

Conclusies II3050

Editie 2

16 oktober 2023

Netbeheer
Nederland



Een klimaatneutraal Nederland in 2050 kan gerealiseerd worden volgens elk van de vier scenario's die II3050-editie 2 beschrijft. Deze nieuwste editie van de verkenning geeft een actueel beeld van de ontwikkelingen die daarvoor nodig zijn, met focus op de energie-infrastructuur. Deze studie is een update van II3050-editie 1. In dit rapport ligt de nadruk op de vier klimaatneutrale energiesystemen, hun infrastructuurbehoefte en de ontwikkelpaden van deze infrastructuur. De hoofdconclusies van die eerste editie van de integrale infrastructuurverkenning gelden nog steeds. Toen werd geconcludeerd dat voor de invulling van de vier scenario's:

- 1** De infrastructuur voor elektriciteit zeer fors moet worden uitgebreid, dat er een landelijk dekkend waterstoftransportnetwerk nodig is en dat infrastructuur voor warmte en CO₂ moet worden aangelegd.
- 2** Voor alle energiedragers (elektriciteit, waterstof, groengas, 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. Slimme locatiekeuzes van flexibiliteitsmiddelen en aanbod- en vraagontwikkeling beperken de impact op de infrastructuur voor energie.
- 5** Er meer snelheid nodig is. De huidige doorlooptijden voor netaanpassingen leiden tot knelpunten, vanwege doorlooptijden voor vergunningen, beschikbaarheid van grond, knelpunten in ruimtelijke ordening en beschikbaarheid van materiaal. 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, voor te bereiden en - parallel aan de toenemende maatschappelijke vraag ernaar - tijdig te kunnen realiseren.

In II3050-editie 2 komen enkele conclusies en dilemma's scherper naar voren komen dan in II3050-editie 1. Op verschillende onderwerpen is de verkenning bovendien verdiept. De hoofdconclusies redeneren allen vanuit de vier onderzochte scenario's. De scenario's beschrijven op basis van de huidige kennis een zo realistisch mogelijk speelveld. Onzekerheid over de toekomst is echter inherent aan een scenariostudie, onderstaande hoofdconclusies moeten dan ook in dat licht bekeken worden. Een voorbeeld van grote onzekerheden in de scenario's is de industrie. Welke industrie is er in 2050 in Nederland gevestigd met welke energievraag? Een ander voorbeeld is de onzekerheid over de prijs van elektrolyse en daarmee de prijs van waterstof die zowel vraag als aanbod gaat beïnvloeden.

Deze hoofdconclusies, gaan allereerst in op de scenario's, het energiesysteem van 2050 en de vraagstukken daarbij. Vervolgens komt de rol van flexibiliteitsmiddelen aan bod: conversie, opslag, aanbod- en vraagsturing en uitwisseling met het buitenland. Daarna volgende belangrijkste inzichten voor de energie-infrastructuur. Met tot slot de conclusies over het energiesysteem vanuit de perspectieven van kosten, ruimte, uitvoerbaarheid en grondstoffen.

Scenario's en het energiesysteem

Vraagstukken in het energiesysteem

In II3050 is nu voor het eerst niet alleen in detail naar het energiesysteem gekeken, maar ook naar het koolstofvraagstuk. Ook in 2050 blijft er behoefte aan kunststoffen, chemicaliën en (koolzuurhoudende) voedingsmiddelen. Dit betekent dat er in de toekomst duurzame koolstofbronnen gevonden moeten worden voor deze producten en dat CO₂-afvang en -recycling nodig zijn op plekken waar nog fossiele koolstof wordt gebruikt. Voor bijvoorbeeld plastics die uit aardolie worden gemaakt betekent dit, dat ze na gebruik volledig gerecycled moeten worden. Of, als dat niet meer kan, de CO₂ afgevangen moet worden bij de afvalverbranding, en vervolgens als grondstof wordt benut. Het probleem is dat de circulaire inzet van materialen en stoffen slechts een beperkte bijdrage kan leveren aan de koolstofvraag van de productieprocessen. Via nieuwe technieken kan ook koolstof uit de lucht worden gevangen (Direct Air Capture), maar het is nog onduidelijk in welke mate dit haalbaar is. De schaarste aan duurzame koolstof leidt voor Nederland tot een verdelingsvraagstuk: welke inzet van de duurzame koolstof is het meest verstandig, gegeven de vele toepassingen die er baat bij kunnen hebben. Waar biedt het de grootste toegevoegde waarde? En is dat ook de keuze die de maatschappij maakt? Zie paragraaf 2.3.

