

The background image shows an industrial hydrogen transport facility with large white pipes and a metal walkway. A large black balloon is floating in the sky, with a thin line connecting it to a structure on the ground, symbolizing hydrogen transport. The scene is set outdoors with a clear blue sky and some trees in the distance.

HyWay 27: waterstoftransport via het bestaande gasnetwerk?

Eindrapport voor het ministerie van
Economische Zaken en Klimaat

HyWay 27
juni 2021

Aan: de staatssecretaris van Economische Zaken en Klimaat
Onderwerp: eindrapport onderzoeksproject HyWay 27

Hooggeachte mevrouw Yeşilgöz-Zegerius,

Met veel genoegen stuur ik u hierbij het rapport dat wij hebben samengesteld in het kader van het HyWay 27-traject. De afgelopen maanden heeft PwC/Strategy&, in nauwe samenwerking met andere bij HyWay 27 betrokken stakeholders, mogen onderzoeken of, en onder welke voorwaarden, het bestaande aardgasnetwerk kan worden ingezet voor waterstoftransport. Het onderhavige rapport beschrijft de conclusies en aanbevelingen.

Wij verwijzen naar de overeengekomen gunningsbeslissing en opdrachtverstrekking 'Samenstellen rapport Studie Backbone HyWay 27 202006047' van 24 juli 2020. Wij accepteren geen aansprakelijkheid (ook niet voor nalatigheid) richting enige andere partij dan u of voor enig ander gebruik van dit rapport dan waarvoor het bedoeld is. Wij verwijzen naar de van toepassing zijnde disclaimers aan het einde van dit document.

Met vriendelijke groet,



Prof. dr. Gülbahar Tezel
Partner Strategy&
PricewaterhouseCoopers Advisory N.V.

prof. dr. Gülbahar Tezel
Partner Strategy&
Mobiël: +31 (0) 6 13 91 56 71
gulbahar.tezel@pwc.com

Robert Hensgens
Director Strategy&
Mobiël: +31 (0) 6 13 64 59 83
robert.hensgens@pwc.com

Reikwijdte

Rol van PwC/Strategy& en betrokkenheid stakeholders

Dit rapport beschrijft de resultaten van het onderzoeksproject HyWay 27. PwC/Strategy& heeft voor dit project in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat de pen gevoerd. PwC/Strategy& heeft geholpen met het structureren en analyseren van de informatie. Daarbij hebben wij vanuit onze economische expertise gewerkt. Wij hebben geen technisch advies gegeven, bijvoorbeeld ten aanzien van de veiligheid van waterstoftransport. Wij hebben ook geen werkzaamheden verricht die het karakter hebben van accounting of auditing.

Dit rapport is geaccordeerd in een stuurgroep voorgezeten door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat en met als andere leden het ministerie van Financiën, Gasunie en TenneT. Het Havenbedrijf Rotterdam, Netbeheer Nederland, het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat en de Autoriteit Consument en Markt zijn betrokken geweest via werkgroepen. Via betrokkenheid in de klankbordgroep heeft een groot aantal organisaties feedback kunnen geven op de onderzoeksaanpak en op een conceptversie van de samenvatting.

Reikwijdte van analyses



PwC/Strategy& is vanaf augustus 2020 betrokken geweest bij het HyWay 27 project. De onderzoeksactiviteiten waren verdeeld in drie werkstromen:

i) vraag, aanbod en opslag van waterstof, ii) de wettelijke en financiële aspecten om de landelijke waterstofinfrastructuur mogelijk te maken, iii) de benodigde techniek en veiligheidsvereisten. Daarna is in de periode van januari tot en met maart 2021 verdiepend onderzoek gedaan, gericht op het bij elkaar brengen van de analyses en het formuleren van de aanbevelingen.

Een belangrijke drijver voor het nut van het ombouwen van het aardgasnet is de ontwikkeling van de vraag naar CO₂-vrije waterstof. De gehanteerde uitgangspunten in het HyWay 27-project zijn: a) het behalen van de ambities van het Klimaatakkoord (o.a. 3-4 GW elektrolyse) en b) de scenario's uit de Integrale Infrastructuurverkenningen 2030-2050. PwC/Strategy& heeft geen onderzoek gedaan naar de wenselijkheid van deze uitgangspunten of de waarschijnlijkheid waarmee deze worden gerealiseerd.

Beschikbaarheid en kwaliteit van informatie



Voor de analyses in dit rapport is gebruikgemaakt van twee typen informatie. Ten eerste zijn openbare (academische) literatuur, marktverkenningen en beleidsdocumenten geraadpleegd. Er is veel informatie beschikbaar over de potentiële rol van waterstof in een klimaatneutrale economie. Er is minder openbare informatie beschikbaar over de kosten van het ombouwen van aardgasnetten. Ten tweede is gebruikgemaakt van niet-openbare informatie die is ontvangen van Gasunie. Daarbij gaat het vooral om informatie over netwerkkarakteristieken en kosteninschattingen. Op deze verkregen informatie hebben wij geen analyses van feitelijke juistheid uitgevoerd of andere analyses die het karakter dragen van *due dilligence*. Wel hebben wij deze informatie geanalyseerd en waar mogelijk afgezet tegen andere, openbare informatiebronnen.

Uitgebreide samenvatting

HyWay 27

Binnen HyWay 27 is onderzocht of, en onder welke voorwaarden, delen van het bestaande aardgastransportnet kunnen worden hergebruikt voor het transport van waterstof

Nederland heeft een ambitieuze waterstofagenda met het oog op het halen van de klimaatdoelen

- De Nederlandse overheid heeft in verschillende beleidsdocumenten ambities geformuleerd voor het aanjagen van de waterstofketen. In de Kabinetsvisie waterstof (2020) stelt het kabinet dat Nederland op het gebied van waterstof binnen Europa 'voorop wil lopen'. In het Klimaatakkoord (2019) is de ambitie uitgesproken om de CO₂-vrije-waterstofketen aan te jagen door in 2030 3-4 GW aan geïnstalleerd elektrolysevermogen te realiseren. Deze ambities zijn geformuleerd vóór de aanscherping van de Europese CO₂-reductiedoelen van 40% naar 55% reductie in 2030.
- Er zijn meerdere redenen voor de waterstofambities. Groene waterstof is op lange termijn essentieel om de klimaatdoelen te halen. Op korte termijn is blauwe waterstof een kosteneffectieve manier om de 2030-doelen te halen. Bovendien wil het kabinet de Nederlandse basisindustrie in staat stellen om te verduurzamen. Groene en blauwe waterstof spelen daarin een belangrijke rol. Ten slotte ziet het kabinet, gelet op de strategische ligging van Nederland en de goede infrastructuur, kansen voor Nederland om een Europese hub voor klimaatneutrale energie- en grondstoffen te worden. Ook andere Europese overheden hebben ambitieuze waterstofplannen geformuleerd.

Dit rapport bevat de resultaten van het aangekondigde onderzoekstraject HyWay 27

- Tegen deze achtergrond heeft het kabinet in de Kabinetsvisie waterstof aangekondigd om te onderzoeken of het bestaande aardgasnetwerk een rol kan spelen bij het transport van waterstof. Specifiek kondigt het kabinet aan om door middel van onderzoek, samen met de landelijke netbeheerders, Havenbedrijf Rotterdam en de netwerkbedrijven Gasunie en TenneT, te bezien *of, en onder welke voorwaarden, een deel van het gasnet kan worden ingezet voor het transport en de distributie van waterstof*. Het in kaart brengen van de potentiële vraag, het aanbod en de benodigde opslag is onderdeel van het onderzoek. Daarbij wordt ook de ontwikkeling van de Noordwest-Europese waterstofmarkt meegenomen.
- Dit rapport beschrijft de onderzoeksresultaten van het HyWay 27-project. PwC/Strategy& heeft in opdracht van het ministerie van Economische Zaken de pen gevoerd. Het rapport is opgesteld aan de hand van drie leidende onderzoeksvragen, zoals beschreven in de figuur rechts.

Leeswijzer

Onderzoeksvragen	Hoofdstuk
1 Is een transportnet voor waterstof nodig en, zo ja, wanneer?	2) De rol van waterstof in een klimaatneutrale economie 3) Het nut van een transportnet voor waterstof
2 Kan het bestaande aardgasnet worden ingezet voor het transport van waterstof en, zo ja, is dat wenselijk?	4) Ombouw van bestaande aardgasnetten
3 Welke overheidsinterventie is nodig om een transportnet voor waterstof te realiseren?	5) Beleidsmatige knelpunten 6) Conclusies en aanbevelingen

In een klimaatneutrale economie is een waterstoftransportnet op basis van buisleidingen nodig om gebruikers efficiënt te verbinden met aanbieders van CO₂-vrije waterstof en met opslaglocaties

Waterstof is een essentiële bouwsteen voor een klimaatneutrale economie

- In de toekomst moet ons energie- en grondstoffsysteem klimaatneutraal worden. Hoe dat systeem er exact uit zal zien, is onzeker. Scenariostudies naar de inrichting van een klimaatneutraal energie- en grondstoffsysteem, zoals de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (I13050), laten zien dat de rol van CO₂-vrije waterstof gaat toenemen.
- De reden van die toename is dat er een CO₂-vrij systeemmolecuul nodig is. Ons energie- en grondstoffsysteem bestaat uit elektronen (momenteel ~20%) en moleculen (~80%). De verwachting is dat elektronen in een klimaatneutrale economie een groter deel gaan vormen, maar dat moleculen ook nodig blijven (~30-60% van het totaal). De moleculen zijn nu vooral fossiel: aardgas, olie en kolen. In een klimaatneutraal systeem moeten deze CO₂-vrij (of -arm) worden.
- Er zijn niet zoveel kandidaten voor een CO₂-vrij systeemmolecuul. Waterstof kan synthetisch op grote schaal CO₂-vrij worden geproduceerd uit hernieuwbare elektriciteit (groene waterstof) of worden geproduceerd uit fossiele bronnen waarbij de CO₂ grotendeels wordt afgevangen en opgeslagen (blauwe waterstof). Naast CO₂-vrije waterstof zijn ook organische alternatieven, zoals biomassa en biogas, noodzakelijk.

Een toename van CO₂-vrije waterstof vraagt om nieuwe transportketens

- De verkenningen van I13050 schetsen vier mogelijke toekomstbeelden van een klimaatneutrale economie. Het waterstofgebruik in 2050 in Nederland varieert daarbij tussen ongeveer 200 en 900 PJ. Ter vergelijking: dat komt overeen met 10-35% van het huidige totale finale energiegebruik. Om dergelijke hoeveelheden waterstof te ontsluiten, zijn om twee redenen nieuwe transportketens nodig.
- Ten eerste moeten de bronnen van hernieuwbare elektriciteit, zoals offshore windparken voor de Nederlandse kust of zonne- en windenergie op andere plekken in de wereld, worden ontsloten en verbonden met de gebruikers van waterstof. De transportketen kan gebaseerd zijn op moleculen (waarbij elektrolyse meteen plaatsvindt en waterstof wordt getransporteerd) of op elektronen (waarbij de hernieuwbare elektriciteit wordt getransporteerd en elektrolyse lokaal gebeurt).
- Ten tweede moeten natuurlijke opslaglocaties worden ontsloten. Binnenlandse productie van groene waterstof is seizoens- en weersafhankelijk. Om dit profiel op te vangen, is opslagcapaciteit nodig. Vooralsnog lijken vooral zoutcavernes (in Noord-Nederland) daarvoor geschikt. In de toekomst kan opslag mogelijk ook plaatsvinden in offshore zoutcavernes en lege gasvelden.

Buisleidingen zijn de meest efficiënte manier om in de behoefte aan transport te voorzien

- Waterstof kan in theorie op verschillende manieren worden vervoerd. In gecompriëerde of vloeibare vorm kan waterstof worden vervoerd over de weg (efficiënt voor korte afstanden en kleine hoeveelheden), per schip (efficiënt voor grote hoeveelheden over lange afstanden) en per buisleiding (voor grote hoeveelheden en middellange afstanden). Ter illustratie: voor het transporteren van 0,5 PJ waterstof per jaar zijn ongeveer tien vrachtwagens per dag nodig; rond die te transporteren hoeveelheid wordt transport per buisleiding goedkoper.
- Een waterstoftransportnet via buisleidingen draagt bij aan efficiënte locatiekeuzes voor elektrolyse. In veel gevallen is het goedkoper om waterstof dicht bij de bron van hernieuwbare elektriciteit te produceren en via een buisleiding bij de eindgebruiker te brengen, dan om elektronen te transporteren en de elektrolyse pas op locatie bij de gebruiker te doen.
- Tot slot kan een transportnet voor waterstof op basis van buisleidingen een positieve invloed hebben op de ontwikkeling van de markt. Hoe meer producenten en gebruikers het net verbindt, des te meer afzetmogelijkheden (voor producenten) en keuzevrijheid (voor gebruikers). Deze dynamiek draagt bij aan de vorming van een liquide (commodity) markt voor waterstof.

Om de ambities voor 2030 te realiseren, is de komende jaren transportcapaciteit nodig gericht op het faciliteren van de eerste grote waterstofprojecten. Daarbij ontstaat als gevolg van de opslagbehoefte ook een transportvraag

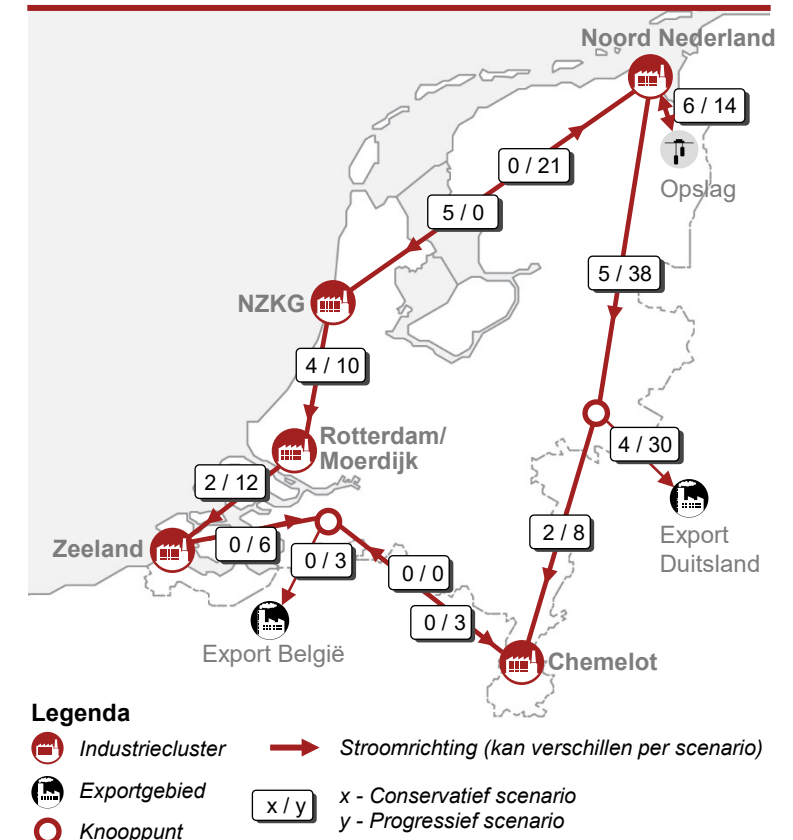
Om de 2030-doelen te halen, moeten aanbieders en vragers van waterstof worden verbonden

- Belangrijke waterstofambities voor 2030 zijn om 3-4 GW aan geïnstalleerde elektrolysecapaciteit te realiseren en om via blauwe waterstof de CO₂-uitstoot in de industrie te reduceren. Er is transportcapaciteit voor waterstof nodig om deze ambities te realiseren.
- In eerste instantie gaat het daarbij om transportcapaciteit *binnen* industriële clusters. Geproduceerde waterstof moet naar de gebruikers in de nabijheid worden getransporteerd. In de meeste clusters is er nog geen geschikt waterstofnetwerk dat de potentiële vragers kan verbinden met de aanbieders.
- Het kan ook nodig of wenselijk zijn om te zorgen voor transportcapaciteit *tussen* clusters. De verwachting is dat grootschalige productie van groene waterstof vooral aan de kust zal plaatsvinden. Potentiële vragers van waterstof in clusters die verder van de kust liggen, zoals Chemelot maar ook potentiële exportgebieden zoals Noordrijn-Westfalen, zijn afhankelijk van een transportnet dat waterstof tussen clusters transporteert.
- Bovendien ontstaat vraag naar transport *tussen* clusters omdat de behoefte aan opslag en flexibiliteit stijgt naarmate het opgestelde elektrolysevermogen groeit. De zoutcavernes in Noord-Nederland zijn waarschijnlijk een kosteneffectieve manier om in de behoefte aan flexibiliteit te voorzien. Om de zoutcavernes te ontsluiten moet Noord-Nederland worden verbonden met plekken waar veel elektrolysecapaciteit en/of waterstofvraag is.

Waar transportcapaciteit wanneer nodig is, hangt af van de karakteristieken van grootschalige projecten

- De illustratieve analyse rechts geeft inzicht in de mate waarin transportcapaciteit tussen clusters benut zou worden als de waterstofambities voor 2030 als uitgangspunt worden genomen. De figuur schetst twee scenario's: een conservatief scenario waarin clusters voor een groot deel zelfvoorzienend zijn (1,5 GW van in totaal 3,5 GW groene waterstof wordt vervoerd via het net) en een progressief scenario dat is gebaseerd op het Klimaatakkoord 2030-scenario uit II3050 (6,5 GW groene en blauwe waterstof via het net). De verdeling van de vraag over locaties is gebaseerd op het verwachte gebruik in de industriële clusters in 2030.
- De analyse laat zien dat het realiseren van de 2030-doelen leidt tot vraag naar transport van waterstof tussen clusters. Het gemiddelde getransporteerde volume per tracé is 4 PJ in het conservatieve en 15 PJ in het progressieve scenario. Dat staat gelijk aan tussen de 70 en 290 vrachtwagens waterstof per dag. De stromen worden gedreven door enerzijds regionale onbalans tussen vraag en aanbod (~60-75%) en anderzijds behoefte aan opslagcapaciteit (~25-40%).
- De analyse betekent niet dat op voorhand alle geschetste verbindingen de komende jaren nodig of maatschappelijk wenselijk zijn. Om de ambities te realiseren is het vooral essentieel om de komende jaren grote waterstofprojecten, waarvan de precieze details nog onbekend zijn, te faciliteren.

Illustratieve analyse transportstromen 2030 uitgaande van waterstofambities kabinet (cumulatief (op uurbasis) jaarvolume in PJ). Bron: Strategy&



Het bestaande aardgastransportnet kan de interregionale waterstofstromen invullen die op termijn worden verwacht: belangrijke tracés kunnen worden vrijgespeeld en technisch geschikt worden gemaakt voor waterstoftransport

Delen van het bestaande aardgastransportnet kunnen beschikbaar worden gemaakt voor waterstoftransport

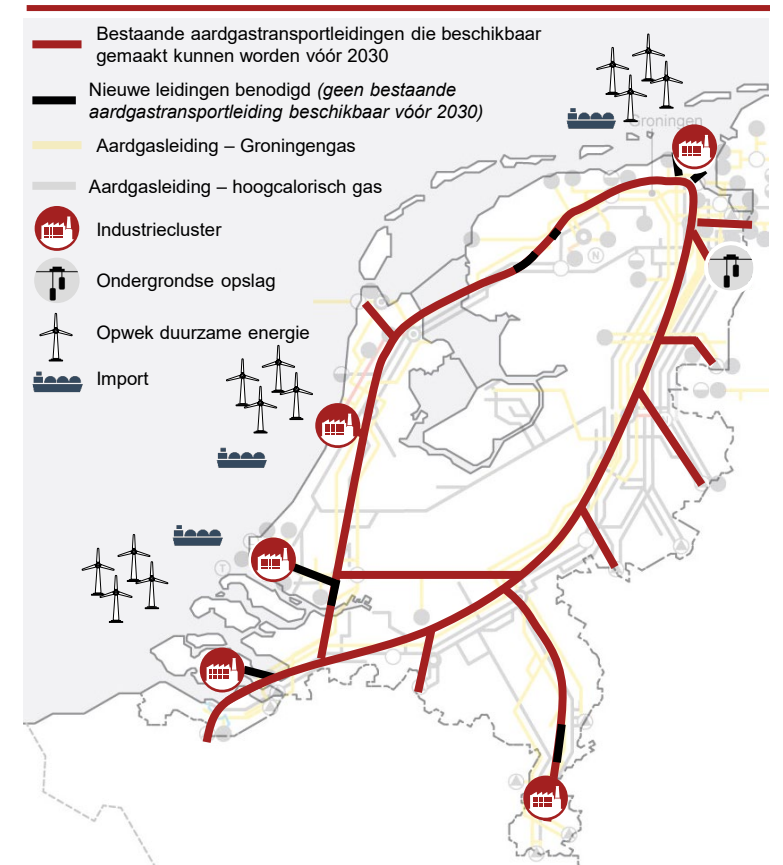
- De aardgastransportvolumes in Nederland nemen af, met ~40% in 2030 ten opzichte van nu, onder meer als gevolg van afnemende export door afbouw van de gaswinning in Groningen. Als gevolg van de afnemende transportvraag, én het gegeven dat het hoofdtransportnet voor aardgas in Nederland veelal uit meerdere parallelle leidingen bestaat, kan Gasunie de bestaande aardgastransportstromen zo herinrichten dat bepaalde transportleidingen vrij te maken zijn voor alternatieve aanwending.
- Uit eerdere onderzoeken is gebleken dat de buisleidingen die nu worden gebruikt voor aardgastransport, in principe ook veilig kunnen worden hergebruikt voor het transport van waterstof. Daarvoor moeten wel aanpassingen worden gedaan aan leidingen en werkwijzen. De belangrijkste daarvan zijn:
 - vervangen van de afsluiters;
 - grondig reinigen van de leidingen (afhankelijk van de gewenste zuiverheid);
 - vervangen of inregelen van meetapparatuur;
 - aanpassen van de werkwijzen voor de operatie, zoals de beheersing van drukwisselingen;
 - aanpassen van de werkwijzen voor het beheer en onderhoud.

Veel gebruikers kunnen eenvoudig worden aangesloten en er kan een grote capaciteit worden gecreëerd

- De figuur rechts geeft weer hoe een waterstoftransportnet op basis van bestaande aardgasleidingen eruit zou kunnen zien. In dit voorbeeld is een landelijke transportring gecreëerd waarop Nederlandse en buitenlandse industriële clusters zijn aangesloten en worden verbonden met producenten van waterstof en aanbieders van opslag. Een dergelijk transportnet kan in principe al in 2030 worden gerealiseerd. Om de gebruikers aan te sluiten op het transportnet moeten op diverse plaatsen wel nieuwe tracés worden gerealiseerd (zwart in het kaartje).
- De leidingen die kunnen worden vrijgemaakt en hergebruikt hebben een diameter van 36 inch of groter. 36-inch-buizen bieden een theoretische capaciteit van 10-15 GW, afhankelijk van het drukniveau. In de meeste scenario's is dat genoeg om tot 2040 te voorzien in capaciteit. Na 2030 kunnen bovendien ook parallelle aardgasleidingen en andere bestaande aardgastracés worden vrijgemaakt. Gelet op de grote capaciteit kan het transportnet ook dienen als basis voor de koppeling van regionale aardgastransport- en distributienetten die worden omgebouwd voor waterstof. Daarmee kunnen andere bedrijven, bijvoorbeeld in cluster 6, en sectoren, zoals mobiliteit en gebouwde omgeving, worden bereikt.

Contouren van een mogelijk waterstoftransportnet in 2030

Bron: Gasunie, Strategy&



Hergebruik van aardgasnetten is goedkoper dan de aanleg van nieuwe leidingen voor waterstoftransport. Een transportnet waarin alle industriële clusters zijn verbonden met producenten en opslaglocaties vergt een investering van ~€ 1,5 mld.

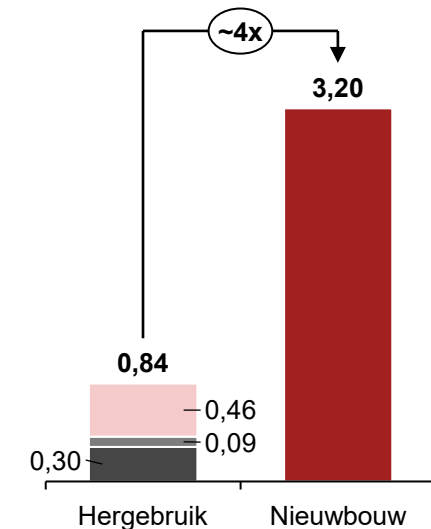
Hergebruik van bestaande aardgasleidingen is vier keer goedkoper dan nieuwe waterstofleidingen

- In de figuur rechts vergelijken we de benodigde investeringen voor het ombouwen en hergebruiken van de bestaande aardgasnetten met het geheel nieuwbouwen van een leiding van dezelfde lengte (~1.200 km) en diameter (36 inch). Hieruit blijkt dat de investering voor hergebruik een factor 4 lager is dan voor nieuwbouw. Deze factor past binnen internationale benchmarks die ervan uitgaan dat hergebruik circa 10-35% van de nieuwwaarde van een leiding betreft.
- Van de totale investeringen voor hergebruik bestaat ~45% uit werkelijke ombouwkosten. De grootste kosten zijn het reinigen en gereedmaken van de leidingen. Deze schat Gasunie in op ongeveer 10% van de nieuwbouwkosten. Dat percentage is mede afhankelijk van de gewenste zuiverheid van waterstof. De andere grote kostenpost is het vervangen van de afsluiters.
- Ongeveer ~55% van de investeringen voor hergebruik bestaan uit een vergoeding voor het overnemen van bestaande activa. Het grootste deel van de te gebruiken aardgasnetten is eigendom van netbeheerder GTS. De vergoeding voor deze activa is gebaseerd op de gemiddelde door ACM vastgestelde gereguleerde activawaarde per km (~0,46 mln. per km) van het hele aardgastransportnet.

Een landelijk waterstoftransportnet vergt investeringen van ongeveer € 1,5 miljard

- Op de vorige pagina is een beeld geschetst van een landelijk waterstoftransportnet dat grotendeels is gebaseerd op bestaande aardgasleidingen. Om een landelijk transportnet te realiseren, is volgens Gasunie een investering nodig van rond de € 1,5 miljard. De investering bestaat uit ongeveer € 850 miljoen voor de overname en ombouw van bestaande aardgasleidingen en € 650 miljoen voor het realiseren van nieuwe leidingen. Omdat het aanleggen van nieuwe leidingen duurder is, vertegenwoordigen deze ~40% van de kosten maar ~15% van de lengte van het transportnet.
- De jaarlijkse operationele kosten schat Gasunie in op 1% van de investeringswaarde. Dat is gelijk aan de door ACM geschatte operationele kosten voor GTS. Volgens Gasunie zijn er geen of beperkte verschillen in operationele kosten tussen waterstoftransport op basis van een hergebruikte aardgasleiding enerzijds en een geheel nieuwe waterstofleiding anderzijds.
- De ontwikkeltijd van een tracé is ongeveer drie jaar vanaf FID tot aan ingebruikname. Gegeven mogelijke vrijval van bestaande tracés, schat Gasunie in dat bij tijdige besluitvorming een landelijk waterstoftransportnet in 2030 gerealiseerd zou kunnen zijn.

Vergelijking benodigde investeringen per km tussen hergebruik en nieuwbouw van een leiding (€ mln. per km).
Bron: Strategy& o.b.v. kengetallen Gasunie



- Vergoeding bestaande activa
- Vervangen afsluiters
- Reinigen en gereedmaken leiding
- Aanlegkosten nieuwe leiding

Het hergebruiken van de transportnetten vereist overheidsinterventie, omdat investeringen worden gekenmerkt door hoge volloopriscico's en een sterke samenhang met de ontwikkeling van de gehele waterstofketen

Het realiseren van het transportnet moet worden gezien in samenhang met een interventie gericht op de keten

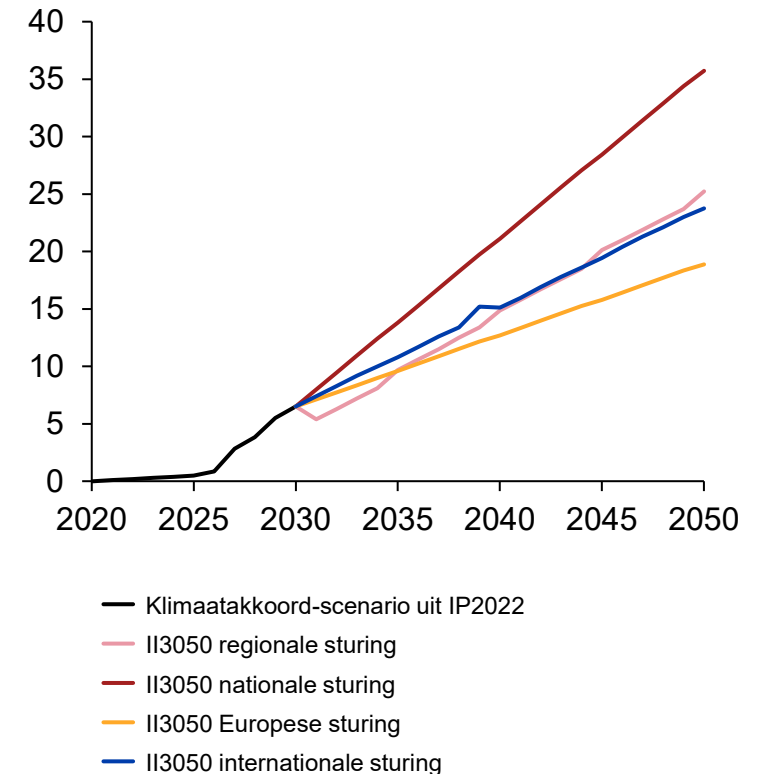
- Investerings in (het geleidelijk ombouwen van) transportnetten worden zonder overheidsinterventie niet, of in te beperkte mate, gedaan. Een eerste oorzaak daarvan is dat het momenteel simpelweg nog ontbreekt aan vraag naar waterstoftransport: de hele keten rond groene en blauwe waterstof is immers vooralsnog onrendabel. Groene waterstof is momenteel drie tot wel tien keer zo duur als grijze waterstof.
- In het Klimaatakkoord is afgesproken dat Nederland voorop wil lopen op het gebied van waterstof met onder meer een uitrolprogramma van 3-4 GW elektrolyse. Daarmee wordt transportvraag gecreëerd. Helder is dat er, mede afhankelijk van marktfactoren en ondersteunend beleid, miljarden aan financiële ondersteuning nodig zijn om de ambitie te realiseren (ordegrootte minimaal € 5 - € 10 miljard cumulatief over twintig jaar).
- Transport heeft daarbij een bijzondere plaats in de keten. Aan de ene kant is transportcapaciteit *nodig* om producenten en gebruikers te verbinden. Aan de andere kant is transportcapaciteit alleen *niet voldoende* om de keten op gang te krijgen. Transportnetten moeten daarom net voor de markt uit worden gerealiseerd, maar wel in nauwe samenhang met de keten om leegstand te voorkomen.

Overnemen van een deel van de volloopriscico's om investeringen in hergebruik mogelijk te maken

- Ook als de productie en/of het gebruik financieel worden ondersteund, zijn er weinig prikkels om tijdig te investeren in transportnetten. Investeerders in transport hebben te maken met een lange, en onzekere, vollooptijd. De oorzaak hiervan is dat het transport en het gebruik van het transportnet zich niet in een gelijk tempo ontwikkelen. Om hergebruik van het aardgasnet mogelijk te maken, adviseren wij de overheid om een deel van de risico's over te nemen of te compenseren.
- De figuur rechts geeft op basis van II3050-scenario's inschattingen voor de ontwikkeling van CO₂-vrije-waterstofvolumes. De transportvraag ontstaat over een periode van jaren/decennia omdat CO₂-vrije-waterstof-toepassingen rendabel moeten worden. Het transportnet kan echter het best in één keer worden gedimensioneerd op de langetermijntransportvraag. Eén buis met een grote capaciteit is aanzienlijk goedkoper dan meerdere buizen met een kleinere capaciteit. In het geval van de ombouw van het aardgasnet is de dimensionering bovendien al gegeven, namelijk door de diameter van de bestaande leidingen. Het volloopp probleem wordt duidelijk als bedacht wordt dat een bestaande aardgasleiding van gemiddelde diameter in de meeste scenario's genoeg is om tot minimaal 2040 in de transportvraag te voorzien.

Prognoses ontwikkeling capaciteit CO₂-vrije en CO₂-arme waterstof in Nederland (GW per jaar).

Bron: II3050



Wij adviseren het principebesluit te nemen om een deel van de bestaande aardgasnetten in te zetten voor het transport van waterstof. Om de ambities voor 2030 te halen is het nodig nu de besluitvorming daartoe in te zetten

Aanbeveling	Toelichting
<p>1 Neem een principebesluit</p>	<ul style="list-style-type: none"> In een klimaatneutrale economie is CO₂-vrije waterstof een essentiële bouwsteen. CO₂-vrije waterstof vraagt om nieuwe transportketens. In dit rapport betogen wij dat het hergebruiken van de bestaande aardgastransportnetten een kostenefficiënte basis vormt om te voorzien in de waterstofstromen die op termijn gaan ontstaan. Een belangrijk uitgangspunt bij dit rapport is de wens om de in het Klimaatakkoord en de Kabinetsvisie waterstof vastgelegde ambities voor 2030 te realiseren. Uitgaande van deze ambities ontstaat een deel van de transportbehoefte al de komende jaren. Op korte termijn is daarom een aantal keuzes nodig. Wij adviseren om het principebesluit te nemen om een deel van de bestaande aardgasnetten in te zetten voor het transport van waterstof en nadere besluitvorming in te zetten over de exacte uitwerking (waar, wanneer) en uitvoering (wie, hoe).
<p>2 Formuleer waar en wanneer het net uitgerold wordt ('wat')</p>	<ul style="list-style-type: none"> De vervolgvraag is waar en wanneer het transportnet moet worden gerealiseerd. Wij adviseren om daarvoor een uitrolplan op te stellen. Het uitrolplan dient zo veel mogelijk ondersteund te worden door een maatschappelijke kosten-batenanalyse en uit te gaan van objectieve principes die marktverstoring helpen te voorkomen. Uitgaande van de waterstofambities voor 2030 moet een uitrolplan vooral de beoogde contouren van het transportnet in 2030 beschrijven en de acties die daarvoor al de komende jaren nodig zijn. Daarbij moet een balans worden gevonden tussen het scheppen van duidelijkheid aan potentiële gebruikers en het stapsgewijs ontwikkelen van het net, zodat voortschrijdende marktontwikkelingen kunnen worden meegenomen.

Aanbeveling	Toelichting
<p>3 Bepaal de gewenste marktordering voor het transport ('wie')</p>	<ul style="list-style-type: none"> Naarmate de markt voor waterstof groeit, ontwikkelt het transportnet zich waarschijnlijk tot een infrastructuur waarvoor regulering van de toegang en de tarieven gewenst is. Een visie op marktordering is nodig om op korte termijn te kunnen bepalen wie de verantwoordelijkheid krijgt voor de ombouw van de aardgasnetten en uiteindelijk voor het beheer van het waterstoftransportnet. Onderdelen van die visie zijn eventuele toegangs- en/of tariefregulering en het eigendom van de transportnetten (publiek/privaat).
<p>4 Stel een plan op voor het aanjagen van de integrale keten ('hoe en hoeveel')</p>	<ul style="list-style-type: none"> De ambitie om in 2030 3-4 GW aan geïnstalleerd elektrolysevermogen te realiseren vraagt om overheidsinterventie. Naast ondersteunend beleid gericht op beprijzing en normering, zal financiële ondersteuning voor groene-waterstofprojecten daarvan de kern moeten vormen. Op dit moment is daarvoor echter geen financiële dekking gereserveerd. Dat raakt ook het transportnet, omdat investeringen in een transportnet (maatschappelijk) niet renderen als er weinig vragers en aanbieders van waterstof zijn. Wij adviseren de overheid om duidelijkheid te creëren over de beschikbare financiële middelen om de keten aan te jagen. Daarnaast is een plan nodig dat beschrijft welk financieel instrumentarium het best kan worden ingezet om die financiële middelen te verdelen. Wij adviseren om vanuit een integraal perspectief op de keten te bepalen welk deel van de keten gesubsidieerd wordt (waterstofproductie, -gebruik, -transport of combinaties hiervan) en welk type instrumenten het meest bijdragen aan tijdige investeringen en een efficiënte besteding van publiek geld.

