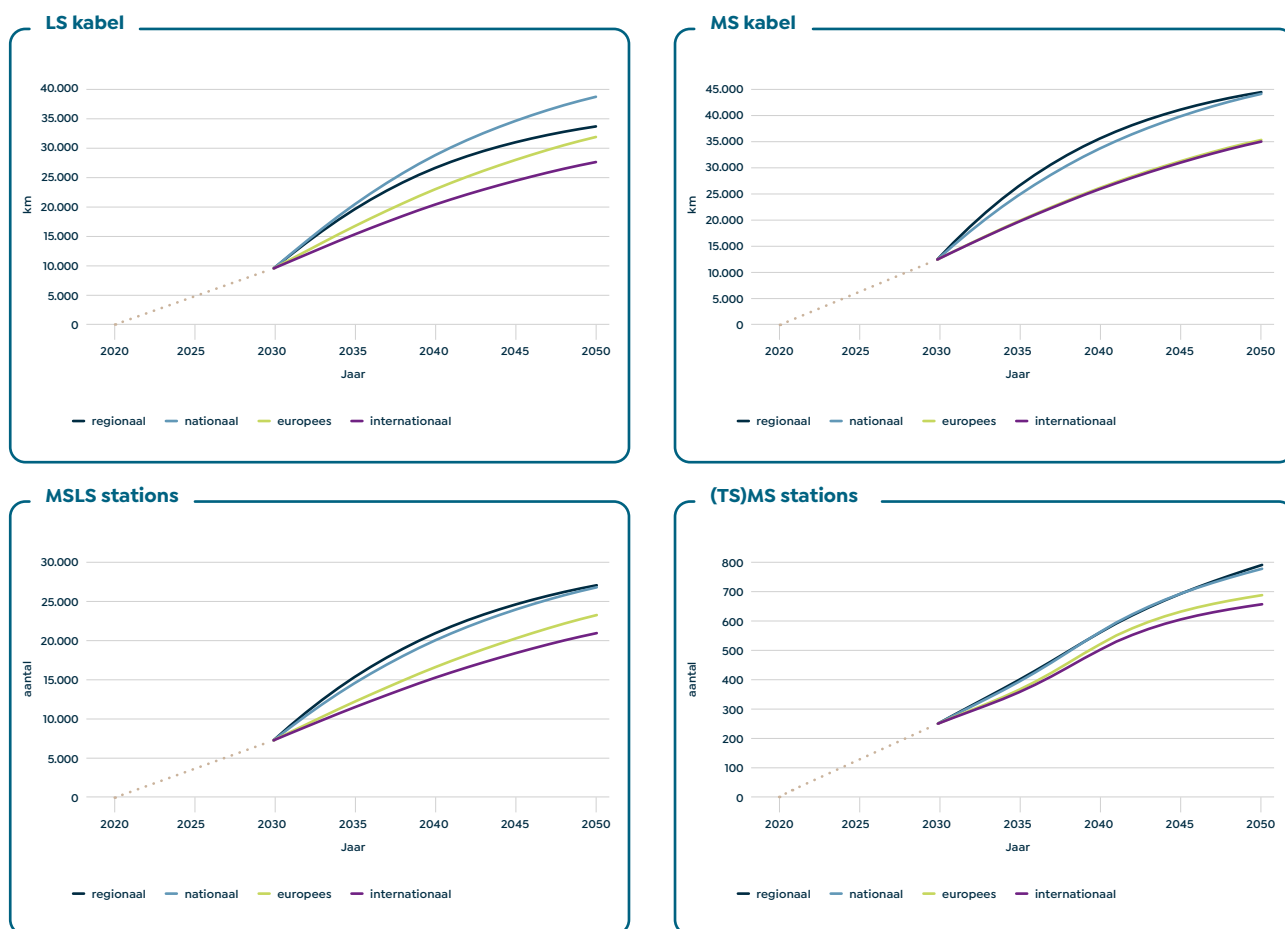
Het tempo van investeringen zal zo mogelijk dan al in de komende tien jaar nóg verder opgeschaald moeten worden, om naar het later benodigde investeringstempo toe te kunnen groeien. Dit roept wel een aantal vraagstukken

op over hoe dit gerealiseerd zal moeten worden. Tevens onderstreept dit dat het belangrijk is om verder in de toekomst te kijken dan 10 jaar.

Het is goed om scherp in beeld te hebben dat het realiseren van het Klimaatakkoord (inclusief eventueel een intensivering-pakket van een extra opgave), nu al een versnelling zonder precedent vergt. In de periode 2015-2019 realiseerden de netbeheerders bijvoorbeeld gemiddeld jaarlijks negen transformatorstations van het hoogste niveau, terwijl voor het klimaatakkoord het uitbreidingstempo naar jaarlijks 25 zou moeten. Het werkpakket verdrievoudigt nu dus al.

De mogelijke impact van systeemflexibiliteit is niet meegenomen in de analyse van de ontwikkelpaden van de regionale elektriciteitsnetten. Systeemflexibiliteitsmiddelen hebben – onder voorwaarden – de potentie om een deel van de knelpunten te mitigeren. Deze zullen echter niet kunnen voorkomen dat regionale netbeheerders veel nieuwe infrastructuur moeten aanleggen.

Figuur 24. De ontwikkelpaden voor de verschillende stations en kabels in het totale regionale elektriciteitsnetwerk.



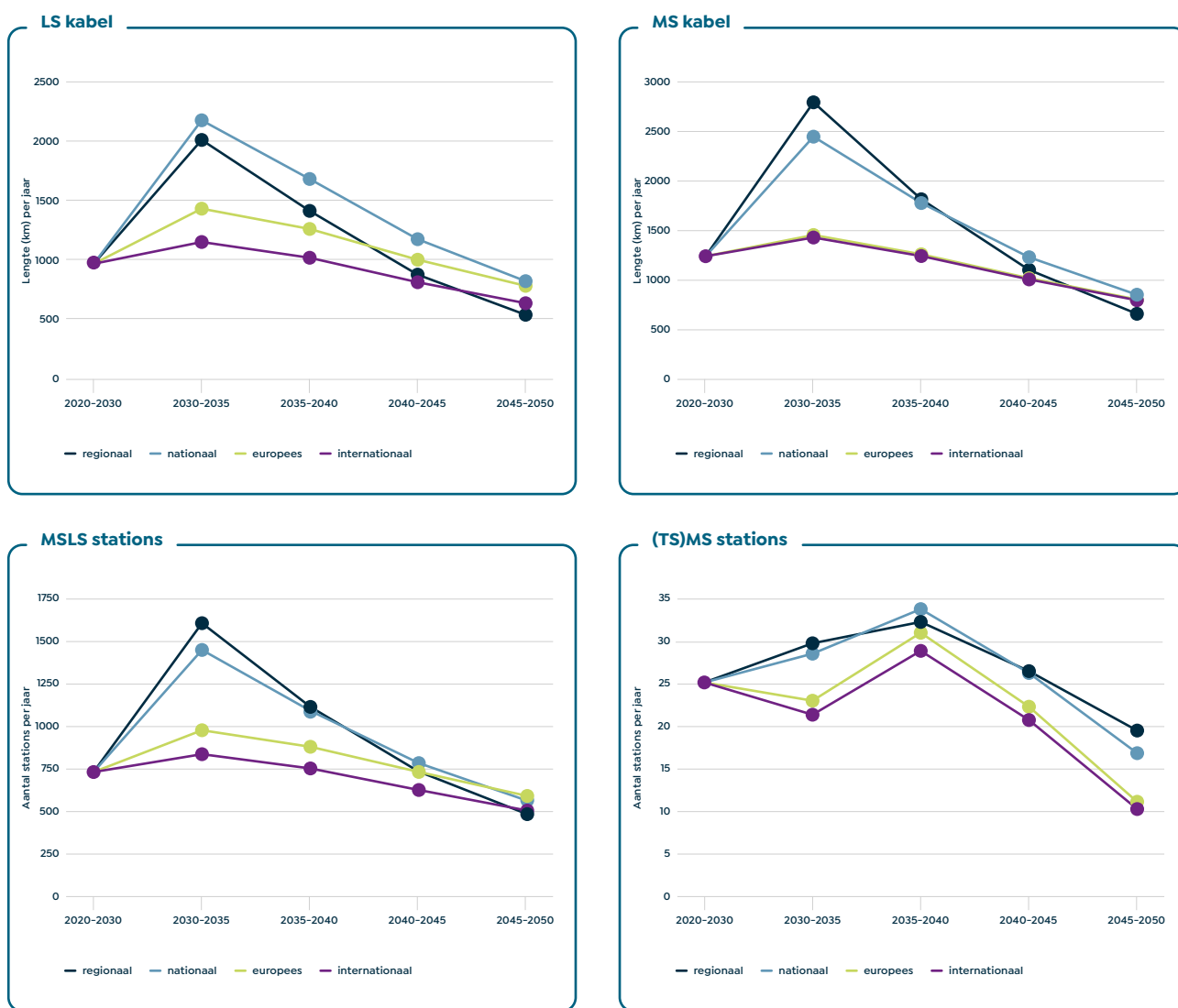
Tussen nu en 2030 zullen in verband met het Klimaatakkoord de netten al flink moet worden uitgebreid. Voor de scenario's Regionaal en Nationaal moet tussen 2030 en 2040 het uitbreidingstempo aanzienlijk toenemen als gevolg van de groei van zon- en windvermogen. Voor de scenario's Europees en Internationaal blijft het groeitempo voor de periode na 2030 vergelijkbaar met het huidige tempo. Voor een aanzienlijk deel wordt het groeitempo in deze scenario's bepaald door groei van het verbruik door elektrificatie. Het scenario Internationaal vormt voor alle assettypes de ondergrens aan benodigde uitbreidingen.

De verzwaringen in de regionale netten lopen per netvlak uiteen in aantallen en percentages. Hoe hoger het netvlak, hoe meer verzwaring er verhoudingsgewijs nodig is. De reden hiervoor is dat grootschalige duurzame opwek, conform het aansluitbeleid van de regionale netbeheerders, direct op het hoogste spanningsniveau (TS/MS) zal worden aangesloten. De scenario's Regionaal en Nationaal kennen hierdoor de grootste investeringen voor de hogere netvlakken. In het scenario Nationaal is er naast een groot aandeel duurzame opwek ook een groot

aandeel elektrificatie met bijvoorbeeld all-electric warmte-oplossingen. Omdat dit ook van grote invloed is op de lagere netvlakken, zijn de investeringen in het MS/LS het hoogst in het scenario Nationaal.

Het percentage extra infrastructuur ten opzichte van het huidige net is in het algemeen geringer voor de lagere netvlakken. Het gaat hier echter wel om zeer grote aantallen. Dus het aantal werkzaamheden en het aantal arbeidsuren is hier wel weer veel groter.

Figuur 25. Jaarlijkse investeringen voor verschillende assettypes en tijdvakken.



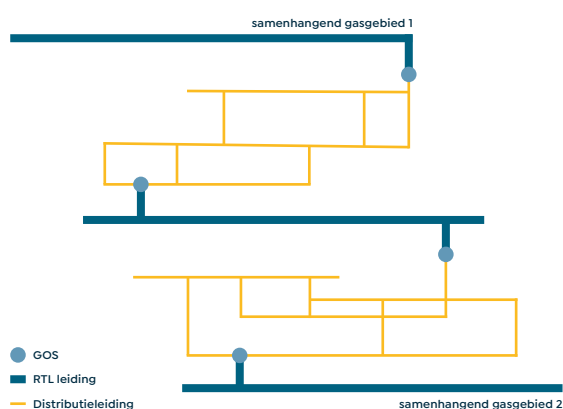
Er bestaat een tweedeling in omvang van de jaarlijkse werkpakketten. De analyse van de scenario's Regionaal en Nationaal laat zien dat voor beide scenario's de piek van de werkzaamheden tussen 2030 en 2040 ligt. De scenario's Europees en Internationaal blijven op ongeveer het investeringsniveau van 2020-2030.

6.4 Regionale netten gas

De samenhangende gasnetten, hogedruk-, middendruk-, en lagedruk worden na 2030 op alle niveaus geconfronteerd met gelijktijdig transport van verschillende gassen: groen gas, waterstof, en resterend aardgas in verschillende kwaliteiten. Hierdoor ontstaat een complexe verdelingspuzzel, die eerst door netbeheerders gezamenlijk met overheden en andere belanghebbenden moet worden opgelost. Hiervoor is regie nodig, onder meer vanuit de overheid. Onbenutte leidingen kunnen de puzzel helpen oplossen; het is daarom belangrijk om bij onbenutte infrastructuur steeds de vraag te stellen of deze nu opgeruimd moet worden of dat later nog nuttig hergebruik mogelijk is. Het is daarom belangrijk om te onderzoeken of er ontwikkelpaden zijn te definiëren waarbij de infrastructuur zich in eerste instantie voor de vier scenario's identiek zal ontwikkelen en waarvoor pas later in de tijd verschillende aanvullende infraontwikkelingen nodig zijn. Dit soort ontwikkelingen zouden dan in alle gevallen als effectieve investeringen beschouwd kunnen worden.