De productie van synthetische brand- en grondstoffen legt, naast een grote energiebehoefte, een claim op duurzame koolstoffen. Hoeveel synthetische brand- en grondstoffen Nederland produceert in 2050, is nog een open vraag. Van grote invloed op de benodigde infrastructuur en flexibiliteitsmiddelen, zoals regelbare elektriciteitscentrales, conversie en opslag, is natuurlijk de vraag of energie-intensieve industrie deels uit Nederland verdwijnt of zich in de huidige omvang verduurzaamt. Een grotere productie van synthetische brand- en grondstoffen heeft een negatief effect op de business case van elektrolyse en power-to-heat (minder draaiuren). De business case van centrales neemt echter toe (meer draaiuren) en er is meer waterstofopslag nodig om de centrales te laten draaien. Veel productie van duurzame energie met een relatief

beperkte fabricage van synthetische producten leidt daarentegen tot meer structureel transport van elektriciteit naar het buitenland. Dit vereist dan aanzienlijk meer infrastructuur. Nederland moet daarin de voordelen en nadelen afwegen van productie van synthetische producten en andere energie-intensieve industriële processen op zijn grondgebied. Zie paragraaf 2.3.

Daarnaast speelt recent de ambitie om in 2035 een CO₂-vrij elektriciteits-systeem te creëren - in de Outlook Energiesysteem 2050. Deze ambitie was nog geen onderdeel van de IP2024-scenario's, waar deze studie ook gebruik van maakt. Wat is de impact van deze ambitie op II3050? Het vervroegd volledig CO₂-vrij maken van het elektriciteits-systeem vergt naar verwachting een nog snellere groei van infrastructuur, waterstofproductie, -import en -opslag, van hernieuwbare opwek, van efficiënter energiegebruik, van flexibiliteit in de vorm van conversie, opslag en vraagsturing. Dit legt tot 2035 nog meer druk op de vraag naar kosten, ruimte, uitvoerbaarheid en grondstoffen. Bovendien zijn negatieve effecten van zo'n versnelde aanpak op de energietransitie in andere sectoren niet uitgesloten. Zie paragraaf 2.3.

Flexibiliteitsmiddelen

In de IP2024-scenario's overstijgt in 2030 de vraag in het elektriciteits-systeem de hernieuwbare opwek op piekmomenten met zo'n 25 GW, een factor 1,5 hoger dan nu. Tussen 2030 en 2050 verdubbelt dit nog eens tot 35-50 GW. Anderzijds zijn er veel momenten met overschotten, op piekmomenten oplopend van 45 GW in 2030 tot 65-95 GW in 2050. Om deze tekorten en overschotten op te vangen moet een groot en divers flexibiliteitsportfolio worden gerealiseerd. Deze groei van flexibiliteitsmiddelen komt voornamelijk voort uit technieken die nog ordegrottes opgeschaald moeten worden. In de scenario's is aangenomen dat in 2050 25-50% van de industrievraag flexibel meebeweegt met het (duurzame) aanbod en ook andere toepassingen energie slimmer gebruiken, zoals de mobiliteitssector.

De interconnectiecapaciteit met het buitenland is een factor 2,5 tot 3,5 keer hoger dan nu. Daarnaast wordt, in een gemiddeld weerjaar, uitgegaan van 15-20 GW aan regelbare elektriciteitscentrales (vergelijkbaar met nu) en 40-70 GW aan batterijen om tekorten te voorkomen. Naast het laden van batterijen en export, worden overschotten in de 2050-scenario's benut met flexibele elektrolyse (10-25 GW) en power-to-heat (3-11 GW). Ook wordt elektriciteitsproductie uit wind en zon in een beperkt aantal situaties afgeschakeld (maximaal 35-50 GW). Zie paragraaf 3.3.

Waterstof levert na 2030 in toenemende mate flexibiliteit aan het elektriciteits-systeem, met opslag en variabele waterstofproductie uit elektrolyse kunnen regelbare elektriciteitscentrales op piekmomenten draaien. De rol van methaan wordt na 2030 snel minder. Richting 2050 levert het methaansysteem hoofdzakelijk flexibiliteit in de voorziening van de warmtevraag op piekmomenten, bijvoorbeeld via hybride warmtepompen. Bij collectieve warmtesystemen zijn grootschalige warmtebuffers en back-up nodig om koude periodes te overbruggen. De back-ups kunnen plaatsvinden met elektrische boilers of methaan- of waterstofketels. Die energiedragers vervullen daarmee een belangrijke flexibiliteitsfunctie voor de warmtevoorziening. Zie paragraaf 3.3.