Inhoudsopgave

1	Toelichting op onderzoeksvraag en -aanpak	p. 13
2	De rol van waterstof in een klimaatneutrale economie	p. 20
2.1	De rol van CO ₂ -vrije moleculen	p. 21
2.2	Ontwikkeling van vraag naar waterstof	p. 28
3	Het nut van een transportnet voor waterstof	p. 34
3.1	De behoefte aan transport van waterstof	p. 35
3.2	Het nut van buisleidingen als transportmedium	p. 42
3.3	Behoefte aan transport vóór 2030	p. 47
4	Ombouw van bestaande aardgasnetten	p. 55
4.1	Beschikbaarheid van het bestaande aardgastransportnet	p. 56
4.2	Technische aanpassingen voor transport door bestaande leidingen	p. 62
4.3	Benodigde investering voor ombouw bestaand aardgastransportnet	p. 71
4.4	Mogelijke fasering landelijk waterstoftransportnet	p. 77
4.5	Technische mogelijkheden voor ondergrondse waterstofopslag	p. 82
5	Beleidsmatige knelpunten	p. 86
6	Conclusies en aanbevelingen	p. 93
A	Appendices	p. 100
A-1	Bronnenlijst	p. 101
A-2	Modelparameters illustratief waterstofnetwerk 2030	p. 105
A-3	Indicatieve capaciteit van een transportleiding	p. 106
A-4	Nadere toelichting op gehanteerde aanname t.a.v. zuiverheid	p. 107
A-5	Onrendabele top transport	p. 108



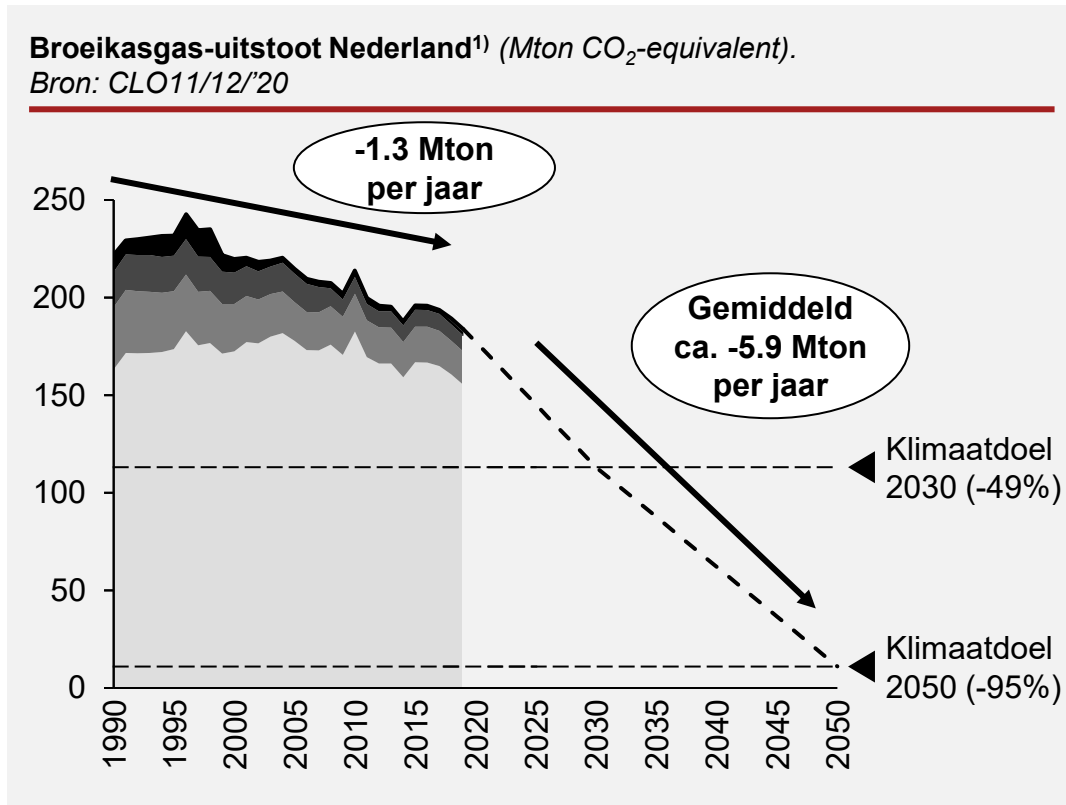
1

Toelichting op onderzoeksvraag en -aanpak

HyWay 27

Klimaatneutrale waterstof zal naar verwachting een belangrijke bijdrage leveren aan het realiseren van de CO₂-reductiedoelen

Een klimaatneutrale economie in 2050 vergt een snelle en radicale verandering

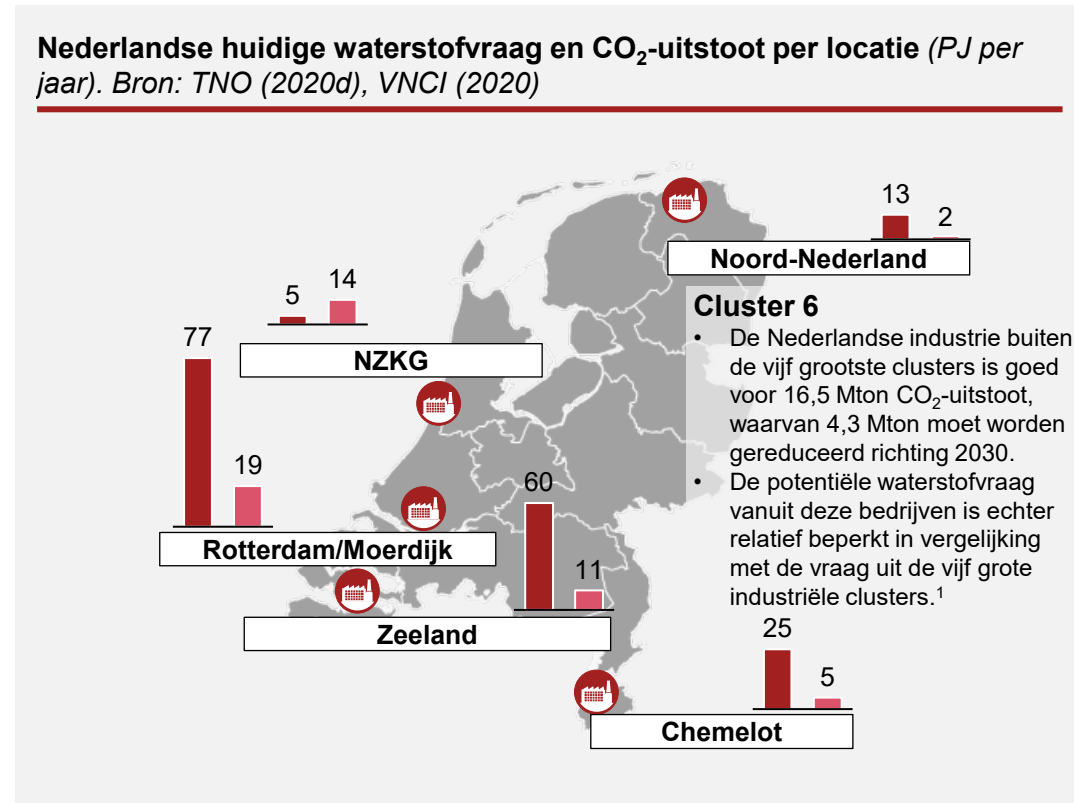


- Europa en Nederland hebben zich gecommitteerd aan een klimaatneutrale economie in 2050. Klimaatneutraal houdt in dat er netto nul uitstoot van CO₂ plaatsvindt. Uitstoot van CO₂ is daarmee niet uitgesloten, maar het moet wel worden gecompenseerd, bijvoorbeeld door CO₂ door middel van natuur of technieken uit de atmosfeer te halen.
- De Europese en Nederlandse doelen volgen op de afspraken die zijn gemaakt in het Parijsakkoord. Klimaatneutraliteit halverwege de 21^e eeuw is nodig om de opwarming van de aarde binnen de afgesproken grenzen te houden. Om klimaatneutraliteit in 2050 te bereiken, moet een eerste stap worden gemaakt in 2030. De Europese Commissie had 40% reductie in 2030 als doel². Een beoordeling van de energie- en klimaatplannen door de EC³ wees echter uit dat een evenwichtige, realistische en voorzichtige weg naar klimaatneutraliteit in 2050 een emissiereductiedoelstelling van ten minste 55% vereist in 2030. De EC heeft daarom haar doelstelling aangescherpt. De verdeling van de reductie tussen lidstaten is nog niet bekend, maar duidelijk is dat Nederland haar reductieopgave moet verhogen.
- Het reduceren van de CO₂-uitstoot vereist een omslag van fossiele naar duurzame energiebronnen en daarmee een fundamentele aanpassing van het energie- en grondstoffensysteem. Dit heeft grote implicaties voor de inrichting van onze economie. Klimaatneutrale waterstof speelt een belangrijke rol bij het realiseren van een klimaatneutrale economie, omdat CO₂-vrije systeem moleculen nodig zijn binnen het energie- en grondstoffensysteem (het ministerie van EZK, 30 maart 2020; CIEP, 2019; Berenschot, 2018). Waterstof is een schaalbaar CO₂-vrij molecuul. Er wordt verwacht dat een waterstofsysteem een aantal wezenlijke functies in een CO₂-vrije energie- en grondstoffenhuishouding gaat vervullen (RLI, 2021; Klimaatakkoord, 2019).

1) Historisch tot 2019 daarna prognose o.b.v. doelen in Klimaatwet van 2019. Aanscherpingen uit de Green Deal-afpraak zijn nog niet opgenomen. 2) Dit resulteerde in een reductiedoel van 49% voor Nederland, dat in de Nederlandse Klimaatwet is opgenomen. 3) Zie Europese Commissie (2020b). 4) Het ministerie van EZK (30 maart 2020). Kabinetsvisie waterstof; Clingendael International Energy Programme (2019); Berenschot (2018).

Het kabinet wil de Nederlandse basisindustrie in staat stellen om te verduurzamen

Naar verwachting is CO₂-vrije of CO₂-arme waterstof nodig om de industrie te verduurzamen



■ Waterstofvraag in PJ
■ CO₂-uitstoot¹ in Mton

- Het kabinet wil een actieve rol spelen bij de verduurzaming van de industrie. Zij ziet de industrie als een belangrijke economische pijler voor Nederland. De basisindustrie draagt voor € 17 miljard bij aan het BBP en is goed voor 120.000 banen. Nederland heeft de ambitie om de (Europese) vestigingsplaats te zijn voor de duurzame (basis)industrie (het ministerie van EZK, 15 mei 2020).
- Om de klimaatdoelstellingen te behalen moet de Nederlandse industrie verduurzamen. In het Klimaatakkoord is afgesproken dat de basisindustrie zijn CO₂-uitstoot in 2030 met 14,3 Mton moet hebben gereduceerd t.o.v. 2015. In 2050 moet de basisindustrie, net als de gehele economie, klimaatneutraal zijn (Klimaatakkoord, 2019).
- Verduurzaming van de industrie kan voortkomen uit verschillende technologische opties. Naast energiebesparingen kunnen duurzame elektrificatie, blauwe en groene waterstof en fundamenteel andere productieprocessen zoals bioplastics bijdragen (het ministerie van EZK, 15 mei 2020).
- Het kabinet ziet het ontwikkelen van blauwe en groene waterstof als een grote prioriteit voor de verduurzaming van de industrie (het ministerie van EZK, 30 maart 2020; het ministerie van EZK, 16 oktober 2020). Momenteel wordt al 180 PJ waterstof gebruikt in de Nederlandse industrie. Dit betreft 100 PJ aan geproduceerde grijze waterstof; 80 PJ is een bijproduct van andere processen. De productie van 100 PJ grijze waterstof geeft een uitstoot van ~7,5 Mton. Verduurzaming van alle 'grijze' SMR-installaties in Nederland zou in theorie een bijdrage van ~7,5 Mton kunnen leveren aan de benodigde 21 Mton CO₂-reductie in 2030². Bovendien gaat het gebruik van waterstof in de industrie naar verwachting toenemen, doordat het een rol gaat spelen in nieuwe duurzame chemische processen en als CO₂-vrije energiedrager voor de procesindustrie (Klimaatakkoord, 2019).

1) Afkomstig van VNCI (2020). 2) Op basis van emissiefactor van 9 kg CO₂/kg H₂. 100 PJ is LHV en bijbehorende energie-inhoud van waterstof is 120 MJ/kg. Dat levert 75 g/MJ of 75 kt/PJ. Bij 100 PJ is dat 7,5 Mton.

Ten slotte ziet het kabinet kansen voor Nederland als Europese hub voor klimaatneutrale energie- en grondstoffen

De ontwikkeling van de waterstofketen is een kans voor de Nederlandse economie

Illustratie van mogelijke Europese waterstofbackbone in 2040

Bron: Guidehouse (2020)



- ▲ Potentiële H₂-opslag: bestaande / nieuwe zoutcaverne
- ▲ Potentiële H₂-opslag: aquifer
- ▲ Potentiële H₂-opslag: leeg veld
- Industrieel cluster
- Stad, voor oriëntatie (als niet al benoemd bij industrieel cluster)

- Het kabinet ziet kansen voor Nederland om een Europese hub voor CO₂-vrije energie en grondstoffen te worden. Nederland is namelijk strategisch gelegen dankzij (het ministerie van EZK, 30 maart 2020; Ministerie van EZK, 15 mei 2020; Klimaatakkoord, 2019):
 - **havens:** gunstige ligging voor handel en transport van waterstof door aanwezigheid havens;
 - **groene elektriciteit van de Noordzee:** mogelijkheden voor productie van grootschalige groene elektriciteit door wind op zee;
 - **opslagcapaciteit:** aanwezigheid zoutcavernes en lege gasvelden voor opslag van waterstof (en CO₂);
 - **gasnetwerk:** beschikking over een uitgebreid buizen netwerk, met goede verbindingen met het buitenland, dat geschikt is om te worden omgebouwd tot waterstoftransportnet.
- Het biedt voordelen voor Nederland om een spil te worden in de toekomstige waterstofketen, met de verwachting dat waterstof een wereldwijd verhandelde commodity kan worden met grote vraag in Noordwest-Europa. De hubfunctie verbetert het vestigingsklimaat voor energie-intensieve bedrijven, omdat een betaalbare, betrouwbare en duurzame energievoorziening voor energie-intensieve bedrijven een belangrijke vestigingsfactor is. De industrie benadrukt in het TIKI-rapport het belang van een waterstofbackbone om groene-waterstofproductie te kunnen ontwikkelen en opschalen (DNV GL, 15 april 2020).

Tegen deze achtergrond zijn in het Klimaatakkoord en in de waterstofvisie ambities voor waterstof geformuleerd

Waterstofprogramma aangekondigd voor 3-4 GW aan elektrolysevermogen in 2030

Hoofdpunten Klimaatakkoord en Kabinetsvisie waterstof

Bron: Klimaatakkoord (28/06/'19), Kabinetsvisie Waterstof (30/03/'20)



Klimaatakkoord kondigt waterstofprogramma aan

- Waterstofprogramma richting 3-4 GW aan geïnstalleerd elektrolysevermogen in 2030.
- Kostenreductie capex elektrolyse verwacht van 65% in 2030 door opschaling. Bij 3-4 GW in 2030 resulteert dit volgens de Waterstofcoalitie (2018) in een afname van de capex van ca. € 100 miljoen per 100 MW in 2019 naar € 35 miljoen per 100 MW.
- Capaciteit, inzet en locaties van elektrolyse-installaties moeten bijdragen aan de inpassing van duurzame elektriciteit in het energiesysteem. Koppeling tussen de groei van elektrolysecapaciteit en groei van wind op zee.



Ministerie van Economische Zaken
en Klimaat

Kabinetsvisie waterstof kondigt beleidsagenda aan, aansluitend bij afspraken Klimaatakkoord

- Het kabinet wil voorop lopen in Europa met betrekking tot waterstof.
- Het kabinet neemt de regie bij het op gang brengen van een duurzame waterstofketen:
 - publieke rol – zeker in de start- en ontwikkelfase – voor de ontwikkeling van het waterstofnetwerk.
 - huidig en nieuw financieel instrumentarium ten behoeve van onderzoek, opschaling en uitrol van CO₂-vrije waterstof om 3-4 GW aan opgesteld vermogen te realiseren. Mogelijk koppeling tussen de ontwikkeling van wind op zee en waterstof en een bijmengverplichting.

- In de Kabinetsvisie waterstof van 30 maart 2020 spreekt het kabinet de ambitie uit om op het gebied van waterstof voorop te lopen in Europa. In het Klimaatakkoord van 28 juni 2019 is een belangrijke rol toegedicht aan waterstof; zo is onder meer het doel gesteld in 2030 3-4 GW aan geïnstalleerd elektrolysevermogen te realiseren. De tabel links schetst de hoofdpunten uit het Klimaatakkoord en de Kabinetsvisie waterstof.
- De doelen met betrekking tot waterstof zijn opgesteld vóór de aanscherping van de Europese broeikasgasreductiedoelstellingen voor 2030. Nederland zal een hogere reductie moeten realiseren; mogelijk heeft dit impact op de eerder gestelde waterstofdoelen.
- Het kabinet benadrukt ook het belang van waterstof voor de verduurzaming van de basisindustrie in de kabinetsvisie van 15 mei 2020 en in de kabinetsreactie op het advies van de Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie van 16 oktober 2020.

In HyWay 27 is onderzocht of, en onder welke voorwaarden, het aardgasnet kan worden ingezet voor het transport van waterstof

Het onderzoek waarvan dit rapport de resultaten beschrijft, is aangekondigd in de **Kabinetsvisie waterstof**

Citaat aankondiging onderzoek Kabinetsvisie waterstof

Bron: *Kabinetsvisie waterstof (30/03/'20)*



Ministerie van Economische Zaken
en Klimaat

- *“De waterstofketen zal zich waarschijnlijk ontwikkelen richting een netwerksector zoals elektriciteit en aardgas dat ook zijn. Een netwerk voor het transport en de distributie van waterstof zal kenmerken hebben van een natuurlijk monopolie. Daarbij kan een deel van het bestaande gasnet worden ingezet voor het transport van waterstof. Zoals aangegeven in de Groeistrategie voor Nederland op de lange termijn, wil het kabinet een belangrijke rol spelen bij de ontwikkeling van de infrastructuur voor waterstof. Het kabinet beziet, door middel van onderzoek, samen met de landelijke netbeheerders en netwerkbedrijven Gasunie en TenneT of, en onder welke voorwaarden, een deel van het gasnet kan worden ingezet voor het transport en de distributie van waterstof. De regionale netbeheerders en netwerkbedrijven zullen hierbij worden betrokken.*
- *Bij de ontwikkeling van infrastructuur wordt ook de ontwikkeling van de Noordwest-Europese waterstofmarkt meegenomen. Dit is van belang met het oog op een mogelijke hubfunctie van Nederland voor levering aan de buurlanden. De verbindingen met en in Duitsland hebben bijzondere aandacht. Het in kaart brengen van de potentiële vraag, het aanbod en de benodigde opslag is onderdeel van dit onderzoek. Hierbij zal Havenbedrijf Rotterdam het potentiële importaanbod (uit overzeese gebieden) in kaart brengen.”*

- De waterstofambitie van het kabinet vraagt om grootschalige inzet van waterstof en maakt een verbinding tussen producenten en gebruikers van waterstof op korte termijn noodzakelijk.
- Het kabinet wil daarom onderzoeken of het bestaande aardgasnetwerk een rol kan spelen voor het transport van waterstof. In de Kabinetsvisie waterstof kondigt het kabinet aan om door middel van onderzoek, samen met de landelijke netbeheerders en netwerkbedrijven Gasunie en TenneT, te bezien of, en onder welke voorwaarden, een deel van het gasnet kan worden ingezet voor het transport en de distributie van waterstof.
- Dit aangekondigde onderzoek is uitgevoerd in het project HyWay 27, waarvan dit rapport de resultaten beschrijft. In het project HyWay 27 hebben verschillende partijen samengewerkt. De analyses in dit rapport zijn grotendeels uitgevoerd in werkgroepen. Deze werkgroepen bestonden uit vertegenwoordigers van netbeheerders, ministeries en overige stakeholders. In opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft PwC/Strategy& geholpen met het structureren en analyseren van de informatie. Ook heeft PwC/Strategy& de pen gevoerd en dit eindrapport opgesteld.
- De analyses zijn uitgevoerd op basis van een combinatie van openbare data (zoals uit de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050) en data afkomstig van Gasunie (bijvoorbeeld data met betrekking tot de kosten van het ombouwen van de aardgasleidingen).

Wij onderzoeken drie hoofdvragen rond de inzet van het bestaande aardgasnet voor het transport van waterstof

Dit rapport behandelt de noodzaak, de mogelijkheden en de rol van de overheid

Hoofdstuk	Hoofdvragen
2 De rol van waterstof in een klimaatneutrale economie	1 Is een transportnet voor waterstof nodig en, zo ja, wanneer?
3 Het nut van een transportnet voor waterstof	
4 Ombouw van bestaande aardgasnetten	2 Kan het bestaande aardgasnet worden ingezet voor het transport van waterstof?
5 Beleidsmatige knelpunten	
6 Conclusies en aanbevelingen	3 Welke overheidsinterventie is er nodig om een transportnet te realiseren?

- Dit rapport is het resultaat van het project HyWay 27, dat is opgezet na de aankondiging van het kabinet om de inzet van het aardgasnet te onderzoeken voor het transport van waterstof. In dit project is onderzocht onder welke technische en economische voorwaarden delen van het aardgasnet kunnen worden benut voor het transport van waterstof.
- In dit onderzoek beantwoorden wij de volgende drie hoofdvragen:
 1. *Is een transportnet voor waterstof nodig en, zo ja, wanneer?*
 2. *Kan het bestaande aardgasnet worden ingezet voor het transport van waterstof?*
 3. *Welke overheidsinterventie is er nodig om een transportnet te realiseren?*
- Wij beantwoorden deze hoofdvragen aan de hand van deelvragen die wij elk in een afzonderlijk hoofdstuk adresseren. Deze deelvragen staan in de tabel links weergegeven.

2

De rol van waterstof in een klimaatneutrale economie

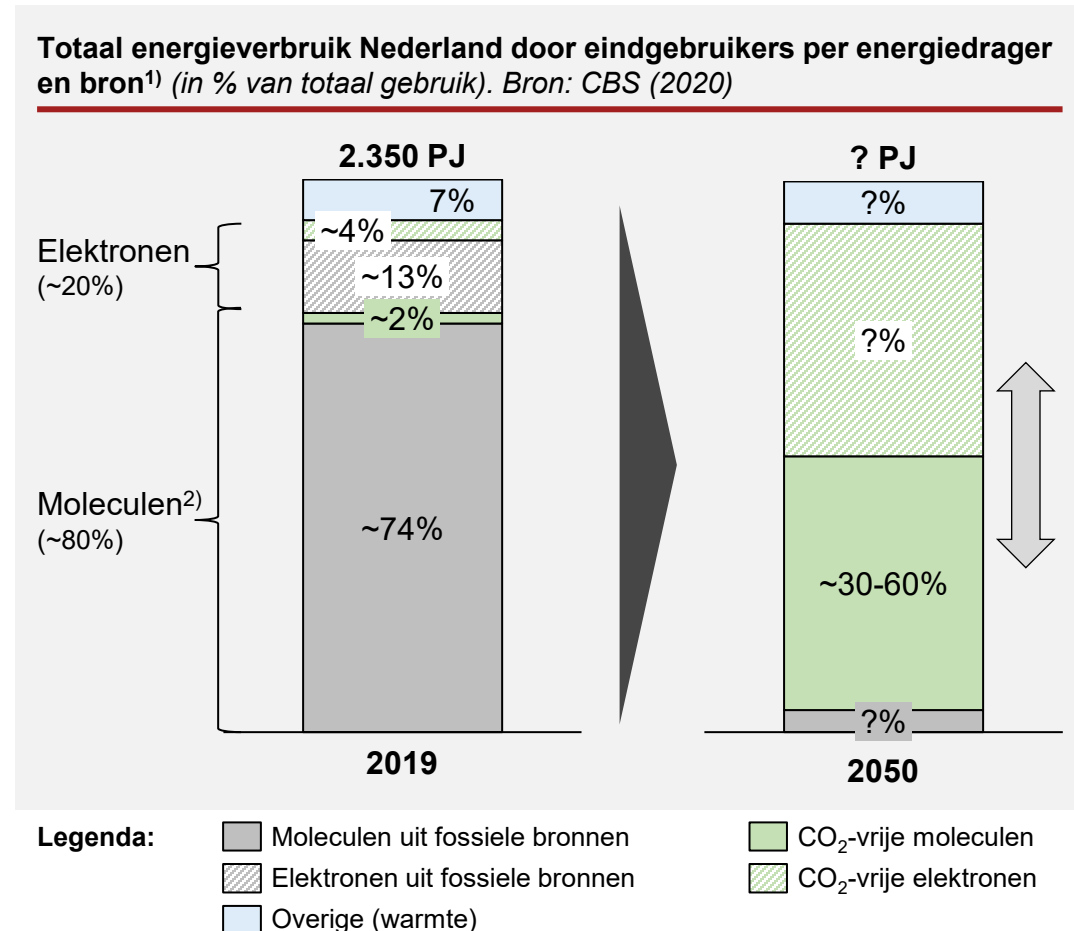
HyWay 27

2.1. De rol van CO₂-vrije moleculen



Waterstof, als CO₂-vrij molecuul, is een essentiële bouwsteen in een klimaatneutrale economie

CO₂-vrije moleculen zijn nodig voor de vervanging van fossiele moleculen zoals aardgas en aardolie



- Om de Nederlandse economie te kunnen laten draaien, zijn energie en grondstoffen nodig. Energiebronnen worden omgezet in bruikbare vormen van energie voor eindgebruikers, zoals warmte, elektriciteit of transportbrandstoffen. Daarnaast gebruiken we energie in de vorm van grondstoffen voor het maken van producten. Energie wordt hoofdzakelijk gedragen door elektronen of moleculen.
- Op dit moment gebruikt de Nederlandse energievoorziening ongeveer 80% moleculen en 20% elektronen (CBS, 2020). Van de elektronen komt al ~22% voort uit CO₂-vrije bronnen (Agora, 2020). De moleculen die op dit moment worden gebruikt, zijn echter bijna volledig gebaseerd op fossiele bronnen, waarbij 42% uit aardgas en 57% uit aardolie(producten) bestaat (CBS, 2020). Om in 2050 tot een volledig klimaatneutraal economisch systeem te komen, zullen CO₂-emissies netto nul moeten zijn.
- Alle elektronen kunnen in de toekomst CO₂-vrij worden geproduceerd door gebruik te maken van meer hernieuwbare energiebronnen zoals zon en wind, aangevuld met flexibiliteit vanuit centrales die draaien op CO₂-vrije moleculen (zoals waterstof, biomassa en biogas) of kernenergie. Daarnaast is flexibiliteit van energiegebruikers en grootschalige opslag nodig voor het balanceren van het elektriciteitssysteem. Waterstof wordt gezien als een belangrijke toekomstige schakel als bron voor flexibiliteit in het elektriciteitssysteem (DNV GL, 2019a).
- Het huidige aandeel moleculen uit fossiele bronnen zal grotendeels moeten worden gereduceerd³⁾ om de CO₂-emissies netto nul te laten zijn. Voor elke toepassing zal moeten worden gezocht naar een duurzaam alternatief. Waterstof is geschikt voor een breed scala aan toepassingen, waaronder brandstof, grondstof en opslag (RLI, 2021). Daarnaast kan waterstof CO₂-vrij worden geproduceerd en gebruikt en is waterstof relatief goed schaalbaar.
- De uiteindelijke verhouding tussen CO₂-vrije elektronen en moleculen is onzeker, maar schattingen laten zien dat het aandeel elektronen door elektrificatie zal stijgen, waardoor het aandeel moleculen tussen de 30% en 60% in 2050 ligt. (TKI Nieuw Gas, 2020; Berenschot & Kalavasta, 2020; IRENA, 2019; Navigant, 2019; Gasunie & TenneT, 2019).

1) Exclusief bunkering, eigen verbruik, verliezen industrie en verliezen E-centrales en E-distributie. 2) Energetisch en niet-energetisch verbruik. 3) Fossiele moleculen kunnen alleen nog worden gebruikt met behulp van CCS waarbij vrijkomende CO₂ grotendeels (80-90%) afgevangen en opslagen wordt, of in toepassing (pyrolyse) waarbij de CO₂-uitstoot wordt gecompenseerd met CO₂-negatieve toepassingen, bijv. zoals BECCS (PBL, 2018, p.23).

In een klimaatneutrale economie zijn CO₂-vrije moleculen nodig als brandstof, als grondstof en voor opslag

Samen met elektronen vormen CO₂-vrije moleculen het fundament van een duurzame energievoorziening

Rol van CO₂-vrije moleculen

Bron: meerdere bronnen, zie voetnoten

Brandstof
voor toepassingen
waar CO₂-vrije
moleculen het meest
kosteneffectieve
alternatief zijn

- Productie van hogetemperatuurwarmte (>500°C) in industriële processen¹⁾
- Brandstof voor bepaalde toepassingen van zwaar en langeafstandswegverkeer met brandstofceltechnologie²⁾
- Brandstof voor lucht- en scheepvaart als vervanging van kerosine³⁾ en bunkerolie¹⁾

Grondstof
in bepaalde
producten en
materialen

- Nafta-toepassingen⁴⁾ zoals plastics, geneesmiddelen, insecticiden, meststoffen en voedingsmiddelen
- Aardgastoe toepassingen (waterstof) voor kunstmest en het zuiveren en kraken van aardolie bij raffinage
- LPG-toepassingen zoals grondstof voor kunststoffen in de petrochemische industrie

Opslag
van grote volumes
hernieuwbare
energie over tijd




- Seizoensopslag om energieoverschotten over een langere tijdsperiode op te slaan
- Strategische opslag om voor meerdere jaren energie op te slaan

- **Brandstof:** Om in 2050 tot een volledig klimaatneutraal economisch systeem te komen, zal voor iedere energetische toepassing van fossiele moleculen een kostenefficiënt duurzaam alternatief moeten worden gevonden. Bepaalde energietoepassingen kunnen het best geëlektrificeerd worden, zoals bijvoorbeeld auto's, warmtepompen en boilers in gebouwen, maar er zijn ook toepassingen waar CO₂-vrije moleculen het meest kostenefficiënt zullen zijn en/of elektrische alternatieven niet toereikend zijn. Daarnaast zijn moleculen naar verwachting nodig als brandstof in elektriciteitscentrales om een deel van de fluctuaties in de elektriciteitsproductie vanuit duurzame energiebronnen op te vangen (Gasunie & TenneT, 2019).
- **Grondstof:** Een aantal producten en materialen die nodig zijn voor dagelijks gebruik, zoals plastics en kunstmest, vereist grondstoffen in de vorm van (kool)waterstoffen die momenteel voornamelijk worden geproduceerd uit fossiele bronnen. De meeste emissies uit deze producten ontstaan in de afvalfase (storten/verbranden) van deze producten. In een klimaatneutrale economie blijven deze producten nodig, maar moeten de koolstofatomen in deze producten klimaatneutraal worden behandeld om zo netto niet bij te dragen aan emissies. Dit kan als eerste door middel van recyclen, al is dit niet realistisch voor alle producten en materialen. Als tweede optie zal een significant deel van deze producten en materialen moeten worden geproduceerd met klimaatneutrale synthetische of biologische koolwaterstoffen.
- **Opslag:** Om energie voor een korte of lange periode op te slaan, wordt gebruikgemaakt van een tijdelijk opslagmedium. Hiervoor zijn verschillende opslagtechnologieën beschikbaar: mechanisch, thermisch, elektronisch en moleculair. De opslagtechnieken onderscheiden zich door een verschil in ontladtijd, opslagcapaciteit en het rendement. Welke technologie optimaal is, hangt af van de omstandigheden van de toepassing (Europese Commissie, 2017). Met name voor seizoensopslag en strategische opslag zijn capaciteit en ontladtijd van groot belang. De opslagduur en -schaal die nodig zijn voor klimaatneutrale scenario's, zijn technisch gezien alleen mogelijk met opslag van moleculen (Berenschot & Kalavasta, 2020; Mulder, 2014; Europese Commissie, 2017; RLI, 2021).

Bronnen: 1) Knoors et al. (2019). 2) DNV GL (2018a). 3) Clean Sky 2 JU & FCH 2 JU (2020). 4) Technisch werken (2014).

Waterstofproductie kan door elektrolyse volledig CO₂-vrij en door CO₂-afvang en CO₂-opslag 50-95% CO₂-vrij zijn

Zowel groene als blauwe waterstof kunnen een substantiële bijdrage leveren aan de reductie van CO₂-emissie

Productiemethoden waterstof		CO ₂ -emissie (per PJ H ₂)
 Groene waterstof	Waterstof opgewekt door middel van elektrolyse met duurzaam opgewekte elektriciteit	0 Mton CO ₂
 Blauwe waterstof	Waterstof opgewekt door middel van oxidatie van fossiele brandstoffen met afvang en opslag van CO ₂ (CCS)	0,01 - 0,06 ²⁾ Mton CO ₂
 Grijze waterstof	Waterstof opgewekt door middel van oxidatie van fossiele brandstoffen zonder afvang of opslag van CO ₂	0,08 - 0,11 ³⁾ Mton CO ₂

- Waterstof kan op verschillende manieren worden geproduceerd. Grijze-, blauwe- en groene waterstofproductie zijn de meest voorkomende productiemethodes. Onderscheidende factoren tussen deze methodes zijn de grondstof/input van het proces en de hoogte van de bijkomende CO₂-emissies, hetgeen bepalend is in hoeverre waterstof kan bijdragen aan de reductie van CO₂-emissie (TKI Nieuw Gas, 2020; RLI, 2021).
- Groene waterstof⁴⁾ wordt geproduceerd met behulp van duurzaam opgewekte elektriciteit (bijvoorbeeld uit zonne- en windenergie). Hierbij wordt door middel van elektrische spanning (elektrolyse) zuiver water (H₂O) gesplitst in waterstof (H₂) en zuurstof (O₂). Bij dit productieproces komt geen CO₂ vrij.
- Bij de productie van blauwe waterstof worden fossiele brandstoffen (koolwaterstoffen) zoals aardgas, industriële restgassen of kolen, gesplitst in koolstofdioxide en waterstof. Bij dit omvormingsproces komt CO₂ vrij. De vrijgekomen CO₂ wordt (gedeeltelijk) afgevangen en opgeslagen (CCS) in lege aardgasvelden onder de Noordzee (TNO, 2020c). Omdat de vrijgekomen CO₂ niet volledig wordt afgevangen, spreekt men in het geval van blauwe waterstof over CO₂-arme waterstof. Hoeveel CO₂ bij de productie wordt afgevangen, hangt af van het type installatie. Een bestaande SMR-installatie (steam methane reforming) kan 50-70% van de CO₂-emissie afvangen en een nieuwe generatie ATR- of POX-installatie tot ~95% (CE Delft, 2018; TNO & Berenschot, 2017).
- Grijze waterstof kent een soortgelijk productieproces als blauwe waterstof waarbij fossiele bronnen (koolwaterstoffen) worden gesplitst in koolstofdioxide en waterstof. De vrijgekomen CO₂-emissie wordt echter niet afgevangen en hergebruikt of opgeslagen, maar komt terecht in de atmosfeer.

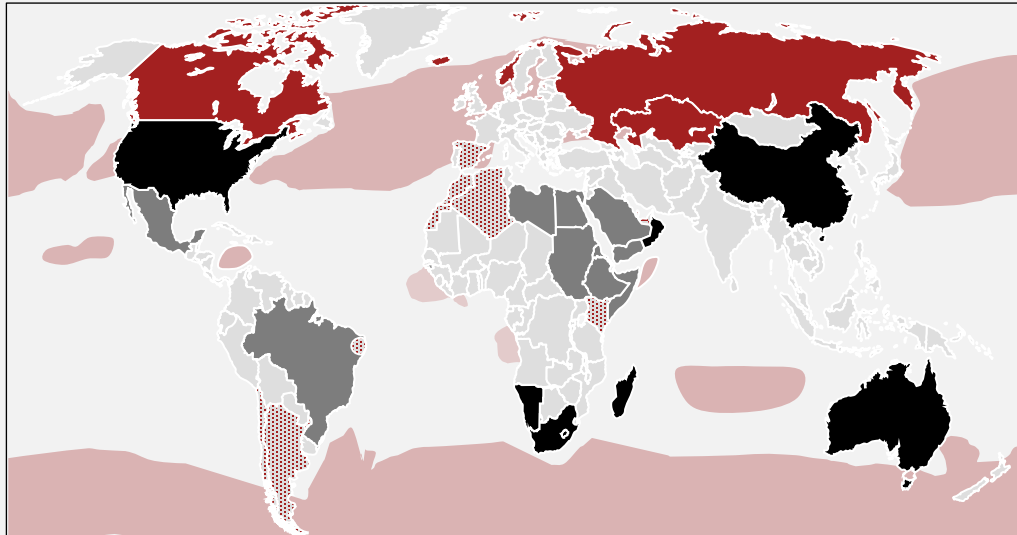
1) TNO (zonder datum)^a spreekt ook over 'turquoise waterstof'. Deze technologie bevindt zich nog in de ontwikkelfase aldus TNO. Ook zijn er nog andere waterstofproductiemethoden zonder consistente terminologie/kleurkenmerk – deze technologieën worden niet nader toegelicht in dit rapport. 2) Afhankelijk van de toegepaste installatie (SMR of ATR). 3) Bij SMR o.b.v. Natural Gas 0,075 Mton CO₂ per PJ H₂ (IEA, 2017) en gemiddelde in Nederland 0,11 Mton CO₂ per PJ H₂ (TNO (zonder datum)^a). Bij elektrolyse door middel van elektriciteit vanuit kolen is de uitstoot een factor ~3 hoger. 4) Naast groene waterstof is waterstof geproduceerd uit duurzame biomassa of biogas ook CO₂-vrij maar vanwege kleine schaal geen onderdeel van dit rapport. 5) Hergebruik van CO₂ is ook mogelijk maar alleen CO₂-neutraal als deze later niet alsnog in de atmosfeer terecht komt in de afvalfase.