Het regionale transportleidingnet van Gasunie en de distributienetten van de RNB's zullen in de toekomst nog meer met elkaar verbonden worden, onder meer vanwege het installeren van groengasboosters en netkoppelingen om het afzetgebied voor groen gas te vergroten.

Figuur 26. Schematische weergave van de onderlinge samenhang tussen het distributienet (lagedruknet en middendruknet) en de samenhangende voedingsgebieden van meerdere gasontvangststations. Bij een gedeeltelijke transitie naar waterstof moeten er diverse “knips” gemaakt worden (niet getekend). De netwerkconfiguratie bepaalt uiteindelijk mede waar waterstof en waar groen gas geleverd kan worden.



De ontwikkeling van vraag en aanbod van gassen tussen 2030 en 2050 heeft ook een sterk regionaal karakter, met name als het gaat om waterstof of groen gas in de gebouwde omgeving. Aanpassing en uitbreiding van de netten vereist daarom veel maatwerk (boosters,

netkoppelingen, hergebruik van leidingen, etc.). Vanaf circa 2030 worden stapsgewijs delen van het middendruknet van Gasunie omgezet naar waterstof, al naar gelang de behoefte van waterstof in de gebouwde omgeving. Deze ontwikkeling doet zich met name voor in de scenario's Internationaal en Europees en is daar substantieel (het gaat mogelijk om enkele duizenden km regionale transportleidingen). Hiermee samenhangend en volgend op een aantal pilots kunnen ook delen van de distributienetten van de regionale netbeheerders worden omgezet naar waterstof.

Als een landelijke transportleiding wordt overgezet op waterstof zullen de onderliggende RNB-netten ook over moeten op waterstof, of op een andere leiding geschakeld moeten worden. Dit vereist een stapsgewijs aanpassingsplan, waarbij de RNB's elke aansluiting moeten bezoeken om de gasmeter te vervangen en installateurs de gasapparatuur van de klanten moeten vervangen of geschikt maken voor waterstof. Wellicht is bij de ombouw van een aardgas- naar een waterstofnet in enkele specifieke gevallen tijdelijk zelfs dubbele infrastructuur nodig.

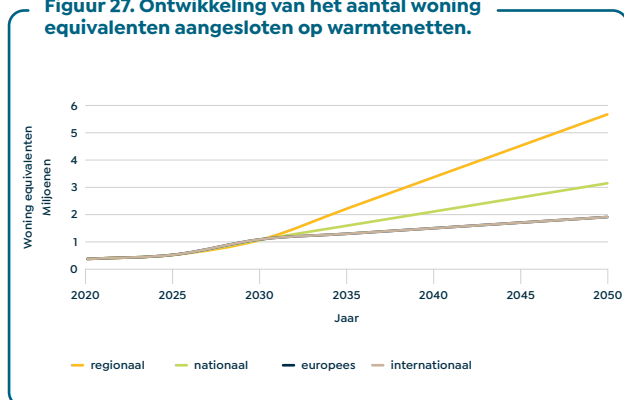
Omvang, plaats en tempo van het totale werkpakket van de aanpassingen in het waterstofnetwerk zijn op dit moment lastig te bepalen. De verwachting is dat de doorlooptijd van aanpassingen in de transportnetten korter zal zijn dan de doorlooptijd van aanbod, opslag en afzet, mede doordat gebruik wordt gemaakt van bestaande leidingen die gaandeweg onttrokken kunnen worden aan het huidige aardgasnetwerk. Van belang is wel dat leegstaande leidingen beschikbaar blijven voor hergebruik en dus niet voortijdig worden geruimd.

Anders dan het aanbod van aardgas uit gasvelden, is het aanbod van groen gas meer over het land verdeeld en zal zich ook verdeeld over het land verder ontwikkelen. Als groen gasproductie de vraag gaat overschrijden, zijn er verschillende netaanpassingen mogelijk. Om het afzetgebied voor het groen gas te vergroten en eventueel gebruik te kunnen maken van opslagmogelijkheden, kan het overschot gecomprimeerd worden zodat het kan worden ingevoerd op leidingen met hogere druk, in het middendruknet/hogedruknet. Dit laatste zal gaan middels groengasboosters. Voor 2050 is de schatting dat er tussen de 100 en 230 boosters nodig zijn, afhankelijk van het scenario. Een andere oplossing is het realiseren van netkoppelingen of verzwaringen in het RNB-gebied. Al met al is het palet aan oplossingen divers en gaat het op regionale schaal (dus met name bij groen gas) vaak om maatwerk. Het is bijvoorbeeld bijna onmogelijk om voor boosters en koppelingen een kwantitatief nauwkeurig geregionaliseerd ontwikkelpad naar 2050 te schetsen.

6.5 Warmtenetten

Voor de periode tot 2030 wordt op basis van het Klimaatakkoord een groei naar een miljoen warmte-aansluitingen voorzien. Afhankelijk van het scenario zet de ontwikkeling van warmtenetten daarna door. In het scenario Regionaal tot bijna zes miljoen aansluitingen, maar de ontwikkeling van warmtenetten kan volgens de scenario's ook afvlakken tot ongeveer 2 miljoen aansluitingen in 2050.

Figuur 27. Ontwikkeling van het aantal woning equivalenten aangesloten op warmtenetten.



Het aantal aansluitingen is hier uitgedrukt in woning-equivalenten, omdat het zowel huishoudens als gebouwen betreft. Per woningequivalent is een warmtevraag van 30 GJ per jaar aangenomen. Het scenario Europees kent een gelijk groeipad van het aantal aangesloten als het scenario Internationaal.

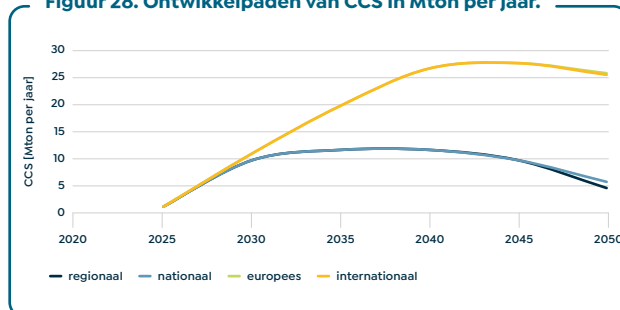
6.6 CO₂ netten

Voor de scenario's Regionaal en Nationaal is slechts een beperkte uitbreiding nodig van de infrastructuur voor 2030. Voor de scenario's Europees en Internationaal wordt de

aanleg van een landelijk CO₂-netwerk met verbindingen vanuit het Ruhrgebied via Limburg en vanuit het industriecluster bij Antwerpen via Zeeland voorzien.

In het algemeen kunnen bestaande aardgasleidingen die vrijvallen gemakkelijker worden omgezet naar waterstof dan naar CO₂. Voor CO₂-transport worden lagere drukregimes gehanteerd, om te voorkomen dat tweefasenflow (gas en vloeistof) ontstaat. Voor substantiële CO₂-stromen zijn daarom leidingen met relatief grote diameters noodzakelijk, zeker als transport over lange afstanden nodig is. De prioriteit bij Gasunie ligt dan ook bij omzetten van gasleidingen naar waterstof. Pas als dat niet aan de orde is, kan omzetten naar CO₂ worden overwogen. In veel gevallen van CO₂-transport is aanleg van nieuwe leidingen de aangewezen optie, zo mogelijk in gereserveerde leidingstroken.

Figuur 28. Ontwikkelpaden van CCS in Mton per jaar.



Voor de scenario's Regionaal en Nationaal en de scenario's Europees en Nationaal worden nagenoeg identieke ontwikkelpaden voor CCS-voorzien.

De dalingen in CCS die voor de periode na 2040 worden voorzien zijn gebaseerd op de aanname dat er op de lange termijn nieuwe productieprocessen komen die geen kooldioxide meer uitstoten en goedkoper zijn dan het oude proces met CCS.



Hoofdstuk 7.

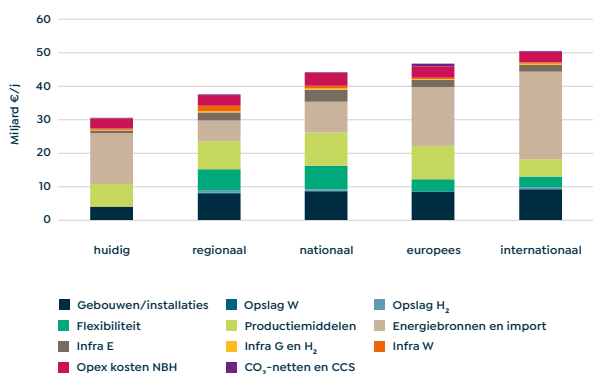
Kosten, ruimte en uitvoerbaarheid

7.1 Kosten

In deze studie zijn voor de vier scenario's de jaarlijkse kosten van het energiesysteem in 2050, exclusief belastingen en subsidies, berekend. De kosten van het systeem zijn gebaseerd op berekeningen in het ETM.⁶ TNO heeft voor deze verkenning de kostengegevens in het model getoetst en waar nodig geactualiseerd.

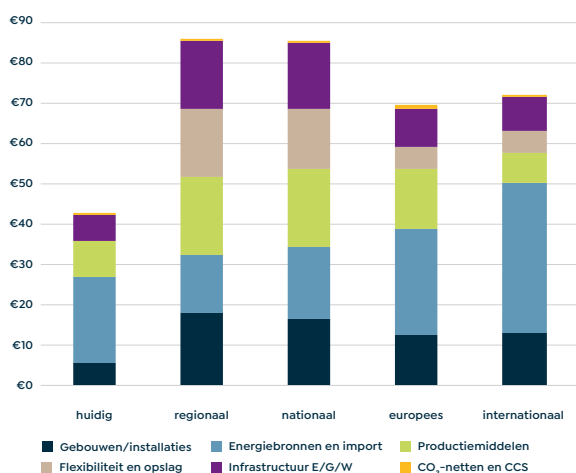
Voor de infrastructuurinvesteringen zijn de kosten gebaseerd op eigen infrastructuurberekeningen met eigen kostenkanten. In deze berekening zijn de extra investeringen over een vaste periode afgeschreven en de Opex-kosten (o.a. brandstof- en importkosten) zijn toegekend aan de systeemkosten. De afschrijvings- en instandhoudingskosten van het huidige systeem zijn eveneens in de Opex verrekend.

Figuur 29. Totaalkosten van scenario's in 2050 en van het huidige energiesysteem, in miljarden euro's.



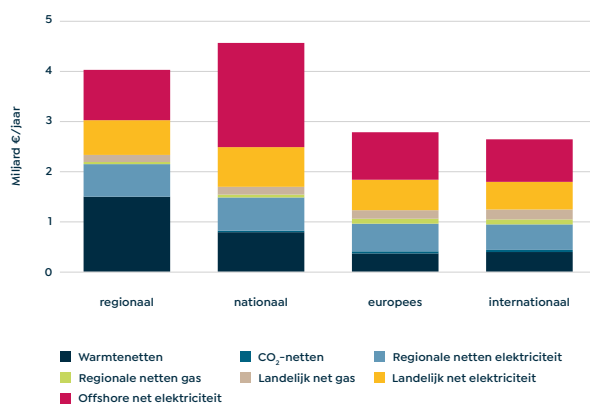
Belangrijke factor voor de kostenverschillen tussen de scenario's is de omvang van het energiesysteem. Hoe kleiner het systeem (minder energie), hoe lager de kosten zijn. Door het lage energieverbruik kent het scenario Regionaal van de vier scenario's dan ook de laagste kosten.

Figuur 30. Kosten scenario's in 2050 en huidige energiesysteem, in euro per Megawattuur.



Ter correctie voor de omvang van het energiesysteem zijn de totaalkosten voor 2050 uitgedrukt in euro per megawattuur. Zoals deze figuur laat zien, zijn alle scenario's aanzienlijk duurder dan het huidige systeem met een hoge CO₂-uitstoot. Gelet op de onzekerheden ten aanzien van de prijsontwikkelingen van energiebronnen en conversietechnieken zijn de prijsverschillen tussen de scenario's te klein om er betekenis aan toe te kennen. Het maakt wel sterk uit hoe die kosten zijn opgebouwd. In de scenario's waarin Nederland veel energie zal importeren, spelen de kosten voor de inkoop van duurzame moleculen een hoofdrol, terwijl in de zelfvoorzienende scenario's de kapitaalkosten voor duurzame opwek, flexibiliteit en infrastructuur domineren.

Figuur 31. Jaarlijkse investeringen in infrastructuur voor de periode 2030-2050.



Voor de periode 2030 en 2050 is berekend dat netbedrijven afhankelijk van het scenario jaarlijks tussen 2,5 en 4,5 miljard euro moeten investeren. In uitbreiding van elektriciteitsnetwerken wordt in alle scenario's het meest geïnvesteerd. Uitschieter is hierbij het scenario Nationaal, waarin twee miljard euro, bijna de helft van de jaarlijkse investeringen, bestemd is voor de aanleg van de offshore-netverbindingen. In het scenario Regionaal moet relatief veel geïnvesteerd worden in de aanleg van warmtenetten om in 2050 zo'n 6 miljoen woning equivalenten⁷ (zowel huishoudens als gebouwen) van warmte te kunnen voorzien.