Een deel van de flexibiliteitsmiddelen is slechts een beperkt aantal uren per jaar (tientallen tot honderden) nodig, maar wel cruciaal voor het balanceren van het energiesysteem (met name de flexibiliteit die extra energie levert voor de invulling van tekorten). Dit laat zien dat de wenselijke hoeveelheid flexibiliteitsmiddelen en de wenselijke leveringszekerheid communicerende vaten zijn. Zie paragraaf 3.3. De geografische verdeling en inpassing van flexibiliteitsmiddelen binnen Nederland vergt bovendien een zorgvuldige afweging van verschillende aspecten zoals de beschikbare ruimte en een effectieve benutting van de beschikbare capaciteit van de infrastructuur voor energietransport. Het Programma Energiehoofdinfrastructuur (PEH) gaat hier onder meer verdiepend op in. Zie paragraaf 3.5.

Dat er in minder dan dertig jaar een groot en divers flexibiliteitsportolio moet worden gerealiseerd is een grote uitdaging. Maar er zijn ook grote onzekerheden en fluctuaties in de benutting van de verschillende flexibiliteitsmiddelen. De verwachte draaiuren van een flexibiliteitsmiddel kunnen sterk uiteenlopen, afhankelijk van de technische en economische eigenschappen, de ontwikkeling van andere flexibiliteitsmiddelen, weersomstandigheden en ontwikkelingen in het buitenland. Twee voorbeelden illustreren dit. Eerste voorbeeld: om zeker te stellen dat ook in een zelden voorkomende dunkelflaute (meerdere aaneengesloten, donkere, windstille dagen in de winter) voldoende elektriciteit kan worden geleverd, zou rond 7 GW extra regelbaar vermogen met beperkte draaiuren nodig zijn, bovenop de reeds in het scenario aangenomen flexibiliteit waaronder 18 GW aan centrales en afregelbare industriële vraag. Tweede voorbeeld: als de industrie minder flexibiliteit kan leveren dan is aangenomen, dan is tot 10 GW extra regelbaar vermogen uit andere flexibiliteit nodig, zoals batterijopslag of centrales (met beperkte draaiuren). Zie paragraaf 3.4.

Opslag en strategische opslag

Energieopslag speelt in alle onderzochte scenario's een belangrijke rol voor het balanceren van energieaanbod en -vraag op verschillende tijdschalen. Het gaat hierbij zowel om opslag voor de korte- tot middellange termijn, met batterijen en warmte, als om opslag voor de lange termijn in de vorm van gassen. De operationele opslagbehoefte

van groengas ligt tussen de 1-12 TWh en van waterstof tussen 14-29 TWh in 2050 in een gemiddeld weerjaar. Op basis van verkennende berekeningen voor alle weerjaren is in 2050 maximaal behoefte aan 30 TWh voor groengas - op dit moment beschikt Nederland nog over 143 TWh aan aardgasopslag. Voor waterstof neemt de opslagbehoefte naar 2050 toe tot maximaal 60 TWh. De operationele opslag is bedoeld voor overbrugging van seizoenen en voor kortcyclische opslag. Als seizoensopslag van groengas primair in de bestaande gasbergingen plaatsvindt en seizoensopslag van waterstof ook in lege gasvelden gerealiseerd kan worden, zijn maximaal 70 cavernes nodig, voor groengas en waterstof samen. Of waterstofopslag in lege velden mogelijk is, wordt nog onderzocht. Op dit moment heeft Nederland zes cavernes voor opslag van aardgas in gebruik en er is er één in ontwikkeling voor waterstof. Volgens TNO zijn er tot 2050 maximaal 60 cavernes in Nederland te realiseren; daarnaast heeft Duitsland een groot potentieel aan bestaande en nieuwe cavernes. Zie paragraaf 6.4.

Naast operationele opslag is in II3050-editie 2 onderzocht hoeveel strategische opslag van moleculen er nodig is om wisselende weerjaren en risico's van import op te vangen. Afhankelijk van scenario en weerjaar gaat het om 35 tot 59 TWh, boven op de operationele opslag. Mogelijk kunnen bestaande gasopslagen in combinatie met een installatie die methaan converteert naar (blauwe) waterstof, op langere termijn ook voor strategische opslag worden ingezet. Zie paragraaf 6.4.