Waterstof is goed schaalbaar en kan samen met biomassa en biogas voorzien in de benodigde CO₂-vrije moleculen

Waterstof is goed schaalbaar op locaties waar grootschalig elektriciteit kan worden opgewerkt

Regio's in de wereld met potentieel voor hernieuwbare elektriciteit

Bron: *Frontier economics (2018), Hydrogen Council (2020)*

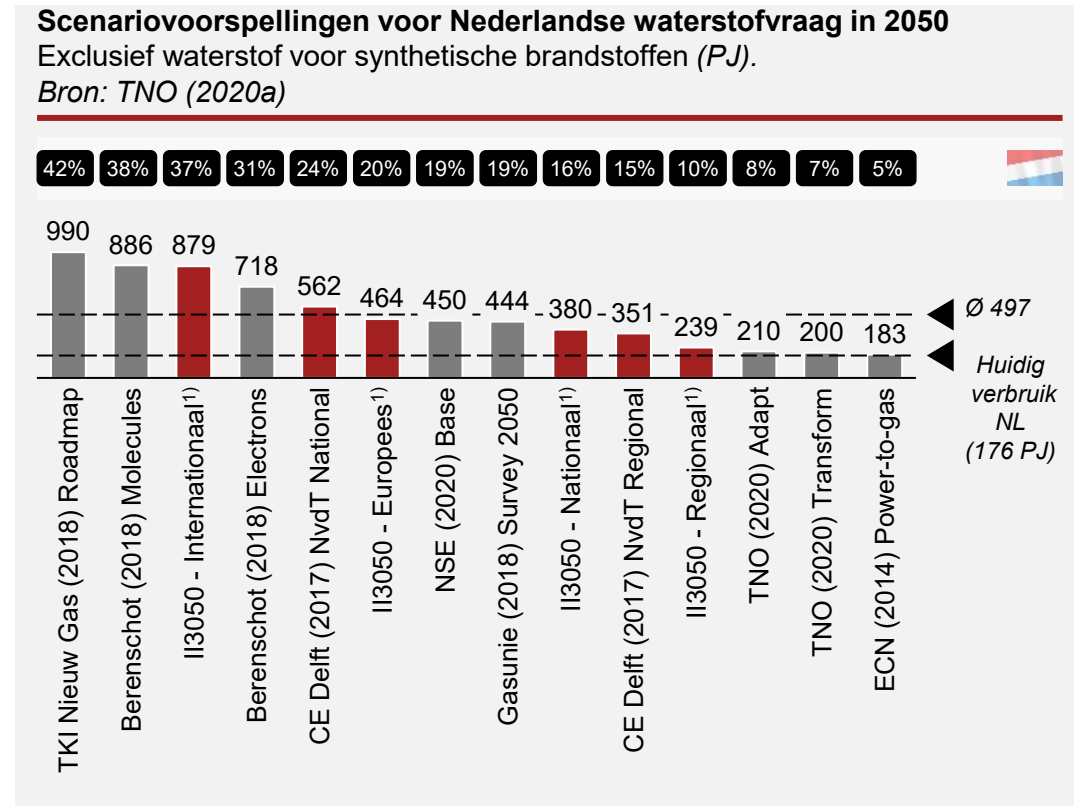


Legenda: ■ Onshore wind ■ PV + Onshore wind ■ Voornamelijk PV, maar gedeeltelijke combinatie met wind
■ Offshore wind ■ PV zon

- Om 30-60% van het toekomstige totaal finaal gebruik te kunnen invullen met CO₂-vrije moleculen, zijn zowel synthetische als organische moleculen (biomassa) nodig (Berenschot & Kalavasta, 2020).
- Biomassa is een organische stof en daardoor biologisch afbreekbaar. Biomassa als energiedrager komt voor als vaste, vloeibare en gasachtige vorm en is breed inzetbaar als brandstof en grondstof. De CO₂-uitstoot die vrijkomt bij het verbranden of biologisch afbreken van gecertificeerde biomassa draagt niet bij aan de netto-CO₂-uitstoot omdat deze CO₂ binnen hetzelfde ecosysteem uit de lucht is opgenomen (in tegenstelling tot fossiele brandstoffen). De productie van biomassa voor gebruik als brandstof/grondstof is sterk gereguleerd (PBL, 2020). CE Delft (2020) laat zien dat Nederland in 2050 niet zelfvoorzienend kan zijn in haar behoefte aan biomassa.
- Synthetische moleculen worden door een chemisch proces opgebouwd uit andere moleculen. Deze moleculen voorzien in de behoefte aan CO₂-vrije moleculen, wanneer zij zowel worden opgebouwd uit moleculen die in de natuur voorkomen als worden geproduceerd met behulp van hernieuwbare energie. Waterstof, geproduceerd uit water met behulp van duurzame elektriciteit, is het meest elementaire synthetische CO₂-vrije molecuul waarmee andere synthetische moleculen (zoals brandstoffen en grondstoffen) kunnen worden opgebouwd. Biomassa, of uit de lucht onttrokken CO₂, kan hierbij de benodigde klimaatneutrale koolstofatomen leveren.
- Op locaties met substantiële beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit is waterstof op duurzame wijze schaalbaar te produceren (RLI, 2021). In de wereld zijn veel locaties waar grootschalig duurzame elektriciteit kan worden opgewerkt met zonne- en windenergie. Locaties met de meeste zon- en winduren hebben potentie voor goedkope elektriciteits-, en dus waterstofproductie, die vervolgens naar andere landen kunnen worden getransporteerd.

Diverse scenarioanalyses bevestigen dat waterstof een groter deel gaat uitmaken van het energie- en grondstoffensysteem

De voorspelde waterstofvraag voor klimaatneutrale scenario's ligt tussen de 239 en 879 PJ in 2050



- Verschillende studies schetsen een overzicht van hoe de energie- en grondstoffenmix in 2050 eruit zal zien. Daarbij hanteren de studies verschillende uitgangspunten t.a.v. de totale reductie in 2050. In niet alle studies wordt het einddoel van klimaatneutraliteit²⁾ in 2050 gehaald.
- De figuur links laat de resultaten zien van een recente meta-analyse van TNO (TNO 2019; 2020a) naar de verschillende scenariostudies. De volumes in de achterliggende studies lopen sterk uiteen als gevolg van grote verschillen in de onderliggende aannames. De belangrijke discussiepunten uit deze metastudie zijn:
 - De studies onderstrepen een toekomstige rol van waterstof als grondstof voor de industrie, maar verschillen ten aanzien van welke producten (plastic, staal et cetera.) in de toekomst o.b.v. waterstof zouden moeten worden geproduceerd. Daarnaast zijn er verschillende inschattingen van het toekomstig gebruik van waterstof als energiebron voor de industrie.
 - Sommige studies nemen wel waterstofgebruik voor internationale lucht- en scheepsvaart mee en andere niet, omdat emissies van deze sectoren niet bijdragen aan de nationale CO₂-doelstellingen. Om een betere vergelijking te waarborgen is deze categorie links niet weergegeven.
 - Scenario's die zijn gebaseerd op een visie of gebruikmaken van een simulatiemodel (zoals het Energy Transition Model dat II3050 gebruikt om op uurbasis vraag en aanbod door te rekenen), laten een hogere waterstofvraag zien dan scenario's die uitgaan van een statische kostenoptimalisatie zoals TNO (2020e) met de Adapt- en Transform-scenario's. Ook is er een stijgende trend waargenomen in het aandeel waterstof in studies over tijd.
- De scenario's in het kader van II3050 (Berenschot & Kalavasta, 2020) zijn uitgevoerd in opdracht van de Nederlandse netbeheerders en zijn verkenningen naar diverse radicaal verschillende manieren om klimaatneutraliteit te halen. Dit zijn zogenoemde 'hoekpuntscenario's' en geen voorspellingen. De hoeveelheid waterstof in al deze vier scenario's neemt toe van de huidige ~180 PJ tot 239-879 PJ in 2050, waarbij ook de aard van de inzet verandert.

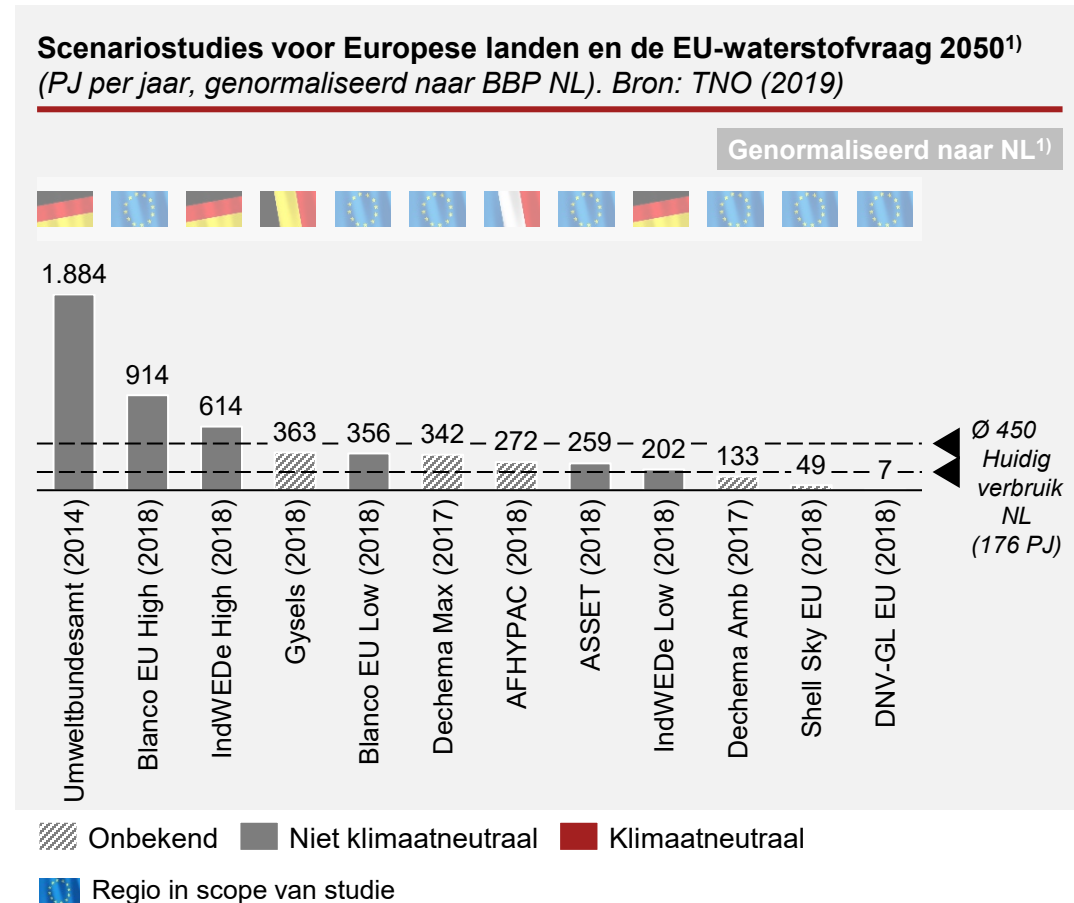
1) Berenschot & Kalavasta (2020), waarbij cijfers voor de waterstofvraag afwijken van de getoonde cijfers in TNO (2020a) – Cijfers zijn later geüpdatet door auteurs. Getoonde waarden betreffen de waterstofvraag in 2050 exclusief transitstromen en internationale lucht- en scheepsvaart.

2) Scenario's die streven naar minder dan 100% CO₂-reductie zijn niet meegerekend als klimaatneutraal.

3) Een groot aantal scenario's gaat uit van 95% CO₂-reductie, waaronder TNO (2020) Adapt en Transform.

Studies over andere Europese landen bevestigen het beeld dat in 2050 substantiële volumes CO₂-vrije waterstof nodig zijn

Genormaliseerd voor het BBP geven deze een indicatie voor de Nederlandse vraag van 259-1.884 PJ



- Een meta-analyse door TNO (2019) naar internationale studies geeft ook een beeld van de toekomstige waterstofvraag in Noordwest-Europa. De onderliggende studies laten een substantiële vraag naar CO₂-vrije waterstof in 2050 zien. Ter vergelijking zijn de waarden door TNO genormaliseerd voor het Bruto Binnenlands Product (BBP) om een indicatie voor Nederland te geven. Deze studies gaan echter niet uit van klimaatneutraliteit, maar richten zich op 85-95% CO₂-reductie t.o.v. 1990, in lijn met de toen geldende klimaatdoelen. Studies die uitgaan van ~95% CO₂-reductie geven een genormaliseerde waarde voor Nederland tussen de 259 en 1.884 PJ.
- In de studies met de meest conservatieve inschattingen van de waterstofvraag in 2050 (Shell, 2018; DNV GL, 2018a) wordt de potentie van waterstof herkend, maar is de verwachting dat de waterstofmarkt zich wereldwijd pas ontwikkelt vanaf 2040 (TNO, 2020a; TNO, 2019).
- Vergelijkbaar met de scenario studies die zich focussen op Nederland, wordt de ruime spreiding in de schattingen voor de waterstofvraag gedreven door de verschillen in scope, rekenmodellen en onderliggende aannames. Zo focussen de scenario's van Dechema (2017) enkel op de waterstofvraag binnen de industrie. In de studie van Umweltbundesamt (2014) wordt een significant aandeel in de waterstofvraag verklaard door een hoge vraag vanuit de inzet van waterstof voor de productie van biobrandstoffen en als grondstof voor chemische producten en materialen (TNO, 2019).
- Ook verschillen de onderliggende aannames ten aanzien van de beschikbaarheid en de kosten van waterstof en overige energiebronnen per land en regio. Bijvoorbeeld, 40% van de petrochemische industrie in de Europese Unie bevindt zich in Nederland, België en Duitsland²⁾ (Port of Rotterdam, zonder datum). Een normalisering op basis van het BBP van scenariovoorspellingen van waterstofvraag vanuit de EU zal in dit specifieke voorbeeld een minder accuraat beeld geven voor de verwachte waterstof vraag in Nederland (TNO, 2019).
- De studies in deze figuur komen vooral uit 2017 en 2018 en zijn daarmee mogelijk wat verouderd. Op de vorige pagina werd al verwezen naar de conclusie van TNO (2020a) dat meer recente studies een hoger aandeel waterstof lijken te vinden.

1) Ten behoeve van de vergelijkbaarheid met de voorspelling van de vraag naar de waterstof in Nederland, is de voorspelde waterstofvraag genormaliseerd naar rato van Bruto Binnenlands Product.

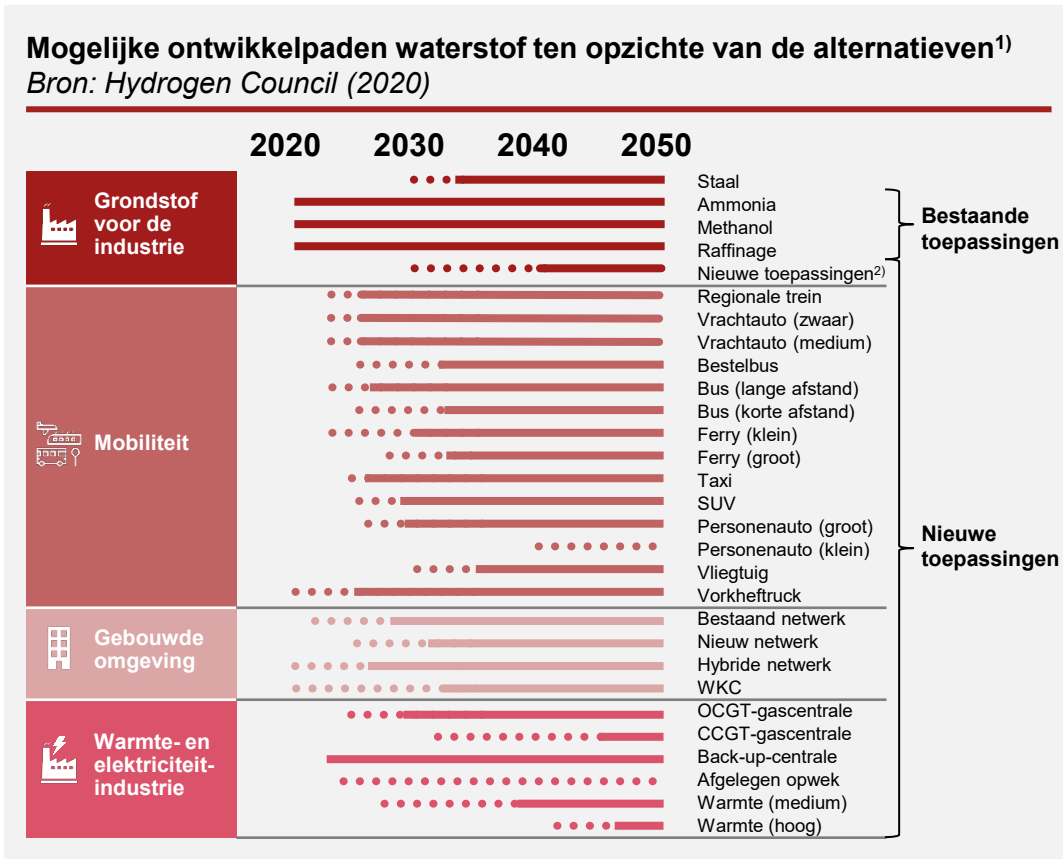
2) Deze petrochemische industrie bevindt zich met name in het zogenaamde ARRA-cluster (Antwerpen-Rotterdam-Rijn-Ruhr-area).

2.2. Ontwikkeling van vraag naar waterstof



Waterstof wordt nu vooral gebruikt als grondstof voor de industrie, maar is in potentie breed toepasbaar

Het is onzeker in welke applicaties en wanneer waterstof concurrerend wordt t.o.v. de alternatieven



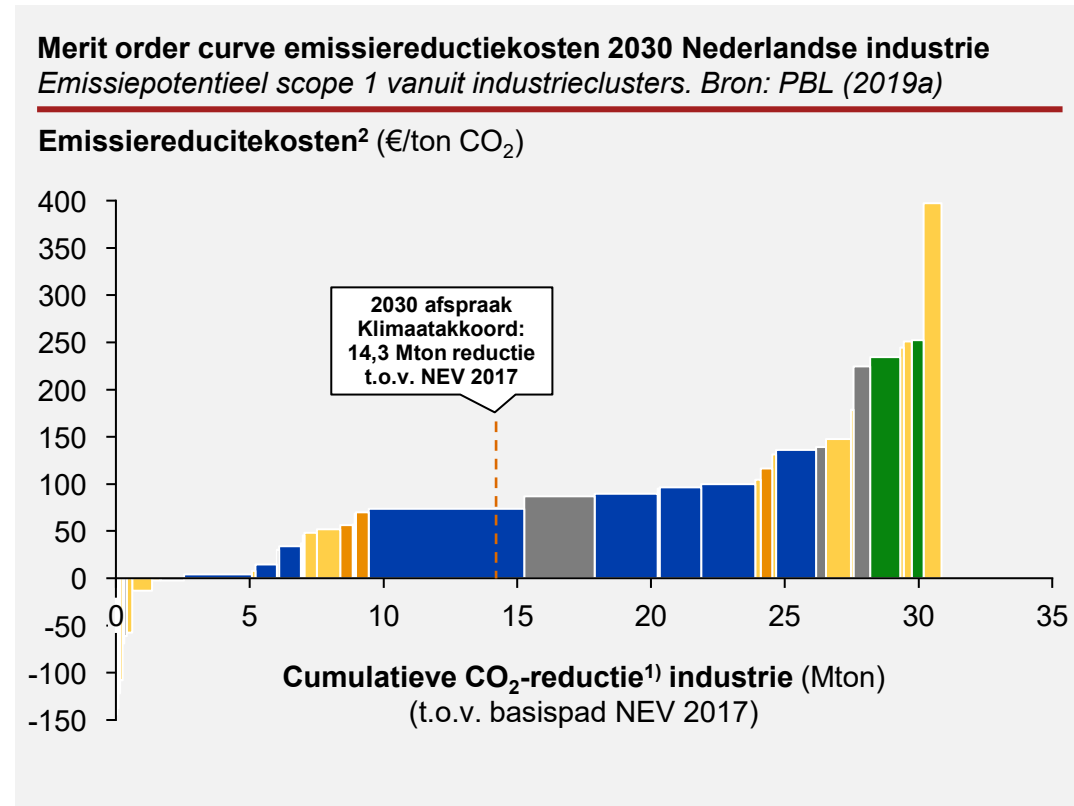
- Waterstof heeft de potentie om een breed aantal toepassingen in de economie volledig te kunnen decarboniseren. Waterstof wordt op dit moment al op grote schaal als grondstof gebruikt in de industrie voor raffinage en voor de productie van ammoniak. Binnen de industrie zijn andere grondstofftoepassingen in ontwikkeling (zoals voor de productie van staal maar ook voor het chemisch recyclen van plastic), maar er worden ook toepassingen gezien voor het opwekken van warmte en elektriciteit. Daarnaast is er een aantal toepassingen in de mobiliteit en gebouwde omgeving.
- Hydrogen Council (2020) concludeert op basis van haar studie dat:
 - waterstof in 2050 in veel van de geïdentificeerde toepassingen competitief is met het goedkoopste CO₂-vrije alternatief. Wanneer waterstof dit punt bereikt, is echter sterk afhankelijk van de regio, die elk andere energieprijzen, infrastructuurmogelijkheden en beleid t.a.v. waterstofontwikkeling hebben. In regio's met goede toegang tot CCS, zoals Nederland, kan waterstof sterke competitie verwachten van fossiele brandstoffen waarvan CO₂ zal worden afgevangen. Waterstof zal met name competitief zijn voor applicaties waar geen duurzame alternatieven zijn;
 - in de **mobiliteit** de komende tien jaar de eerste waterstofftoepassingen worden verwacht voor zwaar en langeafstandwegvervoer waar EV's niet meer kostenefficiënt zijn. Later liggen er kansen voor waterstof in lucht- en scheepvaart in de vorm van synthetische brandstoffen;
 - in de **gebouwde omgeving** de kansen liggen voor waterstof als eerste in gecombineerde toepassingen met andere brandstoffen, bijvoorbeeld als brandstof voor de pieklast van warmtenetten in sommige delen van het land. Vanaf 2030 worden ook kansen gezien voor waterstofboilers;
 - vanaf 2030, wanneer de productie en distributiekosten van waterstof verder gedaald zijn, meer applicaties voor **warmte en elektriciteit voor de industrie** interessant worden. Hierbij kan worden gedacht aan waterstoffturbines voor het opwekken van piekvermogen van elektriciteit en hogetemperatuurproceswarmte.

••••• Waterstof is concurrerend in optimale omstandigheden en regio's
 ————— Waterstof is concurrerend in gemiddelde omstandigheden en regio's

1) Niet specifiek voor Nederland maar in globale context. 2) Bijvoorbeeld chemische plasticrecycling waarbij waterstof als grondstof wordt gebruikt.

De industrie is naar verwachting de eerste grote vrager naar CO₂-vrije (groene) en CO₂-arme (blauwe) waterstof

Het verduurzamen van grijze-waterstofproductie kan een reductie van ~7,5 Mton CO₂-uitstoot opleveren

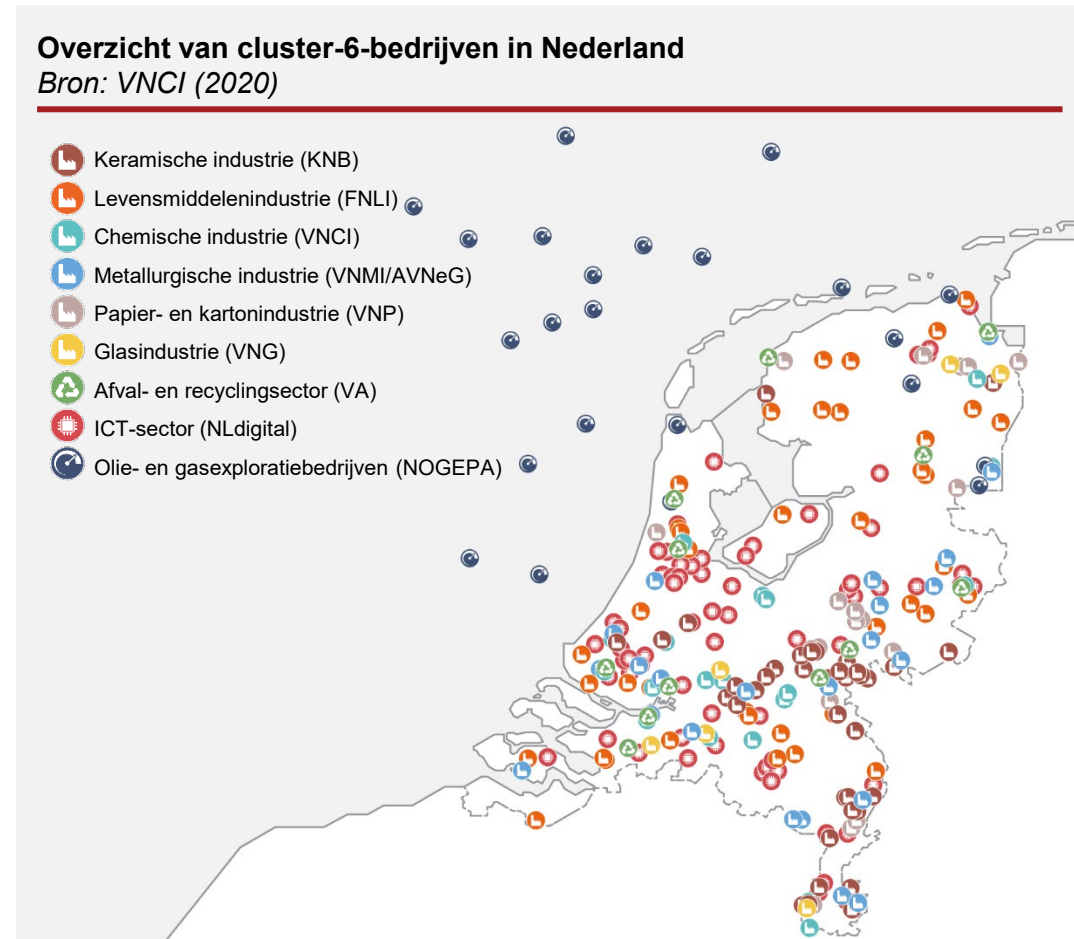


- De Nederlandse basisindustrie moet verduurzamen om in 2050 klimaatneutraal te zijn. In het Klimaatakkoord (2019) is opgenomen dat de basisindustrie haar CO₂-uitstoot in 2030 moet reduceren tot 35,7 Mton; dat betekent een additionele opgave van 14,3 Mton bovenop het KEV 2017-basispad. Hierin is nog niet meegenomen dat de huidige doelstelling van 49% minder uitstoot voor Nederland mogelijk wordt opgehoogd als gevolg van de recente ophoging naar 55% van de Europese doelstelling voor 2030.
- De technologische opties die beschikbaar zijn voor de industrie zijn beperkt. Grofweg gaat het om procesefficiency (minder energie gebruiken), CCS (waaronder blauwe waterstof), elektrificatie en groene waterstof.
- De eerste toepassing van CO₂-vrije of CO₂-arme waterstof is naar verwachting het vervangen van de huidige grijze waterstof die als grondstof in de industrie wordt gebruikt. Voor deze gebruikers is waterstof het enige alternatief om hun hoofdproces te kunnen verduurzamen. De benodigde waterstofmoleculen kunnen niet worden vervangen bij het vervaardigen van producten zoals ammonia. De productie van ~100 PJ pure grijze waterstof in 2020 genereert een CO₂-uitstoot van ~7,5 Mton (exclusief emissies van aardgaswinning) (IEA, 2017). TNO (2020d) schat dat 50 van de 100 PJ-productie relatief eenvoudig kan worden vervangen door CO₂-vrije of CO₂-arme waterstof en daarmee dus een bijdrage van ~3,8 Mton aan reductie van emissie kan leveren.
- CCS, waarvan een gedeelte het afvangen van CO₂ bij grijze-waterstofproductie betreft, heeft lagere kosten per ton CO₂-reductie in vergelijking met de inzet van groene waterstof (PBL 2019a). CCS heeft echter de beperking dat niet alle CO₂ op een kosteneffectieve manier kan worden afgevangen (bijvoorbeeld slechts 50-70% bij bestaande SMR-installaties die grijze waterstof produceren), waardoor groene waterstof op termijn een belangrijke bijdrage moet leveren in de reductie van CO₂ in de industrie.
- Scenariostudie II3050 gaat dan ook ervan uit dat de industrie een van de grootste verbruikers van CO₂-vrije/CO₂-arme waterstof zal zijn in 2050. Deze waarden liggen tussen 83 PJ in het Regionale scenario en 380 PJ in het internationale scenario.

1) Betreft Mton CO₂ equivalent. 2) Inclusief opex en verdisconteerde capex, exclusief infrastructuurkosten voor elektriciteit en waterstof, exclusief levering restwarmte naar warmtenet.

De verwachte groei van de industriële vraag naar waterstof komt ook van buiten de vijf grootste industrieclusters

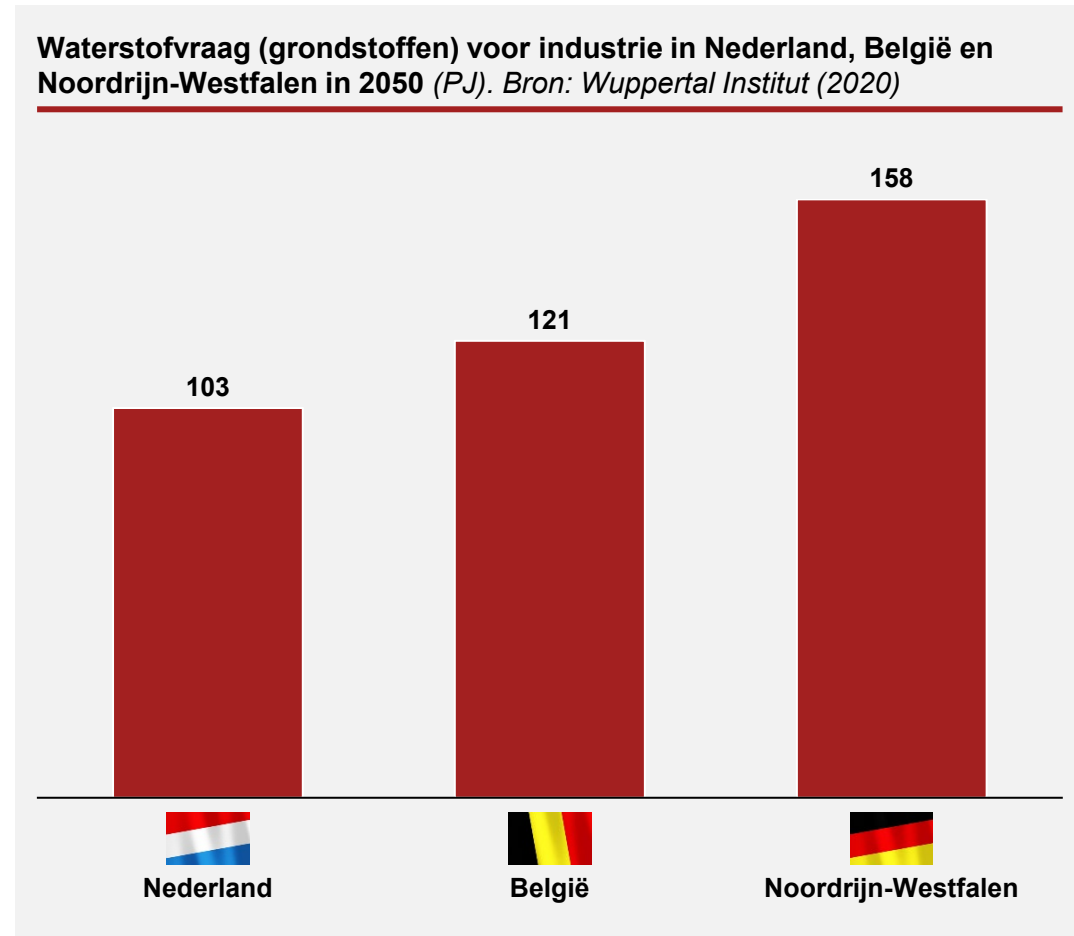
Deze waterstofgebruikers bevinden zich verspreid over het land en vereisen additionele infrastructuur



- Naast de bedrijven die gevestigd zijn in de vijf specifieke regionale industrieclusters, zijn er in Nederland nog veel meer bedrijven die voor de verduurzaming van productieprocessen afhankelijk zijn van een eventuele waterstofaansluiting. Deze bedrijven zijn verspreid over het hele land.
- Hieronder vallen bijvoorbeeld de bedrijven in het zogenaamde cluster 6 (zie figuur links), bestaande uit een breed pallet aan bedrijven met uiteenlopende karakteristieken die elk een belangrijke rol spelen in talloze product- en productieketens. Deze bedrijven zitten bijvoorbeeld in de keramiek, bouwmaterialen, voedingsmiddelen en chemische-productenindustrie. Voor veel van deze bedrijven zijn de alternatieven voor verduurzaming beperkt, omdat zij afhankelijk zijn van hogetemperatuurprocessen.
- De Nederlandse industrie buiten de vijf grootste clusters is goed voor 16,5 Mton CO₂-uitstoot waarvan 4,3 Mton moet worden gereduceerd richting 2030 (VNCI 2020). De potentiële waterstofvraag vanuit deze bedrijven is echter relatief beperkt in vergelijking met de vraag uit de vijf grote industriële clusters. Wel is cluster 6 gezamenlijk goed voor een omzet van ongeveer € 125 mld. en creëren ze een directe werkgelegenheid van ruim 210.000 banen. De indirecte werkgelegenheid is een veelvoud daarvan (VNCI, 2020).
- Een groot deel van deze bedrijven valt onder het EU ETS, en een eventuele Nederlandse extra CO₂-heffing. Toegang tot waterstofinfrastructuur, warmtenetten en/of CO₂-afvoer is een randvoorwaarde voor de continuering van deze bedrijven.
- Cluster-6-bedrijven zijn momenteel direct verbonden aan het HTL, RTL of via een regionaal distributienet. Hoe deze bedrijven in de toekomst kunnen worden aangesloten op de landelijke waterstofbackbone hangt af van plaatselijke omstandigheden.

Over de grens zijn er ook industriële clusters met in potentie een grote waterstofvraag

De vraag naar CO₂-vrije waterstof in België en Noordrijn-Westfalen wordt geschat op 120 en 160 PJ/jaar

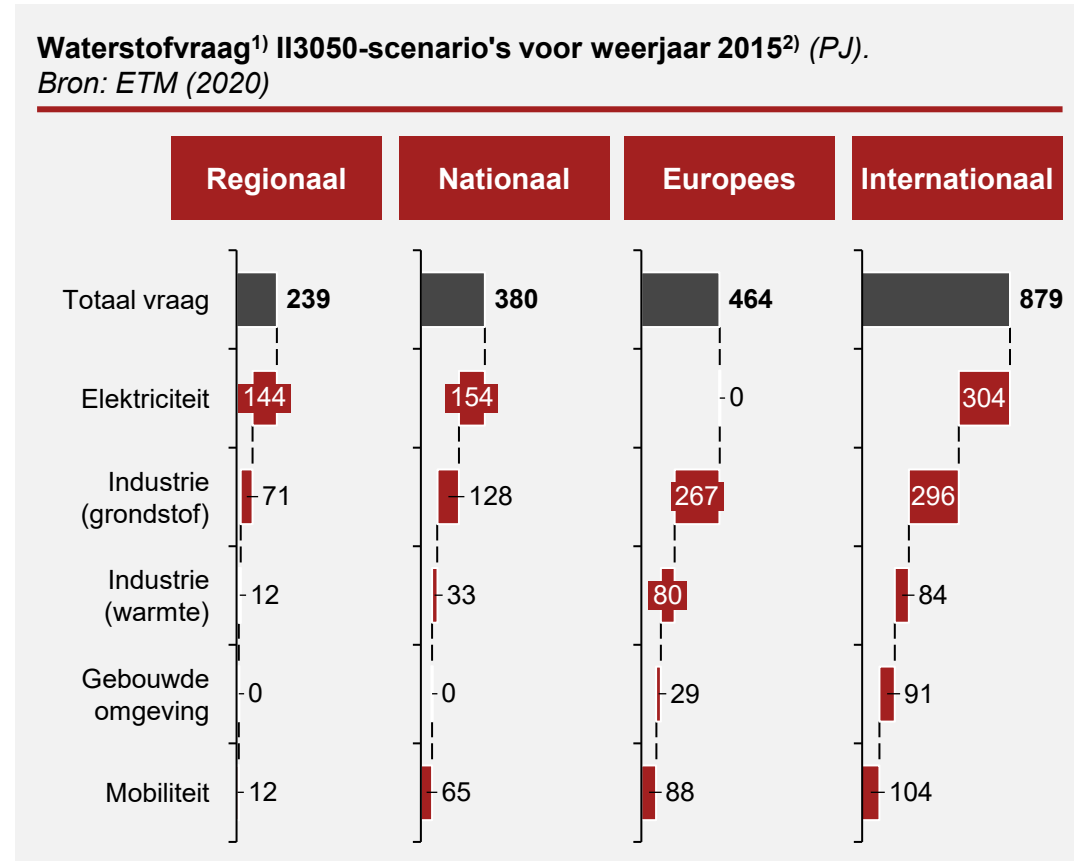


- De buurlanden van Nederland hebben vergelijkbare uitdagingen wat betreft de verduurzaming van de industrie. Ook hier zal de focus in de komende jaren liggen op grondstofapplicaties van waterstof, zowel voor bestaande als nieuwe applicaties zoals de staalproductie.
- De totale vraag naar CO₂-vrije waterstof als grondstof in de industrie in België en Noordrijn-Westfalen wordt geschat op respectievelijk 121 PJ en 158 PJ per jaar in 2050 en is daarmee groter dan de verwachte vraag naar waterstof als grondstof in Nederland.
- De verwachting is dat deze hoeveelheden CO₂-vrije waterstof al gedeeltelijk in 2030 zullen worden gehaald, omdat tussen 2030 en 2050 niet zozeer de absolute vraag naar waterstof voor grondstoftoepassingen zal veranderen, maar wel de vraag binnen specifieke sectoren. Agora (2021) verwacht dat raffinage een steeds kleiner aandeel krijgt, maar dat dit wordt gecompenseerd door staaltoepassingen en plastic-recyclingtoepassingen die over tijd steeds meer gebruik van waterstof gaan maken. De verwachting is dat de waterstofvraag voor de productie van ammonia en methanol stabiel blijft.
- Naar verwachting zijn alle drie de regio's op langere termijn importeur van CO₂-vrije waterstof. Zowel voor Nederland, België als Noordrijn-Westfalen is de verwachting dat in 2050 de totale potentie van duurzame elektriciteit lager is dan de vraag naar duurzame elektriciteit, inclusief elektriciteit voor de productie van CO₂-vrije waterstof. Dit tekort is het grootst in Noordrijn-Westfalen (Wuppertal Institut 2020). Duitsland beschrijft in haar waterstofstrategie een nationaal tekort van 200-300 PJ, dat met import moet worden ingevuld (BMW 2020).
- Nederland en België hebben meerdere grote zeehavens die importmogelijkheden bieden voor CO₂-vrije waterstof uit gebieden met een grote potentie voor duurzame elektriciteit. Om in de grote vraag in Noordrijn-Westfalen te kunnen voorzien, zal deze regio naast import via Hamburg ook in grote mate afhankelijk zijn van (dichterbij gelegen) havens in Nederland en België.
- Aansluiting van de industrie in België en Noordrijn-Westfalen op het Nederlandse transportnet kan bijdragen aan een hogere bezettingsgraad van het Nederlandse netwerk, waardoor waterstof kosteneffectiever kan worden getransporteerd. Hierbij is de verwachting dat het zwaartepunt van de export die naar Noordrijn-Westfalen zal zijn met een aandeel van ~80%, tegenover ~20% aandeel naar België¹⁾.