⁶ <https://energytransitionmodel.com>

⁷ Per woning equivalent is een warmtevraag van 30 GJ per jaar aangenomen.

7.2 Ruimte

7.2.1 Inschatting ruimtebehoefte elektriciteitsinfrastructuur

De totale behoefte aan bovengrondse ruimte voor alle uitbreidingen in elektriciteitsinfrastructuur varieert tussen de scenario's van circa 50 km² tot 80 km².

Dat verschil wordt vooral bepaald door de aanleg van bovengrondse 380kV-verbindingen. Alhoewel de ruimtebehoefte een fractie bedraagt van het oppervlak van Nederland, zal het een moeilijke opgave zijn om de vereiste ruimte te vinden.

Tabel 5. Ruimtebehoefte voor uitbreiding bovengrondse infrastructuur elektriciteit.

Netvlak	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
380kV	40 km ²	70 km ²	50 km ²	45 km ²
110/150kV-stations	5.3 km ²	4.6 km ²	2.2 km ²	2.0 km ²
Onderliggende onderstations	5.4 km ²	5.3 km ²	4.7 km ²	4.1 km ²
Totaal	50.7 km ²	79.9 km ²	56.9 km ²	51.1 km ²

De benodigde ruimte in de ondergrond voor aanleg van elektriciteitskabels is voor regionale netbeheerders aanzienlijk groter dan de bovengrondse ruimtebehoefte. De komende dertig jaar moet er circa 60.000 tot 80.000 kilometer kabel worden gelegd. Het gaat daarbij, zeker

voor LS-kabels, om aanleg in stedelijk gebied. Een eerste inschatting van de netbeheerders leert dat één op de drie straten hiervoor moet worden opengebroken – een cijfer dat de enorme maatschappelijke opgave van deze energietransitie illustreert.

Tabel 6. Behoeft aan ruimte in de ondergrond voor aanleg elektriciteitskabels.

Netvlak	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
110kV-net	3.5 km ²	3.6 km ²	2.7 km ²	3.2 km ²
150kV-net	5.5 km ²	7.3 km ²	6.1 km ²	6.4 km ²
MS-kabels	244 km ²	243 km ²	194 km ²	185 km ²
LS-kabels	34 km ²	39 km ²	32 km ²	28 km ²
Totaal	287 km ²	292 km ²	235 km ²	223 km ²

7.2.2 Inschatting ruimtebehoefte gasinfrastructuur

De investeringen in het hogedrukgasnet betreffen hoofdzakelijk het geschikt maken van al bestaande aardgasleidingen voor transport van waterstof. Hiervoor hoeft geen nieuwe ruimte te worden geclaimd.

Een deel van het hogedrukwaterstofnetwerk wordt nieuw aangelegd. Deze nieuwe leidingen leggen geen extra beslag op ruimte, omdat ze in bestaande leidingstroken kunnen worden gelegd. Ook de eventuele nieuwe compressoren leggen geen extra claim op ruimte, omdat ze op bestaande stations worden geplaatst.

Tabel 7. Indicatief aantal kilometers nieuwe leidingen in het hogedruknet voor gastransport (geen extra ruimtebeslag).

Nieuwe leidingen (km)	Situatie in 2030	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
HTL H ₂ - waterstof	Ca. 1.000	350	450	100	500
HTL CH ₄ - methaan	Ca. 5.200	13	5	240	20

Naast waterstofleidingen zijn, vooral in het scenario Europees en sporadisch in de andere scenario's, extra aansluitleidingen naar groengascentrales nodig. Het gaat om capaciteitsuitbreidingen op bestaande locaties; ook voor deze overwegend korte methaanleidingen kunnen bestaande leidingstroken worden gebruikt.

In twee van de vier scenario's ontwikkelt zich na 2030 een substantiële vraag naar waterstof in de regionale transport leidingen (RTL). Dit betekent dat een deel

van het huidige middendrukgasnet met een totale lengte van 5.700 km zal moeten worden omgezet naar waterstof. Het gaat naar grove schatting om maximaal 2.000 km in het scenario Europees en 3.000 km in het scenario Internationaal. Voor deze leidingen moet rondom twee meter extra ruimte worden gereserveerd, vanwege het Besluit Externe Veiligheid Buisleidingen. Dit betekent een extra ruimtebeslag van 4 km² of 6 km² voor respectievelijk het scenario Europees en Internationaal.

7.2.3 Indicatie ruimtebehoefte zonneweides, windparken en flexibiliteit

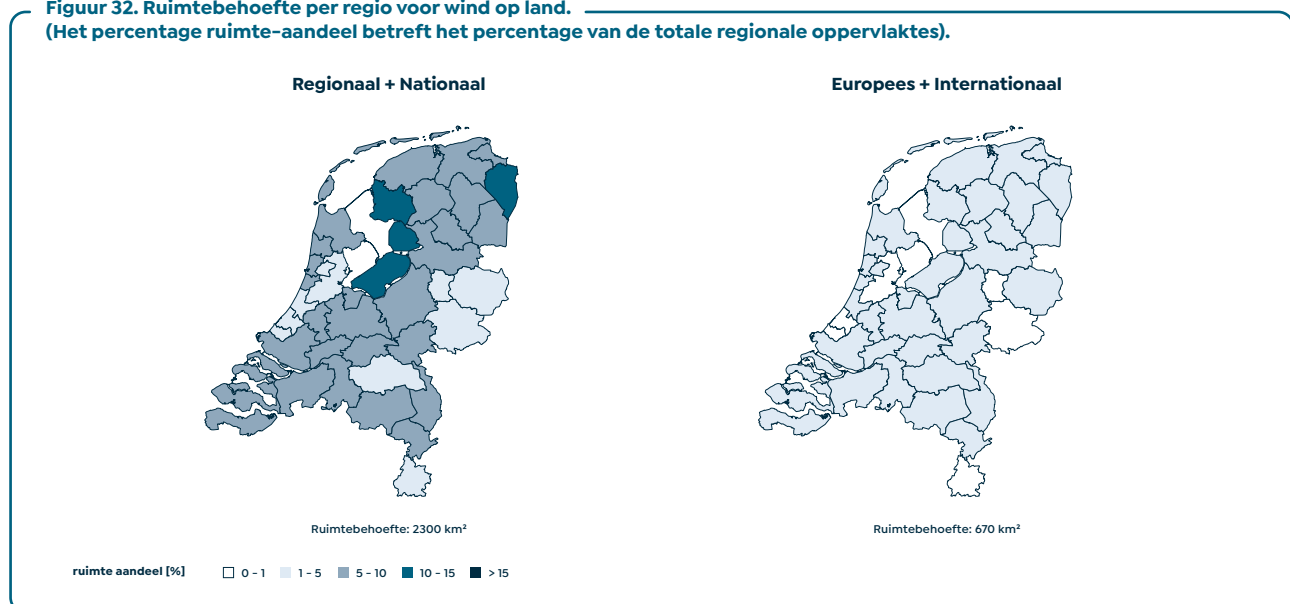
Voor de inschatting van de ruimtebehoefte voor zonneweides en windparken zijn gemiddelde waarden van het specifieke ruimtebeslag van respectievelijk 102 en 6 MW/km² uit het rapport van Generation Energy aangehouden. Voor de regionalisering van beide vormen van duurzame opwek is gebruik gemaakt van de ruimtelijke potentiekaarten ("Analysekaarten") die voor het Nationaal Programma RES in opdracht van EZK, BZK, IPO, VNG en UvW zijn opgesteld door de bureaus Generation Energy, CE Delft en Geodan.

De inpassing van 14 GW windvermogen op land vraagt de meeste ruimte. De benodigde ruimte voor dit type vermogen, veelal in landelijk gebied, blijft wel beschikbaar voor agrarische activiteiten. Het gaat bij de inpassing van wind op land meer om het creëren van opties die op

draagvlak bij de bevolking kunnen rekenen. Voor zonneweides is dit veel minder het geval en wordt bijna het gehele oppervlak in beslag genomen door de panelen en installaties. De sector voor zonne-energie heeft hierover echter aangegeven dat aanzienlijk meer zon op daken of in gevels kan worden geïnstalleerd dan voor de scenario's uit deze studie is aangenomen. Verder geeft deze sector aan dat een deel van het zonnestroomvermogen op binnenwater en gekoppeld aan weginfrastructuur gerealiseerd gaat worden. Daarmee gaat naar verwachting slechts een deel van alle benodigde ruimte voor zon op land ten koste van agrarische gronden.

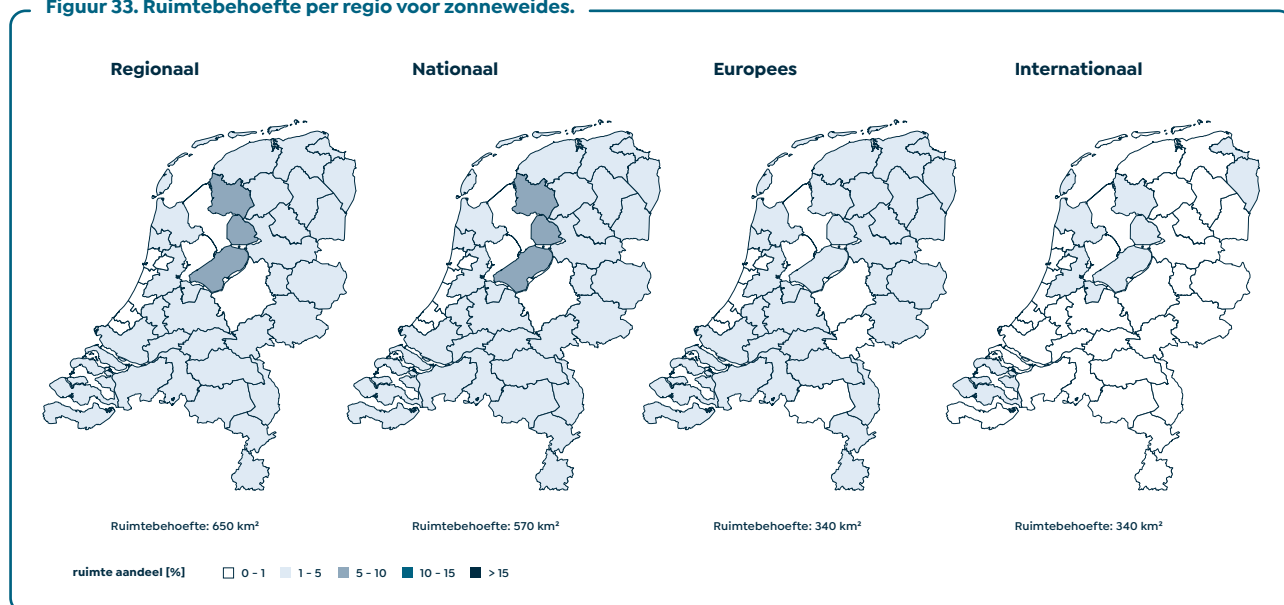
Voor de verschillende scenario's is ook de ruimtebehoefte voor flexibiliteitstoepassingen ingeschat. Deze ruimtebehoefte is relatief beperkt, maar concentreert zich op kustlocaties vlakbij aanlanding van offshore wind of nabij andere opweklocaties van duurzame energie.

Figuur 32. Ruimtebehoefte per regio voor wind op land.
(Het percentage ruimte-aandeel betreft het percentage van de totale regionale oppervlaktes).



De kaartjes tonen de ruimte die nodig is voor inpassing van 14 GW (Regionaal en Nationaal) of 4 GW (Europees en Internationaal) aan additioneel vermogen van wind op land. In het noorden van Nederland en Flevoland worden voor de scenario's Regionaal en Nationaal de grootste ruimtebehoeftes voor de groei van wind op land verwacht.

Figuur 33. Ruimtebehoefte per regio voor zonneweides.



De inpassing van zonneweides en de ruimte die dat vraagt in elk van de scenario's: 66 GW Regionaal, 58 GW Nationaal en 35 GW Europees en Internationaal. De totale ruimtebehoefte van zonneweides in Nederland vraagt tot 2% van het landoppervlak.

7.3 Uitvoerbaarheid

In alle scenario's is de opgave om alle netuitbreidingen te realiseren zonder meer groot te noemen. De grootste opgave ligt bij de uitbreidingen van de landelijke en regionale elektriciteitsnetwerken in de scenario's Nationaal en Regionaal, en in iets mindere mate bij de scenario's Europees en Internationaal.

De combinatie van schaars personeel en lange doorlooptijden voor projecten levert nu al grote uitdagingen op. Afhankelijk van de keuzes kunnen de grenzen van de uitvoerbaarheid worden bereikt. Belangrijk aspect hierbij is mogelijk wel dat er sturing komt op de locaties voor aanbod, flexibiliteit en vraag. In de doorrekening van het landelijk transportnet zijn de locaties van de flexibiliteitsmiddelen al zodanig gekozen dat zij het net ontlasten. In de doorrekening van de regionale netten is dit echter nog niet gebeurd en representeren de resultaten dus de worst case situatie.