Energie-infrastructuur

Netbedrijven werken in de periode tussen 2030 en 2050 verder aan de uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur en aan de ombouw, uitbreiding en verwijdering van de aardgasinfrastructuur. De volgende conclusies zijn daarvoor van belang:

Elektriciteitsinfrastructuur

De vier scenario's van II3050-editie 2 hebben in verschillende mate impact op het hoogspanningsnetwerk van TenneT. Op alle spanningsniveaus (110 kV t/m 380 kV) en in alle regio's ontstaat behoefte aan verdere infrastructuuruitbreiding bovenop de door TenneT reeds geplande uitbreidingen tot 2035. Het ruimtebeslag voor de uitbreiding van de EHS-infrastructuur ligt tussen de 20% en 33% ten opzichte van het huidige EHS-net (2023). Dit zijn bovengrondse 380kV-hoogspanningslijnen met een lengte van ruwweg 1,5 tot 2 keer de afstand van Amsterdam tot Maastricht. Zie paragraaf 5.4.

Internationale transporten hebben een belangrijke invloed op de belasting van het EHS-net; deze internationale transporten hangen af van de beschikbare transportcapaciteit van de netwerken in het buitenland en worden beïnvloed door nationaal en Europees energiebeleid. Zie paragraaf 5.4.

Afhankelijk van de uitbreidbaarheid van de bestaande hoogspanningsstations met één of twee transformatoren zijn er in 2050 gemiddeld bij alle scenario's 50 tot 100 nieuwe HS-stations (15-30% groei) benodigd t.o.v. het huidige aantal in 2023. Zie paragraaf 5.4. De capaciteit voor deze koppelstations met de regionale netbeheerders moet minimaal verdubbelen tot verdrievoudigen richting 2050 om de stijging van de piekbelasting voor zowel opwek als afname te faciliteren. Zie paragraaf 7.4.

De regionale netbeheerders gaan in bijna iedere buurt aan de slag, straten gaan open voor nieuwe kabels en er worden nieuwe transformatorstations geplaatst. Het laagspanningsnet moet namelijk met

20-30% aan kabels uitgebreid worden ten opzichte van het huidige net. Daarnaast moeten er 40-55% nieuwe transformatorstations voor midden- en laagspanning (MS en LS) bij komen. Ook het tussenliggende MS-net moet met 35-45% uitgebreid worden. Zie paragraaf 7.4.

Curtaillment van alle zon PV-installaties en het schaarsteneutraal aansluiten van flexibiliteitsmiddelen, zijn essentieel om het toekomstige net zo efficiënt mogelijk vorm te geven. Curtaillment betekent dat de uiterste piekproductie van zon, niet in het elektriciteitsnet wordt opgenomen. Statische curtaillment (50-60%) voorkomt dat extra infrastructuur moet worden gebouwd voor grote leverpieken die relatief weinig uur per jaar voorkomen. Schaarsteneutraal aansluiten betekent dat flexibiliteit de capaciteitsbehoefte voor de infrastructuur niet vergroot. Slechts in een beperkt aantal uur per jaar (minder dan 200) worden flexibiliteitsmiddelen dan beperkt. Anders zou 40-75% extra infrastructuur gerealiseerd moeten worden met een zeer lage benuttingsgraad. Zie paragraaf 7.4.

Methaaninfrastructuur

Ondanks afnemende vraag en aanbod blijft in alle scenario's voor methaan (nu aardgas later groengas) zeker tot 2050 een landelijk dekkend hoofdtransportnetwerk nodig. Dat kan worden voorzien vanuit de huidige aardgasinfrastructuur. Overbodig geworden leidingen kunnen hergebruikt worden voor transport van waterstof of bijvoorbeeld als verzamel- of transportleidingen voor groengas. Op basis van beschikbare leidingen in 2040 en 2050 is het mogelijk de twee belangrijkste gaskwaliteiten (hoogcalorisch en laagcalorisch) naast elkaar te handhaven. Zie paragraaf 6.4.

Om de verduurzaming van de gebouwde omgeving te vereenvoudigen is methanisering (omzetting van waterstof naar methaan) onderzocht. Dit blijkt een relatief duur alternatief en daarmee per saldo een maatschappelijk ongewenste oplossing. Zie paragraaf 10.4.

In alle scenario's raakt een significant deel van met name het regionale gasnet in onbruik: tussen de 20% en 65% van het LD-hoofdnet is dan niet meer nodig. Het verwijderen van dit deel van het gasnet levert een groot werkpakket op en zal veel vragen van de uitvoeringscapaciteit. In scenario Internationale handel blijft het grootste deel (80%) van het LD-hoofdnet in gebruik, maar moet dit grotendeels omgezet worden voor gebruik met waterstof. Zie paragraaf 8.4.