1) Schatting Port of Rotterdam.

Op termijn kan de waterstofvraag ook ontstaan in de sectoren elektriciteit, mobiliteit en gebouwde omgeving

Naast de industrie ontstaat de vraag vooral voor elektriciteitsproductie en mobiliteit



■ Totaal ■ Vraag

- De sterk uiteenlopende scenario's voor een klimaatneutrale economie zoals opgesteld in II3050 (ETM, 2020), schetsen het toekomstige speelveld voor waterstof. Het totale waterstofgebruik hierin loopt zeer sterk uiteen tussen de 239 en 879 PJ en kent in de verschillende scenario's een uitgesproken verdeling naar verschillende applicaties:
 - elektriciteit:** elektrificatie maakt een belangrijk onderdeel uit van de meeste klimaatneutrale scenario's en om het aanbod en de balans³⁾ van elektriciteit gedurende het hele jaar te borgen, wordt elektriciteit geproduceerd in waterstofcentrales. Waterstof wordt gebruikt om elektriciteit op te wekken op de momenten dat er een tekort aan duurzame stroom uit zonne- en windenergie is. Behalve in het Europese scenario; daar wordt groen gas hiervoor gebruikt;
 - industrie:** in alle scenario's, behalve het regionale, wordt waterstof ingezet voor de verduurzaming van de Nederlandse industrie, naast sterke elektrificatie en CCS. Waterstof wordt voornamelijk ingezet als duurzame grondstof in de chemische industrie, voor de productie van kunstmest en voor raffinage. In de voedsel- en papierindustrie wordt waterstof vooral gebruikt als warmtebron;
 - gebouwde omgeving:** waterstof wordt in de gebouwde omgeving gebruikt voor de verwarming van huizen en gebouwen. Het Europese en internationale scenario gaan respectievelijk uit van een 20%- en een 40%-aandeel van hybride warmtepompen met waterstof;
 - mobiliteit:** waterstof wordt zowel ingezet voor vrachtvervoer als voor personenvervoer met respectievelijk een waterstofaandeel van 15-50% en 0-40%;
 - synthetische brandstoffen:** ondanks dat het niet is weergegeven in de getallen in de figuur links, zou de productie van synthetische brandstoffen voor de lucht- en scheepsvaart grote volumes waterstof vereisen. De waterstofvraag hiervoor loopt uiteen van ~500 PJ in het regionale scenario tot ~1.000 PJ in het Europese en internationale scenario; in het nationale scenario rond de 700 PJ.

1) Excl. waterstoftransitstromen en internationale lucht- en scheepsvaart. 2) Uitgaande van de weersomstandigheden zoals in 2015. 3) In aanvulling op batterijen die (nog) niet kunnen voorzien in de benodigde seizoensbalancerings.

3

Het nut van een transportnet voor waterstof

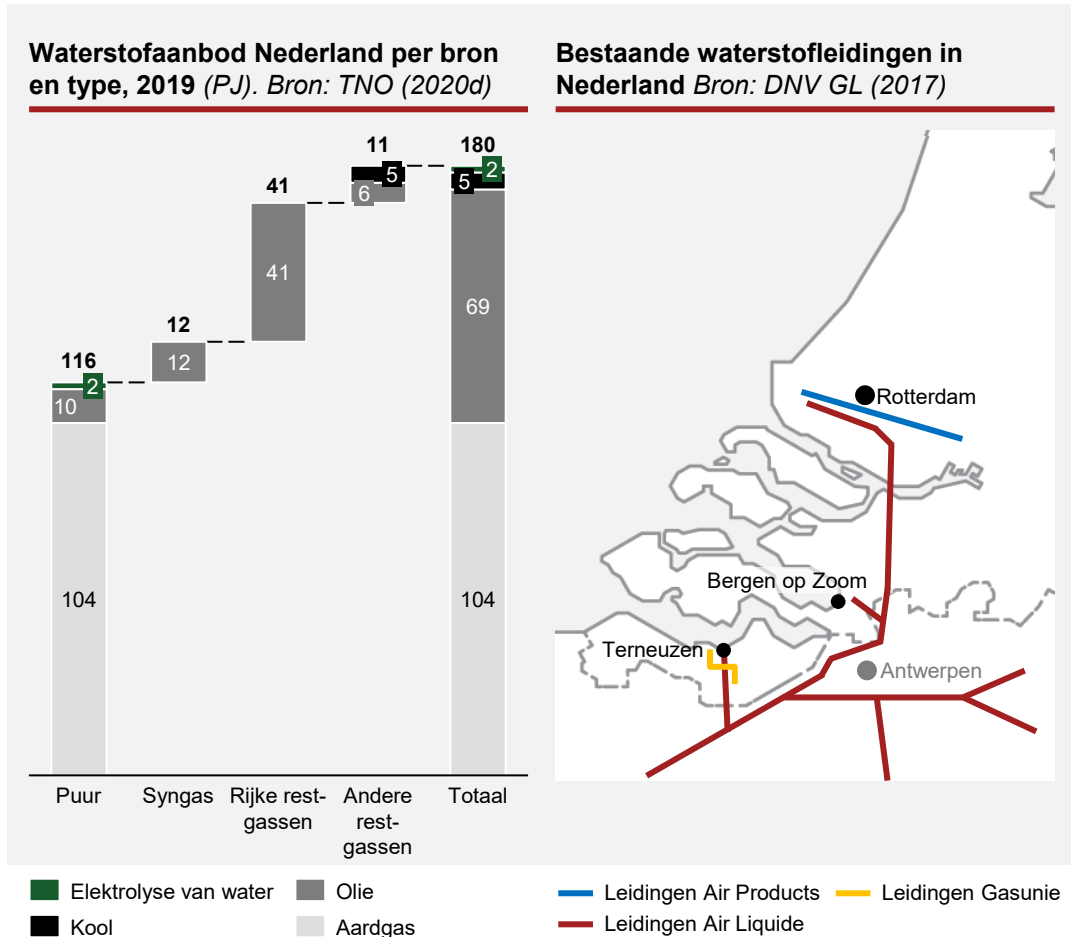
HyWay 27

3.1. De behoefte aan transport van waterstof



Op dit moment wordt waterstof slechts beperkt getransporteerd, omdat de productie dicht bij de eindgebruikers plaatsvindt

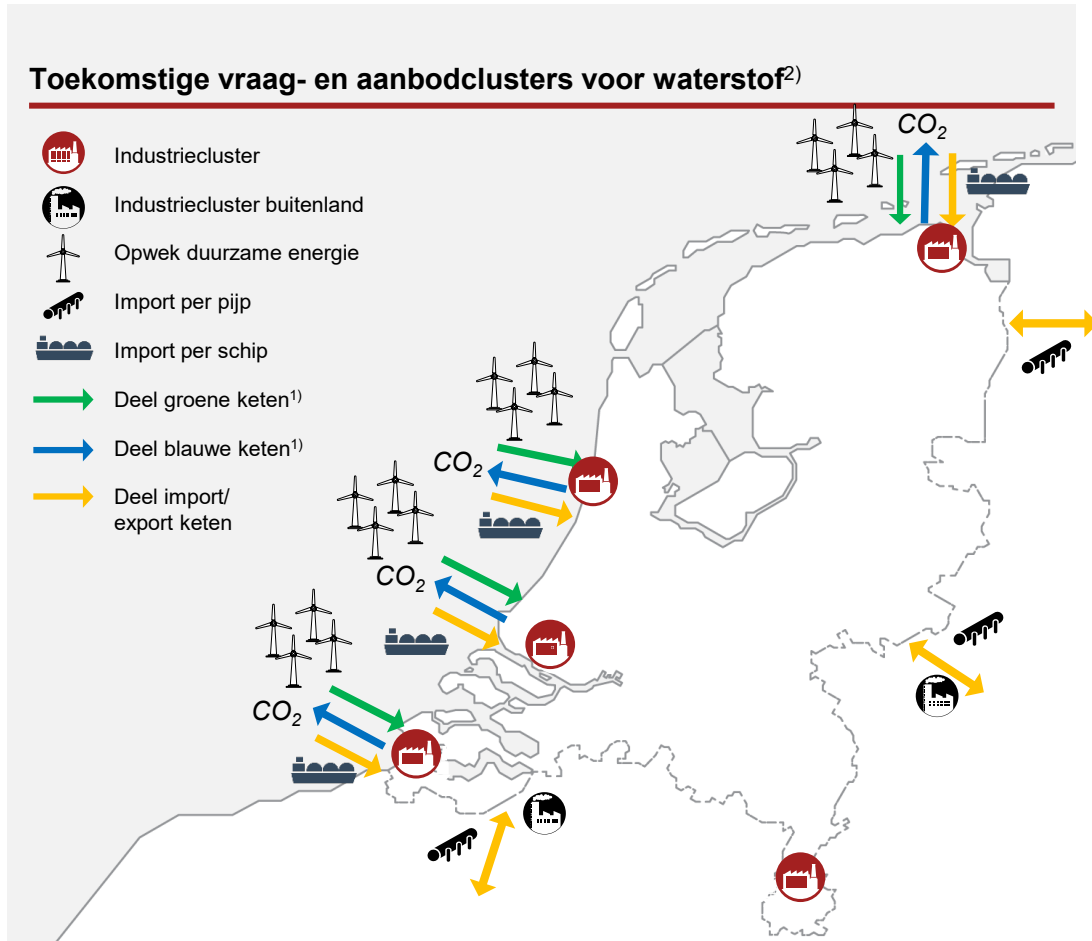
Air Liquide en Air Products gebruiken een netwerk om waterstof aan klanten te leveren



- Waterstof wordt op dit moment slechts op beperkte schaal getransporteerd. De huidige (2019) vraag naar waterstof van ~180 PJ wordt voornamelijk ingevuld met grijze waterstof, geproduceerd uit aardgas en aardolie, waarbij de CO₂ die hierbij vrijkomt niet of nauwelijks wordt afgevangen. Omdat de benodigde fossiele brandstoffen in grote volumes beschikbaar zijn in de industriecusters, kan waterstof dicht bij de eindgebruikers worden geproduceerd, meestal zelfs voor eigen gebruik.
- Daar waar waterstof, of waterstofrijke restgassen, als bijproduct vrijkomt (vrijkomen), wordt het veelal via lokale pijpleidingen naar andere gebruikers op hetzelfde industrieterrein getransporteerd.
- Air Products en Air Liquide zijn de enige producenten in Nederland die met een eigen pijpleidingennetwerk pure waterstof leveren aan externe klanten (TNO, 2020d). In een studie worden deze volumes op lager dan 10 PJ/jaar geschat (Roads2HyCom, 2007):
 - Air Products exploiteert een pijpleidingsysteem van ~140 km in het industriecuster Rotterdam/Moerdijk, dat van Botlek naar Moerdijk en Zwijndrecht loopt;
 - Air Liquide exploiteert het grootste Europese waterstofnetwerk met een lengte van ~1.000 km en een diameter van 154 mm, dat van Noord-Frankrijk tot Rotterdam loopt en verschillende productielocaties verbindt met klanten in Noord-Frankrijk, België en Zuidwest-Nederland. Import en export kan dus plaatsvinden, maar is op dit moment ongeveer in evenwicht (TNO, 2020d).
- Daarnaast exploiteert Gasunie een 12 km lang waterstofnetwerk tussen Dow Benelux en Yara in het industriecuster Zeeland. Dit betreft een voormalige aardgasleiding die in 2018 omgebouwd is voor het transport van waterstof.
- Geringe hoeveelheden waterstof (minder dan 0,2 PJ/jaar) worden ook per vrachtwagen getransporteerd (TNO, 2020d).

In een klimaatneutrale economie zijn nieuwe transportketens nodig om aanbieders en gebruikers van waterstof te verbinden

Er is transport nodig om geproduceerde blauwe en groene waterstof naar de eindgebruiker te krijgen



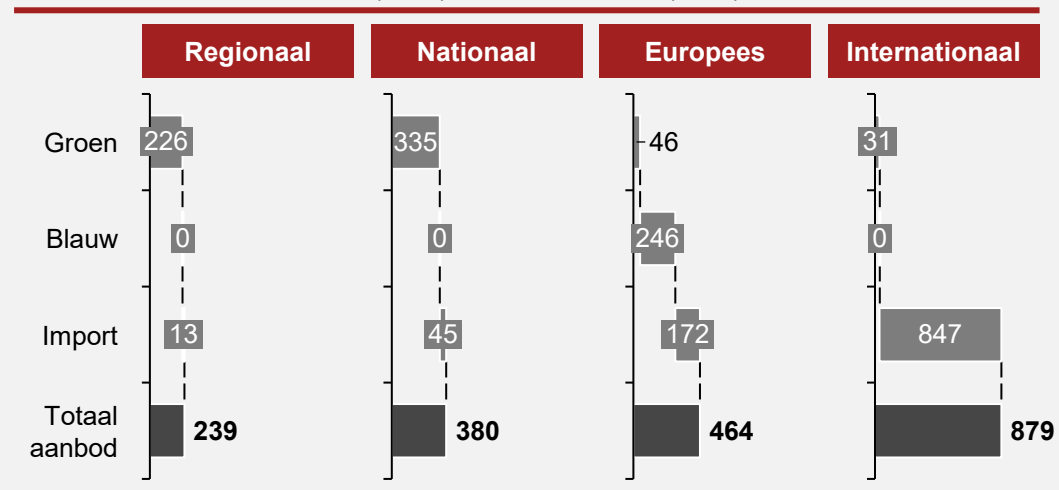
- Om op termijn tot een klimaatneutraal energie- en grondstoffensysteem te komen, zijn CO₂-vrije moleculen nodig. CO₂-vrije, maar ook CO₂-arme moleculen, vragen nieuwe ketens tussen energiebronnen, aanbieders en vragers en daarmee om waterstoftransport.
- Het aanbod van CO₂-vrije en CO₂-arme waterstof kan worden verdeeld over drie ketens (groen, blauw en import) die elk een nieuwe vorm van transportinfrastructuur vereisen:
 - **De groene-waterstofketen (CO₂-vrij) vereist additioneel transport van duurzame elektriciteit en/of waterstof.** Er is relatief veel duurzame elektriciteit nodig voor de productie van groene waterstof. Ter illustratie: voor de productie van 1 PJ groene waterstof per jaar zijn op het ogenblik ~10 offshore windmolens nodig of ~300 voetbalvelden vol zonnepanelen. Significante waterstofvolumes kunnen in Nederland dan ook alleen met duurzame elektriciteit van wind op zee worden geproduceerd (II3050 uit ETM, 2020; RLI, 2021).
 - **De blauwe-waterstofketen (CO₂-arm) vereist additioneel transport van CO₂ en/of waterstof.** Indien bestaande SMR-installaties, waar nu grijze waterstof wordt geproduceerd, worden voorzien van CCS kan een gedeelte van de CO₂ worden afgevangen en moet deze vervolgens worden getransporteerd naar lege gasvelden onder de Noordzee – de enige plek waar CO₂ permanent mag worden opgeslagen in Nederland (TKI Nieuw Gas, 2020).
 - **De waterstofimportketen (typisch groene waterstof, dus CO₂-vrij) vereist importterminals en binnenlands waterstoftransport.** Regio's zoals onder meer Zuid-Europa, Noord-Afrika, Chili, het Midden-Oosten en Australië verwachten op termijn zoveel duurzame elektriciteit op te wekken dat overschotten kunnen worden geëxporteerd in de vorm van waterstof (Frontier Economics, 2018). Een gedeelte van de waterstofimport kan ook per pijpleiding via Duitsland of België komen (II3050 uit ETM, 2020), maar deze landen hebben geen duurzaam energieoverschot en verwachten juist CO₂-vrije of -arme waterstof te importeren uit of via Nederland³⁾ (BMW, 2020).
- De figuur links illustreert dat de Nederlandse kust een belangrijke aansluiting vormt voor de verschillende CO₂-vrije en CO₂-arme-waterstofketens en laat daarmee zien dat het cluster Chemelot, maar ook exportlocaties in Duitsland en België afhankelijk zijn van verbindingen met andere clusters voor het invullen van hun CO₂-vrije/CO₂-arme-waterstofbehoefte.

1) De groene en blauwe keten refereren naar waterstof geproduceerd in Nederland. 2) Andere kustlocaties met zeehavens en energie-infrastructuur, zoals o.m. Den Helder, hebben ook mogelijkheden voor de ontwikkeling van waterstofketens. 3) Nederland zou mogelijk ook blauwe waterstof uit Noorwegen kunnen importeren via bestaande aardgasleidingen.

De precieze vraag naar transport hangt voor een belangrijk deel af van de toekomstige bronnen van waterstof

De onderlinge rol van groen, blauw of geïmporteerd waterstof in klimaatneutrale scenario's is nog onzeker

Waterstofaanbod II3050-scenario's voor weerjaar 2015, excl. waterstof voor transitstromen en de internationale lucht- en scheepsvaart (PJ).
Bron: Berenschot & Kalavasta (2020) met data uit ETM (2020)



Hoeveelheid benodigde duurzame elektriciteit of CO₂-afvang voor de scenario's

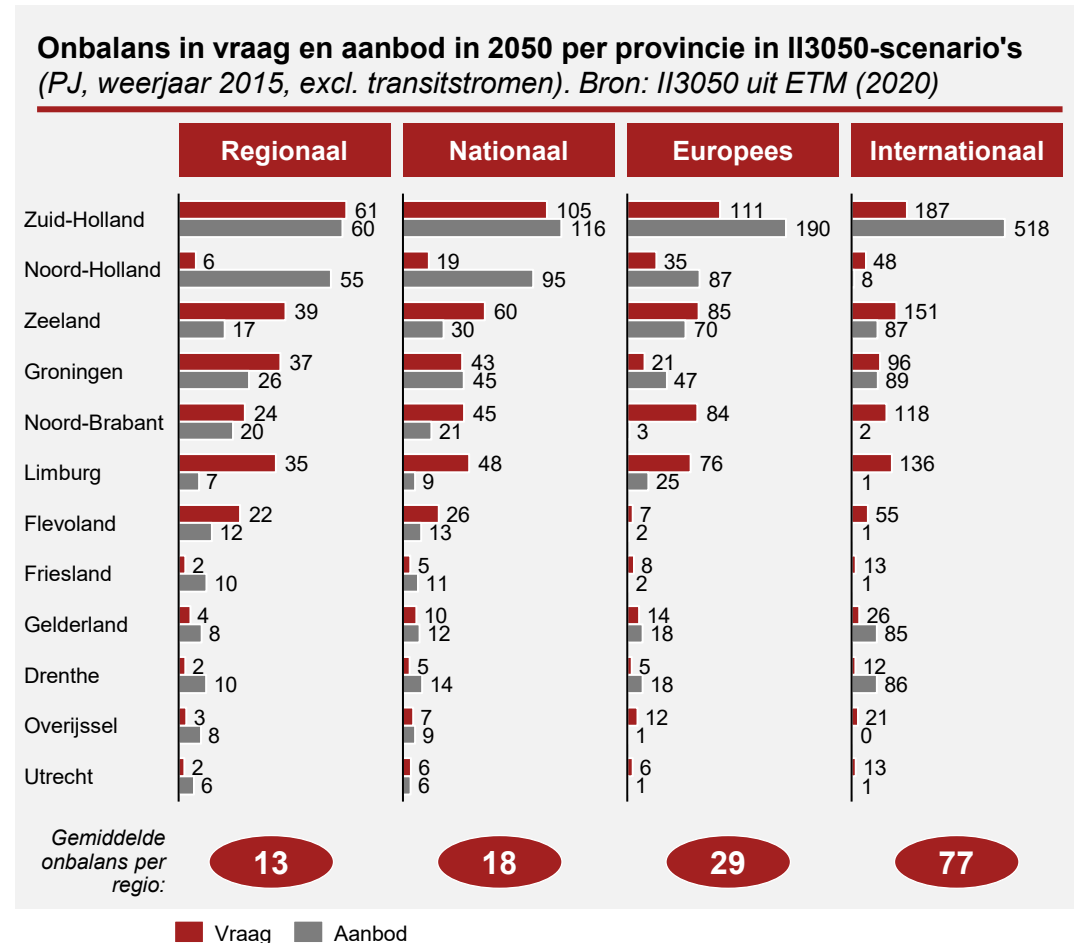
	Bandbreedte	Perspectief ¹⁾
Groen	31-335 PJ	3-43 windparken van 700 MW
Blauw	0-246 PJ	0-28 Mton (15 miljard m ³) CO ₂ -afvang
Import	13-847 PJ	1-156 windparken van 700 MW

- De precieze vraag naar transport is sterk afhankelijk van de verschillende waterstofketens die in Nederland en het buitenland ontwikkeld zullen worden. Zowel de totale omvang van deze ketens als de onderlinge verhouding hiervan zijn echter nog onzeker.
- De vier hoekpuntsenario's uit II3050 illustreren een bandbreedte voor het totale waterstofaanbod in Nederland van 239 tot 879 PJ in 2050. Deze waarden zijn exclusief transit en waterstof voor de internationale lucht- en scheepsvaart. Het aandeel van groen, blauw en geïmporteerd waterstof in het totale aanbod verschilt significant tussen de scenario's (groen: 4-95%; blauw: 0-53%, import: 5-96%). Toch volgt uit deze hoekpuntsenario's een aantal belangrijke conclusies:
 - De benodigde hoeveelheid groene waterstof vereist grootschalige ontwikkeling van duurzame elektriciteitsbronnen waarvoor wind op zee de meeste potentie biedt. De 3-4 GW benodigd voor het Europese en internationale scenario is eenvoudig te realiseren met wind op zee, maar 20-30 GW benodigd voor het regionale en nationale scenario vereist vergaande ontwikkeling van wind op zee.
 - Of blauwe waterstof in 2050 een significant aandeel in het waterstofaanbod zal innemen, is nog onzeker. Wel wordt blauwe waterstof gezien als betaalbare tussenstap naar volledig CO₂-vrije waterstof. Omdat de afgevangen CO₂ grotendeels naar de Noordzee vervoerd zal moeten worden voor permanente opslag, en omdat nieuwe generatie-installaties effectiever zijn in het afvangen van CO₂, is de verwachting dat grote blauwe-waterstofprojecten ontstaan dicht bij bestaande aardgasinfrastructuur naar de Noordzee. Voorbeelden hiervan zijn H-vision in Rotterdam en H2Gateway in Den Helder.
 - Daarnaast zal Nederland in ieder geval de importketen moeten ontwikkelen om te kunnen voorzien in de totale vraag naar CO₂-vrije en CO₂-arme waterstof in Nederland. Daarbij is import essentieel om transitvolumes richting het buitenland (m.n. Noordrijn-Westfalen in Duitsland) te kunnen realiseren. Import kan via pijpleidingen of schepen Nederland binnenkomen. Omdat Noordwest-Europa, gedreven door Duitsland, als geheel netto-waterstofimporteur zal worden, is de verwachting dat het grootste gedeelte via schip in havens aankomt (ETM, 2020).

1) Aannames: 25% verlies in productie groene waterstof (niet meegenomen voor import), offshore wind capaciteitsfactor van 0,47 (4.150 vollast draaiuren), energieverlies import 30%, 0,1 Mton CO₂-afvang per PJ blauwe-waterstofproductie.

De H3050-scenario's illustreren het belang van transport om regionale onbalans in waterstofvraag en -aanbod op te heffen

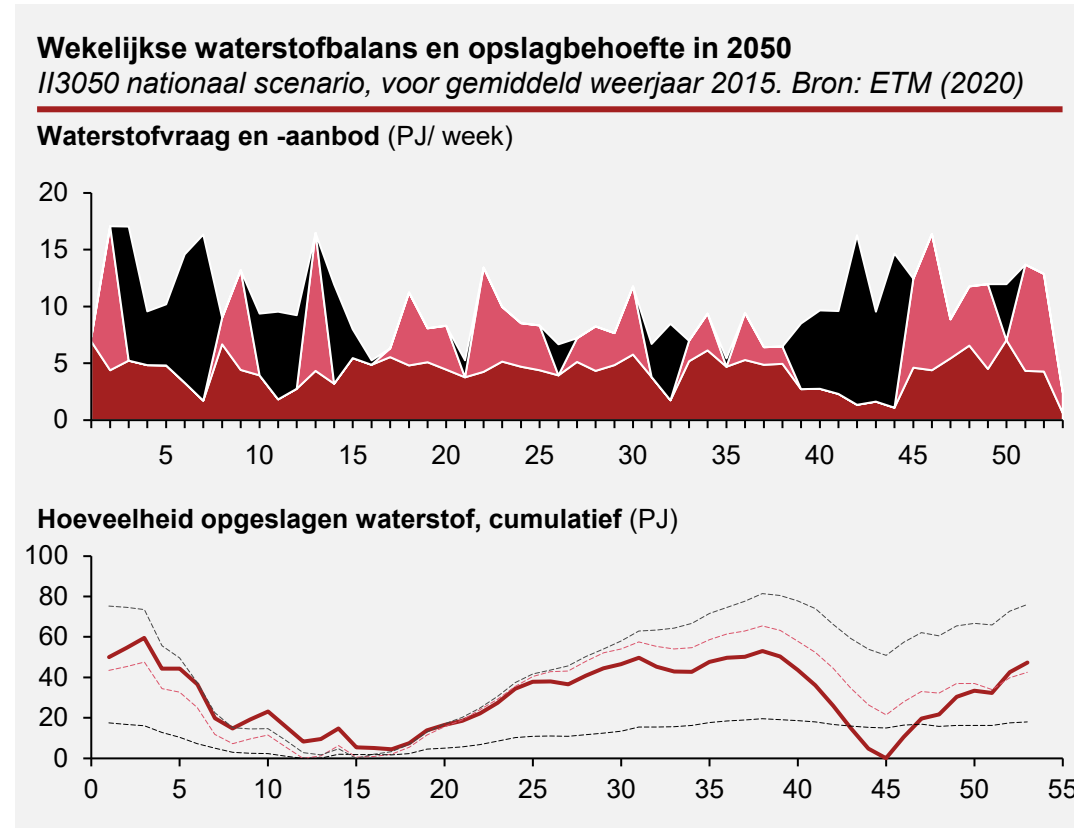
De gemiddelde onbalansvolumes binnen de regio's in de vier scenario's liggen tussen de 13 en 77 PJ



- Een analyse van de locatie van vraag en aanbod naar waterstof in H3050 laat zien dat per regio de jaarlijkse productie- en importvolumes niet gelijk zijn aan de jaarlijkse vraagvolumes. Dit betekent dat regio's een waterstofoverschot of -tekort (onbalans) hebben, dat zij moeten vereffenen met andere regio's.
- De figuur links laat de onbalansvolumes op jaarbasis per provincie en per scenario zien. De totale vraag en aanbod voor Nederland is gelijk. Het verschil tussen vraag en aanbod per provincie is de minimale transportvraag van of naar deze provincie.
- Op basis van de analyse kan worden geconcludeerd dat:
 - de provincies met de vijf grootste industrieclusters samen het grootste gedeelte van de vraag vertegenwoordigen. De totale vraag is over alle scenario's verdeeld over alle hoeken van het land;
 - de kustprovincies met industriële clusters (Zuid-Holland, Noord-Holland, Groningen en Zeeland) in alle scenario's het grootste gedeelte van het waterstofaanbod vertegenwoordigen, omdat zij toegang hebben tot wind op zee (groene waterstof), CO₂-infrastructuur (blauwe waterstof) en zeehavens (import);
 - de provincie Limburg (Chemelot), maar ook Flevoland en Noord-Brabant, in elk scenario een significant waterstoftekort hebben en dus afhankelijk zijn van verbindingen met andere regio's;
 - de scenario's die minder afhankelijk zijn van import (regionaal en nationaal) een kleinere gemiddelde onbalans per provincie hebben;
 - wanneer de transitstromen richting Duitsland en België (niet meegenomen in de H3050-studie) wel worden meegenomen, de onbalans per regio verder zal stijgen.

Toenemende hoeveelheden binnenlands geproduceerde CO₂-vrije waterstof leiden tevens tot behoefte aan opslagcapaciteit

Opslagcapaciteit is nodig om seizoens- en weersafhankelijkheid op te vangen

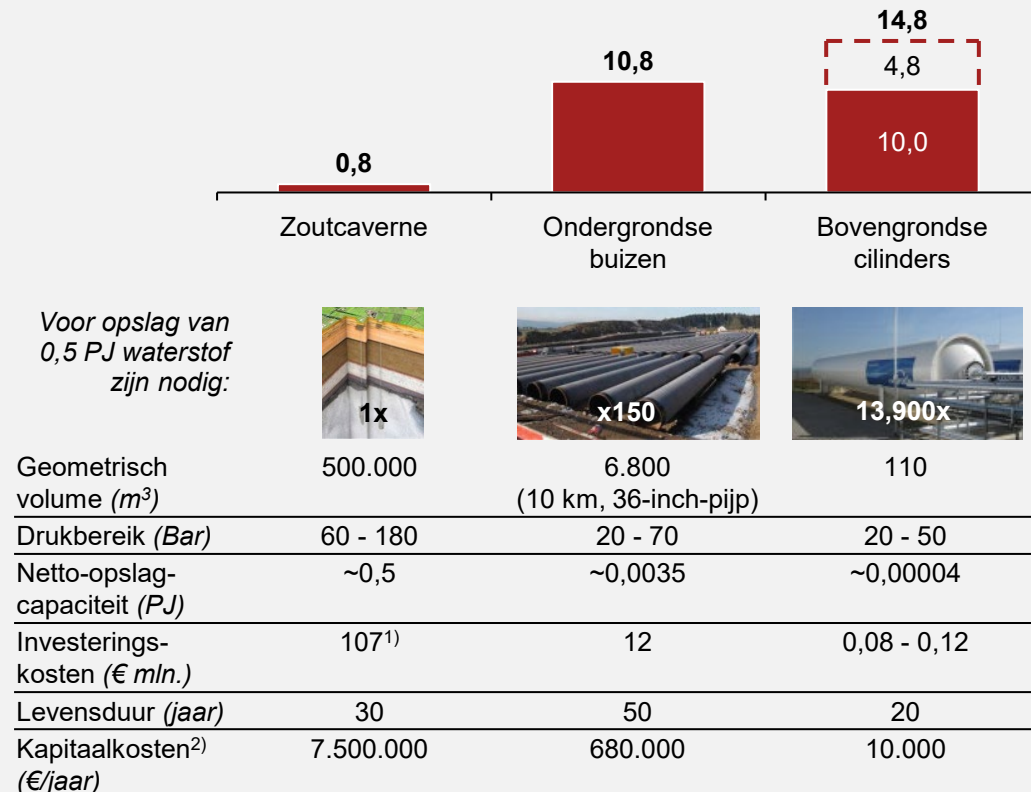


- Naarmate de hoeveelheid in Nederland geproduceerde CO₂-vrije waterstof toeneemt, stijgt ook de afhankelijkheid van het weer en de seizoenen. Grootschalige opslagcapaciteit is nodig om deze schommelingen in productie op te vangen.
- Ter illustratie zijn in de bovenste figuur links het productieoverschot en -tekort voor het nationale scenario uit II3050 voor het gemiddelde weerjaar (2015) weergegeven. Hier wordt in de totale vraag naar waterstof (380 PJ/ jaar) bijna volledig voorzien door groene-waterstofproductie (335 PJ/jaar) met duurzame elektriciteit. Ongeveer de helft van deze groene waterstof wordt ingezet voor elektriciteitsproductie (154 PJ) op momenten dat er een tekort is aan elektriciteit.
- Als gevolg van seizoens- en weerpatronen is in dit scenario een waterstofopslagcapaciteit van ruim 60 PJ nodig. (Ter vergelijking: op dit moment is het gezamenlijke werkvolume van de drie grootste Nederlandse aardgasopslagen 200 PJ (TNO, 2018)). Dit omdat vraag en aanbod in een gesloten systeem op elk moment in balans moeten zijn om te voorkomen dat drukverschillen onacceptabel groot worden. Overschotten en tekorten dienen dus door opslaglocaties af- of aangevoerd te worden.
- Het transportsysteem kan kleine drukverschillen accommoderen, waarmee de flexibiliteit binnen een dag kan worden gerealiseerd. Waterstofbalans per dag zal op een andere manier moeten worden gebalanceerd, bijvoorbeeld via grootschalige waterstofopslaglocaties.
- In andere II3050-scenario's waarbij de totale productie van groene waterstof kleiner is dan in het nationale scenario, is nog steeds een substantiële hoeveelheid seizoens- en weersafhankelijke waterstofopslag nodig.
- In extreem weerjaar 1987 met een periode van 'dunkelflaute' is de opslagbehoefte in elk van de II3050-scenario's ongeveer dubbel zo groot in vergelijking met het gemiddelde weerjaar 2015 dat hier links is getoond.

Om potentiële natuurlijke opslaglocaties voor waterstof te kunnen ontsluiten, is ook transportcapaciteit nodig

Zoutcavernes in Noord-Nederland lijken een kosteneffectieve optie voor waterstofopslag

Kostenvergelijking grootschalige seizoensopslag waterstof
 Kosten o.b.v. 2,5 vol-leeg-vol-cycli p_j^3 (€/kg H_2). Bron: Bünger et al. (2016)



- Om de afhankelijkheden van de seizoenen en het weer op te vangen, is dus grootschalige waterstofopslag in het systeem noodzakelijk. Het grootschalig (ordegrootte PJ's) en voor lange termijn (maanden tot jaren om seizoens- en weerpatronen te overbruggen) opslaan van waterstof, zoals vereist bij grootschalige groene-waterstofproductie, is economisch alleen interessant ondergronds, gebruikmakend van geschikte geologische structuren (IEA, 2019). Deze zoutcavernes bevinden zich echter alleen in Noord-Nederland en moeten worden ontsloten door waterstoftransport.
- Ondergronds zijn zoutcavernes om verschillende redenen het meest geschikte opslagmedium voor waterstof: het is een volwassen en reeds bestaande technologie, het vereist relatief lage investeringskosten, het heeft ~98% efficiency en er zijn weinig verliezen door lekkage, het biedt hoge in- en uitvoercapaciteit, het heeft minimale risico's op vervuiling, en er is slechts beperkte hoeveelheden kussengas benodigd (Andersson et al, 2019; IEA, 2019). Het voornaamste nadeel is dat zoutcavernes alleen beschikbaar zijn op locaties met geschikte geologische structuren die zich in Europa met name bevinden in Noord-Nederland en Noord-Duitsland. Waterstofopslag in lege gasvelden zou in de toekomst opslag op een nog grotere schaal kunnen bieden, maar is op dit moment nog in onderzoek vanwege een aantal technische uitdagingen (TNO, 2020c).
- Waterstof in vloeibare vorm kan bijdragen aan grootschalige opslag, maar door hoge conversiekosten is dit economisch niet interessant voor stationaire opslag. Wanneer waterstof al in vloeibare vorm (*liquid hydrogen*, *ammoniak* of *LOHC*) beschikbaar is als gevolg van import via schip, kan tankopslag in importterminals ook een belangrijke bijdrage leveren aan de opslag- en flexibiliteitsbehoefte van het waterstofsysteem, mits het economisch en technisch mogelijk is om het proces om waterstof 'uit te pakken' (zogenoemd *dehydrogenation*), flexibel is in te regelen. Een grote olietank van 114.000 m^3 zou theoretisch 0,8 PJ waterstof in de vorm van LOHC (50 kg H_2/m^3) kunnen bevatten of 1,9 PJ waterstof in de vorm van ammoniak (120 kg H_2/m^3) (Andersson et al, 2019).