Voor de bepaling van de uitvoerbaarheid van de scenario's lag de focus met name op de beschikbaarheid van menskracht met de juiste vaardigheden. Er is hiervoor een vergelijking gemaakt tussen de huidige 'productie' en de toekomstige vraag naar aanpassingen of uitbreidingen in het net.

Tijdig personeel werven

De analyse van de uitvoerbaarheid maakt duidelijk zichtbaar dat het enorm belangrijk is om technische medewerkers te werven, deze op te leiden en te trainen, om zo voldoende menskracht te hebben om alle investeringen en overige werkzaamheden te kunnen uitvoeren.

De groei van het aantal assets die de uitbreidingen teweegbrengen zorgt ook zelf voor toename van

werkzaamheden voor onderhoud en beheer. Het gaat dan om vervangingsinvesteringen, reconstructies en ander onderhoudswerk. De netbeheerders moeten echter ook personeel en middelen hebben voor de overige werkzaamheden. En bij een groeiend aantal assets zal hier ook een groeiend werkpakket ontstaan.

Uitstel is geen afstel

Voor de jaarlijkse werkpakketten streven de netbeheerders ernaar dat het werk in het geplande jaar kan worden uitgevoerd. Er zijn echter nu al knelpunten in uitvoeringscapaciteit en ontwikkelingstijd van infrastructuur. Het risico bestaat dus dat niet alle werkzaamheden die in de periode tot 2030 nodig zijn, ook tijdig uitgevoerd worden. In die situatie schuift niet gerealiseerde uitbreiding door naar latere jaren. Uiteraard met de bijbehorende investeringen. Dit is echt een nijpend vraagstuk, temeer daar de scenario's Regionaal en Nationaal een nog grotere versnelling in uitvoering van uitbreiding en verzwarende vergen.

De aanleg van bovengrondse verbindingen en stations vereisen vooral bij TenneT doorgaans een lange doorlooptijd. Daarin is winst te behalen met goede afstemming, prioritering en tijdige start van de projecten. Dit geldt met name voor het scenario Nationaal, waarbij er zowel offshore als onshore een grote opgave ligt.

De uitvoerbaarheid van het waterstofnetwerk is niet heel precies te berekenen, gezien het nieuwe karakter van het werk. Wel is een globale inschatting te maken. Afgezien van de bouw van nieuwe installaties voor waterstofcompressie is de hoeveelheid werk na 2030 ongeveer twee keer zo veel als voor HyWay27. Dat duidt erop dat het beoogde waterstofnetwerk van 2050 te realiseren is. Gegeven de benodigde hoeveelheid waterstofopslag en de doorlooptijd voor aanleg van zoutcavernes, moet op zo kort mogelijke termijn hiermee worden begonnen.

Tabel 8. Jaarlijks aantal nieuwe regionale netstations per scenario.

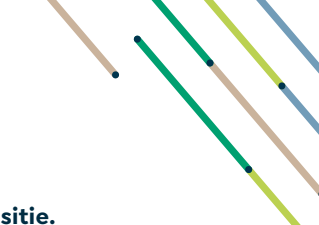
			REG	NAT	EUR	INT	Huidig gemiddelde
Aantal stations RNB	van 110 - 150 naar 25 - 66 kV	HS-TS-station en HS-MS-station	7	7	7	7	1
	van 25 - 66 naar 3 - 23 kV	TS-MS-station / MS-MS-station / MS-station	26	27	23	11	8

Deze tabel geeft aan hoeveel extra stations er jaarlijks tussen 2030 en 2050 gebouwd moeten worden in de regionale elektriciteitsnetten, met vermelding van de huidige gemiddelde aantallen nieuwe stations per jaar.

Hoofdstuk 8.

Hoofdconclusies





Het tijdig aanpassen van energienetwerken is een randvoorwaarde voor een succesvolle energietransitie. Tegelijkertijd is het geen sinecure. Daarom is deze verkennende studie uitgevoerd, waarin we onderzoeken wat de benodigde aanpassingen zijn in het energiesysteem, in energienetten, flexibiliteitsmiddelen, en welke systeemintegratie en koppelingen tussen sectoren nodig zijn voor een betrouwbaar, betaalbaar en robuust klimaatneutraal energiesysteem in 2050.

De hoofdconclusies van de analyses zijn:

1. Er zijn zeer forse uitbreidingen en aanpassingen van energie-infrastructuren nodig om een betrouwbare klimaatneutrale energievoorziening te kunnen faciliteren.
2. Omdat energievraag en -aanbod op tijdschalen van uren, seizoenen en over de jaren op elkaar moeten worden afgestemd, is er voor alle energiedragers een grote behoefte aan (nieuwe vormen van) flexibiliteitsmiddelen en opslag.
3. Slimme locatiekeuzes van flexibiliteitsmiddelen en aanbod- en vraagontwikkeling beperken de impact op de elektriciteitsinfrastructuur.
4. De kosten en het ruimtebeslag van het energiesysteem nemen in de scenario's sterk toe. Tussen de scenario's bestaan geen grote verschillen over de totale kosten, maar wel over hoe de kosten zijn opgebouwd en waar het ruimtegebruik zit.
5. De analyse van de ontwikkelpaden van infrastructuur-uitbreidingen en -aanspassingen laat zien dat een grote versnelling noodzakelijk is ten opzichte van het historische tempo van uitbreidingen. De uitvoerbaarheid van vereiste aanpassingen is een urgent vraagstuk dat samenhangt met keuzes over de ontwikkelingen in vraag, aanbod, conversie en opslag. Belangrijke maatschappelijke factoren hierbij zijn het grote tekort aan (technisch) personeel en de bestaande doorlooptijden voor uitbreidingen als gevolg van besluitvormingsprocessen.
6. Een langetermijnperspectief en integraliteit van energiescenario's zijn noodzakelijk om inzichten te ontwikkelen over een kosteneffectieve transitie naar een betrouwbaar en klimaatneutraal energiesysteem.

In het vervolg van dit hoofdstuk lichten we deze conclusies toe met de belangrijkste inzichten per onderwerp. De conclusies geven ook aanleiding tot een serie (beleids)aanbevelingen. Deze zijn opgenomen in het volgende hoofdstuk.

CONCLUSIE 1. Er zijn zeer forse uitbreidingen en aanpassingen van energie-infrastructuren nodig om een betrouwbare klimaatneutrale energievoorziening te kunnen faciliteren.

De scenario's beschrijven grote veranderingen in het energiesysteem. Vraag en aanbod en ook de flexibiliteitsvoorziening veranderen sterk, wat grote gevolgen heeft voor de energienetten. Hierbij is aangenomen dat flexibiliteitsmiddelen op relatief gunstige locaties een plek zullen vinden. Nieuw is dat in alle scenario's een landelijk dekkend waterstoftransportnetwerk nodig is om de industrie, en in bepaalde scenario's mogelijk ook mobiliteit en huishoudens, van waterstof te voorzien. Hier kan gebruik worden gemaakt van het huidige aardgasnetwerk dat deels wordt omgebouwd en ingezet voor het transport van waterstof. Het resterende aardgasnetwerk wordt door de afnemende vraag minder belast en wordt deels (met name op distributieniveau) overbodig. In verschillende regio's zullen warmtenetten worden aangelegd, soms kleinschalig ter grootte van enkele wijken, soms grootschalig met verbindingen tussen stedelijke gebieden (Zuid-Holland).

In alle gevallen is CCS in meer of mindere mate nodig, waarbij CO₂ wordt opgeslagen in lege gasvelden in de Noordzee. Voor bepaalde scenario's wordt ook een buisinfrastructuur voor de afvoer van CO₂ van de grote industrieclusters in Zuid Nederland, met doorverbindingen vanaf Duitsland en België, naar Rotterdam voorzien.

Hieronder worden in meer detail de effecten op de verschillende infrastructuren beschreven.

Landelijke elektriciteitsnetten

- Op alle spanningsniveaus (110kV t/m 380kV) en in alle regio's ontstaan behoeftes aan verdere infrastructuur-uitbreiding. Het nationale scenario heeft – door de meest dominante rol van wind op zee – de grootste impact op het netwerk (vooral op 220/380kV).

De andere drie scenario's laten onderling een meer vergelijkbaar beeld zien.

- De grootste overbelastingen in het 220/380kV-net ontstaan voor alle scenario's door een hoge productie van offshore wind, met gelijktijdig een grote elektrische vraag in Nederland en export naar het buitenland.
- De grootste behoefte aan maatregelen op het 110/150kV-net ontstaat in de meeste gevallen door een te groot opgesteld vermogen aan hernieuwbare productie op stations met een beperkte transportcapaciteit, en in een deel van de regio's door toenemende belastingvraag (elektrificatie van industrie, datacenters, additionele vraag door flexibiliteit etc.).
- De grootste onzekerheden voor het transportnet vormen de wijze waarop de energie-intensieve industrie de klimaatdoelen gaat invullen en de locaties en de omvang van aanlanding wind op zee, power-to-gas installaties en datacenters en de mate van zelfvoorzienendheid.

Landelijke gastransportnetten (methaan en waterstof)

- In alle scenario's zijn aanpassingen van de gastransportnetten nodig om zowel groen gas als waterstof te gaan transporteren.
- Een landelijk dekkend waterstofnetwerk is in alle scenario's noodzakelijk voor het transporteren van waterstof tussen aanbodlocaties (P2G, import) en vraaglocaties (zoals industrieclusters) en opslag van waterstof in het noorden en oosten van Nederland.
- Het uitgangspunt is dat in de periode tot 2030 een landelijke waterstofbackbone is aangelegd. In de periode 2030-2050 moet het waterstofnetwerk verder worden versterkt met extra leidingen, compressie en diverse “op- en afritten”.

- Er zijn ook investeringen nodig om elektrolyzers te kunnen aansluiten, inclusief koppelingen met buisleidingen die naar de Noordzee gaan voor offshore conversie (in twee scenario's een onderdeel van de beelden).
- Waterstof, die offshore uit elektrolyse geproduceerd wordt, kan in bepaalde gevallen (afhankelijk van de productielocatie) via bestaande offshore buisleidingen richting het landelijk waterstoftransportnetwerk worden getransporteerd.
- In de landelijke hogedruknetten en het middendruknet (RTL-net) worden geen capaciteitsknelpunten voor methaan verwacht.
- Als er in de gebouwde omgeving naast groen gas ook waterstof wordt ingezet, dan ontstaat er een verdelingsvraagstuk, waarbij de keuze voor type gas per verzorgingsgebied moet worden gemaakt.

Regionale elektriciteitsnetten

- In alle scenario's valt de grote (extra) belasting voor de regionale elektriciteitsnetten op in vergelijking met de huidige situatie. Dit resulteert in een noodzakelijke grote verzwaringsopgave voor nagenoeg alle regionale elektriciteitsnetten in de meeste gebieden.
- Vooral in de scenario's Regionaal en Nationaal leidt het grote aanbod van zon- en windenergie tot gemiddeld meer dan een verdubbeling van de benodigde capaciteit van het regionale net. De scenario's Europees en Internationaal vragen eveneens om aanzienlijke verzwaring van de regionale netten, gemiddeld 1,5 tot 2 keer de huidige capaciteit. De reden hiervoor is niet zozeer het aanbod van duurzame energie, als wel – net als in de beide andere scenario's – de sterk stijgende vraag van de gebouwde omgeving, decentrale industrie en de mobiliteit.
- Zowel de aantallen benodigde nieuwe stations (transformator-, regel- en schakelstations en wijktrafo's), als ook netlengtes (MS- en LS-kabels) gaan in de scenario's met +60 tot +100% toenemen t.o.v. huidig aantallen/lengtes. Er is maar een heel klein aantal gebieden waar het huidige elektriciteitsnet voldoende is voor de vier scenario's.
- De RNB's hebben tot 2030 al een forse opgave. Op een aantal terreinen moeten de RNB's hun inspanningen intensiveren. In de ontwikkelpaden tot de vier II3050 scenario's moeten zij dit forse tempo van uitbreiden nog zeker 10 jaar langer (2030–2040) vasthouden of zelfs nog wat versnellen.

Regionale gas- en waterstofnetten

- In alle scenario's kan een deel van het gasnet uiteindelijk verwijderd worden (uit de wijken die volledig overgaan op een warmtenet of all electric), en daarnaast krijgt een ander deel van het gasnet een tweede leven, bijvoorbeeld voor de distributie van waterstof (in twee scenario's) of van groen gas (in twee andere scenario's) of een mix.
- Als er landelijk zowel groen gas als waterstof beschikbaar is als energiedrager voor de gebouwde omgeving, dan zal de topologie en configuratie van de aanwezige gasnetwerken (landelijk en regionaal) een belangrijke rol spelen bij de mogelijkheden voor hetzij waterstof hetzij groen gas. Vanwege het fijnmazige karakter van de regionale gasnetten is er op wijkniveau geen 'vrije keuze' tussen de beide duurzame gassen. Het is geen reëel perspectief dat netbeheerders in dezelfde wijk via parallelle infrastructuur zowel waterstof als groen gas gaan leveren.
- Afhankelijk van de manier hoe de transitie op wijkniveau plaatsvindt, het uitfaseringstempo van aardgas en wellicht het tempo van het beschikbaar komen van waterstof, kan het in de transitie voorkomen dat bepaalde distributieleidingen tijdelijk minder nodig zijn. Het beschikbaar houden van de pijpleidingen kan van significante waarde zijn voor ombouw van een methaan net naar een waterstofnet.
- Als waterstof doorbreekt als energiedrager, dan is het ook logisch dat er regionale gasnetten worden omgebouwd naar waterstof voor grote verbruikers (industrie, hulp/ piekkelers voor warmtenetten, etc.) en invoeders, zoals decentrale elektrolyzers nabij grote wind- en zonneparken op land. Aansluiting op een landelijke waterstoftransport infrastructuur is dan logisch.