De groengasproductie in de scenario's is sterk gespreid over het land en bevindt zich vaak niet op dezelfde locatie als de gasvraag. Zonder aanvullende maatregelen in de gasnetwerken zijn tussen de 200 en 250 boosters nodig om al het groengas te kunnen benutten. Combineren van groengasproductie bij methaanvraag, uitbreiden van het aantal netkoppelingen, gebruik maken van groengasverzamelleidingen en het clusteren van productie, kunnen het aantal boosters significant verminderen. Zie paragraaf 8.4.

Buiten de wintermaanden is er in de meeste gebieden een overschot aan groengas en in de wintermaanden juist een piek in de vraag. Daardoor is opslag noodzakelijk. Als er nationaal wordt opgeslagen, is booster naar het hoofdtransportleidingnet (HTL) nodig. Dat roept vragen op over de vereiste gaskwaliteit. Er is namelijk een verschil in de eisen die gesteld worden aan groengas in de distributienetten en aan de gaskwaliteit die is toegestaan voor een ondergrondse opslag (bijvoorbeeld toegestane zuurstof- en vochtconcentratie). Zie paragraaf 8.4.

Waterstofinfrastructuur

Voor een klimaatneutraal energiesysteem in 2050 moet de komende decennia een volledig nieuwe waterstofketen worden ontwikkeld. Belangrijke aandachtspunten hierbij zijn tijdige ontwikkeling, opschaling en kostendaling (van o.a. elektrolyzers), voldoende opslagvolume voor waterstof, voldoende beschikbaarheid van waterstof wereldwijd en opschaling van het gebruik van waterstof voor energie of grondstof.

De benodigde transportinfrastructuur voor waterstof richting 2050, als uitbreiding op het huidige uitrolplan, blijkt behoorlijk robuust: de meeste maatregelen zijn in alle scenario's noodzakelijk. Terwijl de scenario's onderling grote verschillen laten zien tussen de verhouding van productie en import van waterstof en tussen de hoeveelheden benodigde opslag van waterstof. Zie paragraaf 6.3.

Op sommige tracés zijn nieuwe waterstofleidingen nodig. Dit is met name om extra transport van west naar oost mogelijk te maken. Waterstofcompressie is nodig op meerdere locaties van het doorgaande landelijke waterstofnet. Waterstofcompressie kan veelal gebouwd worden op bestaande aardgascompressielocaties, maar dit is niet voldoende. Na 2030 wordt ook op enkele nieuwe locaties waterstofcompressie verwacht. Om de waterstof aan land te brengen die op zee met elektrolyse wordt geproduceerd, is vanaf 2030 in alle gevallen een offshore waterstofnetwerk nodig dat aansluit op het netwerk op land. Zie paragraaf 6.3.

In elk scenario zijn richting 2050 ongeveer 1.850 km aan omzettingen nodig, waarvan 750 km na 2035. Er is heel weinig variatie tussen de scenario's, als gevolg van beperkte variatie in benodigde transportcapaciteit. Maar ook omdat omgezette bestaande leidingen vaak grote diameters hebben en over-gedimensioneerd zullen zijn. Al in 2040 is er 200 km van deze omzettingen nodig. In elk scenario zijn in het doorgaande netwerk naast omzettingen ook nieuwe waterstofleidingen nodig met een maximum van 250 km. Zie paragraaf 6.3.

Varianten op de scenario's laten een additionele opgave zien. Voor additionele waterstofstromen bóvenop het maximale scenario is naar België verzwarend nodig; voor additionele waterstofstromen naar Duitsland is nog transportruimte beschikbaar. Daarvoor is alleen een extra compressielocatie nodig. Voor het opvangen van zwaardere weerjaren is circa 90-150 km additionele leidingverzwarend (nieuwbouw) plus additionele compressie nodig. Zie paragraaf 6.5.

De omzetting van delen van het regionale aardgasnet naar waterstof is mogelijk, maar dit is maatwerk per situatie. Het is belangrijk om keuzes te maken welke sectoren waar overgaan van methaan naar waterstof, omdat beide gassen gebruik kunnen maken van het bestaande gasnet. Het is over het algemeen niet wenselijk om in de eindsituatie lokaal een parallelle infrastructuur van methaan- en waterstofnetwerken te hebben, vanwege de complexiteit, veiligheid, extra noodzakelijke investeringen, uitvoeringscapaciteit en ruimtegebruik. Zie paragraaf 8.4.

Overige infrastructuur voor CO₂ en warmte

Om de uitstoot van CO₂ in Nederland terug te brengen tot de minder dan 10 Mton per jaar in 2050 in de scenario's van II3050-editie 2, is transport van CO₂ per buisleiding naar een of meer opslagen in de Noordzee, een van de belangrijke oplossingen. Zie paragraaf 9.4.