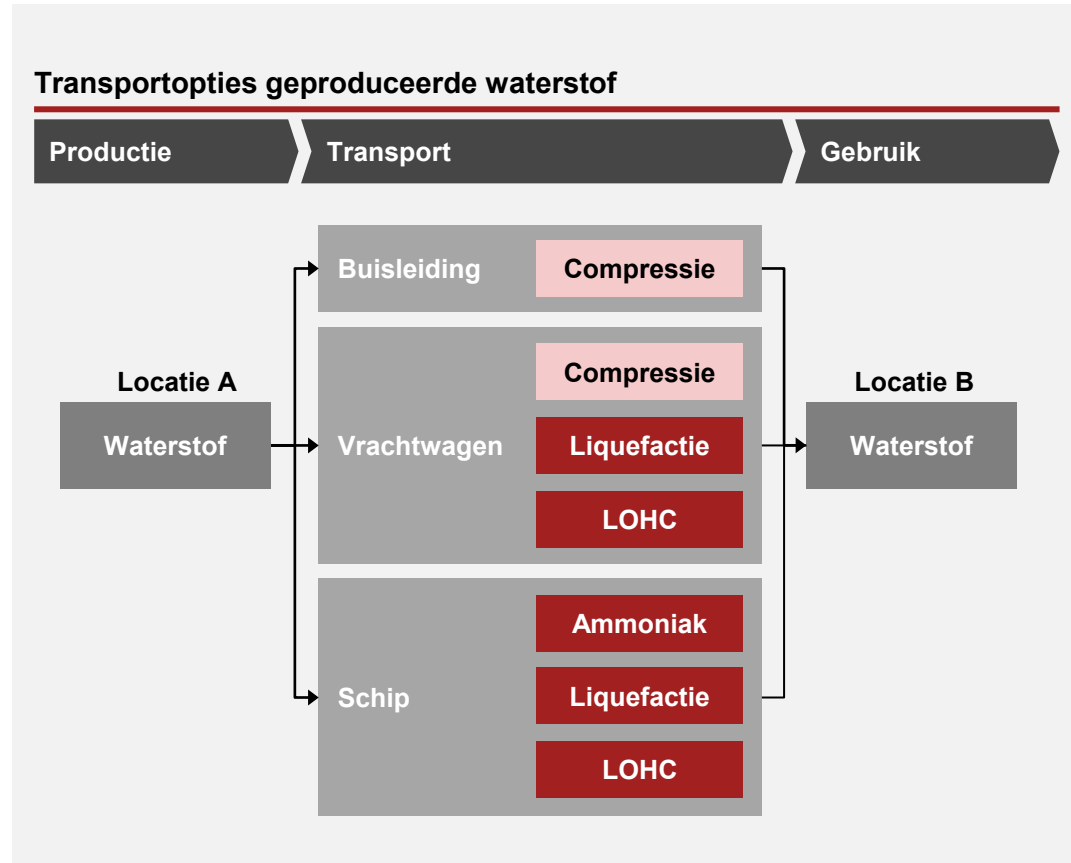
1) Inclusief bovengrondse faciliteit en kussengas. Investering sterk afhankelijk van het aantal zoutcavernes dat verbonden wordt op een bovengrondse faciliteit. 2) Op basis van 5.5% rente op kapitaal. 3) Een vol-leeg-vol-cyclus geeft de verhouding aan tussen de doorstroom en de capaciteit van een opslag en is voor II3050-scenario's typisch tussen de 2 en 3.

3.2. Het nut van buisleidingen als transportmedium



Waterstof kan op verschillende manieren worden getransporteerd van de productielocatie naar de eindgebruiker

Kostenefficiëntie van de verschillende modaliteiten wordt gedreven door volumes en afstand

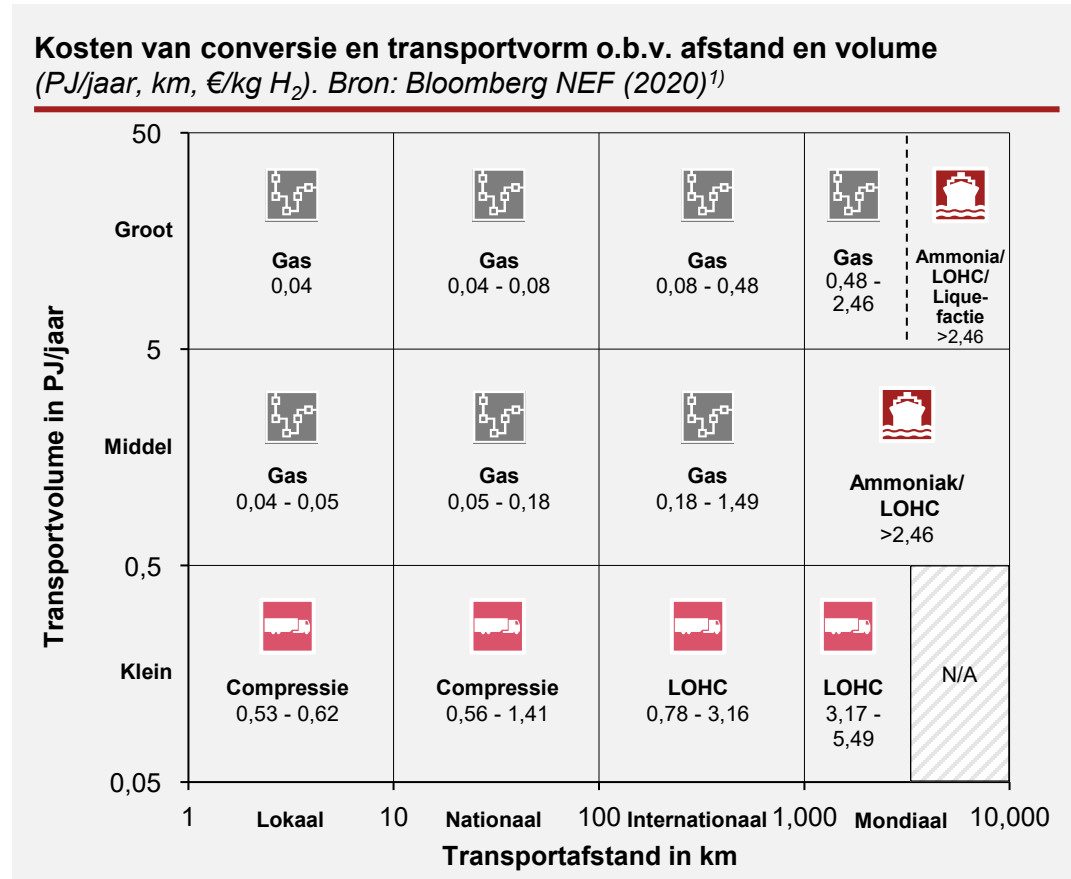


Legenda ■ Met conversie ■ Zonder conversie

- De transportkosten van waterstof worden voornamelijk gedreven door volumes en door afstand, waarbij voor verschillende combinaties van deze drivers verschillende transportmodaliteiten het meest kosteneffectief zijn:
 - *Transport via buisleiding* is met name rendabel bij het transport van grote volumes waterstof, en is daarmee uitermate geschikt voor het leveren van waterstof aan clusters van grote industriële gebruikers.
 - *Transport via vrachtwagen* is met name rendabel bij het transport van kleine volumes en wanneer de eindgebruiker zich niet bevindt in de buurt van buisleidingen. Voor kortere afstanden is hoge compressie in kleine tanks het meest economisch; bij grotere afstanden is liquid organic hydrogen carrier (LOHC) goedkoper vanwege de stabiliteit van de drager (Andersson et al, 2019).
 - *Transport via schip* is de enige manier om waterstof over afstanden te verplaatsen als pijpleidingen niet meer rendabel zijn. Op dit moment wordt parallel geëxperimenteerd met drie technieken om waterstof in vloeibare vorm te kunnen opslaan en te vervoeren, namelijk ammoniak, liquefactie en LOHC.
- Conversie tussen waterstof in gasvorm en vloeibare vorm heeft hoge energieverliezen en heeft daardoor een lage efficiëntie (CE Delft, 2018a). In de basis moet conversie bij het transport van waterstof tussen twee locaties daarom zo veel mogelijk worden vermeden. Onderstaande cijfers geven richting aan de conversiekosten, maar deze moeten altijd in de context van de gehele keten worden beoordeeld.
 - *Liquefactie*: waterstof wordt gekoeld tot ca. -253 °C. Zowel het afkoelen als het koel houden tijdens het transport kost energie. De conversiekosten bedragen ~€ 0,80 per kg waterstof (IEA, 2019).
 - *LOHC*: het chemisch verbinden van waterstof aan een organische substantie (grote variatie aan producten mogelijk). De conversiekosten bedragen € 1,10 - € 2,10 per kg H₂ en er moet rekening worden gehouden met retourstromen (IEA, 2019).
 - *Ammoniak*: het chemisch omzetten van gasvormige waterstof in vloeibare ammoniak door de waterstof te binden aan stikstof (Haber-Bosch-proces). De conversiekosten bedragen € 1,50 - € 1,90 per kg waterstof. Daarbij is ammoniak giftig, waardoor extra voorzorgsmaatregelen dienen te worden getroffen (IEA, 2019).

Buisleidingen zijn de meest kosteneffectieve optie om grote volumes waterstof binnen NL en NW-Europa te transporteren

Buisleidingen zijn kosteneffectief boven transportvolumes van ~0,5 PJ/jaar en tot ~1.000 km afstand



Buisleiding Vrachtwagen Schip

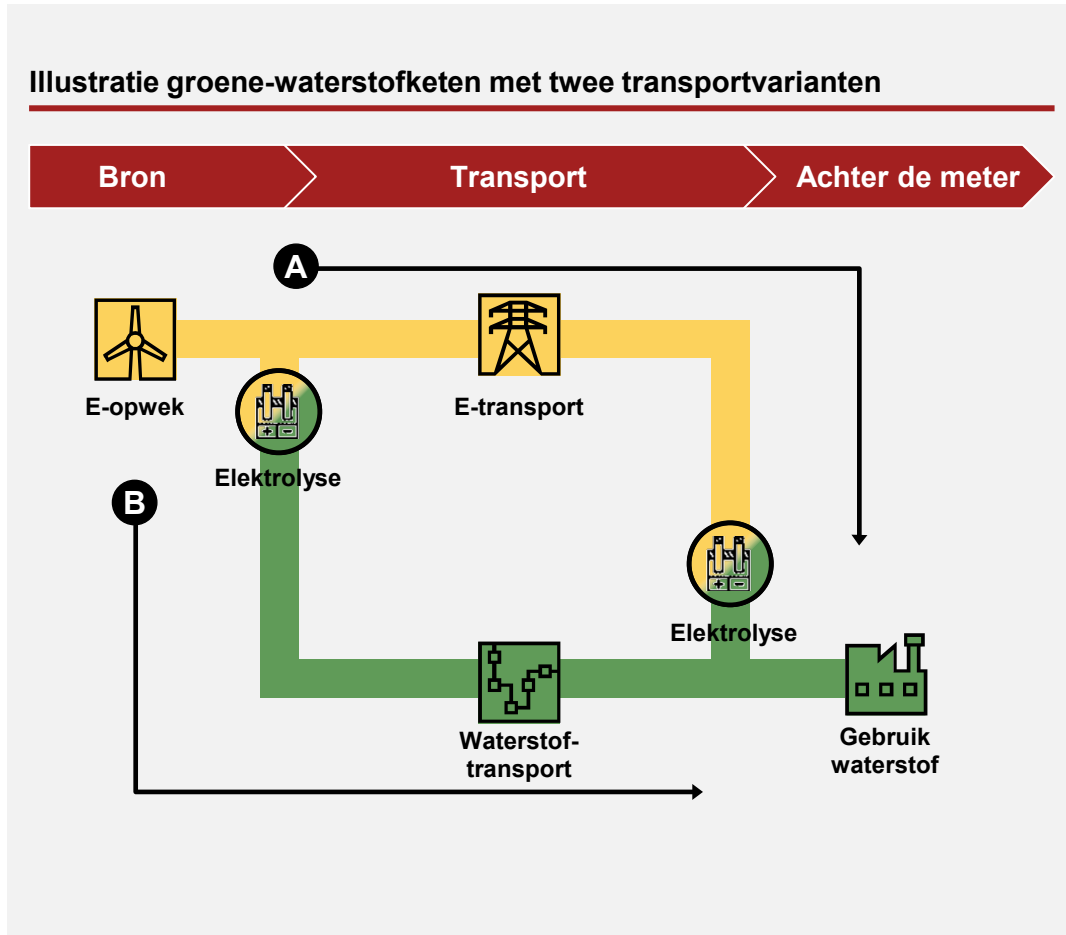
- De transportkosten van waterstof worden voornamelijk gedreven door volumes en door afstand, waarbij voor verschillende combinaties van deze drijvers verschillende transportmodaliteiten het meest kosteneffectief zijn.
- Uit de figuur links blijkt dat waterstof vanaf middelgrote volumes (~0,5 PJ/jaar) het best per buisleiding in gasvorm kan worden getransporteerd. Bloomberg NEF (2020) heeft berekend dat dit kosteneffectiever is dan het transport met vrachtwagens waarbij waterstof onder hoge druk (~500 bar) in tanks wordt opgeslagen. Voor het transport van 0,5 PJ waterstof zijn ~3.500 vrachtwagens nodig²⁾.
- Uit de figuur blijkt ook dat bij afstanden boven 1.000 km het transport per schip goedkoper kan worden. Voor grote volumes (boven ~5 PJ/jaar) is dit met name van toepassing voor intercontinentale verbindingen door diepe zeeën en oceanen waarbij buisleidingen niet meer kosteneffectief zijn (IEA, 2019).
- Ter vergelijking: de II3050-studie laat zien dat in 2050 regionale waterstofftekorten en -overschotten per provincie tussen de 13 en 77 PJ/jaar liggen. Dit betekent dat voor het opheffen van onbalans, in deze orde van grootte, buisleidingen het meest kosteneffectief zijn.

1) Kosten gas incl. 20% kosten opslag. Overzicht verrijkt met data uit IEA (2019).

2) Een vrachtwagen kan +/- 100 kg waterstof vervoeren waarbij waterstof onder hoge druk wordt gebracht (~500 bar).

Een transportnetwerk met buisleidingen kan helpen om de totale transportkosten in de keten te beperken

Als de eindgebruiker waterstof nodig heeft, is het goedkoper elektrolyse dicht bij het opwekken van elektriciteit te doen



- De figuur links toont de groene-waterstofketen. In de vorige sectie is beschreven dat de bron van duurzame elektriciteit zich meestal niet in de buurt bevindt bij de eindgebruiker van waterstof. De producent van waterstof moet dus een keuze maken waar hij waterstof wilt produceren. Simpel gesteld zijn er twee opties: A) groene waterstof produceren dicht bij de gebruiker waarbij duurzame elektriciteit naar de gebruiker wordt getransporteerd via het elektriciteitsnet; B) groene waterstof produceren dicht bij de bron van elektriciteit en via een waterstoftransportnetwerk naar de gebruiker brengen.
- In veel gevallen is het produceren van waterstof dicht bij de bron van hernieuwbare elektriciteit (optie B) goedkoper. DNV GL (2020a) schat in dat de transportkosten van moleculen ongeveer 8-15x lager zijn dan die van elektronen voor dezelfde hoeveelheid energie. Dit wordt gedreven door grote verschillen in capaciteit en kosten. Daarnaast hoeft de conversie-energie van de elektrolyse-installatie (20-40%) niet getransporteerd te worden (Waterstofcoalitie, 2018). Uiteraard kunnen er uitzonderingen op deze regel zijn en zijn er specifieke situaties waarin het logischer is om waterstof dicht bij een eindgebruiker te produceren.
- De meeste (industriële) gebruikers van waterstof hebben een elektriciteitsaansluiting. Bovendien hebben de Nederlandse netbeheerders in principe een aansluit- en transportverplichting: als een gebruiker besluit om elektrolyse uit te voeren, dan moeten de elektriciteitsnetbeheerders dat faciliteren, ook als dat leidt tot netverzwaringen. Door een transportnet voor waterstof te ontwikkelen, wordt het mogelijk om waterstof op een alternatieve manier bij de gebruiker te brengen – een manier die in veel gevallen leidt tot de laagste totale transportkosten in de keten.

Een transportnet kan dienen als *ruggengraat* waarop nieuwe gebruikers aansluiten, waardoor een liquide markt ontstaat

Een centraal transportnet verbetert de keuzemogelijkheden voor producenten en gebruikers

'Virtueuze cirkel' die kan ontstaan door positieve netwerkeffecten op de waterstofmarkt



- Buisleidingen voor waterstof verbinden verschillende vragers en aanbieders van waterstof, zoals waterstofproducenten, gebruikers en aanbieders van opslagdiensten. Op buisleidingen met een centrale ligging en met een grote capaciteit kunnen steeds meer gebruikers worden aangesloten. Ook kunnen er meer fijnmazige (distributie)netten worden aangekoppeld. De buisleiding krijgt dan het karakter van een centraal transportnet of ruggengraat.
- Een transportnet kan leiden tot positieve externe effecten. Die kunnen bijdragen aan een 'virtueuze cirkel'. De dynamiek werkt als volgt:
 - Producenten en gebruikers van het transportnet hebben er baat bij dat meerdere producenten en gebruikers met elkaar verbonden zijn via het waterstofnet. Dit wordt een positief netwerkeffect genoemd, waarbij er sprake is van schaalvoordelen (Katz & Shapiro, 1985). Een transportnet geeft gebruikers toegang tot meer aanbod vanuit verschillende bronnen op verschillende locaties, waardoor er keuzevrijheid ontstaat. Daarnaast verbetert de leveringszekerheid door een netwerk en centrale opslag en hoeft minder te worden geïnvesteerd in lokale opslag. Voor producenten geldt dat er meer afzetmogelijkheden voor waterstof zijn doordat (groepen van) gebruikers verbonden zijn via het transportnet. Bovendien ontstaat er variatie in afzet- en verbruikspatronen, wat de verhandelbaarheid voor producenten vergroot (Van der Linde & Van Leeuwen, 2019). Deze combinatie zal een positieve impuls hebben op het gebruik van waterstof.
 - Door toenemend gebruik van waterstof zal de verhandelbaarheid (bijvoorbeeld via virtual trading point; VTP) van waterstof toenemen. Dit bevordert de concurrentie op de markt. Dit draagt bij aan de betaalbaarheid en de leveringszekerheid van waterstof. Een transportnet draag hierdoor bij aan dalende transactiekosten, toenemende prijstransparantie en hogere handelsvolumes (Mulder, Perey & Moraga, 2019). Uiteindelijk kan deze dynamiek leiden tot het ontstaan van een liquide markt voor waterstof.
- Netwerkeffecten kunnen toenemen naarmate waterstoftransport zich ontwikkelt. Bij elektriciteitsnetten is dit terug te zien in het aanbod van slimme diensten, zoals peer-to-peer-handel van bijvoorbeeld zonne-energie of opslagcapaciteit of smart charging van elektrische auto's. Deze diensten versterken het voordeel dat partijen die al gebruikmaken van het net hebben van toegenomen adoptie onder andere gebruikers (Gillingham & Ovaere, 2020). Mogelijk is dit soort ontwikkelingen ook denkbaar voor waterstoftransport.

3.3. Behoefte aan transport vóór 2030



Waar en wanneer transportcapaciteit voor 2030 nodig is, hangt af van de acties die de overheid onderneemt om de keten aan te jagen

Om in 2030 3-4 GW te kunnen realiseren, is het essentieel dat een aantal waterstofprojecten op korte termijn FID neemt

Mogelijk uitrolpad waterstofprojecten

Bron: Gasunie, Waterstofcoalitie (2018)

Jaar	Elektrolysecapaciteit cumulatief	Capaciteit per elektrolyzer	Rendement elektrolyse	Jaarlijks productie-volume per eenheid ¹	Aantal vrachtwagens ²
	MW	MW	%	PJ	# per jaar
2018	20	10	>70%	0,1 - 0,1	~700
2021	60	20	75%	0,1 - 0,2	~1.000
2023	160-200	100	75%	0,5 - 1,2	~6.000
2025	500-600	250	80%	1,4 - 3,2	~16.000
2027	1.300-1.500	500	80%	2,9 - 6,5	~33.000
2030	3.500 - 4.000	1.000	>80%	5,8 - 13,0	~66.000

- Waar en wanneer transportcapaciteit voor waterstof de komende jaren nodig is, hangt vooral af van de overheidsambities en -acties op het gebied van waterstof. De vraag naar en het aanbod van CO₂-vrije waterstof worden de komende jaren primair gedreven door overheidssubsidie. Zonder aanvullend overheidsbeleid, waaronder financiële ondersteuning van de keten, ontstaat er naar verwachting een beperkt aantal CO₂-vrijewaterstofprojecten (in hoofdstuk 5 volgt hiervan een uitgebreidere analyse).
- De doelstelling van de overheid is om in 2030 3-4 GW aan elektrolysecapaciteit te realiseren. Om deze doelstelling te halen, zal de komende jaren een uitrolpad moeten worden ingezet waarin elektrolyzers met een steeds grotere capaciteit worden gerealiseerd. De tabel links, gebaseerd op de Waterstofcoalitie (2018), is daarvan een illustratie.
- Door deze fasering is er ook al in de periode vóór 2030 behoefte aan transportcapaciteit tussen clusters en opslaglocaties.
- Al binnen een paar jaar moeten elektrolyzers met een capaciteit van 100-500 MW gebouwd worden die 1-6 PJ per jaar produceren. Deze capaciteiten kunnen mogelijk worden gebalanceerd met het terugregelen van bestaande SMR-installaties, maar zullen op bepaalde locaties ook al transport naar opslaglocaties vereisen.
- Bij een schaalgrootte boven 500 MW is terugregelen met SMR bijna niet meer mogelijk. In Zeeland staat een totale SMR-capaciteit van 1,5 GW wat tot 60% zou kunnen worden teruggeregeld en zo 600 MW flexibiliteit biedt (Gasunie).

1) Bandbreedte bepaald op basis van 2.000 - 4.500 full load hours per jaar.

2) Op basis van gemiddelde productie van 2.000 en 4.500 full load hours per jaar en een vrachtwagencapaciteit van 1.000 kg per vrachtwagen (~500 bar).

De eerste waterstofprojecten hebben transportcapaciteit nodig om potentiële vragers in de nabijheid te bereiken

Het is op dit moment nog niet duidelijk waar de eerste grootschalige elektrolyse-installaties komen

Lopende waterstofprojecten in Nederland
Bron: IEA (2019), Topsector Energie (2020), nieuwsberichten

Industriecluster	Projecten en capaciteit (GW)	Voorbeelden
Rotterdam/ Moerdijk	16 projecten 4,2 (Totaal GW) 2,7 (Groen GW) 1,5 (Blauw GW)	<ul style="list-style-type: none"> H-vision Porthos Uni500
Noord-Nederland	11 projecten 7,3 (Totaal GW) 6,5 (Groen GW) 0,8 (Blauw GW)	<ul style="list-style-type: none"> Djewels NortH2 HyNetherlands
NZKG	4 projecten 0,2 (Totaal GW) 0,2 (Groen GW) 0,0 (Blauw GW)	<ul style="list-style-type: none"> H2ermes P2F Hemweg Hy4Am
Zeeland	6 projecten 2,6 (Totaal GW) 2,6 (Groen GW) 0,0 (Blauw GW)	<ul style="list-style-type: none"> Deltaurus 1-4 Import Rehycle
Chemelot	2 projecten 0,5 (Totaal GW) 0,0 (Groen GW) 0,5 (Blauw GW)	<ul style="list-style-type: none"> FUREC BrigH2
Overige projecten	3 projecten 0,9 (Totaal GW) 0,0 (Groen GW) 0,9 (Blauw GW)	<ul style="list-style-type: none"> H2Gateway H2 Hub SCW

Legenda Totaal GW Groen GW Blauw GW

- Op dit moment is er ongeveer 12 GW aan groene-waterstofprojecten in ontwikkeling – zie de figuur links. Om de 3-4 GW-doelstelling te halen, is het nodig een aantal projecten te ontwikkelen in een uitrolpad vergelijkbaar met dat wat beschreven is op de vorige pagina. Er is ook 3,7 GW aan blauwe-waterstofprojecten in ontwikkeling, waarvan ook een deel doorgang zal moeten vinden om de reductiedoelen in de industrie voor 2030 te kunnen halen.
- Veel van deze projecten gaan grootschalig groene of blauwe waterstof produceren, die vervolgens naar de gebruikers moet worden gebracht. Ook als die gebruikers zich in de nabijheid van de productielocatie bevinden, bijvoorbeeld in een kustcluster, is er vaak nog geen transportinfrastructuur die de vragers verbindt met de aanbieders.
- Duidelijk is dat het voor initiatiefnemers van waterstofprojecten belangrijk is om zekerheid te hebben dat er transportinfrastructuur beschikbaar is. Zonder dergelijke zekerheid wordt er waarschijnlijk geen FID genomen. Gelet op de wens om de verschillende waterstofambities voor 2030 te realiseren, ligt het voor de hand om veelbelovende projecten zo veel mogelijk te faciliteren met transportcapaciteit.
- Op voorhand is niet bekend welke van deze projecten de komende jaren daadwerkelijk zullen materialiseren. Ook is deze lijst natuurlijk een momentopname die de komende jaren kan veranderen. Daardoor is het moeilijk om nu al te voorspellen waar in de periode naar 2030 transportcapaciteit nodig zal zijn.

Ook bepaalde verbindingen tussen clusters worden waarschijnlijk wenselijk, om vragers te verbinden en vanwege de opslagbehoefte

Sommige clusters zijn afhankelijk van andere clusters voor het aanbod en de balancering van CO₂-vrije en -arme waterstof

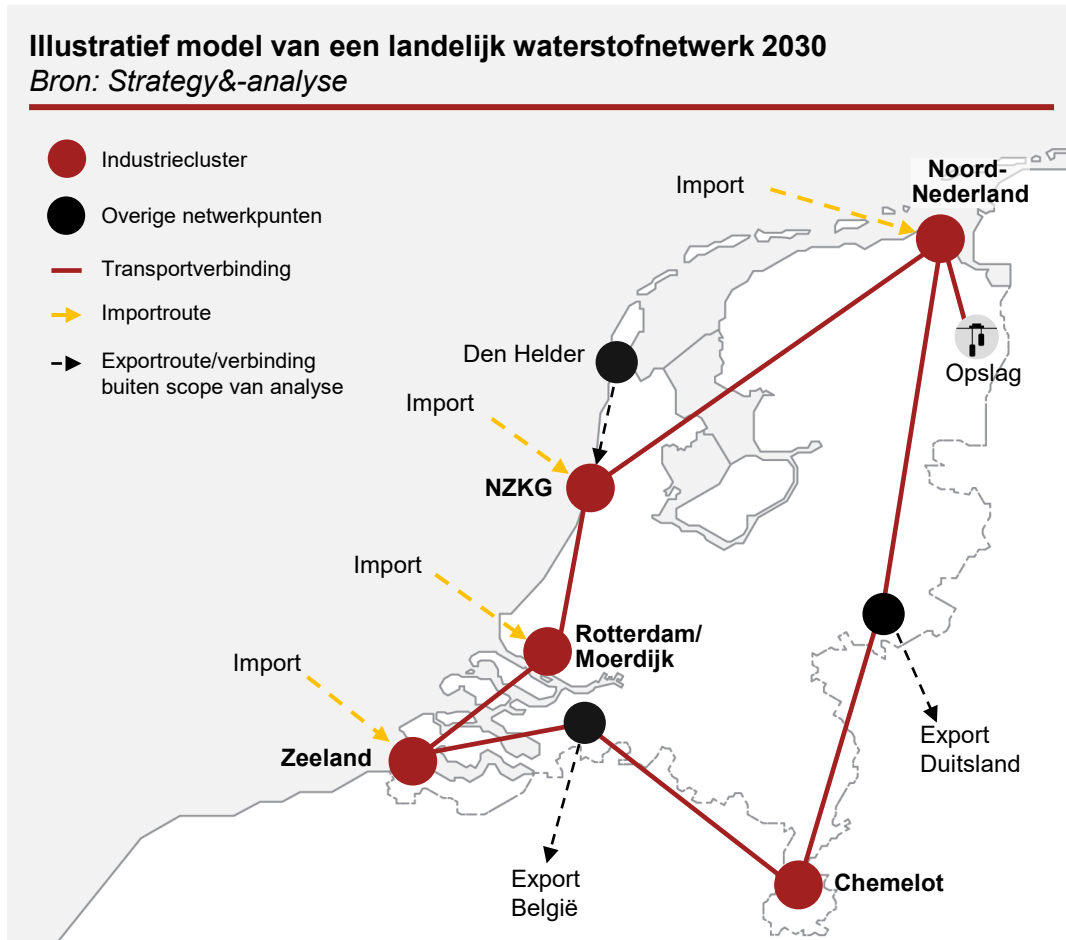
Karakteristieken industrieclusters in Nederland
Bron: DNV GL (2020a), TNO (2020c), RVO (2020), ETM (2020)

Industrie-cluster	Vraag (PJ)	Nabijheid van...			
		Grootschalige duurzame energie (wind op zee)	Aanlandingsplekken voor import	Opslag- of transportmogelijkheden CO ₂	Opslagmogelijkheden waterstof
Rotterdam/ Moerdijk	77	●	◐	●	◐
Noord-Nederland	13	◐	◐	◐	●
NZKG	5	◐	◐	●	◐
Zeeland	60	◐	◐	◐	◐
Chemelot	25	○	○	○	○

- De vraag naar CO₂-vrije en CO₂-arme waterstof zal zich naar verwachting als eerste ontwikkelen in de industriële clusters waar bijvoorbeeld CO₂-vrije waterstof de huidige grijze waterstof als grondstof zal moeten vervangen om de klimaatdoelen te kunnen behalen. Er is transportcapaciteit nodig binnen die clusters om de aanbieders en de vragers met elkaar te verbinden.
- Vervolgens ontstaat ook vraag naar transportverbindingen *tussen* clusters. Daarvoor zijn twee primaire redenen. Ten eerste zijn de vragers in sommige clusters afhankelijk van een transportnet om CO₂-vrije waterstof aan te voeren. Ten tweede is er opslagcapaciteit nodig naarmate de productie van groene waterstof toeneemt. Die opslagcapaciteit moet worden ontsloten, bijvoorbeeld door de zoutcavernes in Noord-Nederland te verbinden met plekken waar veel elektrolyse plaatsvindt.
- De figuur links geeft een indicatief overzicht van de uitgangspositie van een aantal clusters in termen van:
 - **toegang tot grootschalige duurzame energie** is voornamelijk aanwezig in de kustgebieden. Hierbij gaat het om de toegang tot wind op zee vanuit de Noordzee. Chemelot heeft bijvoorbeeld zeer beperkte mogelijkheden om groene waterstof te produceren en zal hierdoor baat hebben bij een verbinding met een locatie die deze mogelijkheid wel heeft;
 - **aanlandingsplekken voor import** zullen zich hoofdzakelijk bevinden in de Nederlandse havens waar goedkope groene waterstof van buiten Europe kan worden geïmporteerd. Import via Duitsland en België is technisch mogelijk, maar de verwachting is dat met name Duitsland een netto-importeur van CO₂-vrije waterstof zal zijn;
 - **grootschalige opslagmogelijkheden voor waterstof** zijn op korte termijn alleen beschikbaar in zoutcavernes in Noord-Nederland en op middellange termijn, in combinatie met import, in tankopslag in de havengebieden;
 - **opslag- of transportmogelijkheden voor CO₂** zijn met name aanwezig in de kustgebieden met toegang tot oude gasvelden in de Noordzee (de enige plek waar op dit moment CO₂ permanent mag worden opgeslagen).
- Vanuit de industrie is er een expliciete wens om clusters met elkaar te verbinden om waterstof te kunnen opschalen (DNV GL, 2020a). Een centraal transportnetwerk maakt de uitgangspositie van de ene regio ook beschikbaar voor de andere regio's.

Een illustratief model van een landelijk waterstofnetwerk geeft inzicht in de mogelijk gevraagde transportvolumes in 2030

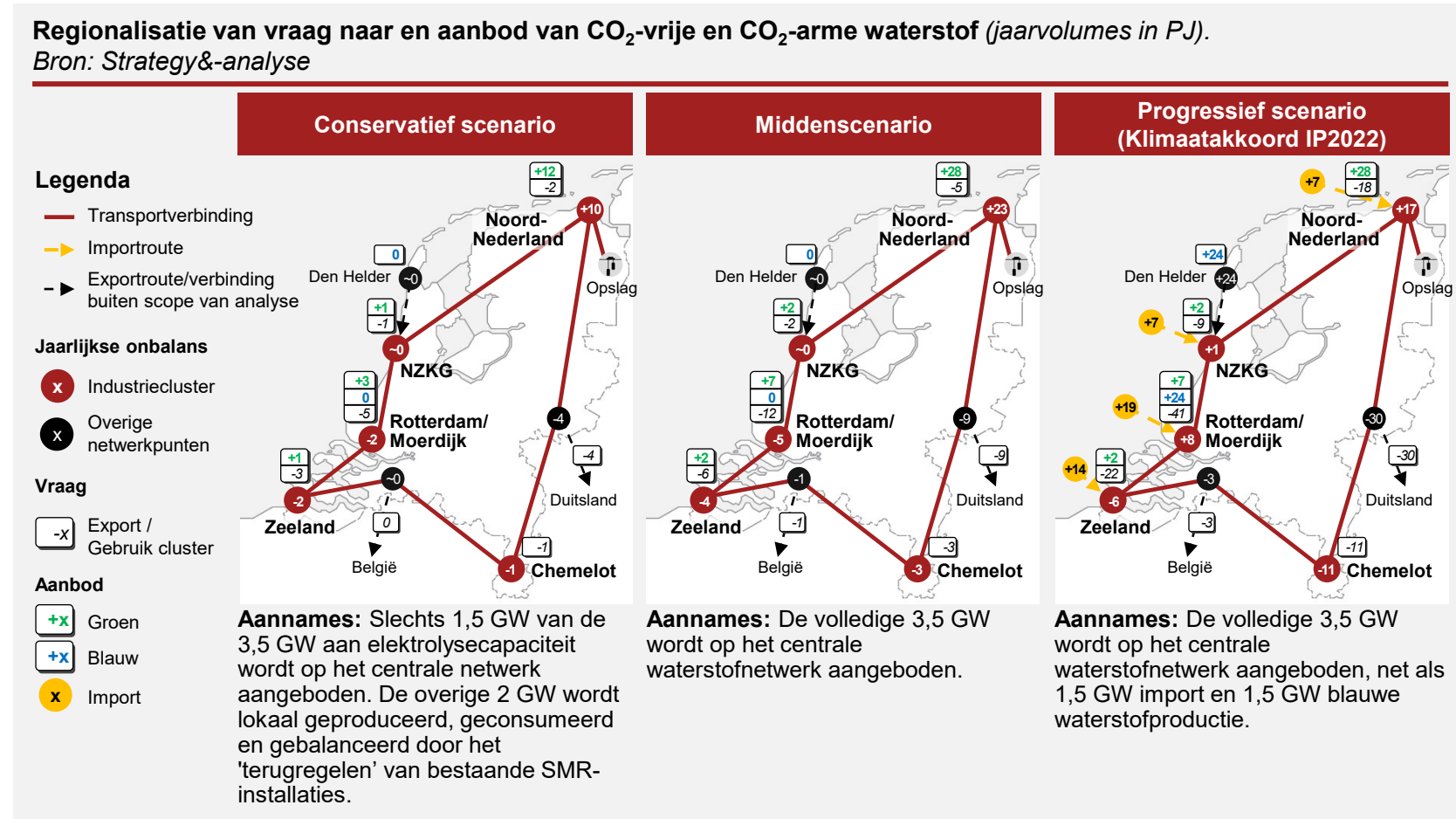
Wij analyseren de transportbehoefte aan de hand van drie scenario's voor de ambitie van 3-4 GW in 2030



- Een illustratief model is opgesteld met als doel een gevoel te krijgen bij de transportvolumes die horen bij het halen van de overheidsambitie van 3-4 GW aan elektrolysecapaciteit operationeel in 2030 (Kabinetsvisie waterstof, 2020).
- Het model bestaat uit verschillende knooppunten met waterstofaanbod en -vraag en verbindingen daartussen (tracés). De knooppunten vertegenwoordigen de vijf industrieclusters, twee exportlocaties (Duitsland en België) en een opslaglocatie. Den Helder is toegevoegd als productielocatie voor blauwe waterstof. Het model berekent de transportcapaciteiten en -volumes voor de verbindingen tussen de knooppunten.
- De totale hoeveelheid waterstof in het model is aanbodgedreven. Per scenario variëren we de totale productie en verdelen we het aanbod over clusters in het binnen- en buitenland op basis van de verwachte vraag in 2030.
- Het model werkt op uurbasis. De productie van groene waterstof is gebaseerd op een windprofiel (weerjaar 2015). De overige vraag- en aanbodstromen worden als constant (baseload) verondersteld. Balancerings van groene waterstof vindt plaats met behulp van zoutcavernes in Noord-Nederland.
- De illustratieve analyse laat zien dat het realiseren van de 2030-doelen leidt tot vraag naar transport van waterstof tussen clusters. Dat betekent niet op voorhand dat alle verbindingen de komende jaren nodig of maatschappelijk wenselijk zijn. Om de ambities te realiseren, is het vooral essentieel om de komende jaren grote waterstofprojecten, waarvan de precieze details nog onbekend zijn, te faciliteren door vragers en aanbieders van waterstof en van opslagcapaciteit met elkaar te verbinden.