CONCLUSIE 2. Omdat energievraag en -aanbod op tijdschalen van uren, seizoenen en over de jaren op elkaar moeten worden afgestemd, is er voor alle energiedragers een grote behoefte aan (nieuwe vormen van) flexibiliteitsmiddelen en opslag.

- De 2050-scenario's laten grote verschuivingen zien in energievraag en energieaanbod ten opzichte van vandaag de dag. Dit leidt voor de elektriciteitsvoorziening tot een veel grotere behoefte aan flexibiliteit om het aanbod uit zon- en windvermogen met de vraag in overeenstemming te brengen. Voor de scenario's met weinig import kunnen de overschotten oplopen tot ruim 100 GW (circa 5 keer de huidige piek-elektriciteitsvraag). Voor de scenario's met veel import komen de maximale overschotten uit op ruim 40 GW (circa 2 keer de huidige piek-elektriciteitsvraag).
- De flexibiliteitsmiddelen, die ervoor zorgen dat het energiesysteem altijd in balans is voor alle energiedragers en in alle uren van het jaar, tellen op tot zeer hoge vermogens. Hierbij zijn we uitgegaan van een beperkt aantal representatieve technologieën. Op basis van de gekozen uitgangspunten kan dit -15-35 GW flexibele warmtevraag, 30-55 GW batterij-opslag, 15-50 GW power-to-gas, 30-35 GW regelbaar elektriciteitsvermogen, 15 GW-uitwisseling met het buitenland, en terugregelen van hernieuwbare opwek (20-55 GW) zijn. Deze vermogens zijn niet als optimum maar een mogelijke invulling van de flexibiliteitsbehoefte te beschouwen. Ondanks de omvangrijke hoeveelheden aan nieuwe vormen van flexibiliteitsmiddelen, is het opgestelde vermogen aan regelbaar gasvermogen in 2050 ongeveer het dubbele van het beschikbare gasvermogen in 2030⁸.
- In de inzetanalyse die is uitgevoerd voor de scenario's kennen piekcentrales en deels ook power-to-gas installaties bedrijfstijden die redelijk laag en weersafhankelijk zijn. De lage bedrijfstijden zorgen voor financiële risico's die in de huidige marktomgeving een obstakel voor partijen kunnen vormen om deze investeringen te doen.
- In het energiesysteem is er voor alle scenario's een grote behoefte aan flexibiliteit op de tijdschaal van seizoenen. De totale energievraag is in de wintermaanden beduidend groter dan in de zomer, wat om seizoensopslag vraagt.
- Om in de toekomst de leveringszekerheid jaarrond te kunnen waarborgen zal een buffer met een klimaat-neutrale energiedrager moeten worden opgebouwd om seizoensvariaties op te kunnen vangen. Voor de scenario's waarin Nederland zelfvoorzienend wil zijn in haar energiebehoefte is het daarnaast nodig om ook in jaren met weinig aanbod (misoogst uit zon en wind) en hoge vraag (koude winter) voldoende energie beschikbaar te hebben. Voor de import-scenario's is het van belang een reserve te hebben voor een koude winter en voor het mitigeren van beschikbaarheidsrisico's van import.
- Waterstof is een geschikte energiedrager om langdurig op te slaan. De in de scenario's voorziene behoefte aan waterstofopslag vereist sterke uitbreiding van de capaciteit van ondergrondse zoutcavernes. De capaciteit van de bestaande cavernes is hiervoor onvoldoende. Om aan de behoefte aan wateropslag te kunnen voldoen, zullen er meer cavernes en alternatieve opslagmiddelen moeten worden ontwikkeld.

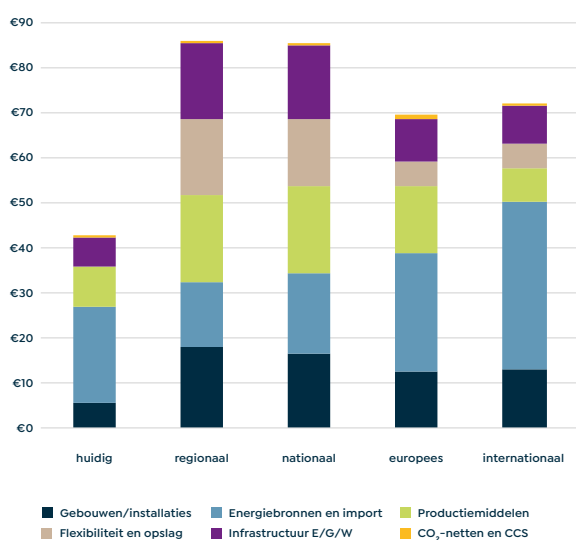
CONCLUSIE 3. Slimme locatiekeuzes van flexibiliteitsmiddelen en aanbod- en vraagontwikkeling beperken de impact op de elektriciteitsinfrastructuur.

- De behoefte aan verzwaring van elektriciteitsnetten wordt voor een groot deel bepaald door de locaties waar ontwikkelingen in vraag, aanbod, conversie en opslag zullen plaatsvinden en hoe deze installaties worden bedreven (de momenten in de tijd waarop de installaties ingezet worden).
 - We nemen voor de inzet van de grotere flexibiliteitsmiddelen aan dat de omvang, locatiekeuze en inzet van de flexibiliteitsmiddelen, zoals conversie van duurzame elektriciteit in waterstof (elektrolyse), batterij-opslag op multi-MW schaal en CO₂-vrije piekcentrales, passend zullen zijn bij de regionale verschillen in vraag/aanbod.
- Voorbeeld: power-to-gas eenheden en energieopslag in gebieden met overaanbod van zon en wind. Deze locatiekeuze is belangrijk om onnodig transport van elektriciteit tussen regio's te voorkomen.
- De omvang en de inzet van meer kleinschalige flexibiliteitsmiddelen, die zich meer in de middenspanning of in de haarkvaten van de netten bevinden, kunnen ook helpen met het verminderen van de netimpact. Het gaat hierbij om zaken zoals slim laden van EV's, flexibiliteit van hybride warmtepompen, E-boilers in de industrie en bij warmtenetten. Inzet van deze flexibiliteitsmiddelen ten behoeve van buitenregionale vraag/aanbod verschillen kan anderzijds wel tot extra energietransport leiden.

CONCLUSIE 4. De kosten en het ruimtebeslag van het energiesysteem nemen in de scenario's sterk toe. Tussen de scenario's bestaan geen grote verschillen over de totale kosten, maar wel met betrekking tot de opbouw van de kosten en de benodigde ruimte.

- Alle scenario's zijn aanzienlijk duurder dan het huidige systeem met een hoge CO₂-uitstoot. Gelet op de onzekerheden ten aanzien van de prijsontwikkelingen van energiebronnen en conversietechnieken zijn de prijsverschillen tussen de scenario's te klein om er betekenis aan toe te kennen. Het maakt wel sterk uit hoe die kosten zijn opgebouwd.

Figuur 34. Totale kosten energiesysteem omgeslagen naar totaal MWh finaal geleverde energie



- In de scenario's waarin Nederland veel energie zal importeren spelen de kosten voor de inkoop van duurzame moleculen een hoofdrol, terwijl in de zelfvoorzienende scenario's de kapitaalkosten voor duurzame opwek, flexibiliteit en infrastructuur domineren.
- De bovengrondse ruimtebehoefte van TenneT varieert afhankelijk van het scenario tussen 40 en 70 km². Alhoewel deze behoefte een fractie bedraagt van het oppervlak van Nederland, is het vinden van de benodigde ruimte een zeer-moeilijke opgave, vanwege de relatief kleine zoekgebieden waarin de ruimte moet worden gevonden. De ondergrondse ruimtebehoefte voor kabels is voor TenneT met een maximum van ruim 10 km² uiterst gering.
- De aanleg van nieuwe laagspannings- en midden-spanningskabels vraagt afhankelijk van het scenario tussen de 210 en 280 km² aan extra ruimte. Ook dit lijkt een redelijk beperkte hoeveelheid, maar in de praktijk komt dit neer op het ingraven van 60.000 tot 80.000 km kabel, waarvoor grofweg één op de drie straten open moeten. De bovengrondse ruimtebehoefte van regionale netbedrijven, is met 6 tot 11 km² aanzienlijk lager dan de bovengrondse. Toch is het vinden van deze ruimte in het dichtbevolkte Nederland een moeilijke opgave.
- De ruimtebehoefte voor extra wind-op-land bedraagt tussen de 700 km² en 2.300 km² en concentreert zich in Noord-Nederland en aan de oostkant van het IJsselmeer. Deze ruimte voor extra wind op land blijft in landelijk gebied nog steeds voor agrarische activiteiten beschikbaar blijft.
- De ruimtebehoefte voor zonneweides varieert tussen 340 km² en 650 km² en concentreert zich in regio's in Zeeland, Groningen en rond het IJsselmeer.
- De ruimtebehoefte voor flexibiliteitsmiddelen is relatief beperkt, maar concentreert zich op kustlocaties vlakbij aanlanding van offshore windvermogen of nabij opwek-locaties van duurzame energie.

CONCLUSIE 5. De analyse van de ontwikkelpaden van infrastructuuruitbreidingen en -aanpassingen laat zien dat een grote versnelling noodzakelijk is ten opzichte van het historische tempo van uitbreidingen. De uitvoerbaarheid van vereiste aanpassingen is een urgent vraagstuk dat samenhangt met keuzes over de ontwikkelingen in vraag, aanbod, conversie en opslag. Belangrijke maatschappelijke factoren hierbij zijn het grote tekort aan (technisch) personeel en de bestaande doorlooptijden voor uitbreidingen als gevolg van besluitvormingsprocedures.

- De analyse van de ontwikkelpaden van infrastructuuruitbreidingen en -aanpassingen laat zien dat een grote versnelling noodzakelijk is ten opzichte van het historische tempo van uitbreidingen. De uitvoerbaarheid van vereiste aanpassingen is een urgent vraagstuk dat samenhangt met keuzes over de ontwikkelingen in vraag, aanbod, conversie en opslag. Belangrijke maatschappelijke factoren hierbij zijn het grote tekort aan (technisch) personeel en de bestaande doorlooptijden voor uitbreidingen als gevolg van besluitvormingsprocessen.
- Het totale pakket aan elektriciteitsnetuitbreidingen in de periode tot 2050 vormt voor de regionale netbeheerders en de landelijke netbeheerder voor elektriciteit een enorme uitdaging en de kans is reëel dat zonder goede regie en verstandig beleid, niet alle uitbreidingen op tijd gerealiseerd kunnen worden.
- Elektriciteitsnetverzwaringen kennen een lange doorlooptijd, onder andere in verband met de besluitvorming. In het ontwikkelpad voor de infrastructuur zullen er dan ook momenten zijn waar netbeheerders niet alles tegelijk kunnen faciliteren, waar dit wel gevraagd wordt.
- De behoefte aan verzwaring van elektriciteitsnetten wordt voor een groot deel bepaald door de locaties waar ontwikkelingen in vraag, aanbod, conversie en opslag zullen plaatsvinden; de momenten in de tijd waarop deze installaties zullen worden ingezet; alsook de omvang van de ontwikkelingen in termen van daadwerkelijke capaciteitsbehoefte.
- Langdurige onzekerheid over deze locaties vormt een obstakel voor netbeheerders om de noodzakelijke netverzwaringen tijdig en efficiënt te kunnen realiseren ("in één keer de juiste capaciteit op de juiste plek"). Tegelijkertijd kan onzekerheid over de doorlooptijd van infrastructuurontwikkelingen ook marktpartijen belemmeren in hun beoogde ontwikkelingen.
- Netbeheerders moeten op grond van de huidige reguleringsprincipes non-discriminatoire aansluiten, waardoor zij netten verzwaren volgens een "first come – first served" principe. Dat principe kan ertoe leiden dat netbeheerders infrastructuur gaan aanleggen in een tijdsvolgorde die vanuit maatschappelijke overwegingen niet ideaal is.
- Integrale maatschappelijke afweging én samenwerking tussen de verschillende partijen die een rol spelen, kan zeer helpen om de vereiste onzekerheden en onduidelijkheden weg te nemen, waardoor netbeheerders in staat zullen zijn om infrastructuur sneller te kunnen ontwikkelen.

CONCLUSIE 6. Een langetermijnperspectief en integraliteit van energiescenario's zijn noodzakelijk om inzichten te ontwikkelen over een kosteneffectieve transitie naar een betrouwbaar en klimaatneutraal energiesysteem.