Op de lange termijn (richting 2050 en daarna) kan het CO₂-netwerk een nuttige functie vervullen bij het realiseren van negatieve CO₂-emissies of een circulaire economie. Bijvoorbeeld door CO₂ van biogene oorsprong naar de industrieclusters te transporteren voor het maken van producten (zoals plastics). De Nederlandse CO₂-infrastructuur kan hierbij een internationaal verbindende rol vervullen. Zie paragraaf 9.4.

Collectieve warmtenetten spelen in alle scenario's voor 2050 in warmtevoorziening in de gebouwde omgeving, een veel sterkere rol dan nu. Er zijn wel verschillen per scenario, met het meeste transport in het scenario Nationaal leiderschap. Door veranderingen in het aanbod zijn investeringen nodig in relatief grootschalige infrastructuren voor warmtetransport, die bronnen met een of meerdere distributienetten verbinden. Deze transportleidingen blijven wel altijd regionaal van karakter. Er is in alle scenario's een grote behoefte aan warmteopslag. De volumes bedragen 4-11 TWh in 2040 en 3-14 TWh in 2050 voor een normaal weerjaar, met de grootste hoeveelheden in het scenario Nationaal leiderschap. Zie paragraaf 9.6.



Kosten, ruimte, uitvoerbaarheid en grondstoffen

Kosten

In de vier 2050-scenario's zijn de nationale jaarlijkse kosten van de infrastructuur voor energie, hoger dan de huidige energiesysteemkosten. Ook zonder energietransitie zouden de kosten aanzienlijk gaan stijgen. De verschillen in totale kosten tussen de scenario's zijn beperkt, de samenstelling van de kosten verschilt wel sterk tussen de scenario's. De hoogste kosten (meer dan 50%) zijn voor het aanpassen van gebouwen en installaties en de productiemiddelen. De kosten voor infrastructuur en flexibiliteitsmiddelen (opslag en conversie) zijn 20-30% van de totale kosten van het energiesysteem. Daarnaast zijn in de scenario's Europese integratie en Internationale handel de kosten voor energiedragers aanzienlijk vanwege de import van energiedragers (20%). Deze laatste kosten zijn gevoelig voor prijsschommelingen in de internationale markt. Zie paragraaf 11.2.

Ruimte

De indicatieve ruimtebehoefte voor zonneweides en windvermogen loopt uiteen tussen de verschillende scenario's. Voor wind op zee gaat het om 3.800 tot 7.200 km², voor wind op land om 1.250 tot 2.500 km² en voor zonneweides om 350 tot 580 km². De indicatieve ruimtebehoefte varieert in verschillende publicaties en zijn voor een belangrijk deel afhankelijk van de precieze kengetallen die worden toegepast. Belangrijk is dat deze zich in de loop van de tijd blijven ontwikkelen: bij vergelijkingen met andere – huidige en toekomstige – berekeningen voor benodigde ruimte moet hier rekening mee worden gehouden. Zie paragraaf 11.3.

De totale ruimtebehoefte voor flexibiliteitsmiddelen is groot. Grootschalige batterijen vragen met de huidige technologie in de scenario's om 23-33 km², vergelijkbaar met de gemeente Haarlem, die met bebouwde kom en buitengebieden ongeveer 32 km² beslaat. Dat is relatief veel ten opzichte van infrastructuur met een vergelijkbare ruimtebehoefte qua locatie en gebruik van ruimte. Vergeleken met de

ruimtebehoefte voor benodigde nieuwe 110/150 kV-koppelstations is er 10 tot 20 keer zoveel ruimte nodig voor deze flexibiliteitsmiddelen. Voor elektrolyzers op land is dit 3-8 km². Echter is al deze ruimtebehoefte van flexibiliteitsmiddelen verdeeld over een groot aantal locaties, waardoor regionale inpasbaarheid centraal staat. Zie paragraaf 11.3.

De landelijke elektriciteitsnetten zullen uitgebreid moeten worden, hier is veel ruimte voor nodig. Netuitbreiding van het EHS-net liggen tussen de 320 tracékilometers en 510 tracékilometers ten opzichte van het huidige EHS-net met circa 1500 tracékilometers. Dit legt beslag op een gebied ter grootte van 32 tot 51 km². Het ruimtebeslag van de verbindingen van het hoogspanningsnet (HS, 110/150 kV) zal met ongeveer 555-955 tracékilometers toenemen ten opzichte van de huidige situatie van 4400 tracékilometers. Deze extra verbindingen kennen een ruimtebeslag van 19 tot 33 km². Zie paragraaf 11.3.