Het model gaat steeds uit van 3,5 GW-elektrolysecapaciteit, maar varieert het totale centrale aanbod waterstof in drie scenario's

De vraag wordt steeds op dezelfde manier verdeeld over de verschillende clusters in binnen- en buitenland



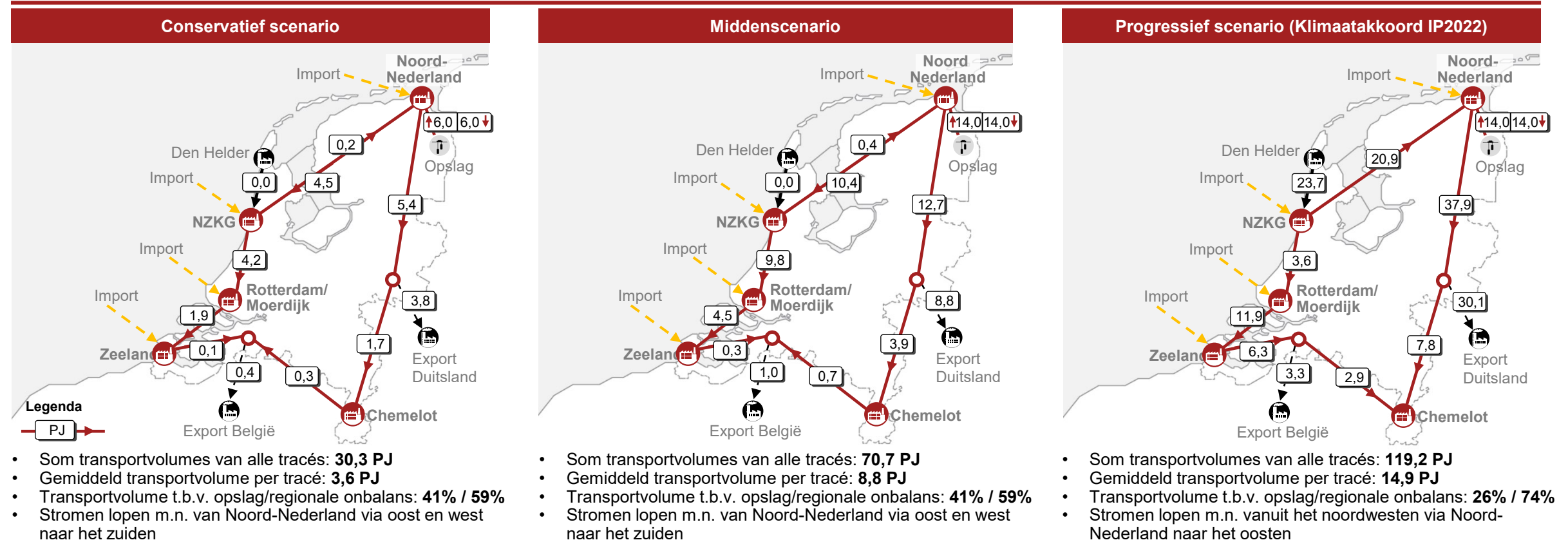
- De analyse vergelijkt de drie scenario's zoals links is weergegeven. In elk van de drie scenario's is 3,5 GW aan elektrolysecapaciteit, de overheidsambitie, als uitgangspunt genomen. Het model beschouwt alleen de stromen van CO₂-vrije en CO₂-arme waterstof en niet de huidige grijze waterstofmarkt van ~180 PJ die vooral lokaal wordt geproduceerd en geconsumeerd. Deze volumes zullen richting 2030 geleidelijk afnemen als gevolg van de substitutie van grijze naar meer duurzame waterstof, maar de timing hiervan is nog onzeker.
- Het progressieve scenario is afgeleid van het Klimaatakkoord-scenario zoals dat wordt opgesteld voor Investeringsplan 2022 (IP2022, 2020) van Gasunie en TenneT. Dit scenario vormt namelijk ook de basis voor de 2030-modellering van de I13050-studie. Het grootste verschil is dat IP2022 wel de grijze waterstofmarkt meeneemt.
- Het middenscenario en het conservatieve scenario beschouwen alleen groene waterstofproductie (dus geen blauw en geen import), omdat alleen daarvoor door de overheid een concrete doelstelling voor 2030 is geformuleerd.
- Het conservatieve scenario geeft een beeld bij de meest conservatieve benutting van een landelijk waterstofnetwerk waarbij nog steeds de ambitie van 3-4 GW aan elektrolysecapaciteit wordt gerealiseerd.
- Appendix A-2 geeft meer details over de modelparameters.

Uitgaande van de 3-4 GW-ambitie ontstaat er in 2030 vraag naar transport tussen clusters door lokale onbalans en opslagbehoefte

Het model illustreert voor 2030 de transportvolumes per tracé van 0 tot 38 PJ, afhankelijk van het scenario

Transportstromen per tracé per richting voor de drie scenario's (Cumulatief (op uurbasis); jaarcumuleerd in PJ, 2030).

Bron: Strategy&-analyse

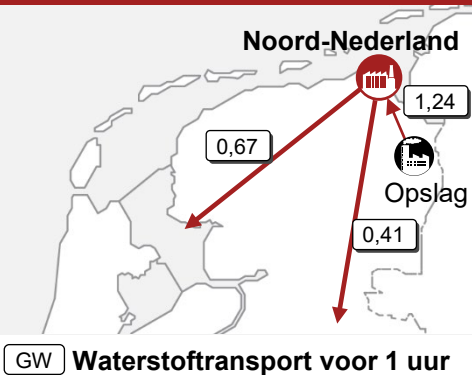


Het transport van en naar de opslaglocaties in het noorden van Nederland is een belangrijke driver voor de transportvraag

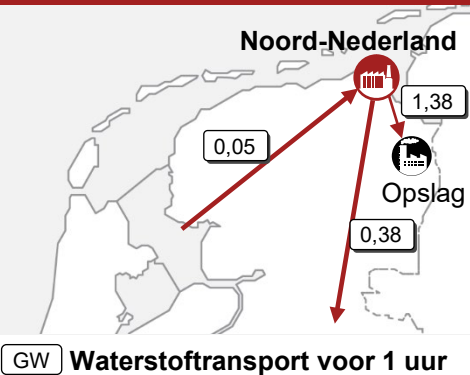
Productie van groene waterstof is weersafhankelijk en daardoor volatiel

Transportstromen op twee momenten (uur) in de tijd in het basisscenario (GW, 2030). Bron: Strategy&-analyse

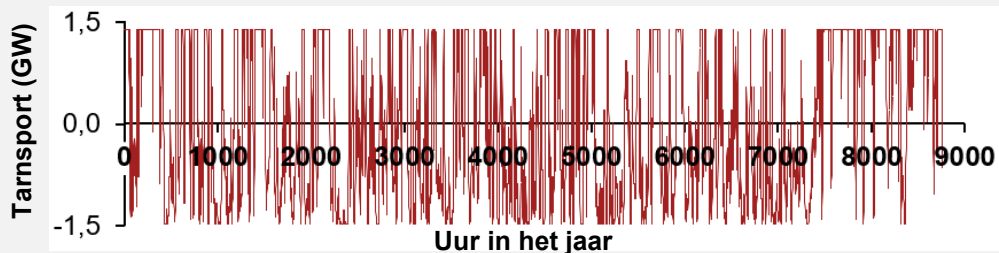
0% wind – 0 GW productie



100% wind – 3,5 GW productie



Transport van/naar opslag als gevolg van productie groene waterstof (GW)



- We zien in de drie scenario's dat opslag een belangrijke rol speelt als gevolg van weers- en seizoensafhankelijkheid van groene-waterstofproductie. Ook in literatuur wordt het belang van opslag bevestigd (DNV GL, 2020a). Bij de productie van groene waterstof vindt transport plaats naar een centrale opslaglocatie in Noord-Nederland van 1,38 GW in een uur dat de maximale elektrolysecapaciteit wordt benut.
 - Wanneer het hard waait, kan de 3,5 GW (gemiddelde van het kabinetsdoel van 3-4 GW) aan elektrolysecapaciteit volledig worden benut dankzij offshore wind op zee in de Noordzee. Hierdoor overstijgt de totale productie de vraag op dat specifieke moment en ontstaat een tijdelijk overaanbod in het systeem.
 - Het overaanbod, dat in het westen en noorden van Nederland wordt geproduceerd, wordt naar de centrale opslaglocatie in Noord-Nederland vervoerd om het systeem weer in balans te krijgen.
- Indien de wind gaat liggen, verandert de richting van deze dynamiek. Er vindt op dat moment een 1,24 GW-stroom van de opslaglocatie naar het centrale transportnetwerk plaats om het tekort dat is ontstaan in het systeem te balanceren.
- Deze dynamiek herhaalt zich continu. Doordat de productie van groene waterstof direct gerelateerd is aan de elektriciteitsproductie van een offshore windpark, is de productie van groene waterstof vergelijkbaar in volatiliteit. Gedurende het jaar wordt de opslag continu gevuld en geleegd, afhankelijk van de op dat moment geldende weersomstandigheden.
- Zowel in een situatie met als zonder wind vindt er transport plaats vanuit Noord-Nederland naar het zuiden (export naar Noordrijn-Westfalen en Chemelot). Dit komt omdat deze industrieclusters zeer beperkte productiemogelijkheden voor groene waterstof hebben en daardoor afhankelijk blijven van invoer.
- In het lokale scenario en het basisscenario wordt ~40% van de transportbehoefte gedreven door opslag en ~60% door het verschil in geografische locatie tussen producenten en gebruikers. In het Klimaatakkoord-scenario is dit ~20% gedreven door opslag, omdat het aangenomen constante aanbod van import en blauwe waterstof geen opslag heeft.

4

Ombouw van bestaande aardgasnetten

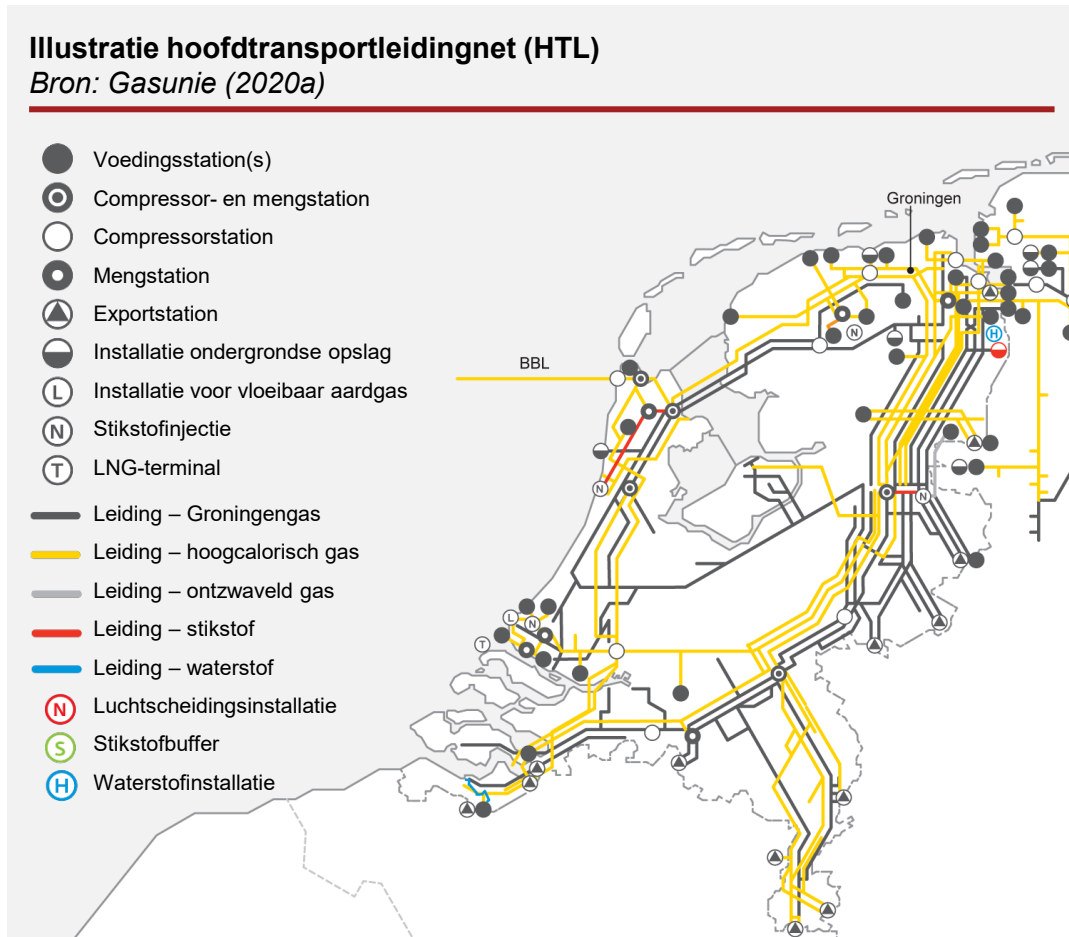
HyWay 27

4.1. Beschikbaarheid van het bestaande aardgastransportnet



Nederland beschikt over een uitgebreid aardgastransportnet dat bestaat uit circa 12.000 km, veelal parallelle, leidingen

Hiervan beslaat het hoofdtransportleidingnet (HTL) circa 6.000 km, voor het transport van L-gas en H-gas

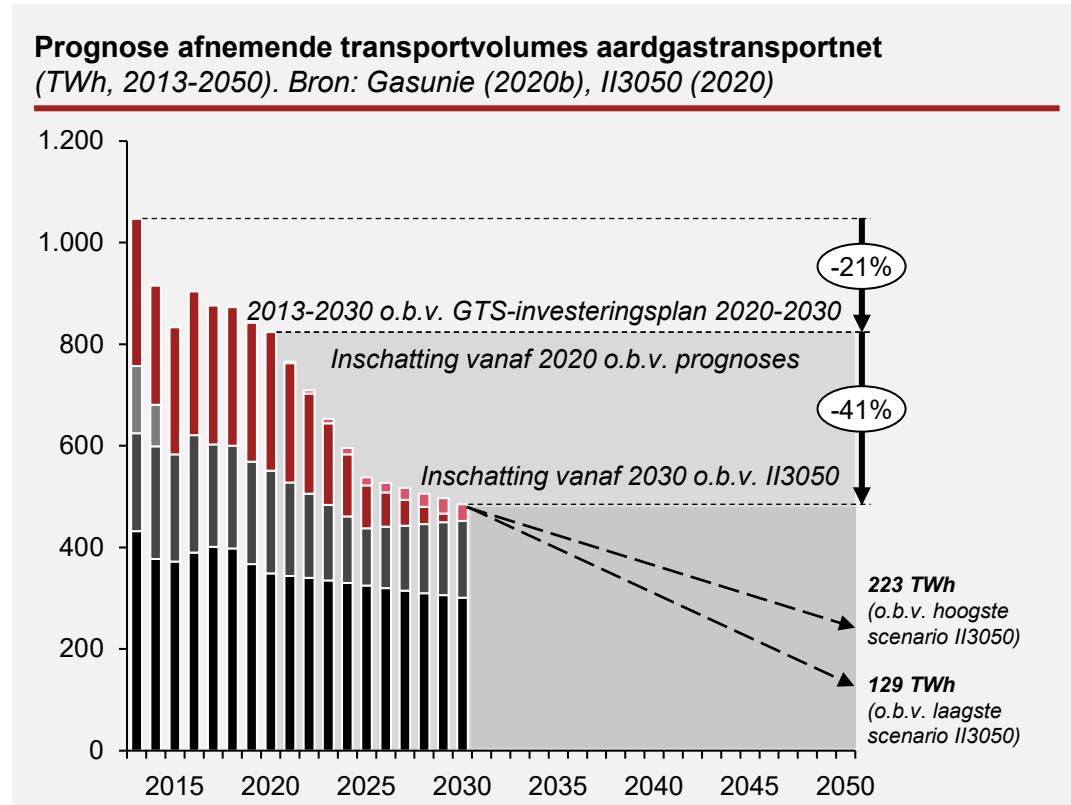


- Gasunie beheert in Nederland het hogedruk-aardgastransportnet. Dit transportnet bestaat uit ca. 12.000 km aardgasleidingen en is op basis van drukklasse onderverdeeld in een hoofdtransportleidingennet (HTL) en regionaal transportleidingennet (RTL). Circa de helft van de transportleidingen is onderdeel van het HTL (met een ontwerpdruk van 66,2 en 79,9 bar); de andere helft is onderdeel van het RTL (ontwerpdruk van 40 bar).
- Het HTL van Gasunie vervoert geïmporteerd gas en gas uit Nederlandse aardgasvelden via (internationale) verbindingen door heel Nederland en Noord-Duitsland.¹⁾ Dit landelijke transportnet vertakt zich vervolgens in het RTL en de regionale distributienetten. De distributienetten bestaan uit ca. 130.000 km lagedrukleidingen (in de regel 0,03-8 bar) en worden beheerd door de regionale netbeheerders (Netbeheer Nederland, 2019).
- Bijzonder aan het Nederlandse HTL is dat het uit twee parallelle netten bestaat: het ene net transporteert laagcalorisch gas (L-gas ofwel G-gas), het andere hoogcalorisch gas (H-gas). Deze situatie is ontstaan omdat het aardgasveld onder Groningen laagcalorisch gas bevat, terwijl gas uit de Noordzee en geïmporteerd gas een hogere calorische waarde heeft.²⁾ Beide gassoorten worden momenteel ook geëxporteerd naar buurlanden (DNV GL, 2017). De netten voor H-gas en G-gas zijn onderling met elkaar verbonden via mengstations, waar (door het bijmengen van stikstof) H-gas kan worden omgezet in L-gas. Voor een aantal leidingen geldt dat deze ook uitwisselbaar zijn tussen H-gas en G-gas.
- Een extra bijzonderheid van het Nederlandse HTL is dat het een groot aantal parallelle leidingen kent (zie figuur links), waar het RTL en de regionale distributienetten fijnmaziger en veelal niet parallel zijn uitgevoerd. Dit maakt het mogelijk de aardgastransportstromen in het HTL via verschillende routes te leiden.

1) De landelijke transportnetten van Gasunie zijn onderdeel van de Nederlandse vitale infrastructuur Categorie A. 2) De calorische waarde is een maat voor de energie-inhoud van gas: hoe hoger, des te meer energie 1 m³ aardgas bevat. G-gas wordt voornamelijk gebruikt in de huishoudelijke en commerciële markt in Nederland; H-gas wordt met name gebruikt in de industrie en elektriciteitscentrales.

Aardgastransportbehoefte zal afnemen als gevolg van afnemende export door afbouw gaswinning in Groningen en de energietransitie

De vrijkomende transportcapaciteit kan Gasunie inzetten voor alternatieve aanwending



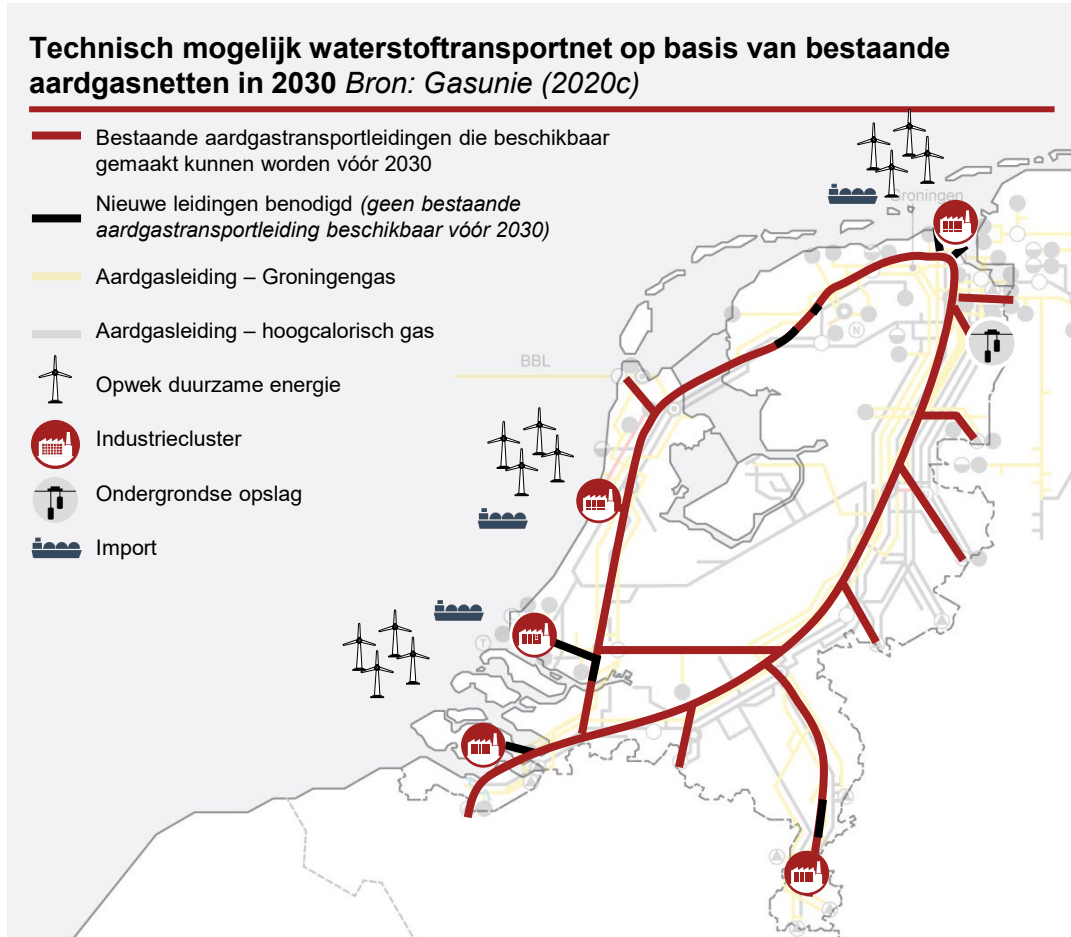
Max. scenario¹⁾ Export L Export H Transit H Binnenland

- De aardgastransportvolumes nemen af als gevolg van twee ontwikkelingen: als eerste (op korte termijn) de afnemende export door afbouw van de gaswinning in Groningen en als tweede (op lange termijn) het verminderde aardgasverbruik als gevolg van de energietransitie.
- In 2013-2020 zijn gastransportvolumes in Nederland gedaald met circa 21%, voornamelijk in relatie tot de afbouw van gaswinning in Groningen. Om de gasproductie in Groningen volledig te kunnen afbouwen, heeft Nederland aan haar buurlanden gevraagd de import van L-gas met 10% per jaar te verminderen richting 2030. Dit resulteert in een verdere afname van de transportvolumes van 41% over de periode 2020-2030, met name op de tracés richting Duitsland en België, ondanks de stijgende Nederlandse importbehoefte op de korte termijn (onderdeel van 'Binnenland' in grafiek).²⁾
- Om de afbouw van L-gas te kunnen realiseren, moeten buurlanden tijdig omschakelen van L-gas naar H-gas (of andere alternatieven). De afbouw ligt momenteel op schema (Tweede Kamer, 2020; Taskforce Monitoring L-gas market conversion, 2020).³⁾
- Tussen 2030-2050 zullen de benodigde transportvolumes van (fossiel) aardgas naar verwachting verder afnemen als gevolg van de transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem. Uitgaande van de I13050-scenario's daalt de vraag naar aardgas richting circa 129-223 TWh per jaar in 2050.
- Een daling van de benodigde transportvolumes betekent ook dat de benodigde transportcapaciteit zal afnemen. Onbenutte transportcapaciteit kan Gasunie inzetten voor alternatieve aanwending, door het vrijspelen van leidingen, bijvoorbeeld voor de ontwikkeling van een waterstofnet als dat in de behoefte van de markt en/of de overheid voorziet.

1) De verwachting voor 'Binnenland' en 'Transit H' kennen nog een onzekerheid richting de toekomst; deze spreiding is separaat opgenomen onder 'max scenario'. 2) Een deel van de export die in L-gas wegvalt, zien we vanaf 2025 terug in een additionele transitstroom van H-gas. 3) De Taskforce Monitoring Ombouw Buitenland rapporteert periodiek over de voortgang aan de Tweede Kamer. Deze taskforce bestaat uit vertegenwoordigers van overheden, netbeheerders en toezichhouders van de vier landen alsmede het International Energy Agency en ENTSOG, het Europese netwerk van netbeheerders voor gas.

Gasunie kan bestaande aardgastransportleidingen vrijmaken op tracés tussen de vijf clusters en naar het buitenland

Op basis van deze leidingen kunnen verschillende aanbieders en gebruikers van waterstof met elkaar worden verbonden



- Gasunie verwacht bestaande aardgastransportleidingen beschikbaar te kunnen maken op tracés tussen de vijf grote industriële clusters en op meerdere verbindingen naar onze buurlanden. De bestaande leidingen kunnen op termijn als basis dienen voor een transportring die aanbieders in staat stelt waterstof in te voeren en die grootverbruikers kunnen afnemen. Op bepaalde plaatsen is aanleg van nieuwe leidingen nodig om tracés compleet te maken of verbindingen naar clusters te leggen (zwart in de figuur hiernaast).
- Een groot deel van de leidingen kan indien gewenst al vóór 2030 worden vrijgemaakt. Het is daarmee in principe mogelijk om, op basis van vrij te maken leidingen, in 2030 een landelijke waterstoftransportring te realiseren. Daarvoor is een beperkte aanleg van nieuwe leidingen nodig, ongeveer 17% van het totaal aantal kilometers leiding. Ná 2030 is het mogelijk om meer bestaande aardgastracés vrij te maken.
- De weergegeven illustratie betreft een illustratie van mogelijke tracés die voor 2030 kunnen worden vrijgemaakt en hergebruikt. Of leidingen vrijkomen is geen exogene variabele, maar een resultaat van besluiten ten aanzien van de routing van aardgasstromen. De figuur links is een indicatie en geen definitieve keuze. Er zijn alternatieve mogelijkheden, ook binnen de reeds gereserveerde ruimte in de Structuurvisie Buisleidingen.¹⁾

1) Potentiële exportroutes zijn grafisch weergegeven in de figuur. In de huidige plannen van Gasunie zijn initieel exportverbindingen naar Duitsland voorzien op de twee trajecten, namelijk Tjuchem – Oude Statenzijl en Ommen – Winterswijk/Zevenaar. Richting België is door Gasunie initieel de exportverbinding Beekse Bergen – Hilvarenbeek voorzien. Er zijn in de figuur twee zuidelijke Oost-West-verbindingen weergegeven. Initieel is door Gasunie een zuidelijke verbinding voorzien, maar een meer noordelijke verbinding vanuit Rotterdam naar het Oosten is daarvoor een alternatief.

Capaciteit van bestaande aardgasleidingen kan naar verwachting ruim voorzien in de waterstoftransportbehoefte voor 2030

Na 2030 kunnen er bovendien ook meer bestaande aardgasleidingen worden vrijgemaakt

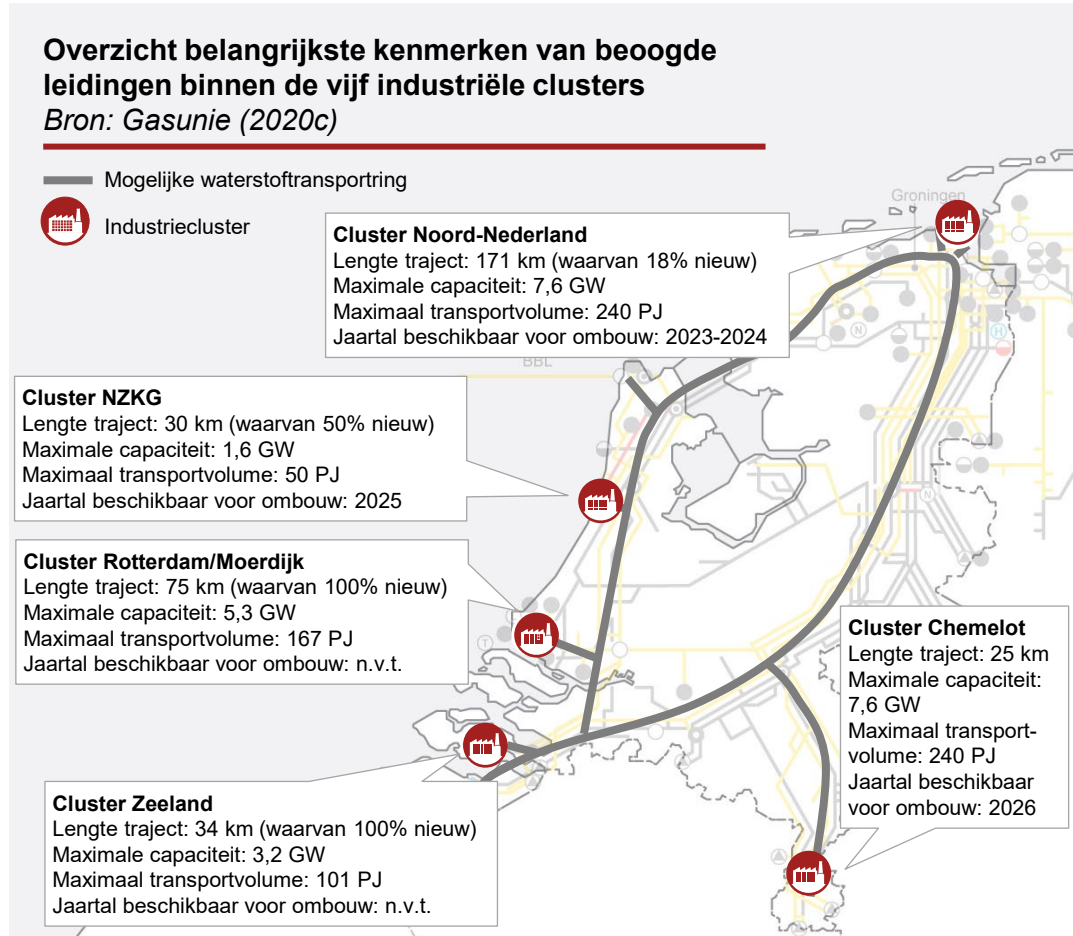


- De figuur links bevat een overzicht van de belangrijkste kenmerken van de beoogde leidingen op de tracés tussen de vijf industriële clusters.
- Het grootste deel van de leidingen die kunnen vrijkomen heeft een diameter van 36 inch of meer. Deze leidingen bieden een theoretische capaciteit van circa 10-15 GW. In een gastransportnetwerk is echter sprake van balans tussen vraag en aanbod. Deze balans bepaalt de druk op elk willekeurig punt binnen dit netwerk. Het maximaal mogelijke transport tussen netwerkpunten wordt dus bepaald door het drukverschil tussen deze punten. Dit drukverschil zal voor de meeste transporttrajecten binnen een netwerk (veel) lager zijn dan de systeemdrukrange. Daarmee zal ook de maximale capaciteit van een leiding opgenomen in een netwerk lager zijn dan de maximale capaciteit van dezelfde leiding indien deze de volledige systeemdrukrange als drukverschil tot z'n beschikking zou hebben (zie Appendix A-4 voor een nadere toelichting).
- Geprognosticeerde vrij te maken capaciteit op deze verbindingen in de figuur links betreft een voorlopige inschatting van Gasunie op basis van waterstoftransport bij een maximale operationele leidingdruk van 50 bar, zonder gebruik van compressie. Indien gewenst kan de capaciteit op deze verbindingen in een later stadium nog worden verhoogd door een hogere operationele druk te hanteren (de maximale operationele druk is 66 bar) en/of door transportcompressie toe te passen.
- De weergegeven maximale capaciteiten in vrij te maken leidingen zijn ruim voldoende om aan de (in hoofdstuk 3 geschetste) transportsenario's (lokaal, basis- en Klimaatakkoord-scenario) voor 2030 te voldoen. Na 2030 kunnen er bovendien ook andere bestaande aardgasleidingen worden vrijgemaakt, mocht er een aanvullende transportbehoefte ontstaan.
- Om leidingen vrij te maken leidt Gasunie bestaande aardgasstromen via parallel liggende leidingen (of eventueel via een andere route) naar exitpunten van het aardgas hoofdtransportleidingnet (HTL). Weergegeven jaartallen betreffen het vroegst mogelijke moment waarop Gasunie de genoemde leidingen verwacht te kunnen vrijmaken voor ombouw (GTS, 2020c).¹⁾

1) In 2017-2018 heeft Gasunie een uitgebreide netwerkanalyse uitgevoerd op basis van de meest actuele inzichten, de capaciteitscommitments voor aardgas en de actuele leidingconfiguratie. Bij de daadwerkelijke toewijzing van een leiding is een actuele capaciteitsanalyse voor aardgas altijd leidend, maar weergegeven kenmerken zijn volgens Gasunie representatief voor de actuele situatie.

Met name binnen de industrieclusters zal ook een deel nieuwe leidingen moeten worden gelegd om verbindingen te creëren

Naar verwachting zal de behoefte aan transport in eerste instantie binnen deze clusters ontstaan



- Naar verwachting zal er in eerste instantie een waterstoftransportbehoefte ontstaan tussen aanbieders en gebruikers binnen de vijf grote industrieclusters. Deze aanbieders en gebruikers bevinden zich niet allemaal op dezelfde locatie. Binnen de clusters zijn volgens Gasunie de mogelijkheden beperkt om vóór 2030 bestaande aardgasleidingen beschikbaar te stellen, omdat er dan onvoldoende capaciteit voor aardgas resteert. Om de aanbieders en gebruikers binnen de clusters met elkaar te verbinden, zal dan ook een deel nieuwe leidingen moeten worden aangelegd.¹⁾
- De figuur links geeft de belangrijkste kenmerken weer van de beoogde leidingen binnen de vijf industriële clusters. Voor de nieuw te bouwen leidingen geldt dat deze binnen de reeds gereserveerde ruimte in de Structuurvisie Buisleidingen vallen.²⁾
- Nadat de regionale clusters zijn gerealiseerd, kunnen deze clusters vervolgens met elkaar, met opslagmogelijkheden (in Noord-Nederland) en met beide buurlanden worden verbonden.

1) Met uitzondering van cluster Noord-Nederland. Binnen dit cluster is het naar verwachting al in 2023-2024 mogelijk om circa 140 km bestaande leiding beschikbaar te stellen. Deze leidingen kunnen naar verwachting >80% van de (richting 2030) voorziene infrastructuur in Noord-Nederland vormen. Voor de overige clusters is dit aandeel aanzienlijk lager.

2) De maximale capaciteiten zijn een inschatting van Gasunie voor waterstoftransport bij een maximale operationele leidingdruk van 50 bar, zonder gebruik van compressie. Indien gewenst kan de capaciteit van deze trajecten in een later stadium nog verhoogd worden door een hogere operationele druk te hanteren (de maximale operationele druk is 66 bar) en/of door transportcompressie toe te passen. Zie Appendix A-4 voor een nadere toelichting.

4.2. Noodzakelijke technische aanpassingen voor transport door bestaande leidingen



Waterstof kent fysische verschillen met aardgas, maar bestaande aardgasleidingen zijn in principe geschikt voor waterstof

Diverse eerdere studies concluderen dat waterstoftransport door aardgasleidingen mogelijk is

Belangrijkste fysische eigenschappen van aardgas en waterstof Bron: Bilfinger Tebodin (2019), IFV (2020), Gasunie (2019), NEN (2015)

Kenmerk	Methaan (aardgas)	Waterstof
Kleurloos	Ja	Ja
Reukloos	Ja	Ja
Brandbaar	Ja	Ja
Explosief	Ja	Ja
Corrosief	Nee	Nee
Molecuulgrootte [pm]	200	75
Relatieve dichtheid (lucht = 1)	0,55	0,07
Verbrandingsgrenzen (onder- en bovengrens [%])	4,4 - 17	4,0 - 77
Minimale ontstekingsenergie [MJ] ¹⁾	0,26	0,02
Verbrandingsenergie [MJ/m ³]	32	11
Vlamkleur	Blauw	Kleurloos
Broeikasgas (Infraroodabsorptie)	Ja	Nee
Waterstofverbrossing	Nee	Kan
Benodigde zuiverheid	n.v.t.	n.t.b. ($\geq 98\%$) ²⁾







- Voorafgaand aan een wijziging van de functie van een leiding, zoals een verandering van de getransporteerde stof en/of een wijziging van de procescondities (zoals druk en temperatuur), moet op basis van het Besluit externe veiligheid buisleidingen (Bevb) een uitgebreid onderzoek aantonen dat het ontwerp en de integriteit van het buisleidingsysteem geschikt zijn voor de beoogde nieuwe toepassing. Bij het hergebruiken van een bestaande aardgasleiding voor waterstof moet daarbij rekening worden gehouden met de fysische verschillen tussen aardgas en waterstof.
- De afgelopen jaren zijn er verschillende internationale onderzoeken en praktijkproeven geweest naar het hergebruik van bestaande aardgasleidingen voor het transport van waterstof (DNV GL, 2017; Gasunie, 2019; Bilfinger Tebodin, 2019; AVIV, 2019). Deze onderzoeken wijzen uit dat de ontwerpfactoren die door de jaren heen zijn toegepast voor hogedrukaardgasleidingen in lijn zijn met gebruikte ontwerpfactoren voor nieuw te bouwen waterstofleidingen. Daarmee zijn de gebruikte wanddiktes van de bestaande leidingen, behorende bij de betreffende leidingdiameters, ontwerpdrücken en staalkwaliteiten, geschikt voor gebruik van waterstof bij een vergelijkbare ontwerpdruk (Bilfinger Tebodin, 2019). In Zeeland is sinds oktober 2018 een omgebouwde aardgastransportleiding in gebruik voor het transport van waterstof tussen Dow Chemical in Terneuzen en Yara in Sluiskil (Gasunie, 2019).
- Voor de regionale netbeheerders is door KIWA in 2018 een uitgebreide (internationale) overzichtsstudie uitgevoerd naar gebruikte materialen in bestaande gasdistributienetten en naar de effecten op deze materialen bij het gebruik van waterstof (KIWA, 2018). De algehele bevinding uit dit onderzoek is dat de huidige distributienetten geen significante gevolgen zullen ondervinden van waterstof. Voor alle bekende leidingmaterialen is op basis van geraadpleegde literatuur, alsook op basis van uitgevoerde laboratoriumproeven en praktijktesten, geen merkbare degradatie te verwachten (KIWA, 2018). Wel zullen er, net zoals bij hergebruik van het transportnet, maatregelen moeten worden genomen om bestaande distributieleidingen veilig te kunnen inzetten voor waterstof.

1) In de praktijk is de ontstekingsenergie van een mengsel van lucht en waterstof afhankelijk van de waterstofconcentratie. Mengsels van lucht en waterstof met lage concentraties waterstof, tot 8-10%, hebben zelfs een lagere kans op ontsteking dan aardgas (DNV GL, 2020b). 2) Er is nog geen keuze gemaakt door de overheid met betrekking tot de kwaliteit van waterstof, zoals die momenteel wel is vastgelegd voor aardgas in de MR Gaskwaliteit. Zie Appendix A-5 voor een nadere toelichting.