Om de behoefte aan infrastructuur voor elektriciteit, gas, waterstof, warmte en CO₂ te onderzoeken, is het nodig om de transitie van het energiesysteem naar klimaatneutraal⁹, integraal te beschouwen middels gedegen en gedragen toekomstscenario's die ver genoeg in de toekomst kijken, en die zowel fundamentele onzekerheden alsook de energiesysteemkeuzes die nog moeten worden gemaakt reflecteren.

- Een langetermijnvisie (voorbij de investeringshorizon) is noodzakelijk om onzekerheden binnen de investeringshorizon te beperken en zo een toekomstvast richting te geven aan de investeringsplannen.
- De integrale scope is noodzakelijk vanwege het toenemende aantal koppelingen tussen de verschillende sectoren, energiedragers en infrastructuur.
- De meest majeure keuzes die wij als onderscheidend voor het energiesysteem zien, zijn in hoeverre Nederland zelfvoorzienend wil zijn met binnenlandse

energieproductie en op welk bestuurlijk niveau de energietransitie wordt aangestuurd, vanuit het regionale tot het internationale perspectief.

- In integrale scenario's moeten voor alle sectoren de verduurzamings- en ontwikkelingsrichtingen worden uitgewerkt die mogelijk majeure effecten op het energiesysteem en energie-infrastructuur kunnen sorteren. Het gaat hier dan om transitie in de industrie en haar energiebronnen, de gebouwde omgeving, de mobiliteitssector, de landbouw, en aan de aanbodkant ook de elektriciteitssector (hernieuwbare opwek).
- In de scenario's dienen voor de ontwikkeling van de energie-intensieve industrie ook verschillende mogelijke ontwikkelingen (krimp of groei) en verduurzamingsrichtingen te worden uitgewerkt. De keuzes van de industrie om te verduurzamen bepalen in sterke mate de benodigde infrastructuur.

⁹ Met klimaatneutrale scenario's bedoelen wij dat Nederland volledig en evenredig haar steen bijdraagt aan de wereldwijde inspanning om klimaatverandering te beperken tot 2 °C onder het pre-industriële tijdperk, zoals is afgesproken in het Klimaatakkoord van Parijs (2015). De reductieopgave voor Nederland bedraagt dan 95% in 2050.

Hoofdstuk 9.

Acties en aanbevelingen



De conclusies uit de integrale energiesysteem verkenning in dit rapport vormen voor de netbedrijven de leidraad bij het opstellen van hun investeringsplannen. Uit deze verkenning blijkt overduidelijk dat het werkpakket tot 2030 – dat al uitdagend was – stevige extra inspanning behoeft. De bestaande investeringsruimte wordt optimaal benut om te anticiperen op bijdragen aan het toekomstig systeem. Dit kan gaan om onderzoek of om concrete stappen om in een volgend stadium zo snel mogelijk *no regret*-maatregelen te kunnen realiseren. Voorbeelden hiervan zijn het verkennen van mogelijke tracés voor extra 380 kV verbindingen tussen Tilburg, Eindhoven en Maasbracht, in de kop van Noord-Holland en bij de Maasvlakte door Tennet.

Regionale netbeheerders zullen op een aantal terreinen hun inspanningen continueren en waar mogelijk intensiveren. Als eerste is dat: maximaal inzetten op uitvoering en het verhogen van de uitvoerbaarheid. Dit betekent het werven en opleiden van een groot aantal technische vakmensen, het verhogen van de inzet van aannemers en het verbeteren van werkprocessen, samen met ketenpartners. Innovatie in product- en productiemethodes wordt geïntensiveerd. Tweede punt is: nog meer anticiperend investeren. Tijdig extra (transformator)stations bouwen en stations en netten verzwaren. Daar waar we investeren, is het belangrijk om in één keer de capaciteit neer te zetten die nodig is om mogelijke ontwikkelingen te faciliteren. Om die mogelijke ontwikkelingen optimaal te inventariseren, zoeken netbeheerders steeds actief samenwerking met overheden, marktpartijen en ontwikkelaars.

Het bepalen van de juiste randvoorwaarden voor een succesvolle ontwikkeling van het toekomstig energiesysteem, is daarnaast aan meerdere maatschappelijke partijen en overheden. Daarom doen we op basis van de conclusies en berekeningen ook een aantal specifieke aanbevelingen. (Geadresseerde partijen staan steeds cursief vermeld aan het einde van elke aanbeveling)

AD CONCLUSIE 1. Er zijn zeer forse uitbreidingen en aanpassingen van energie-infrastructuren nodig om een betrouwbare klimaatneutrale energievoorziening te kunnen faciliteren.

A Zorg voor een verhoging van de investeringsruimte van netbeheerders, om de grootschalige investeringen financieel haalbaar te maken, maar ook om nu al te kunnen investeren voor de lange termijn (waar inherent risico's mee gemoeid zijn). *(ACM en aandeelhouders netbeheerders / netwerkbedrijven)*

B Zorg voor versnelling van de besluitvorming die nodig is voor de realisatie van energie-infrastructuur (met oog voor zorgvuldigheid en participatie), zodat netbeheerders hun investeringsprogramma's volgens de gewenste planning met het oog op de klimaatdoelstellingen kunnen uitvoeren. (Een te overwegen maatregel kan zijn het verkorten van proceduretijden.) *(ACM en netbeheerders/ netwerkbedrijven in overleg met regionale overheden.)*

C Investeer in landelijke waterstofinfrastructuur (transport en opslag) als *no regret*-maatregel, zodat gebruikers tijdig kunnen beschikken over een alternatief voor aardgas en fossiele grondstoffen. Wijs Gasunie aan als netbeheerder en geef ruimte om zoveel mogelijk bestaande netten in te zetten. *(Rijk)*

D Stimuleer de ontwikkeling en mogelijke inpassing van groen gas in de gasinfrastructuur, bijvoorbeeld d.m.v. boosters. *(Rijk, ACM, netbeheerders)*

E Heroverweeg de wettelijke verplichting om gasnetten op te ruimen zodra deze niet meer gebruikt worden waar sprake kan zijn van potentiële herbenutting op een later moment. *(Gemeenten, samen met netbeheerders, Rijk)*

F Neem de regie over de juiste inzet van (schaars) groen gas en waterstof: daar waar dat maatschappelijk gezien verstandig is. Omdat er slechts één type gas door hetzelfde gasnet gaat, kan de infrastructuur bepalend zijn voor welk type gas waar opportuun is. Keuzes hierover moeten per verzorgingsgebied worden gemaakt. *(Netbedrijven in overleg met Rijk en gemeenten)*

G Stimuleer investeringen in CO₂-netten ten behoeve van CCS en in warmtenetten om het gebruik van duurzame warmte mogelijk te maken en daarmee de klimaatdoelstellingen te bereiken. *(Rijk)*

AD CONCLUSIE 2. Omdat energievraag en -aanbod op tijdschalen van uren, seizoenen en over de jaren op elkaar moeten worden afgestemd, is er voor alle energiedragers een grote behoefte aan (nieuwe vormen van) flexibiliteitsmiddelen en opslag.

- A** Ontwikkel met urgentie prikkels die zeker stellen dat de omvangrijke benodigde investeringen in flexibiliteitsmiddelen plaatsvinden. Het gaat om instrumenten ten behoeve van het stimuleren van korte en lange termijn opslag van energie, de vereiste flexibilisering van het elektriciteitsgebruik inclusief flexibele conversie, en flexibel regelbare CO₂-vrije elektriciteitsproductie. *(Rijk)*
- B** Neem (gekoppeld aan bovenstaande) initiatieven om (Europese) belemmeringen in energieregeling weg te nemen die de realisering van benodigde flexibiliteit in de weg staan. Voorbeelden van belemmeringen zijn: verschillen in de relatieve energiebelasting voor gas en elektriciteit, dubbele energiebelasting bij opslag, en asymmetrie in transporttarieven elektriciteit (alle transportkosten worden bij de afnemer in rekening gebracht). *(Rijk)*
- C** Neem het initiatief voor regelgeving om op termijn alle aspecten van de leveringszekerheid op systeemniveau (inclusief de mogelijkheden tot vraag- en aanbodsturing, conversie van energiedragers en energieopslag) te kunnen laten analyseren. Dit vanwege de verwachte toename van afhankelijkheden tussen het elektriciteits- gas en warmtesysteem. *(Rijk en netbedrijven)*
- D** Breng als vervolg op de investeringen in waterstofopslag in Nederlandse zoutcavernes ook de mogelijkheden voor waterstofopslag in lege gasvelden en zoutcavernes (in Duitsland) in kaart, om opties achter de hand te hebben voor het geval de realisatie van gascavernes op het vaste land van Nederland de bottleneck zal vormen voor uitbreiding van opslagcapaciteit. *(Rijk)*
- E** Besluit, na onderzoek, over de omvang van een centrale duurzame strategische energiereserve (vergelijkbaar met de bestaande fossiele reserves) en hoe deze moet worden gevuld. Uit de verkenning van de ontwikkelpaden blijkt dat dit beschikbaarheidsrisico's vermindert. Dit betreft zowel beschikbaarheidsrisico's m.b.t. 'slechte' weerjaren (misoogsten aan energie uit zon en wind, koude periodes) als risico's t.a.v. de beschikbaarheid van internationale pijpleidingen of importketens, in relatie tot importcontracten die flexibiliteit zouden kunnen bieden). Basis voor besluitvorming zou een kosten- en risico afweging moeten zijn. Zijn we bereid de kosten van een strategische opslag te dragen om het leveringszekerheidsrisico te verkleinen dat we lopen bij een grote importafhankelijkheid? Aanbeveling is om op korte termijn met een dergelijk onderzoek te starten. *(Rijk)*

AD CONCLUSIE 3. Slimme locatiekeuze van flexibiliteitsmiddelen en aanbod- en vraagontwikkeling beperken de impact op elektriciteitsinfrastructuur.

- A** Laat netbeheerders voor voorziene uitbreidingen van vraag, aanbod en flexibiliteit, in nauwe samenwerking met betrokken planvormers, voorstellen uitwerken over de locaties voor deze uitbreidingen. *(Rijk, provincies en gemeenten)*
- B** Leg voor uitbreidingen die veel ruimte vereisen, inclusief eventuele uitbreidingen in infrastructuur, de beoogde locaties vast in bijvoorbeeld de omgevingsplannen (opvolger van bestemmingsplannen), het Programma Energie Hoofdstructuur (PEH) en het Meerjarenprogramma voor Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK). Ook op regionaal niveau is het van belang een Programma voor Regionale Energie Infrastructuur in te richten. *(Rijk, provincies en gemeenten)*
- C** Ontwikkel sturingsmechanismes die, meer dan nu het geval is, bewerkstelligen dat de beschikbare transportruimte van de elektriciteitsinfrastructuur meeweegt (als onderdeel van een integrale afweging) bij locatiekeuzes voor flexibele middelen en de inzet daarvan. Ook bij de locatiekeuzes voor nieuwe vraag- en aanbod loont dit (bijvoorbeeld datacenters, laadlocaties EV, zonneparken). Overigens is bij de verkenningen het uitgangspunt geweest dat essentiële flexibiliteitsmiddelen, zoals installaties voor conversie van elektriciteit naar waterstof (*power-to-gas*) worden opgesteld op kosten- en ruimte-efficiënte locaties (bijvoorbeeld vlakbij het aanlandingspunt van wind op zee). Ook in dat geval gaat de aanleg nog steeds gepaard met aanzienlijke investeringen en inzet van menskracht om de benodigde infrastructuur te realiseren. *(Rijk)*
- D** Stimuleer marktwerking door het creëren van randvoorwaarden en zo nodig prijsprikkels voor deelnemende marktpartijen om gewenste locatiekeuzes te bevorderen voor vraag, aanbod en flexibiliteitsmiddelen én voor optimale inzet van deze middelen, ten behoeve van een betaalbaar en betrouwbaar energiesysteem. *(Rijk)*

AD CONCLUSIE 4. De kosten en het ruimtebeslag van het energiesysteem nemen in de scenario's sterk toe. Tussen de scenario's bestaan geen grote verschillen over de totale kosten, maar wel over hoe de kosten zijn opgebouwd en waar het ruimtegebruik zit.