De additionele bovengrondse ruimtebehoefte van regionale netbedrijven voor de verschillende typen stations is 4 tot 6 km² (800 tot 1.200 voetbalvelden) waarvan – voor de meeste scenario's – ca. 1,2 km² voor transformatorhuisjes. In veruit de meeste gevallen gaat het hier om locaties in de gebouwde omgeving waar het lastig kan zijn om extra ruimte te vinden. Het vinden van deze ruimte is randvoorwaardelijk voor het tot stand komen van de energietransitie en in het dichtbevolkte Nederland een zeer moeilijke opgave. Het gaat merendeels om stedelijk gebied waar gemiddeld genomen een transformatorhuisje moet worden toegevoegd aan elke twee transformatorhuisjes die er nu staan. Zie paragraaf 11.3.

De aanleg van nieuwe laag- en middenspanningskabels vraagt, afhankelijk van het scenario, tussen de 260 en 330 km² aan extra ondergrondse ruimte. Er moet 80.000 tot bijna 105.000 km kabel worden ingegraven. Dat staat gelijk aan 55% tot 75% van de totale Nederlandse

straatlengte. Dat gaat gepaard met de nodige overlast; een deel van de tracés is complex en bovendien zal het vaak aanpassingen vergen aan andere infrastructuur als die voor telecommunicatie en water. Zie paragraaf 11.3.

Het ruimtebeslag van het landelijke transportsysteem voor methaan en waterstof in 2050 is vergelijkbaar met dat van het huidige landelijke transportsysteem voor aardgas, omdat het ontwikkelpad uitgaat van grotendeels hergebruik van bestaande leidingen en stationslocaties. Ook bij nieuwe leidingen en stations is het uitgangspunt dat deze zo veel mogelijk gebouwd zullen worden in bestaande tracés, respectievelijk op bestaande locaties. Zie paragraaf 11.3.

De opslag van moleculen in 2050 (met name waterstof) heeft wel ruimtelijke impact, vooral in de ondergrond. De bouw van de benodigde cavernes voor opslag van waterstof zorgt voor tijdelijk extra bovengronds ruimtebeslag, in verband met uitloggen en pekelaafvoer. De ruimtelijke impact kan beperkt worden als het mogelijk wordt om waterstof op te slaan in lege gasvelden of in zoutcavernes offshore of in bestaande cavernes in Duitsland. Zie paragraaf 11.3.

De infrastructuur voor CO₂-transport die afhankelijk van het scenario ontwikkeld kan gaan worden, volgt grotendeels bestaande tracés voor buisleidingen. Extra ruimtebeslag is daarom gering. Voor de ontwikkeling van warmtenetten is dat anders: de transportinfrastructuur van warmtebron naar vraag betreft in principe nieuwe tracés, terwijl ten behoeve van de distributie in de wijken veel straten open zullen moeten, wat een ruimteclaim met zich meebrengt. Zie paragraaf 11.3.

Uitvoerbaarheid

Voor elektriciteit is er een grote opgave voor opschaling op de relatief korte termijn. Dit zal met name in de periode van de huidige

investeringsplannen liggen. De lezer van II3050-editie 2 wordt dan ook uitdrukkelijk naar deze investeringsplannen verwezen. De inspanningen voor het hoogspanningsnetwerk hangen in eerste instantie samen met de elektrificatie – met name bij de industrie – en het ontsluiten van voldoende capaciteit voor de regionale netbeheerders. Die ontwikkeling moet voornamelijk tot 2035 plaatsvinden. Daarnaast loopt het aansluiten van wind-op-zee en de internationale connecties met DC door tot na 2040. Voor de regionale netbeheerders geldt dat de druk op het laagspanningsnet het grootst is in de periode tot 2035. Bij middenspanning is de opgave ook groot, maar meer gespreid zijn over een langere periode. Voor de regionale elektriciteitsnetten is de opgave voor netuitbreiding een factor 2 tot 3 keer het huidige (verhoogde) tempo. Ook voor de landelijke gasinfrastructuur lijkt het zwaartepunt van de werkzaamheden te liggen in de periode tot 2035. De ombouwoperatie voor de aanleg van de hoofdinfrastructuur voor waterstof is de grootste activiteit hierin. Na 2035 verplaatsen de activiteiten zich ook naar het offshore waterstofnet en het vergroten van de opslagcapaciteit. Zie paragraaf 11.4.

De regionale gasnetten hebben met name te maken met de invoeding van groengas op de korte termijn. Het zwaartepunt van de werkzaamheden ligt voor de regionale gasnetten na 2035, vanwege ombouw naar waterstof en deels voor het verwijderen van netten in wijken die volledig overgaan op elektriciteit of warmte. Zie paragraaf 11.4.