Om waterstoftransport veilig mogelijk te maken, zijn nog wel aanpassingen aan het bestaande net en aan de werkwijzen nodig

Vijf aandachtspunten die leiden tot maatregelen voor het mogelijk maken van veilig waterstoftransport

Overzicht van benodigde maatregelen voor veilig transport van waterstof Bron: Gasunie, Bilfinger Tebodin, AVIV, DNV GL¹⁾

Aandachtspunt	Maatregel	Type
1. Lekgevoeligheid	1A Vervangen en/of reviseren afsluiters i.v.m. mogelijke lekkage	
	1B Vervangen overige lekgevoelige onderdelen (m.u.v. afsluiters)	
2. Verontreinigingen	2A Reinigen van bestaande leidingen i.v.m. verontreinigingen	
	3A Inregelen of vervangen van meetapparatuur in verband met andere stroomsnelheid en gassamenstelling	
3. Lagere (energie)dichtheid	3B (Op termijn) toevoegen van compressoren in verband met ongeschiktheid bestaande compressoren	
	4. Defectgroei	4A In kaart brengen maximale operationele drukken, aanpassen operationele werkwijzen en aanleggen van leidingdossiers
4B Ontwikkelen en aanpassen van werkwijzen voor het uitvoeren van inline inspecties		
5. Ontstekingsrisico	5A Opleiden van technici voor omgang met waterstof	
	5B Aanpassen van werkwijzen bij leidingmodificaties	
	5C Aanschaf van veilige elektronische meetapparatuur voor het beheer en onderhoud	



= Aanpassingen aan het bestaande net



= Aanpassingen aan werkwijzen

1) Deze tabel is tot stand gekomen op basis van een inventarisatie door de bij HyWay 27 betrokken partijen en deskresearch naar eerder uitgevoerde onderzoeken (o.a. DNV GL, 2017; DNV GL, 2020b; Gasunie, 2019; Bilfinger Tebodin, 2019; AVIV, 2019). PwC Strategy& heeft zelf geen technische analyse uitgevoerd.


- 1. Waterstof is mogelijk lekgevoeliger als gevolg van de kleinere molecuulgrootte** – Door de kleinere molecuulgrootte is de kans op lekkage door componenten als O-ringen, pakkingen, membranen, flenzen en afsluiters (inwendig en uitwendig) bij waterstof mogelijk groter dan bij aardgas. Dit betekent dat bijvoorbeeld een flensverbinding die lekdicht is voor aardgas niet noodzakelijkerwijs lekdicht is voor waterstof.
- 2. Sommige waterstoftoepassingen zijn gevoeliger voor verontreinigingen** – Aardgas bevat naast methaan en stikstof ook nog andere stoffen in lage tot zeer lage concentraties, zoals aardgascondensaat. Tijdens langdurig transport van aardgas door stalen leidingen kunnen deze stoffen zich afzetten op het inwendige oppervlak of zich ophopen in dieper in de grond liggende delen van het netwerk (bijvoorbeeld zinkers) en in afsluiters. Voor aardgas is zuiverheid niet zozeer van belang, maar is de verbrandingsenergie vastgelegd in wet- en regelgeving voor de verschillende gaskwaliteiten (MR Gaskwaliteit). Voor sommige waterstoftoepassingen bij afnemers (zoals brandstofcellen) zijn deze verontreinigen mogelijk niet acceptabel. Bij hergebruik van een aardgasleiding moet dan ook rekening worden gehouden met deze verontreinigingen en het reinigen van de leiding.
- 3. Waterstof heeft een lagere dichtheid en een drie keer lagere verbrandingsenergie** – Dit betekent dat de stroomsnelheid voor waterstoftransport drie keer hoger moet zijn dan bij aardgas om een vergelijkbare hoeveelheid energie te kunnen transporteren. Dit heeft invloed op de huidige meetapparatuur en de inzet van bestaande aardgas(centrifugaal)compressie, ook omdat waterstof een lagere dichtheid heeft dan aardgas.
- 4. Grote en veelvuldige drukwisselingen kunnen bij waterstoftransport leiden tot versnelde defectgroei** – De binnenkant van leidingen en afsluiters is normaliter voorzien van een oxidehuid, maar onder bepaalde omstandigheden, zoals bij lasfouten, is het mogelijk dat er schoon staaloppervlak ontstaat. Op dit schone oppervlak kunnen waterstofmoleculen worden ontleed in waterstofatomen en worden opgenomen in het staal. Eenmaal opgenomen in het staal kunnen onder grote veelvuldige drukwisselingen bestaande defecten in waterstof sneller gaan groeien dan in aardgas. Op de lange duur (verwachting 20-25 jaar) kan dit leiden tot het ontstaan van kleine lekken.
- 5. Waterstof is gemakkelijker te ontsteken en brandt in lucht met een bijna onzichtbare vlam** – Waterstof heeft een lagere ontstekingsenergie en een bredere band tussen de verbrandingsgrenzen. De lagere ontstekingsenergie van waterstof, en daarmee een hoge kans op ontsteking, heeft (afhankelijk van het percentage waterstof in lucht) mogelijk andere gevolgen bij het vrijkomen tijdens bijvoorbeeld onderhoudswerkzaamheden. Ook moet er in principe rekening worden gehouden met het feit dat bij ontsteking zuiver waterstof (100%) kleurloos brandt; wel zijn bij een breuk van een ondergrondse leiding wel duidelijk vlammen zichtbaar doordat ook stof en andere deeltjes verbranden.


Aardgasleidingen zijn geschikt voor waterstof, maar lekgevoelige onderdelen moeten mogelijk worden vervangen

Maatregelen t.a.v. lekgevoeligheid 1

Overzicht van benodigde maatregelen voor veilig transport van waterstof Bron: Gasunie, Bilfinger Tebodin, AVIV, DNV GL¹⁾

Aandachtspunt	Maatregel	Type
1. Lekgevoeligheid	1A Vervangen en/of reviseren afsluiters i.v.m. mogelijke lekkage	
	1B Vervangen overige lekgevoelige onderdelen (m.u.v. afsluiters)	
2. Verontreinigingen	2A Reinigen van bestaande leidingen i.v.m. verontreinigingen	
3. Lagere (energie)dichtheid	3A Inregelen of vervangen van meetapparatuur in verband met andere stroomsnelheid en gassamenstelling	
	3B (Op termijn) toevoegen van compressoren in verband met ongeschiktheid bestaande compressoren	
4. Defectgroei	4A In kaart brengen maximale operationele drukken, aanpassen operationele werkwijzen en aanleggen van leidingdossiers	
	4B Ontwikkelen en aanpassen van werkwijzen voor het uitvoeren van inline inspecties	
5. Ontstekingsrisico	5A Opleiden van technici voor omgang met waterstof	
	5B Aanpassen van werkwijzen bij leidingmodificaties	
	5C Aanschaf van veilige elektronische meetapparatuur voor het beheer en onderhoud	

 = Aanpassingen aan het bestaande net

 = Aanpassingen aan werkwijzen

- Voor lekkagegevoelige onderdelen dient te worden nagegaan of deze voldoende lek dicht zijn voor waterstoftoepassingen. Indien dit niet kan worden aangetoond, dienen deze te worden gereviseerd of preventief te worden vervangen door waterstofgeschikte componenten (Bilfinger Tebodin, 2019).
- Hoewel dit moet worden nagegaan voor alle onderdelen, is dit punt met name relevant voor afsluiters:

1A Vervangen afsluiters

- In het huidige transportnet bevindt zich om de circa 7-10 km een afsluiter. De meeste afsluiters zijn minimaal 25 jaar oud en daarmee technisch gezien afgeschreven. Zij hebben een grote kans op onbedienbaarheid en inwendige/uitwendige lekkage, ze zijn veelal verontreinigd, ze zijn niet specifiek ontworpen voor waterstof en reparatie is meestal vrij kostbaar. Hoewel recente (nog niet gepubliceerde) experimenten met ontmantelde afsluiters door onderzoeksbureau KIWA (in opdracht van Gasunie) lijken aan te tonen dat er geen significant verschil is in de mate van lekkages met aardgas ten opzichte van waterstof, zijn de effecten van hergebruik van bestaande afsluiters bij waterstoftransport momenteel nog onvoldoende bekend. Het voorlopige uitgangspunt van Gasunie is om bij hergebruik van leidingen afsluiters vooralsnog preventief te vervangen. Dit is technisch gezien goed oplosbaar, maar het preventief vervangen van alle afsluiters heeft een hoge impact op de benodigde investeringen (~€ 1,5 mln. per afsluiter) en de doorlooptijd. Verder onderzoek moet uitwijzen of het preventief vervangen echt noodzakelijk is of dat reviseren (of zelfs niets doen) ook kan volstaan zonder gevolgen voor de veiligheid.

1B Vervangen overige lekgevoelige onderdelen

- Naast de afsluiters zijn er nog andere (niet-gelaste) verbindingen die mogelijk lekgevoelig zijn, zoals flenzen en nippels. Gasunie onderzoekt de lekgevoeligheid van deze verbindingen bij transport van waterstof. Deze vervangingsopgave is (ook qua investeringen) relatief beperkt in vergelijking tot het vervangen van de afsluiters, aangezien alle ondergrondse leidingen standaard gelast zijn uitgevoerd. De (bovengrondse) onderdelen moeten mogelijk preventief worden vervangen, of kunnen periodiek worden geïnspecteerd tijdens reguliere inspecties.


1) Deze tabel is tot stand gekomen op basis van een inventarisatie door de bij HyWay 27 betrokken partijen en deskresearch naar eerder uitgevoerde onderzoeken (o.a. DNV GL, 2017; DNV GL, 2020b; Gasunie, 2019; Bilfinger Tebodin, 2019; AVIV, 2019). PwC Strategy& heeft zelf geen technische analyse uitgevoerd.


Bestaande leidingen bevatten verontreinigingen; de benodigde mate van reiniging is afhankelijk van de gewenste zuiverheid

Maatregelen t.a.v. verontreinigingen 2

Overzicht van benodigde maatregelen voor veilig transport van waterstof Bron: Gasunie, Bilfinger Tebodin, AVIV, DNV GL¹⁾

Aandachtspunt	Maatregel	Type
1. Lekgevoeligheid	1A Vervangen en/of reviseren afsluiters i.v.m. mogelijke lekkage	
	1B Vervangen overige lekgevoelige onderdelen (m.u.v. afsluiters)	
2. Verontreinigingen	2A Reinigen van bestaande leidingen i.v.m. verontreinigingen	
3. Lagere (energie)dichtheid	3A Inregelen of vervangen van meetapparatuur in verband met andere stroomsnelheid en gassamenstelling	
	3B (Op termijn) toevoegen van compressoren in verband met ongeschiktheid bestaande compressoren	
4. Defectgroei	4A In kaart brengen maximale operationele drukken, aanpassen operationele werkwijzen en aanleggen van leidingdossiers	
	4B Ontwikkelen en aanpassen van werkwijzen voor het uitvoeren van inline inspecties	
5. Ontstekingsrisico	5A Opleiden van technici voor omgang met waterstof	
	5B Aanpassen van werkwijzen bij leidingmodificaties	
	5C Aanschaf van veilige elektronische meetapparatuur voor het beheer en onderhoud	

 = Aanpassingen aan het bestaande net

 = Aanpassingen aan werkwijzen

- Op dit moment ontbreken er nog afspraken en/of regelgeving over de vereiste zuiverheid van waterstof. Om te bepalen of je waterstof veilig kunt transporteren, speelt de zuiverheid in principe geen rol. Op basis van een (internationale) marktconsultatie en enkele normen voor gebruikersapparatuur, verwacht Gasunie een benodigde zuiverheid van $\geq 98\%$ in het hoofdtransportnet.²⁾ Hierover is momenteel nog geen besluit genomen. Het is aan de (internationale) markt en wet- en regelgeving wat de zuiverheid zal worden.
- Door odorisatie voegt Gasunie op meet- en regelstations en op diverse gasontvangststations een kenmerkende zwavelgeur (tetrahydrothiofeen, THT) toe aan het geurloze aardgas, alvorens het richting regionale netbeheerders of afnemers te distribueren. In sommige industriële processen (in het bijzonder brandstofcellen en katalysatoren) kan odorant tot problemen leiden. Gasunie voorziet daarom (in lijn met het huidige HTL) dat odorisatie niet zal worden toegepast in het landelijke waterstoftransportnet. Industriële afnemers die zijn aangesloten op het HTL zijn bovendien op de hoogte van de gevaren van gas en treffen zelf preventieve maatregelen.
- De leidingen die ingezet gaan worden voor waterstoftransport dienen schoon en droog waterstofgas te kunnen afleveren. De eindtoepassing van het waterstofgas (verbranding, brandstofcel, grondstof) bepaalt de noodzakelijke mate van reiniging. Ook om inwendige corrosie te voorkomen en erosie zo veel mogelijk te reduceren, is het zaak om schoon en droog gas te transporteren (Bilfinger Tebodin, 2019).
- Dit leidt tot de volgende maatregel:

2A Reinigen van bestaande leidingen i.v.m. verontreinigingen

- Bestaande leidingen bevatten veelal verontreinigingen. Om de gewenste zuiverheid van waterstof te realiseren, dienen bestaande leidingen voorafgaand aan ingebruikname gereinigd te worden.²⁾ Bestaande grote leidingen hebben vaak voorzieningen voor inspectie en reiniging (onder druk). Daarnaast kunnen leidingen voor ingebruikname worden gespoeld met stikstof.
- De reinigingskosten nemen toe naarmate een hogere zuiverheid is vereist. Indien een specifieke afnemer een hogere zuiverheid vereist, is het ook mogelijk om het waterstof bij de afnemer (na) te zuiveren, bijvoorbeeld door het installeren van een safeguard filtersysteem.

1) Deze tabel is tot stand gekomen op basis van een inventarisatie door de bij HyWay 27 betrokken partijen en deskresearch naar eerder uitgevoerde onderzoeken (o.a. DNV GL, 2017; DNV GL, 2020b; Gasunie, 2019; Bilfinger Tebodin, 2019; AVIV, 2019). PwC Strategy& heeft zelf geen technische analyse uitgevoerd.


2) De kwaliteit moet uiteindelijk in overleg met de (internationale) markt worden bepaald en vastgelegd in een specificatie met eisen ten aanzien van de waterstofzuiverheid (bijv. $\geq 98\%$) en toegelaten onzuiverheden (bijv. zuurstof, water, zwavel). Zie Appendix A-5 voor een nadere toelichting t.a.v. zuiverheid.


De lagere (energie)dichtheid van waterstof vraagt ook om een aantal maatregelen aan het bestaande transportnet

Maatregelen t.a.v. lagere (energie)dichtheid 3

Overzicht van benodigde maatregelen voor veilig transport van waterstof Bron: Gasunie, Bilfinger Tebodin, AVIV, DNV GL¹⁾

Aandachtspunt	Maatregel	Type
1. Lekgevoeligheid	1A Vervangen en/of reviseren afsluiters i.v.m. mogelijke lekkage	
	1B Vervangen overige lekgevoelige onderdelen (m.u.v. afsluiters)	
2. Verontreinigingen	2A Reinigen van bestaande leidingen i.v.m. verontreinigingen	
3. Lagere (energie)dichtheid	3A Inregelen of vervangen van meetapparatuur in verband met andere stroomsnelheid en gassamenstelling	
	3B (Op termijn) toevoegen van compressoren in verband met ongeschiktheid bestaande compressoren	
4. Defectgroei	4A In kaart brengen maximale operationele drukken, aanpassen operationele werkwijzen en aanleggen van leidingdossiers	
	4B Ontwikkelen en aanpassen van werkwijzen voor het uitvoeren van inline inspecties	
5. Ontstekingsrisico	5A Opleiden van technici voor omgang met waterstof	
	5B Aanpassen van werkwijzen bij leidingmodificaties	
	5C Aanschaf van veilige elektronische meetapparatuur voor het beheer en onderhoud	

 = Aanpassingen aan het bestaande net

 = Aanpassingen aan werkwijzen

- De energiedichtheid van waterstof is een factor drie lager dan van aardgas. Om te kunnen voldoen aan eenzelfde gevraagde energiebehoefte als voor aardgas, moet daarom het te vervoeren volume aan waterstof drie keer zo groot zijn als voor aardgas. Bij een maximale benutting van de capaciteit van een leiding betekent dit dat de transportsnelheid ook een factor drie omhoog gaat.
- De maximale gassnelheid in een aardgasleiding is begrensd op 20 m/s en moet voor waterstof naar 60 m/s voor het transport van eenzelfde energiecapaciteit. Dit is uit veiligheidsoogpunt geen probleem: eerder onderzoek wijst uit dat ten opzichte van aardgas er minder stroming geïnduceerde pulsaties, turbulentie en akoestisch geïnduceerde trillingen optreden, ook in geval van een driemaal hogere stroomsnelheid (Bilfinger Tebodin, 2019; DNV GL, 2018b).
- De lagere (energie)dichtheid leidt daarom (op termijn) tot twee maatregelen:

3A Inregelen/vervangen van meetapparatuur in verband met andere stroomsnelheid en gassamenstelling

- Omdat met betrekking tot comptabele metingen kleine fouten grote financiële gevolgen kunnen hebben, moet zeker worden gesteld dat de gasmeters conform de huidige norm nauwkeurig meten.
- Gelet op de samenstelling van waterstof en de hogere stroomsnelheid in vergelijking met methaan, moet de meetapparatuur worden aangepast. Hier doet Gasunie samen met andere gastransportbedrijven onderzoek naar. De verwachting is dat de gasmeters alleen moeten worden aangepast en niet hoeven te worden vervangen.

3B (Op termijn) toevoegen van compressoren i.v.m. ongeschiktheid bestaande compressoren

- Gasunie voorziet richting 2035 geen compressiebehoefte bij de ontwikkeling van een landelijk waterstoftransportnet met een voorgenomen drukbereik van 30-50 bar. Het toevoegen van transportcompressie is momenteel dan ook geen onderdeel van de investeringsraming. Indien gewenst kan in een later stadium de capaciteit op een tracé wel verder worden verhoogd door transportcompressie toe te voegen. Hiervoor dienen dan nieuwe (van een ander type) compressoren te worden aangeschaft, aangezien bestaande compressoren niet geschikt zijn voor waterstof. Dit leidt op termijn (na 2035) mogelijk tot significante aanvullende investeringen.

1) Deze tabel is tot stand gekomen op basis van een inventarisatie door de bij HyWay 27 betrokken partijen en deskresearch naar eerder uitgevoerde onderzoeken (o.a. DNV GL, 2017; DNV GL, 2020b; Gasunie, 2019; Bilfinger Tebodin, 2019; AVIV, 2019). PwC Strategy& heeft zelf geen technische analyse uitgevoerd.

Defectgroei kan worden tegengegaan door het beheersen van drukwisselingen; inline inspectie behoeft nog nader onderzoek

Maatregelen tegen defectgroei 4

Overzicht van benodigde maatregelen voor veilig transport van waterstof Bron: Gasunie, Bifinger Tebodin, AVIV, DNV GL¹⁾

Aandachtspunt	Maatregel	Type
1. Lekgevoeligheid	1A Vervangen en/of reviseren afsluiters i.v.m. mogelijke lekkage	
	1B Vervangen overige lekgevoelige onderdelen (m.u.v. afsluiters)	
2. Verontreinigingen	2A Reinigen van bestaande leidingen i.v.m. verontreinigingen	
	3A Inregelen of vervangen van meetapparatuur in verband met andere stroomsnelheid en gassamenstelling	
3. Lagere (energie)dichtheid	3B (Op termijn) toevoegen van compressoren in verband met ongeschiktheid bestaande compressoren	
	4. Defectgroei	4A In kaart brengen maximale operationele drukken, aanpassen operationele werkwijzen en aanleggen van leidingdossiers
4B Ontwikkelen en aanpassen van werkwijzen voor het uitvoeren van inline inspecties		
5. Ontstekingsrisico	5A Opleiden van technici voor omgang met waterstof	
	5B Aanpassen van werkwijzen bij leidingmodificaties	
	5C Aanschaf van veilige elektronische meetapparatuur voor het beheer en onderhoud	



= Aanpassingen aan het bestaande net



= Aanpassingen aan werkwijzen

- Voor het kunnen transporteren van waterstof door bestaande leidingen is een van de focuspunten het nagaan of er aanleiding is voor de aanwezigheid van eventuele (vermoeiings)scheuren in de leiding. Op basis van scheurgroeberekeningen en/of inspecties kan worden ingeschat of vermoeiingsscheurgroei een probleem kan gaan vormen. Hiertoe is het zaak dat de bedrijfsvoering (drukwisselingen) zo goed mogelijk kan worden ingeschat en dat veilige drempelwaarden voor vermoeiingsscheurgroei bekend zijn.

4A In kaart brengen maximale operationele drukken, aanpassen operationele werkwijzen en aanleggen van leidingdossiers

- Gasunie is begonnen met het opstellen van de benodigde leidingdossiers conform NEN 3650. Gasunie moet voor iedere leiding aantonen dat het ontwerp en de integriteit van de leiding geschikt zijn voor waterstof. Deze dossiervorming is naar verwachting gereed in 2021/2022. Uit het onderzoek van Gasunie kan naar voren komen dat drukwisselingen in een specifieke leiding moet worden beheerst. De uitkomsten van het onderzoek neemt Gasunie vervolgens op in documentatie behorende bij de leiding en operationele werkwijzen, bijvoorbeeld door het toepassen van lagere drukken en een jaarlijkse toetsing van de drukwisselingen (grootte en aantal).

4B Ontwikkelen en aanpassen van werkwijzen voor het uitvoeren van inline inspecties

- Momenteel is het detecteren van defectgroei door middel van inline inspectie een maatregel om te voldoen aan de eisen die zijn gesteld in het Besluit externe veiligheid buisleidingen (Bevb) voor transportleidingen. Gasunie is met het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat in gesprek om de externe veiligheid voor waterstoftransport passend in de regelgeving op te nemen.
- Het inwendig onder druk inspecteren van een leiding die waterstof bevat, brengt een aantal veiligheidsrisico's met zich mee die anders zijn dan bij de inspectie van een aardgasleiding. Waterstof heeft een groter explosief bereik en de ontstekingsenergie van waterstof is lager. Dit heeft (afhankelijk van het percentage waterstof in lucht) mogelijk consequenties voor het uitvoeren van inspecties. De methode voor het veilig uitvoeren van inwendige inspecties moet hierop worden ingericht. De markt van fabrikanten van inline inspectietechnieken is gestart met de ontwikkeling om inspectie van waterstofleidingen onder druk mogelijk te maken. De techniek is naar verwachting op zijn vroegst in 2023-2024 beschikbaar.


1) Deze tabel is tot stand gekomen op basis van een inventarisatie door de bij HyWay 27 betrokken partijen en deskresearch naar eerder uitgevoerde onderzoeken (o.a. DNV GL, 2017; DNV GL, 2020b; Gasunie, 2019; Bifinger Tebodin, 2019; AVIV, 2019). PwC Strategy& heeft zelf geen technische analyse uitgevoerd.


Een hogere kans op ontsteking vraagt om aanvullende maatregelen voor het beheer en onderhoud van waterstofleidingen

Maatregelen t.a.v. ontstekingsrisico 5

Overzicht van benodigde maatregelen voor veilig transport van waterstof Bron: Gasunie, Bifinger Tebodin, AVIV, DNV GL¹⁾

Aandachtspunt	Maatregel	Type
1. Lekgevoeligheid	1A Vervangen en/of reviseren afsluiters i.v.m. mogelijke lekkage	
	1B Vervangen overige lekgevoelige onderdelen (m.u.v. afsluiters)	
2. Verontreinigingen	2A Reinigen van bestaande leidingen i.v.m. verontreinigingen	
	3A Inregelen of vervangen van meetapparatuur in verband met andere stroomsnelheid en gassamenstelling	
3. Lagere (energie)dichtheid	3B (Op termijn) toevoegen van compressoren in verband met ongeschiktheid bestaande compressoren	
	4. Defectgroei	4A In kaart brengen maximale operationele drukken, aanpassen operationele werkwijzen en aanleggen van leidingdossiers
4B Ontwikkelen en aanpassen van werkwijzen voor het uitvoeren van inline inspecties		
5. Ontstekingsrisico	5A Opleiden van technici voor omgang met waterstof	
	5B Aanpassen van werkwijzen bij leidingmodificaties	
	5C Aanschaf van veilige elektronische meetapparatuur voor het beheer en onderhoud	

 = Aanpassingen aan het bestaande net

 = Aanpassingen aan werkwijzen

- Het merendeel van de werkzaamheden aan het waterstofnet zullen hetzelfde blijven als in de huidige situatie met aardgas. Wel zal er een aantal maatregelen nodig zijn voor het veilig uitvoeren van het beheer en onderhoud:

5A Opleiden van technici voor omgang met waterstof

- Onderhoudstechnici zullen de verschillen tussen aardgas en waterstof moeten kennen en ervaren voordat zij onderhoud mogen uitvoeren aan waterstofleidingen. Om technici te trainen in het omgaan met waterstof heeft Gasunie een cursus ontwikkeld.

5B Aanpassen van werkwijzen bij leidingmodificaties

- Uitwendige lekkages moeten door monteurs veilig kunnen worden verholpen. Hiervoor moet de monteur achter een (vrijwel) lekdichte afsluiter kunnen werken. Voor aardgas zijn hiervoor verschillende technieken beschikbaar. Gasunie onderzoekt momenteel de werking van deze technieken in combinatie met waterstoftoepassingen. Voor aardgasleidingen bestaan er ook technieken (zoals gasvoerend lassen) om werkzaamheden uit te voeren onder drukcondities. Momenteel worden soortgelijke technieken nog onderzocht voor waterstoftransport.²⁾
- Totdat er meer duidelijkheid is over het gebruik van alternatieve technieken stelt Gasunie voor om standaard gebruik te maken van (gecontroleerd) affakkelen met behulp van mobiele affakkelininstallaties. Het nadeel hiervan is dat affakkelen langer duurt dan andere technieken en daarmee (een deel van) de leiding bij leidingmodificaties langer niet beschikbaar is. Dit is van invloed op de leverings- en transportzekerheid.

5C Aanschaf van veilige elektronische meetapparatuur voor het beheer en onderhoud

- De lagere ontstekingsenergie betekent dat elektronische apparatuur aan andere eisen moet voldoen om de ontstekingskans (verder) te verkleinen. Hiervoor moet worden nagegaan of bestaande apparatuur voor het beheer en onderhoud voldoet en welke andere of aanvullende middelen moeten worden aangeschaft. Zo kan er bij waterstof bijvoorbeeld gebruikgemaakt worden van infrarooddetectie, omdat een zuivere waterstofvlam nauwelijks zichtbaar is.

1) Deze tabel is tot stand gekomen op basis van een inventarisatie door de bij HyWay 27 betrokken partijen en deskresearch naar eerder uitgevoerde onderzoeken (o.a. DNV GL, 2017; DNV GL, 2020b; Gasunie, 2019; Bifinger Tebodin, 2019; AVIV, 2019). PwC Strategy& heeft zelf geen technische analyse uitgevoerd.

2) Binnen de Pipeline Research Council International, waar Gasunie lid van is, wordt momenteel onderzoek gedaan naar deze technieken.

Eerder beschreven maatregelen gaan uit van een aanpassing van de rekenmethodiek in het Besluit externe veiligheid buisleidingen

De huidige rekenmethodiek is voor het transport van waterstof conservatiever dan voor aardgas

- In het Besluit externe veiligheid buisleidingen (Bevb) zijn risiconormen met betrekking tot de externe veiligheid opgenomen waaraan exploitanten met buisleidingen met gevaarlijke stoffen moeten voldoen. Er bestaan in het Bevb nu drie categorieën buisleidingen: aardgas, olie (k1/k2/k3) en chemicaliën. Wat betreft externe veiligheid valt waterstof in het Bevb momenteel dus niet in dezelfde categorie als aardgas.
- De consequentie hiervan is dat in de beoordeling van de externe veiligheid met een vaste faalfrequentie moet worden gerekend die conservatiever is dan voor aardgastransport. Hierdoor is het op basis van de huidige rekenmethodiek zeer waarschijnlijk dat aanvullende mitigerende maatregelen moeten worden uitgewerkt die beperkingen zullen opleggen voor de inzet van een waterstoftransportnet, terwijl uit onderzoeken is gebleken dat het transporteren van waterstof een vergelijkbaar risico heeft als aardgas. Bij grote-diameter-buisleidingen, zoals die ook ingezet gaan worden voor de landelijke waterstoftransportring, daalt namelijk de faalfrequentie doordat deze buisleidingen een grotere wanddikte hebben en dieper liggen, zodat de kans op graafschade significant afneemt (AVIV, 2019).
- Voor de externe veiligheid van grote-diameter-buisleidingen in relatie tot waterstoftransport wordt momenteel een nieuwe rekenmethodiek uitgewerkt in opdracht van het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (het ministerie van IenW). Deze rekenmethodiek is naar verwachting medio 2021 gereed.
- In de technische uitwerking door het RIVM (adviseur van het ministerie van IenW) is voorgesteld om onder bepaalde voorwaarden voor waterstofleidingen gebruik te maken van de faalfrequenties van grote-diameter-aardgasleidingen (gelijk aan of groter dan 18 inch).
- Als het ministerie van IenW het advies van RIVM overneemt en opneemt in de nieuwe rekenmethodiek voor de externe veiligheid voor waterstof, gaat Gasunie ervan uit dat de eerder beschreven maatregelen voldoende zijn om waterstof veilig en betrouwbaar te transporteren zonder verdere operationele beperkingen.

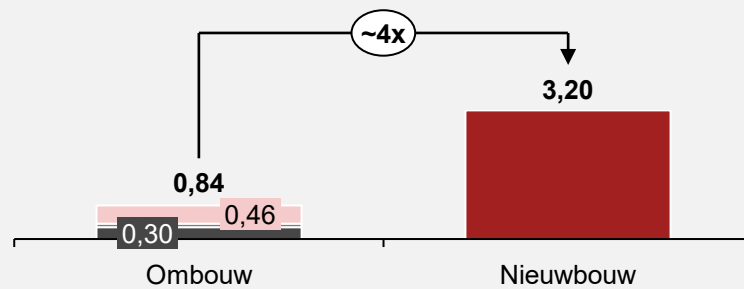
4.3. Benodigde investering voor ombouw bestaand aardgastransportnet



Het ombouwen van bestaande leidingen is naar verwachting aanzienlijk goedkoper dan de aanleg van een nieuwe leiding

Ramingen van Gasunie wijzen uit dat ombouw een factor vier goedkoper is dan nieuwbouw

Vergelijking benodigde investeringen per km tussen ombouw en nieuwbouw (in € mln. per km, o.b.v. 36-inch-leiding en een tracé van 1.183 km). Bron: Gasunie ¹⁾



Aannames 36 inch leiding	Ombouw	Nieuwbouw
Vergoeding bestaande activa	gemiddelde gereguleerde activawaarde (GAW) per km ²⁾	n.v.t.
Reinigen en gereedmaken leiding	10% van capex-waarde nieuwbouw van een vergelijkbare leiding	n.v.t.
Aanleg afsluiters (elke 32 km)	€1,5 mln. per stuk (incl. verwijderen bestaande afsluiters)	n.v.t. (reeds onderdeel van aanlegkosten)
Aanleg	n.v.t.	€ 2,8 mln. per km, die vervolgens is gecorrigeerd met een factor 1 - 1,75 voor het type ondergrond op (deel)tracés. Dit leidt tot een bedrag van circa € 3,2 mln. per km

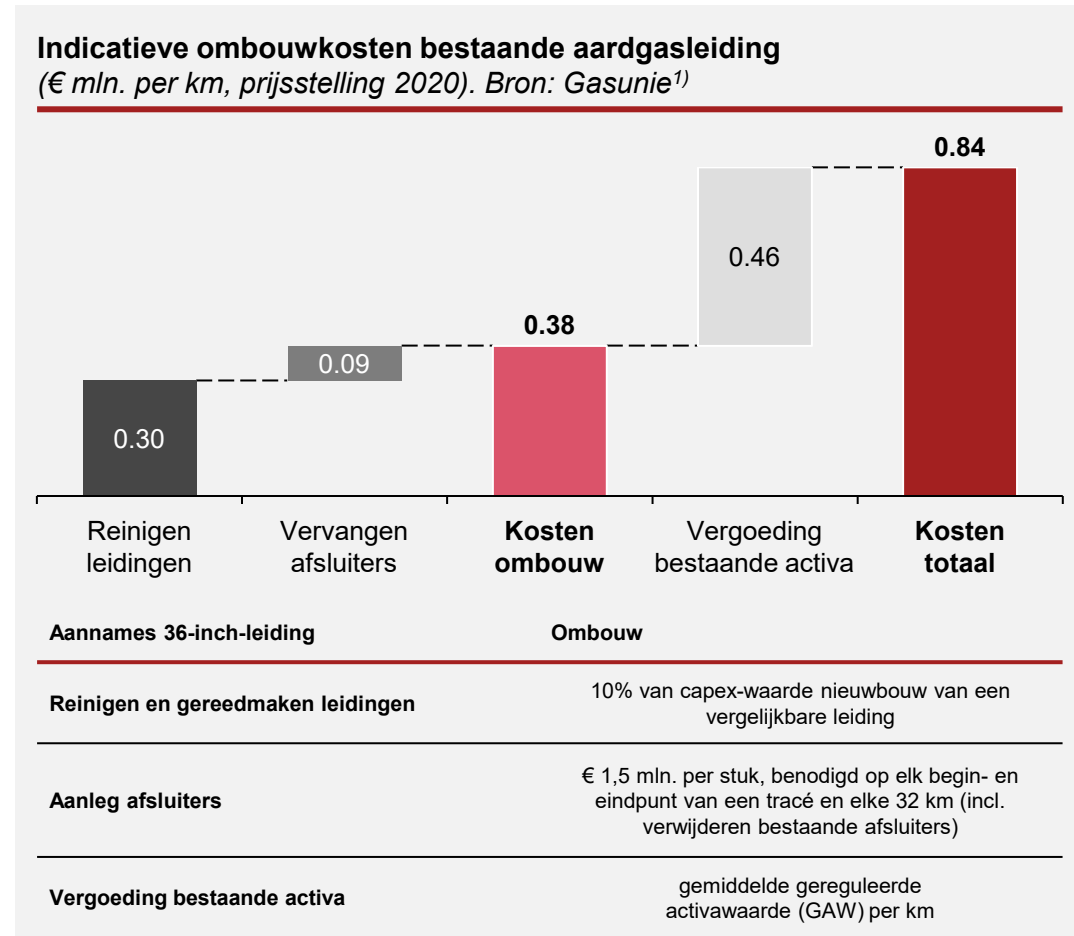
- Vergoeding bestaande activa
- Aanlegkosten nieuwe leiding
- Vervangen afsluiters
- Reinigen en gereedmaken leiding

- Het ombouwen van een bestaande leiding is naar verwachting aanzienlijk goedkoper dan het realiseren van dezelfde capaciteit via een nieuwe leiding. Dat blijkt uit voorlopige ramingen van Gasunie en analyse van publiek beschikbare kengetallen voor nieuwbouw.
- De nieuwbouwinvesteringen bedragen ongeveer € 3,2 mln. per km, uitgaande van een 36-inch-leiding en een vergelijkbaar tracé van 1.183 km, terwijl de investeringen voor ombouw volgens Gasunie gemiddeld circa € 0,84 mln. per km bedragen.³⁾ Dat leidt tot een factor vier tussen ombouw en nieuwbouw. Deze factor is in lijn met verschillende recente externe (internationale) studies die ook aangeven dat hergebruik circa 10-35% van de nieuwwaarde van een leiding betreft (Guidehouse & Tractebel Impact, 2020; Guidehouse, 2020; Carniauskas et al, 2020).
- Gasunie gaat ervan uit dat de operationele kosten van een voor waterstoftransportnet omgebouwde aardgasleiding ongeveer 1% van de investeringswaarde bedragen. 1% sluit aan bij de door ACM ingeschatte operationele kosten van GTS voor het aardgastransportnet. De aanname is dus dat de operationele kosten van een omgebouwde leiding vergelijkbaar zijn met de operationele kosten van een aardgasleiding.
- Bovendien ziet Gasunie geen verschil in de operationele kosten tussen een omgebouwde aardgasleiding en een geheel nieuwe leiding voor waterstoftransport. Na ombouw zijn de pijpleidingen gereinigd en gecontroleerd op wanddikte en daarmee minimaal geschikt voor inzet gedurende de beoogde levensduur. Bewegende delen, zoals de afsluiters, worden vervangen voor ingebruikname van de leiding voor waterstoftransport en staan hiermee aan het begin van de technische levensduur.

1) Bron: Afgeleid van investeringsraming HyWay 27, ontvangen vanuit Gasunie. 2) De beoogde 981 km om te bouwen leidingen vormen circa 9,1% van het totale aantal kilometer bestaande transportleiding van GTS. 9,1% van de gereguleerde activawaarde (GAW) komt neer op circa € 446 mln., wat leidt tot een gemiddelde vergoeding van de activa van ~€ 0,46 mln. per km. 3) Naast het realiseren van de leiding zijn er ook overige investeringen gemoeid met het eenmalig vullen van de leidingen en het uitvoeren van kwaliteitsmetingen. Deze investeringen (~€ 0,06 mln. per km) zijn vergelijkbaar voor ombouw en nieuwbouw en zijn daarom geen onderdeel van deze vergelijking.