- A** Agendeer waar mogelijk standpuntontwikkeling over de mate waarin Nederland zelfvoorzienend wil zijn of afhankelijk van import, dit in relatie tot kosten en ruimtelijke impact. *(Rijk, provincies, gemeenten)*

B Ontwikkel een gedegen proces waarin de verschillende belangen bij de inrichting van het toekomstig energiesysteem worden gewogen, zowel op nationaal als op regionaal niveau. Los knelpunten en reserveringen waar mogelijk op het laagst mogelijke niveau op in samenhang met de integrale opgave en regie op rijksniveau. Partijen die moeten investeren zijn onderdeel van dit proces en kunnen zo hun investeringen beter op elkaar afstemmen en gezamenlijk de samenhang bewaken.” *(Rijk in samenwerking met provincies en gemeenten en netbedrijven)*

C Neem in dit proces de kosten van infrastructuur, flexibiliteit, leveringszekerheid en ruimtelijke impact mee in het bepalen van de energietransitie-keuzes op landelijk en regionaal niveau. *(Rijk, provincies en gemeenten)*

D Reserveer tijdig ruimte voor infrastructuur, ook in dichtbebouwd gebied. *(Rijk, provincies en gemeenten)*

E Draag bij aan duidelijke communicatie over de verdeling van kosten van de energietransitie. Dit is van belang voor het draagvlak van de energietransitie. In alle scenario's stijgen de kosten van de energievoorziening. *(Rijk)*

AD CONCLUSIE 5. De analyse van de ontwikkelpaden van infrastructuuruitbreidingen en -aanpassingen laat zien dat een grote versnelling noodzakelijk is ten opzichte van het historische tempo van uitbreidingen. De uitvoerbaarheid van vereiste aanpassingen is een urgent vraagstuk dat samenhangt met keuzes over de ontwikkelingen in vraag, aanbod, conversie en opslag. Belangrijke maatschappelijke factoren hierbij zijn het grote tekort aan (technisch) personeel en de bestaande doorlooptijden voor uitbreidingen a.g.v. besluitvormingsprocedures.

A Stimuleer de totstandkoming van een duidelijke relatie tussen voorziene investeringen door marktpartijen in vraag en aanbod, conversie en opslag enerzijds en de aanpassingen in energie-infrastructuur en effect op het energiesysteem die hiervan het gevolg zijn anderzijds. Dit is cruciaal om de duurzaamheidsdoelen te halen. *(Rijk en ACM)*

B Neem het voortouw om middels een integrale afweging te komen tot een integraal ontwikkelprogramma van het energiesysteem (Programma Energie Systeem), inclusief ruimtelijke keuzes en reserveringen. Gebruik Integrale Energiesysteem Verkenningen (zoals II3050) door de gezamenlijke netbedrijven, waarin de impact van regionale en sectorale programma's zoals RES'en, CES'en e.d. op het energiesysteem wordt uitgewerkt, als bouwsteen voor deze integrale afweging. Hierbij

zal parallel geïnventariseerd moeten worden welke flexibiliteitsmiddelen nodig zijn. Deze integrale afweging op basis van regionale en sectorale programma's en Energiesysteem Verkenningen is nodig voor prioritering en programmering van netuitbreidingen.

(Rijk, provincies en gemeente, netbedrijven)

C Zorg dat gemaakte (concrete) keuzes worden verankerd in stabiel beleid dat garanties biedt voor zowel de marktpartijen als netbedrijven. *(Rijk, provincies en gemeenten)*

D Stimuleer investeringen die zijn voorzien voor de korte termijn (tot circa 2030) en die passen in de lange termijn scenario's van deze studie waarvoor opschaling nodig is. Denk bijvoorbeeld aan technologie-ontwikkeling, elektrolyse, opslag, ontwikkeling van importketens. *(Rijk)*

E Draag zorg voor een grotere instroom van technici. Er zijn tienduizenden technische vakmensen extra nodig. Zelfs nu de arbeidsmarkt voor het eerst in jaren minder gespannen is, blijft het een uitdaging voor de bouwsector, installatiebranche en netbeheerders om deze vacatures in te vullen. Stel samen met de voorgenoemde partijen een actieplan op hoe de in- en doorstroom van technici significant te verhogen. *(Technische sector, netbedrijven, overheden)*

AD CONCLUSIE 6. Een langetermijnperspectief en integraliteit van energiescenario's zijn noodzakelijk om inzichten te ontwikkelen over een kosteneffectieve transitie naar een betrouwbaar en klimaatneutraal energiesysteem.

A Hanteer in alle plannen en programma's op het gebied van het energiesysteem (zoals VAWOZ, RES, NAL, TVW, CES, PIDI/MIEK) zoveel mogelijk één consistente set aan middel- en lange termijn-scenario's, waarin de toekomstige energiedragers, flexibiliteitsmiddelen en opslag een plaats hebben. Gebruik de investeringsplanscenario's van de netbedrijven voor de middellange termijn en de II3050 scenario's als basis voor de lange termijn. *(Rijk, provincies en gemeenten)*

B Laat de netbedrijven periodiek een integrale energiesysteem verkenning uitvoeren, om te komen tot consistente beelden over de ontwikkelpaden voor de verschillende energiedragers en infrastructuur. Deze beelden kunnen op hun beurt fungeren als input voor alle genoemde plannen en programma's voor de transitie richting een klimaatneutrale energievoorziening. *(Rijk, uitvoeringsoverleg klimaatakkoord en netbeheerders/netwerkbedrijven)*

Bijlage 1. Uitgangspunten en resultaten

Bijlage 1. Uitgangspunten klimaatneutrale energiescenario's

	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Uitgangspunten				
Algemeen	Regionale ontwikkeling 100% CO ₂ -reductie (Vrijwel) zelfvoorzienend Zeer geringe im-/exporten Krimp van energie-intensieve industrie Regionale focus energiesysteem, zonneweides, wind op land Veel warmtenetten Burgers zeer gedreven Circulariteit speerpunt voor goederen en voedselproductie	Nederland CO ₂ reductie koploper in Europa 100% CO ₂ -reductie (Vrijwel) zelfvoorzienend Zeer geringe im-/exporten Energie-intensieve industrie blijft gelijk aan de huidige omvang Grote nationale projecten, wind op zee (en zonneweide en wind op land) Circulariteit belangrijk voor goederen en voedselproductie	Europa haalt CO ₂ -doelen en is daarin koploper in de wereld Klimaatneutraal Algemene CO ₂ -heffing, importheffingen & compensatie aan de grenzen van Europa Energie-intensieve industrie groeit Wereldwijde waterstof- en biomassamarkt, groen gas import Fossiel met CCS krijgt veel ruimte	Gehele wereld streeft naar CO ₂ -doelen, fossiel wordt sterk beperkt 100% CO ₂ -reductie Vrije handel wordt gestimuleerd Handelsinfrastructuur worden sterk bevorderd Energie-intensieve industrie groeit Wereldwijde waterstof- en biomassamarkt CCS krijgt ruimte
Gebouwde omgeving	Isolatie label A/B 45% warmte (geothermie + groengas/biomassa) 35% all-electric WP 20% hybride WP groengas 38 PJ zonthermie	Isolatie label A 55% all-electric WP 25% warmte (geothermie + groengas/biomassa) 20% hybride WP groengas 18 PJ zonthermie	Isolatie label B 40% hybride WP groengas 20% hybride WP waterstof 25% all-electric 15% warmte (restwarmte + groengas/biomassa) 16 PJ zonthermie	Isolatie label B 60% hybride WP waterstof 25% all-electric WP 15% warmte (restwarmte + groengas/biomassa) 12 PJ zonthermie
Aanbod warmte netten huishoudens	100% geothermie met piek groen gas/biomassa	70% geothermie, 15% groen gas, 10% biomassa, 5% restwarmte AVI's met piek groen gas/biomassa	14% geothermie, 66% groen gas, 8% biomassa, 12% restwarmte AVI's en industrie met piek groen gas/biomassa	14% geothermie, 21% waterstof, 28% biomassa, 37% restwarmte AVI's en industrie met piek waterstof
Aanbod warmtenetten gebouwen	100% geothermie met piek groen gas/biomassa	100% geothermie met piek groen gas/biomassa	73% biomassa, 27% restwarmte AVI's en industrie met piek groen gas/biomassa	7% biomassa, 93% restwarmte AVI's en industrie met piek waterstof
Mobiliteit	Personenvervoer: 100% elektrisch Vrachtovervoer: 75% elektrisch, 15% waterstof, 10% groengas	Personenvervoer: 95% elektrisch, 5% waterstof Vrachtovervoer: 50% waterstof, 25% elektrisch, 25% biobrandstoffen	Personenvervoer: 70% elektrisch, 30% waterstof Vrachtovervoer: 25% elektrisch, 25% waterstof, 25% groengas, 25% biobrandstoffen	Personenvervoer: 50% elektrisch, 40% waterstof, 10% biobrandstoffen Vrachtovervoer: 50% biobrandstoffen, 25% waterstof, 25% elektrisch
Industrie	Krimp 1% per jaar Efficiency 1% per jaar Sterk circulair Sterke elektrificatie, inzet groen gas ICT groeit sterk Circulaire feedstock	Gelijk aan huidig Efficiency 1% per jaar Circulariteit belangrijk, CCS mogelijk Sterke elektrificatie en inzet waterstof ICT groeit sterk Circulaire feedstock	Groei 1% per jaar Efficiency 1% per jaar CCS belangrijk Sterke elektrificatie en inzet waterstof ICT groeit sterk Fossiele feedstock	Groei 1% per jaar Efficiency 1% per jaar CCS belangrijk Sterke elektrificatie, inzet waterstof en fossiel+CCS ICT groeit sterk Fossiele feedstock

Bijlage 1. Uitgangspunten klimaatneutrale energiescenario's

Landbouw	Sterke elektrificatie Nadruk op geothermie en groengasketels voor warmte	Sterke elektrificatie Nadruk op geothermie en WP met WKO voor warmte, biomassaketels en enkele groengas-WKKs	Sterke elektrificatie Nadruk op WP met WKO en geothermie voor warmte	Sterke elektrificatie Deels geothermie, daarnaast WP met WKO voor warmte, biomassa ketels en groengas-WKKs
Elektriciteit	Brandstof centrales: waterstof (+groen gas) 125 GW zon-PV** - 66 GW grootschalig - 59 GW op daken 31 GW wind-op-zee*** 20 GW wind-op-land	Brandstof centrales: waterstof (+groen gas) 107 GW zon-PV** - 58 GW grootschalig - 49 GW op daken 52 GW wind-op-zee*** 20 GW wind-op-land	Brandstof centrales: groen gas 59 GW zon-PV** - 35 GW grootschalig - 24 GW op daken 30 GW wind-op-zee*** 10 GW wind-op-land	Brandstof centrales: waterstof (+groen gas) 53 GW zon-PV** - 35 GW grootschalig - 18 GW op daken 28 GW wind-op-zee*** 10 GW wind-op-land
Scheepvaart & luchtvaart brandstoffen	Krimp 1% per jaar	Gelijk aan huidig	Groei 1% per jaar	Groei luchtvaart 2%, scheepvaart 1% per jaar

* Alle scenario's gaan uit van een bevolking van 18,4 miljoen inwoners en 8,8 miljoen huishoudens in 2050. In de woningen worden meer, maar wel efficiëntere apparaten gebruikt (led-verlichting, inductiekoken).

** De vermogens van zon-PV (daken, gebouwde omgeving en grootschalig zon) zijn gepresenteerd op basis van het piekvermogen dat hoort bij panelen met 24% efficiency, zoals aangenomen in de scenario's. Dit is een bijstelling met +40% ten opzichte van de vermogens die in het fase-1-rapport werden gepresenteerd. De correctie is noodzakelijk voor correcte infrastructuurberekeningen en is mogelijk omdat het ETM nu ook met 24% efficiency kan werken. De voetnoot 8 op bladzijde 39 van het fase-1-rapport is hiermee geadresseerd.

*** De analyse van brandstoffen voor de scheepvaart en (internationale) luchtvaart is niet opgenomen in de base case van deze verkenning. De impact van de productie van extra brandstoffen voor de scheepvaart en internationale luchtvaart is als gevoeligheidsanalyse beschreven in paragraaf 7.5 van het rapport. Zie verder het rapport over fase 1, *Klimaatneutrale energiescenario's 2050*.