Grondstoffen

Het lijkt haast onontkoombaar dat de explosief stijgende vraag naar grondstoffen, met name naar bepaalde typen metalen, in de komende jaren al tot schaarste en zelfs tekorten zal leiden. Volgens het IEA zal de wereldwijde vraag naar metalen als koper, lithium, kobalt en nikkel reeds vóór 2030 het aanbod overtreffen. Dat raakt alle onderdelen van het energiesysteem en batterijsystemen in het bijzonder. Het zal de snelheid van de energietransitie negatief beïnvloeden en zeker de kosten ervan (fors) doen stijgen. Zie paragraaf 11.5.

De top-10 van kritieke metalen is zo goed als scenario-onafhankelijk. Lithium, bijna uitsluitend nodig voor batterijsystemen, voert de lijst aan met in de periode 2040-2050 een behoefte van jaarlijks ruim een kwart van de 2020 lithium wereldproductie, variërend per scenario. In de periode 2030-2040 is dat gemiddeld jaarlijks reeds 4%. Na lithium zijn dysprosium en neodymium kritieke grondstoffen. Ze zijn vooral nodig voor windturbines en batterijsystemen. Per metaal is de variatie tussen de scenario's fors – tot circa een factor 1,5. Door in te zetten op rethink, reduce, reuse en recycle (de strategieën uit het Nationaal Programma Circulaire Economie) kan de vraag sterk afnemen, tot wel 90% voor sommige metalen. Zie paragraaf 11.5.

De productiecapaciteiten van benodigde materialen en materieel moet fors omhoog – denk aan elektrolyzers, vermogenstransformatoren, windturbinetorens, maar ook schepen voor import van waterstof of ammoniak. Ook dat vormt naar verwachting een ernstige bottleneck. Bijna overal moeten de investeringen fors omhoog. Het is moeilijk hier goed zicht op te krijgen. De situatie verschilt per half- en eindfabricaat en de waardeketens zijn complex en ondoorzichtig. Zie paragraaf 11.5.

Tot slot

Nederland kan in 2050 klimaatneutraal zijn. Deze Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 – editie 2 laat zien wat ervoor nodig is om het energiesysteem van de toekomst te realiseren. Maar ook dat er, naast alle huidige inspanningen en geplande ontwikkelingen, op korte termijn vele extra stappen gezet moeten worden om dit doel daadwerkelijk te behalen.

Colofon

Coördinatie:

Jan Warnaars (Hoofdauteur, Stedin)
Marijke Kellner (Voorzitter werkgroep
Integraal Net en Energiesysteem
van de Toekomst (iNET), Gasunie)
Rob Martens (Programma
manager integraal ontwerp
energiesysteem van de toekomst,
Netbeheer Nederland)

Hoofdwerggroep:

Tim Gaßmann (TenneT)
Jarig Steringa (Gasunie)
Arjan van Voorden (Stedin)
Martin Wevers (TenneT)
Michiel den Haan (Gasunie)
Michel Bijlsma (Stedin)
Maarten Staats (Enexis)
Aafke Huijbens (Westland Infra)
Maarten Afman (Alliander)
Raoul Bernardts (Enexis)
Martijn Douwes (Gasunie)
Luuk Klinkert (Gasunie)
Balthasar Klimbie (TenneT)
Julia Peerenboom (TenneT)
Fenna Noltes (Gasunie)
Anne Loes Kokhuis (Netbeheer Nederland)
Olatz Azurmendi (Netbeheer Nederland)

Subwerkgroepen:

Tjarko Neerken (Enexis)
Jan de Jong (TenneT)
Elke Klaassen (Enexis)
Fabian Kruiper (Rendo)
Rens Limpens (Alliander)
Patrick Piters (TenneT)
Camiel van Altenborg (TenneT)
Bart van Hulst (TenneT)
Rick den Hartog (Westland Infra)
Rico Doldersum (Rendo)
Sytze Buruma (Coteq)
Arman Mohamed Yassin (Stedin)
Tjarko Neerken (Enexis)
Reon Baars (Alliander)
Rolf van der Velde (Alliander)
Henk Pastoor (Gasunie)
Jan de Boer (Gasunie)
Bart Hulshof (Gasunie)
Robbert Cornelissen (Coteq)
Arjen Jongepier (Stedin)
Lennard Zonneveld (Stedin)

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

Eindredactie, ontwerp en opmaak :

Ron Elkerbout (LKRBT)
Gilmar Pattipeilohy (Numero4)

Netbeheer
Nederland