Bijlage 1. Resultaten flexibiliteit

	Regionaal		Nationaal		Europees		Internationaal	
Benodigde Flexibiliteit								
Overzicht van de benodigde flexibiliteit in capaciteiten en opslagvolumes, bandbreedtes aangegeven op basis van weerjaar 1987 en 2015*								
	Capaciteit GW	Volume TWh	Capaciteit GW	Volume TWh	Capaciteit GW	Volume TWh	Capaciteit GW	Volume TWh
Vraag- en aanbod sturing								
Zon-PV aftopping	31* - 35	3 – 5*	27* - 29	3 – 5*	14* - 16	2	13* - 14	2
Hybride WP	12		11		33		33	
EV's	1 – 2		1 - 2		1 – 2		1 - 2	
Power-to-heat	3		3		2		3	
Systeem flex								
Import / Export								
Elektriciteit import	15	12	15	10 – 11	15	20 – 22	15	22 – 25
Elektriciteit export	15	18*-19	15	20* - 22	15	7	15	6
Waterstof import	0* - 5	4* - 47	1* - 9	13* - 75	5* - 7	48* - 62	27* - 33	235* - 291
Methaan import	1* - 2	11*-16 [ex]	0* - 0,1	1	19* - 21	170* - 185	0 – 1*	2* - 5
Conversie								
Power-to-gas	39* - 42	48 – 63* [H ₂]	51	69 – 93* [H ₂]	18* - 19	9 – 13* [H ₂]	16	6 – 9* [H ₂]
Grootschalige elektriciteits-centrales	14* - 15	22* - 33 [E]	15* - 17	22* - 36 [E]	17 – 18*	59* - 71 [E]	16 – 17*	59* - 70 [E]
Piek elektriciteits-centrales	17* -18	3* - 7 [E]	15* - 18	4* - 7 [E]	18* - 19	7* - 15 [E]	7* - 18	15 [E]
Opslag								
Systeembatterijen	50* - 54	0,4	53 – 54*	0,4	31* - 33	0,2	27* - 29	0,2
Waterstof	61	19* - 36	66* - 69	19* - 37	14* - 15	6* - 10	59* - 70	23* - 47
Methaan	21* - 33	9* - 24	13* - 20	4* - 14	71* - 78	27* - 55	18* - 24	7* - 15
Curtailment	39* - 49	6	45* - 55	7 – 9*	19* - 24	1 – 2*	16* - 21	1

Bijlage 1. Resultaten knelpunten

	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Te verzwaren knelpunten in HTL – waterstof (verzwaring in km)				
Provincie				
Groningen	21	21	1	20
Friesland	31	31	0	31
Drenthe	4	4	0	34
Overijssel	66	66	53	66
Gelderland	7	7	0	7
Flevoland	67	67	0	67
Utrecht	25	25	0	25
Noord-Holland	21	21	24	23
Zuid-Holland	24	74	10	96
Zeeland	52	51	1	51
Noord-Brabant	25	60	3	55
Limburg	8	8	6	8
Totaal	350	434	97	483
Te verzwaren knelpunten in HTL – methaan (verzwaring in km)				
Provincie				
Groningen	0	0	30	0
Friesland	0	0	2	
Drenthe	0	0	0	0
Overijssel	0	0	1	0
Gelderland	3	0	35	4
Flevoland	10	4	77	16
Utrecht	0	0	0	0
Noord-Holland	0	0	3	0
Zuid-Holland	0	0	22	0
Zeeland	0	0	49	0
Noord-Brabant	0	0	10	0
Limburg	0	0	0	0
Totaal	13	4	229	20

Bijlage 1. Resultaten uitbreidingen en aanpassingen

	Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Uitbreiding van stations in Regionale netten (in aantallen). Het huidig aantal stations wordt in de eerste kolom getoond als referentie.					
MS- LS-station	84.000	15.000	14.900	13.300	11.490
MS-, MS-MS-, TS-MS- stations	1.210	12	15	29	16
HS-MS-, HS-TS-stations	242	60	71	101	105
Totaal	85.452	15.072	14.986	13.430	11.611
Benodigde nieuwe stations in Regionale netten (in aantallen). Het huidig aantal stations wordt in de eerste kolom getoond als referentie.					
MS-LS-station	84.000	12.000	11.900	9.900	7.500
MS-, MS-MS-, TS-MS-stations	1210	780	760	660	600
HS-MS-, HS-TS-stations	242	142	135	98	91
Totaal	85.452	12.922	12.795	10.658	8.191
Benodigde nieuwe kabels bij te leggen in de Regionale netten (in km). Het huidig aantal km kabel wordt in de eerste kolom getoond als referentie.					
LS-kabel	153.400	33.800	38.800	32.000	27.900
MS-kabel	107.000	44.400	44.100	35.200	33.600
Totaal	260.400	78.200	82.900	67.200	61.500

Bijlage 1. Resultaten uitbreidingen en aanpassingen

	Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Verwijderen van het regionale gasnet (in km en aantal districtstations). De eerste kolom toont de huidige situatie in km ter beeldvorming.					
LD-leidingen (km)	108.995 km	62.923 km	75.627 km	31.087 km	31.567 km
HD-leidingen (km)	11.396 km	6.629 km	8.045 km	3.392 km	3.433 km
Districtstations (aantal)	20.351	8.967	12.178	5.334	5.334
Aanpassingen aan het gasnet die nodig zijn om huishoudens om te zetten naar waterstof (in aantallen)					
Huishoudens overzetten naar H ₂ (x1000)	-	-	-	1.414	5.280
Afsluiters vervangen (x1000)	-	-	-	43	162
Regelaars omzetten (x1000)	-	-	-	4	14
Analyse verwijderingen en ombouw voor industrie en utiliteit (in aantallen)					
Gasaansluitingen industrie verwijderen	-	2.000	2.000	2.000	3.000
Aansluitingen industrie overzetten naar H ₂	-	3.000	3.000	3.000	3.000
Gasaansluitingen utiliteitsbouw verwijderen (x1000)	-	600	800	900	900
Utiliteitsbouw overzetten naar H ₂ (x1000)	-	-	-	100	300
Aanpassingen aan het gasnet voor de invoer van groen gas (in aantallen)					
Boosters nodig voor groen gas	-	132	108	232	-
Indicatieve infrastructuur (order grootte) voor warmtenetten (in km)					
Warmtenetten	<50	400 – 500	400 – 500	200 – 300	200– 300
Indicatieve infrastructuur (order grootte) voor CO ₂ -transport (in km)					
CO ₂ - transport	0	100 – 150	100 – 150	250 – 350	250 – 350

Bijlage 1. Resultaten ruimte

	Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Indicatieve ruimtelijke behoefte voor nieuwe 220/380kV-lijnverbindingen TenneT als gevolg van de scenarioaannames en modelkeuzes. De eerste kolom toont de huidige situatie in km ter beeldvorming.					
	1.500	Ruimtebehoefte voor de categorie hoog: 400 km tracé (40km²). Figuur 97 in het rapport	Ruimtebehoefte voor de categorie hoog: 700 km tracé (70km²). Figuur 97 in het rapport	Ruimtebehoefte voor de categorie hoog: 500 km tracé (50km²). Figuur 97 in het rapport	Ruimtebehoefte voor de categorie hoog: 450 km tracé (45km²). Figuur 97 in het rapport
Indicatieve ruimtebehoefte voor nieuwe 110/150kV-lijnverbindingen. Extra benodigde tracé km (oppervlakte km²). De eerste kolom toont de huidige situatie in km ter beeldvorming.					
110kV-net	1.400	350 (3,5)	360 (3,6)	270 (2,7)	320 (3,2)
150kV-net	3.000	550 (5,5)	730 (7,3)	610 (6,1)	640 (6,4)
Totaal	4.400	900 (9,0)	1.090 (10,9)	880 (8,8)	960 (9,6)
Indicatief aantal nieuwe leidingen in het HTL (in km). De eerste kolom toont de huidige situatie in km ter beeldvorming. NB. Geen extra ruimtebeslag					
HTL H ₂	-	350	450	100	500
HTL CH ₄	6.200	13	5	240	20
Indicatief additionele ruimtebehoefte voor naar H ₂ omzetten van RTL-leidingen. Extra benodigde tracé km (oppervlakte km²). De eerste kolom toont de huidige situatie in km ter beeldvorming.					
RTL	5.700	0	0	<2.000 (<4)	<3.000 (<6)

Bijlage 1. Resultaten ruimte

	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Indicatieve ruimtelijke behoefte in hectare voor nieuwe 110/150kV stations (koppelstations RNB/TenneT)				
	Indicatieve ruimtelijke behoefte (5,3 km²). Figuur 99 in het rapport	Indicatieve ruimtelijke behoefte (4,7 km²). Figuur 99 in het rapport	Indicatieve ruimtelijke behoefte (2,2 km²). Figuur 99 in het rapport	Indicatieve ruimtelijke behoefte (2,0 km²). Figuur 99 in het rapport
Bovengronds ruimtebeslag RNBs over heel Nederland				
110/150kV	5.3 km²	4.6 km²	2.2 km²	2.0 km²
Onderliggende stations	5.4 km²	5.3 km²	4.7 km²	4.1 km²
Totaal	10.7 km²	9.9 km²	6.9 km²	6.1 km²
Ondergronds ruimtebeslag RNBs over heel Nederland				
MS-kabels	244 km²	243 km²	194 km²	185 km²
LS-kabels	34 km²	39 km²	32 km²	28 km²
Totaal	278 km²	281 km²	226 km²	213 km²
Uitgangspunten voor de inschatting van extra ruimtebehoefte voor zonneweides en windvermogen in de leefomgeving. Dit zijn gemiddelde waarden van het specifieke ruimtebeslag uit het rapport van Generation Energy. (In MW / km²)				
	Min	Max	Gemiddeld	Bron
Wind op Land	4	8	6	Generation Energy
Zonneweides	48	156	102	Generation Energy
Ruimtebehoefte per NUTS3-regio voor de inpassing van 14 GW (Regionaal en Nationaal) of 4 GW (Europees en Internationaal) aan additioneel windvermogen op land				
	Ruimtebehoefte 2.300 km² Figuur 100 in het rapport		Ruimtebehoefte: 670 km² Figuur 100 in het rapport	
Ruimtebehoefte per NUTS3-regio voor de inpassing van 66 GW regionaal 58 GW Nationaal 35 GW Europees en Internationaal aan zonneweides.				
	Ruimtebehoefte: 650 km² Figuur 101 in het rapport	Ruimtebehoefte: 570 km² Figuur 101 in het rapport	Ruimtebehoefte: 340 km² Figuur 101 in het rapport	Ruimtebehoefte: 340 km² Figuur 101 in het rapport
Indicatieve ruimtebehoefte per aanbod-, vraag en flexibiliteitstoepassing in km².				
Power-to-gas	3-7	4-9	2-3	1-3
Systeem-batterijen	30	30	10	10
Gascentrales	1-3	1-3	1-3	1-3
WKKs	0	<1	0	<1
Waterstofopslag (bovengronds)	5	5	1	6

Bijlage 1. Resultaten ruimte

	Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Verwijderen van het regionale gasnet (in km en aantal districtstations). De huidige situatie wordt in de eerste kolom getoond als referentie.					
LD-leidingen (km)	108.995 km	62.923 km	75.627 km	31.087 km	31.567 km
HD-leidingen (km)	11.396 km	6.629 km	8.045 km	3.392 km	3.433 km
Districtstations (aantal)	20.351	8.967	12.178	5.334	5.334

Bijlage 1. Resultaten kosten

	Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Totale, jaarlijkse kosten (in miljoenen euro's)					
Gebouwen/installaties	4.097	7.899	8.584	8.412	9.149
Opslag W	-	336	170	3	23
Opslag H ₂	-	513	528	143	671
Flexibiliteit	-	6.455	6.976	3.594	3.116
Productiemiddelen	6.671	8.362	9.969	10.052	5.281
Energiebronnen en import	15.082	6.252	9.102	17.515	26.014
Infra E	842	2.346	3.545	2.126	1.920
Infra H ₂	-	140	153	137	236
Infra G	159	36	29	95	15
Verwijderen gasnetten	-	260	320	106	163
Infra W	538	1.500	793	373	400
OPEX kosten NBH	2.882	3.276	3.696	3.256	3.216
CO ₂ netten en CCS	38	80	96	908	330
Totaal	30.309	37.455	43.957	46.720	50.534
Totale kosten energiesysteem omgeslagen naar totaal MWh finaal geleverde energie (in EUR/MWh)					
Gebouwen/ installaties	5,71	18,15	16,67	12,59	13,04
Energiebronnen en import	21	14,36	17,67	26,21	37,07
Productiemiddelen	9,29	19,21	19,36	15,04	7,53
Flexibiliteit en opslag	-	16,78	14,90	5,59	5,43
Infrastructuur E/G/W	4,81	17,41	16,74	9,14	8,55
CO ₂ -netten en CCS	0,05	0,18	0,19	1,36	0,47
Totaal	40,86	86,20	85,52	69,93	72,09

Colofon

Voorzitter werkgroep

Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050:

Marijke Kellner (*Gasunie*)

Werkgroep & begeleiding:

Maarten Afman (*Alliander*)

Wouter van den Akker (*Alliander*)

Raoul Bernards (*Enexis*)

Lennart Broere (*Alliander*)

Marco Bunt (*Stedin*)

Martijn Douwes (*Gasunie*)

Tim Gassmann (*TenneT*)

Madeleine de Haan (*Netbeheer Nederland*)

Aafke Huijbens (*Westland Infra*)

Jan de Jong (*TenneT*)

Elke Klaassen (*Enexis*)

Luuk Klinkert (*Gasunie*)

Fabian Kruiper (*Rendo*)

Emile van der Kuyp (*Alliander*)

Gert van der Lee (*TenneT*)

Rens Limpens (*Alliander*)

Maarten Mangnus (*Alliander*)

Rob Martens (*Netbeheer Nederland*)

Lieselot Meelker (*Netbeheer Nederland*)

Johan Morren (*Enexis*)

Piet Nienhuis (*Gasunie*)

Fenna Noltes (*Gasunie*)

Jarig Steringa (*Gasunie*)

Arjan van Voorden (*Stedin*)

Martin Wevers (*TenneT*)

Bedrijven en organisaties klankbordgroep:

Ministerie van EZK

Ministerie van BZK

Ministerie van Financiën

IPO

VNG

NP RES

PBL

Industrie Cluster Noordzeekanaal

Industrie Cluster Groningen/Drenthe

Industrie Cluster Rotterdam-Rijnmond

Industrie Cluster Zeeland

Industrie Cluster Limburg

VEMW

VNCI

VNPI

ISPT

TKI/TNO

Vattenfall

EnergieNederland

GasTerra

Statkraft

RWE

NVDE

Holland Solar

Energie Samen

Ontwerp en opmaak

Aandagt reclame & marketing