Reinigen en gereedmaken van leidingen en vervangen van afsluiters vormen het grootste deel van de ombouwinvesteringen

Verder is de vergoeding voor bestaande activa naar verwachting een belangrijke kostenpost



- De inschatting van Gasunie voor de totaal benodigde investering voor ombouw is circa € 0,84 mln. per km. Dat bedrag bestaat uit ombouwkosten (circa € 0,38 mln. per km, ofwel ~45% van het totaal) en een overnamevergoeding voor bestaande leidingen (circa € 0,46 mln. per km, ofwel ~55% van het totaal).
- Het grootste deel (~77%) van de ombouwkosten zit in het reinigen en gereedmaken van leidingen. Gasunie hanteert momenteel de aanname dat de kosten voor het reinigen en gereedmaken van een bestaande leiding circa 10% van de (nieuwe) capex-kosten van een dergelijke leiding zijn. Binnen deze aanname vallen ook de benodigde veiligheidsanalyses, benodigde aanpassingen in het juridische kader (RO, ZRO, vergunningen), IT-aanpassingen en aanpassingen van documentatie (routekaarten, SAP, databeheer et cetera).
- De resterende ombouwkosten (~23%) zitten in het vervangen van afsluiters. Gasunie hanteert momenteel de aanname dat op elk begin- en eindpunt van een tracé en elke 32 km een afsluiter benodigd is. Verder hanteert Gasunie de aanname dat alle bestaande afsluiters moeten worden vervangen of verwijderd. Voor het vervangen van een afsluiter rekent Gasunie momenteel ~€ 1,5 mln. per afsluiter (incl. verwijdering van bestaande afsluiters).
- Tot slot moeten bestaande leidingen worden overgenomen, het grootste deel van Gasunie Transport Services (GTS).²⁾ Voor deze overname moet naar verwachting een vergoeding voor bestaande activa worden overeengekomen. Gasunie hanteert momenteel de voorlopige aanname dat deze vergoeding per km gelijk is aan de gemiddelde door ACM vastgestelde gereguleerde activawaarde (GAW) per km van het bestaande aardgastransportnet.³⁾

1) Bron: Afgeleid van investeringsraming HyWay 27, ontvangen vanuit Gasunie. 2) Er is mogelijk ook een beperkt aantal leidingen (circa ~30 km) dat van externe partijen moet worden overgenomen. 3) De daadwerkelijk hoogte van een eventuele vergoeding van bestaande activa is afhankelijk van de status van de entiteit die het waterstoftransportnet zal gaan beheren. De uiteindelijke vergoeding moet in overleg met het ministerie van Financiën worden vastgesteld. Zie toelichting op de volgende pagina.

Inzet van bestaande aardgasleidingen, die eigendom zijn van GTS, voor waterstoftransport, vereist ontvlechting of zelfs overdracht

De te hanteren vergoeding voor bestaande assets hangt af van de status van de entiteit die het transport zal gaan verzorgen

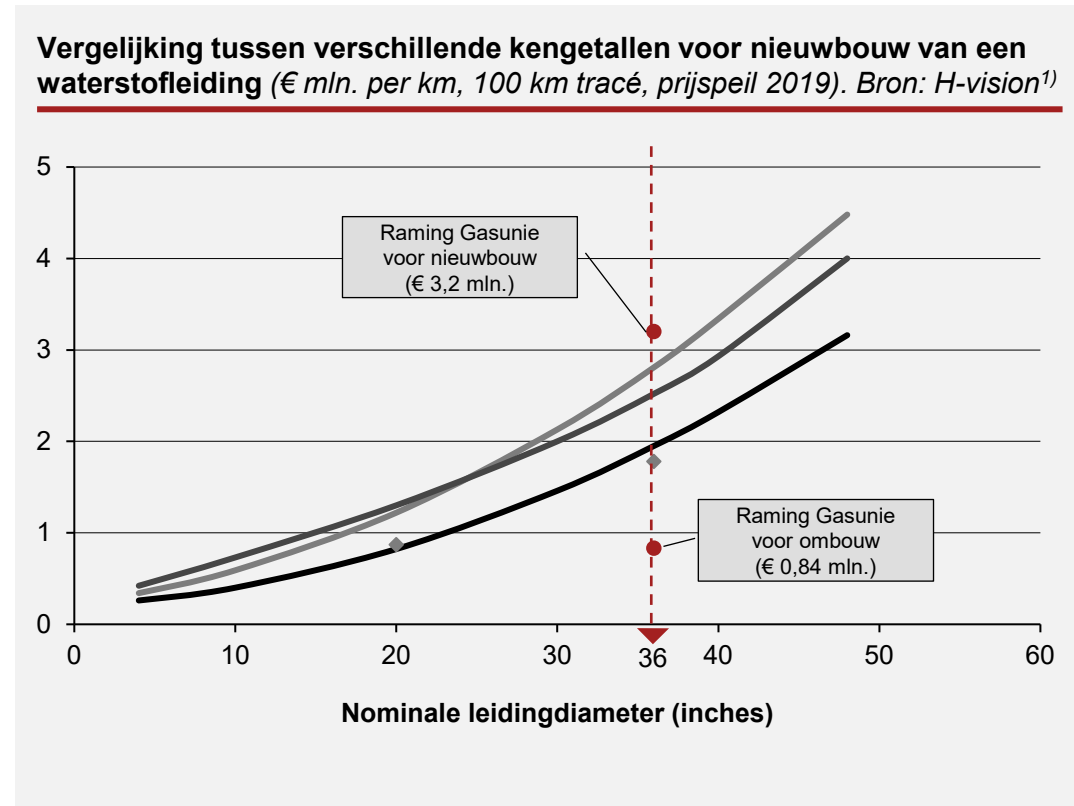
Te hanteren vergoeding bij ontvlechting en eventuele overdracht van bestaande leidingen uit de asset base van GTS Bron: Gasunie, ACM, EZK

	Mogelijke entiteit die het waterstof-transportnet zal gaan beheren	Benodigde overdracht en/of ontvlechting van bestaande assets	Waarde waarop bestaande assets worden vergoed
Gasunie	GTS (na verkrijgen aanvullende wettelijke taak)	Ontvlechting naar separate asset base binnen GTS	Vergoeding o.b.v. GAW-waarde
	Andere gereguleerde Gasunie-entiteit		
	Andere niet-gereguleerde Gasunie-entiteit	Ontvlechting én overdracht naar andere entiteit	Vergoeding o.b.v. marktwaarde
	Andere marktpartijen		

- Inzet van aardgasleidingen die onderdeel zijn van het bestaande gereguleerde gastransportnet is onder de vigerende wet- en regelgeving alleen mogelijk als deze leidingen worden 'verwijderd' uit de gereguleerde asset base van gastransportnetbeheerder Gasunie Transport Services (GTS). GTS mag op grond van de Gaswet namelijk geen activiteiten uitvoeren die buiten haar wettelijke taken liggen. Het beheren van een waterstofnetwerk behoort op dit moment niet tot deze wettelijke taken. Afhankelijk van de status van de entiteit die deze leidingen in beheer krijgt, is minimaal ontvlechting en mogelijk zelfs overdracht van deze assets nodig om aardgasleidingen te kunnen inzetten voor het transport van waterstof.
- In beide gevallen (ontvlechting en overdracht) wordt deze overdracht in de regulering van GTS verwerkt als een zogenaamde desinvestering. De verkochte activa worden verwijderd uit de asset base van GTS en – na verrekening van de verkoopopbrengst – terugverdiend via de gereguleerde tarieven. De gebruikers van het aardgasnet betalen vervolgens niet langer voor de gedesinvesteerde leiding.
- In de huidige kostenraming hanteert Gasunie momenteel de aanname dat de vergoeding per km gelijk is aan de gemiddelde door ACM vastgestelde gereguleerde activawaarde (GAW) per km van het bestaande aardgastransportnet. De beoogde 981 km om te bouwen leidingen vormen circa 9,1% van het totale aantal kilometer bestaande transportleiding van GTS. 9,1% van de GAW komt neer op circa € 446 mln., wat leidt tot een gemiddelde overnamesom van ~€ 0,46 mln. per km.
- Als GTS geen nieuwe wettelijke taak krijgt, kan Gasunie besluiten om de GTS assets te verkopen (overdracht) aan een andere Gasunie-entiteit of andere (niet-Gasunie) partij. Als dit een gereguleerde netbeheerder is, vindt overdracht plaats tegen de GAW-waarde. Als er in de toekomst geen sprake is van een gereguleerde waterstoftransportnetbeheerder, zal overdracht moeten plaatsvinden tegen marktwaarde. In dat geval zou de waarde moeten worden vastgesteld door een onafhankelijke partij.

Ook in vergelijking met conservatievere inschattingen voor nieuwbouw is ombouw van leidingen goedkoper

Hoewel een vergelijking complex is, zien we in andere studies lagere kengetallen voor nieuwbouw dan Gasunie raming



- Een eenduidige vergelijking tussen kostenkengetallen voor nieuwbouw is lastig te maken. Dat komt doordat deze kosten afhankelijk zijn van meerdere factoren, waaronder diameter, omgeving, ondergrond en te leggen lengte. Daarnaast is nieuwbouw zeer kapitaalintensief, dus verouderde bronnen geven veelal een vertekend beeld vanwege inflatie. Hierdoor is het ook lastig om tot een goed kengetal voor nieuwbouw te komen.
- Voor nieuwbouw zien we uiteenlopende kengetallen in externe (internationale) bronnen. Over het algemeen zien we dat bronnen lagere kengetallen voor nieuwbouw hanteren dan de raming die Gasunie hanteert:
 - H-vision heeft een vergelijking van kengetallen in verschillende eerdere studies in kaart gebracht (zie figuur links). H-vision heeft deze kengetallen vertaald naar hetzelfde prijspeil (2019). Hierin variëren de kosten voor een nieuwe 36-inch-leiding tussen ~€ 1,8 en € 2,8 mln. per km (H-vision, 2019).
 - FNB Gas in Duitsland hanteert een bedrag van ~€ 2,1 mln. per km voor een standaard 36-inch-aardgastransportleiding (FNB Gas, 2020a).
 - ACER hanteert een bedrag van ~€ 1,5 mln. per km voor de aanleg van een 36-inch-aardgastransportleiding over lange afstanden (ACER, 2015), waarbij ECN in 2017 heeft aangegeven dat de resultaten van ACER representatief zijn gebleken voor offshore kosten (ECN, 2017). Hierbij geldt de kanttekening dat dit kengetal is uitgedrukt in prijspeil 2015. Gecorrigeerd voor inflatie leidt dit tot een bedrag van ~€ 2,3 mln. per km.
- De huidige inschatting van Gasunie voor ombouw (€ 0,84 mln. per km) op basis van een 36-inch-leiding (~9,1 GW aan capaciteit) is goedkoper dan externe inschattingen voor nieuwbouw van leidingen vanaf een diameter van circa 10-20 inch (met een significant lagere capaciteit).

◆ Saadi et al. (2017)²⁾ — Parker (2004)
— Robinius et al. (2018) — Reddi et al. (2016)

1) Afbeelding afgeleid vanuit H-vision (2019), aangevuld met input van Gasunie en Strategy&-analyse. H-vision heeft hierbij eerdere (in de legenda weergegeven) studies vertaald naar prijspeil 2019. 2) Representeert twee datapunten van nieuwe waterstoftransportleidingen.

Gasunie schat dat binnen nu en 2030 een landelijke waterstoftransportring kan worden gecreëerd voor ~€ 1,5 mld.

Indicatie van de investeringskosten voor de realisatie van een landelijke waterstoftransportring

Overzicht benodigde investeringen voor realisatie landelijke transportring (Incl. eventuele overnamekosten van bestaande leidingen). Bron: Gasunie

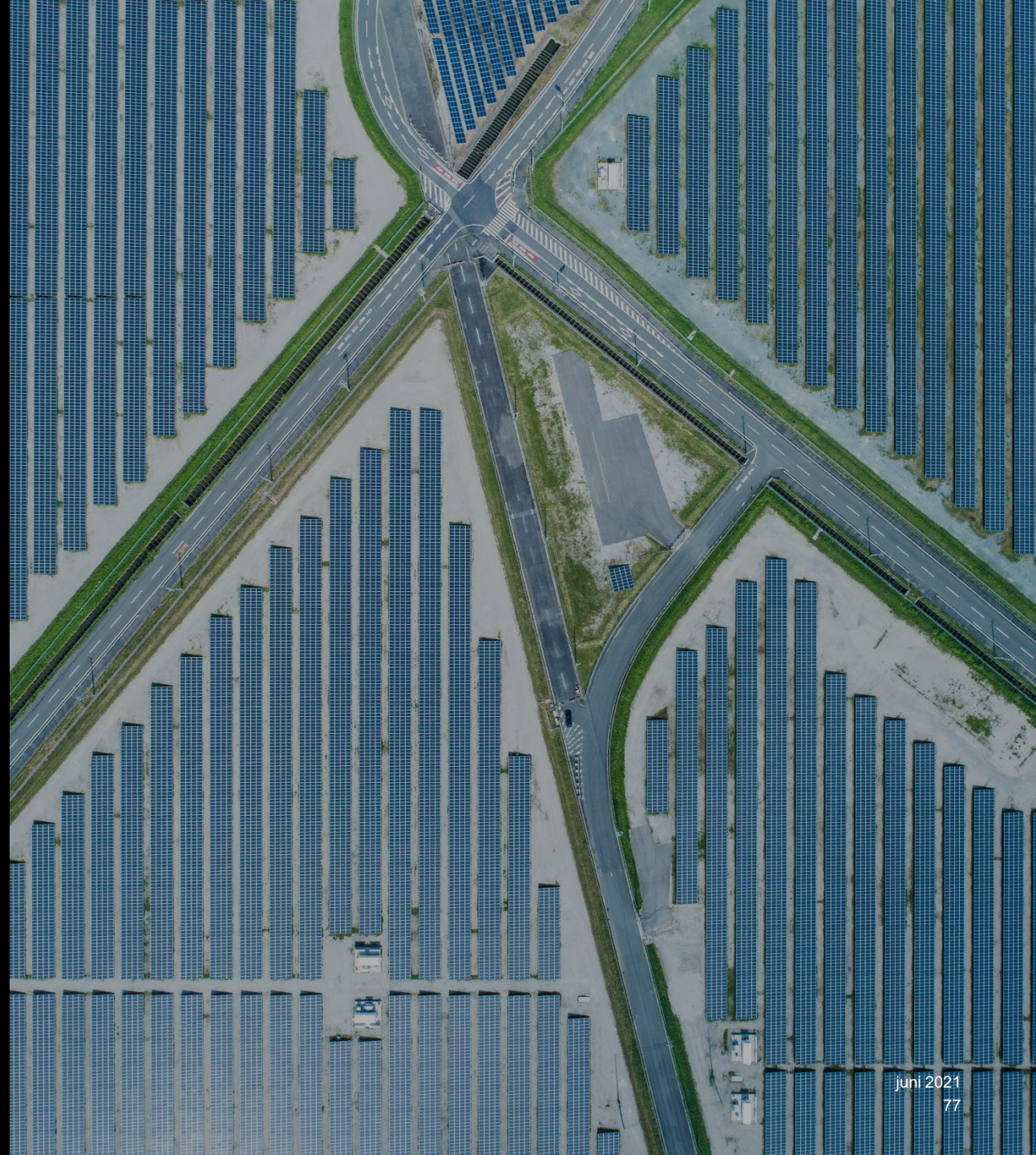
Beoogde hoofdtrajecten waterstoftransportring	Lengte totale traject (km)	Lengte ombouw (km)	Lengte nieuwbouw (km)	Benodigde investering ombouw (€ mln.)	Benodigde investering nieuwbouw (€ mln.)	Mogelijk gereed voor waterstof
Cluster Noord-Nederland	171	140	31	€ 89 mln.	€ 79 mln.	2024-2025
Cluster Rotterdam/Moerdijk	75	n.v.t.	75	n.v.t.	€ 270 mln.	2024-2025
Cluster NZKG	30	15	15	€ 16 mln.	€ 53 mln.	2026
Cluster Zeeland	34	n.v.t.	34	n.v.t.	€ 100 mln.	2027
Cluster Chemelot	25	25	n.v.t.	€ 19 mln.	n.v.t.	2027
Verbinding Noord-Nederland – NZKG	206	175	31	€ 161 mln.	€ 115 mln.	2026
Verbinding NZKG – Rotterdam/Moerdijk	79	79	n.v.t.	€ 99 mln.	n.v.t.	2026
Verbinding Rotterdam/Moerdijk – Zeeland	83	83	n.v.t.	€ 71 mln.	n.v.t.	2027
Verbinding Noord-Nederland – Chemelot	216	200	16	€ 156 mln.	€ 50 mln.	2027
Verbinding Zeeland – Chemelot ¹⁾ (Ravenstein – Ossendrecht)	122	122	n.v.t.	€ 112 mln.	n.v.t.	2030
Exportverbindingen Duitsland ²⁾	134	134	n.v.t.	€ 138 mln.	n.v.t.	2027-2030
Exportverbinding België ³⁾	8	8	n.v.t.	€ 12 mln.	n.v.t.	2030
Totaal (km)	1.183	981	202	€ 873 mln.	€ 667 mln.	

Totale investering ~€1,5 mld.

- De tabel geeft de investeringsraming van Gasunie per tracé weer. Op basis van de huidige inzichten verwacht Gasunie dat deze tracés binnen nu en 2030 kunnen worden gecreëerd voor een investeringsbedrag van in totaal circa ~€ 1,5 mld. Deze investering van ~€ 1,5 mld. bestaat uit:
 - € 873 mln. voor de ombouw van 981 km bestaande leidingen;
 - € 667 mln. voor de aanleg van 202 km nieuwe leidingen.
- In het investeringsbedrag voor ombouw is waar relevant rekening gehouden met een eventuele activavergoeding voor bestaande leidingen. Deze vergoeding betreft een voorlopige inschatting (op basis van een gemiddelde van de door de ACM vastgestelde gereguleerde activawaarde (GAW)). De daadwerkelijke leidingkeuze en bijbehorende eventuele activavergoeding per leiding is nog niet vastgesteld. Deze moeten in overleg met het ministerie van Financiën en het ministerie van Economische Zaken en Klimaat worden bepaald.

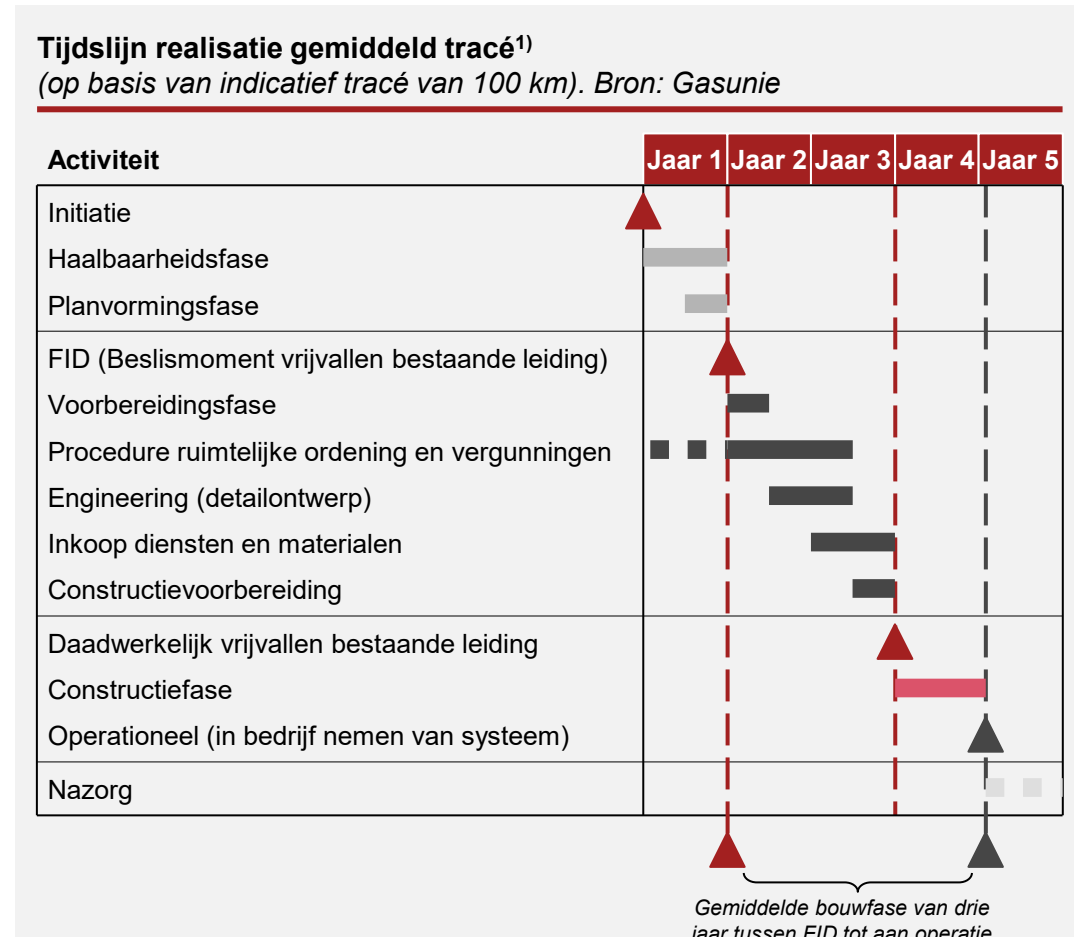
1) In de figuur op pagina 59 is ook een alternatieve (noordelijkere) Oost-West-verbinding opgenomen. Deze alternatieve verbinding is niet meegenomen in deze investeringsraming. 2) Voor exportverbindingen naar Duitsland zijn in deze raming de trajecten Tjuchem – Oude Stanzijl en Ommen – Winterswijk/Zevenaar opgenomen. 3) Voor exportverbindingen naar België is in deze raming het traject Beekse Bergen – Hilvarenbeek opgenomen.

4.4. Mogelijke fasering landelijk waterstoftransportnet



Gasunie schat in dat het vanaf FID nog circa drie jaar duurt om een tracé om te bouwen en operationeel te maken

De drivers in de planning zijn de procedures van de vergunningen, de levertijden van het materiaal en de constructie

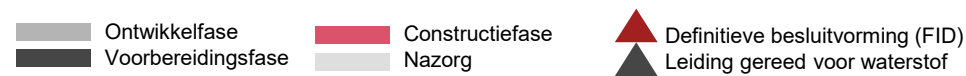
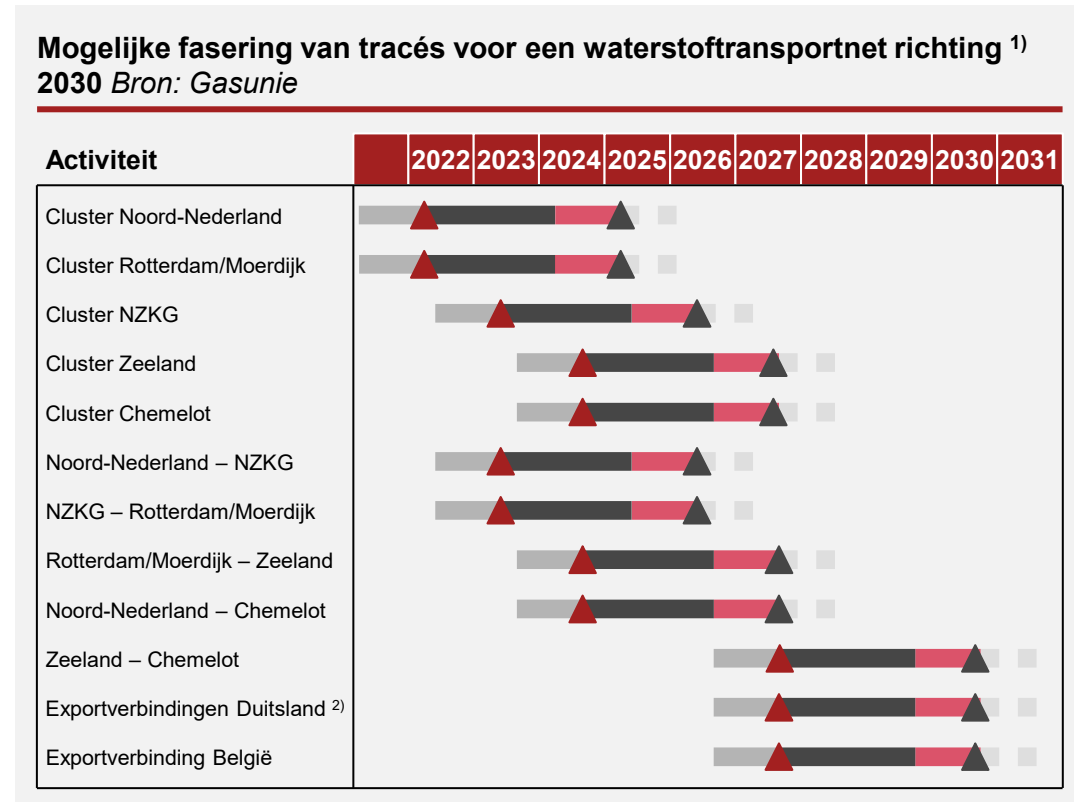


- Voor het realiseren van een tracé is qua tijdslijn met name het moment van besluitvorming (FID) van belang. Dit is het moment waarop een definitief besluit moet worden genomen om een bestaande aardgasleiding beschikbaar te stellen en/of een nieuwe leiding te realiseren voor het transport van waterstof. Dit besluit moet minstens circa twee jaar voorafgaand aan de daadwerkelijke constructiefase (en het vrijvallen van bestaande leiding) worden genomen.
- Voorafgaand aan de besluitvorming moet eerst een ontwikkelfase worden doorlopen om te onderzoeken welke leidingen binnen een tracé daadwerkelijk kunnen worden vrijgespeeld voor waterstoftransport en/of waar nieuwe leidingen moeten worden gelegd. Deze ontwikkelfase bestaat uit een haalbaarheids- en een planvormingsfase. Gasunie schat in dat een dergelijke ontwikkelfase circa één jaar duurt, voorafgaand aan de definitieve investeringsbeslissing voor een tracé. Voorafgaand aan FID moet ook de eventuele juridische overdracht van de leidingen zijn geregeld.¹⁾
- Na de besluitvorming starten de projectstappen om een tracé gereed te maken voor waterstof. Deze bouwfase omvat alle stappen die nodig zijn om een tracé operationeel te kunnen inzetten voor waterstoftransport. Hieronder vallen onder meer de voorbereiding, engineering, inkoop en constructie. Gasunie schat in dat een dergelijke fase voor zowel ombouw als nieuwbouw gemiddeld drie jaar duurt, vanaf FID tot aan een volledig operationeel tracé.²⁾
- De belangrijkste drivers in het tijdspad van de bouwfase zijn de vergunningen, de levertijden van het materiaal en de constructie. Belangrijke knelpunten hierbij zijn de stikstofwetgeving en de beschikbaarheid van voldoende geschoold personeel.
- De constructiefase duurt circa een jaar vanaf het moment dat de leiding beschikbaar is. Binnen deze fase is het plaatsen van afsluiters de grootste driver.
- In het jaar nadat het tracé in bedrijf is genomen, vindt er nog nazorg plaats waarin moet worden geanalyseerd of het systeem conform verwachting opereert.

1) Weergegeven tijdslijn gaat ervan uit dat leidingen eigendom van Gasunie blijven (eventueel onder een andere entiteit). Er gelden mogelijk langere doorlooptijden indien bestaande leidingen moeten worden ontvlochten en overgedragen aan een andere (markt)partij.
 2) Hierbij geldt het uitgangspunt dat nieuw te realiseren tracés vallen binnen de reeds gereserveerde ruimte in de Rijksstructuurvisie. Voor nieuw te realiseren tracés buiten deze gereserveerde ruimte geldt een aanzienlijk langere tijdslijn.

Op basis van deze fasering per tracé kan volgens Gasunie in 2030 een landelijke waterstoftransportring zijn gerealiseerd

Op deze transportring kunnen vervolgens de aanbieders en de grootverbruikers worden aangesloten



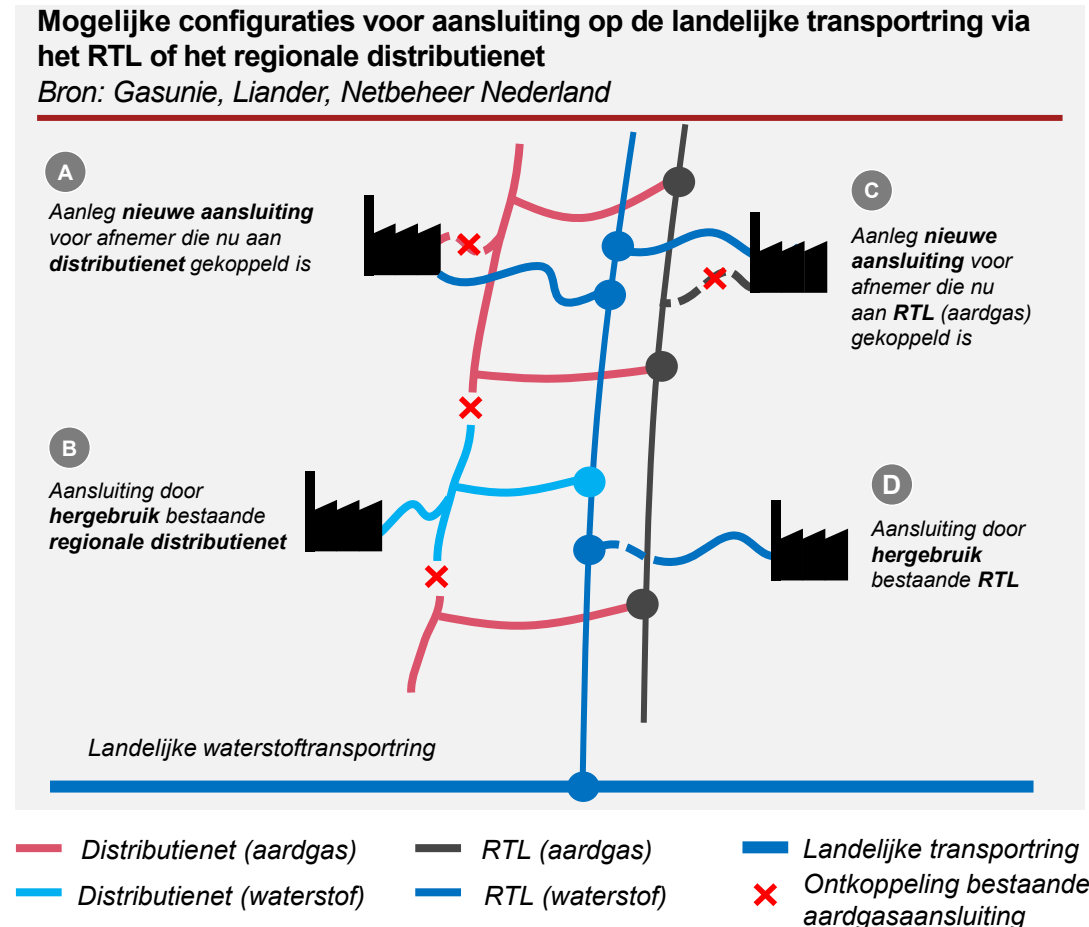
- Gasunie schat in dat het, bij tijdige besluitvorming, mogelijk is om richting 2030 een landelijk waterstoftransportnet te ontwikkelen waarop aanbieders kunnen invoeden en grootverbruikers (naar verwachting eerst binnenlandse en buitenlandse clusters) kunnen afnemen.
- In de figuur links geldt het jaartal waarop de bestaande leidingen in een tracé beschikbaar kunnen worden gesteld als uitgangspunt van de fasering (zoals eerder weergegeven op pagina 60-61). Vervolgens is voor elk tracé een constructiefase van één jaar en een voorbereidingsfase van twee jaar opgenomen.
- De figuur laat zien hoe een mogelijke fasering van tracés eruit zou kunnen zien op basis van de vroegst mogelijke beschikbaarheid van bestaande leidingen. Er is op dit moment nog geen definitieve tracékeuze gemaakt noch een besluit genomen over de fasering.
- Voor het kunnen realiseren van een landelijke waterstoftransportring in 2030 is het van belang dat de huidige planning niet verder onder druk wordt gezet. Om de weergegeven tijdslijn te kunnen halen, is het van belang dat de definitieve besluitvorming (FID) tijdig plaatsvindt.
- Het is naar verwachting ook niet mogelijk om alle tracés gelijktijdig te realiseren, met name als gevolg van de beperkte constructiecapaciteit in de markt. Verder richting 2030 zal er naar verwachting ook meer vraag naar constructiecapaciteit in onze buurlanden (met name in Duitsland) ontstaan. Dit leidt mogelijk tot een verdere beperking van de beschikbare constructiecapaciteit in de markt. Het verder onder druk zetten van de planning, bijvoorbeeld door het uitblijven van de benodigde investeringsbeslissingen, kan consequenties hebben op de kosten en/of de doorlooptijd.

1) Weergegeven tijdslijn gaat ervan uit dat leidingen eigendom van Gasunie blijven (eventueel onder een andere entiteit). Er gelden mogelijk langere doorlooptijden indien bestaande leidingen moeten worden ontvlochten en overgedragen aan een andere (markt)partij.

2) Een eerste exportverbinding vanuit cluster Noord-Nederland naar Duitsland is eventueel al mogelijk vanaf 2025. Het traject Noord-Nederland – Chemelot biedt verschillende mogelijkheden om, afhankelijk van de behoefte, tussen 2027-2030 exportverbindingen naar Duitsland te realiseren. Transport via de zuidelijke route (via Ravenstein – Ossendrecht) is volgens Gasunie mogelijk vanaf 2030.

Een verdere uitrol van de infrastructuur is ook mogelijk via het RTL en de regionale distributienetten

Hiervoor zijn verschillende aansluitconfiguraties op de landelijke waterstoftransportring mogelijk

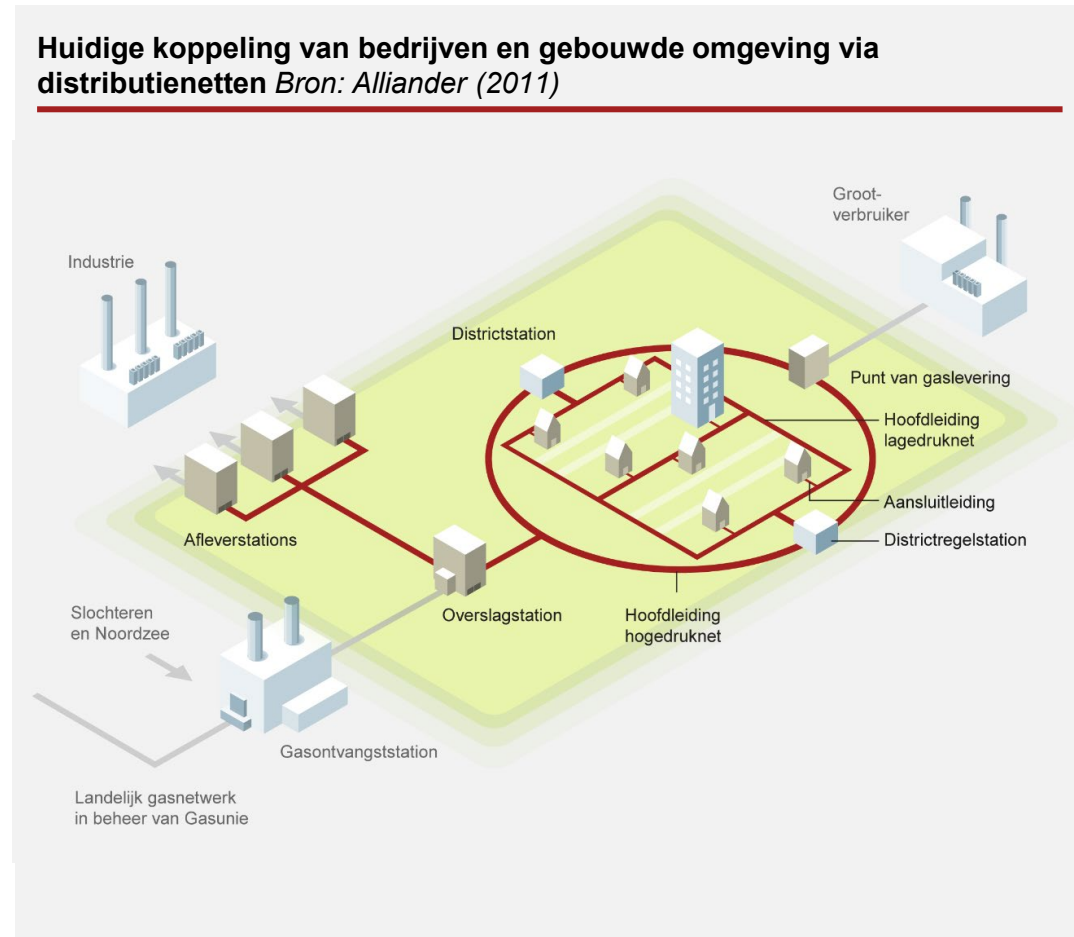


- Op termijn kunnen nieuwe aansluitingen op de landelijke waterstoftransportring worden gecreëerd. Hiermee kunnen stapsgewijs andere bedrijven, bijvoorbeeld die uit cluster 6, en sectoren, zoals mobiliteit en gebouwde omgeving, worden bereikt.
- Het is mogelijk om nieuwe grootverbruikers direct aan te sluiten op de landelijke waterstoftransportring. Het is ook mogelijk om nieuwe afnemers aan te sluiten via (bestaande of nieuw aan te leggen) distributienetten en/of regionale transportleidingen (zie figuur links). Deze configuraties zijn vergelijkbaar met de huidige situatie voor aardgas, waar grootverbruikers direct zijn verbonden aan het hoofdtransportleidingennet (HTL) en kleinere afnemers verbonden zijn aan het regionale transportleidingennet (RTL) of aan een regionaal distributienet.¹⁾
- De keuze voor een configuratie hangt af van de benodigde druk en capaciteit, of (en wanneer) een deel van het distributienet en/of het RTL kan worden ontkoppeld (incl. het effect op de leveringszekerheid bij overblijvende aardgasleidingen), de benodigde lengte voor een nieuwe aansluiting, et cetera.
- Een aandachtspunt hierbij is wel dat het RTL en de regionale distributienetten fijnmaziger en veelal niet parallel zijn uitgevoerd. Dit maakt het, in vergelijking tot het HTL, lastiger om bestaande leidingen te kunnen ontkoppelen van het aardgasnet. Bestaande transport- en distributieleidingen kunnen alleen worden ingezet voor waterstof als deze kunnen worden ontkoppeld van de rest van het aardgasnet (zie configuratie 'B' in de figuur). Dit is een sterke afhankelijkheid, maar kan ook koppelkansen bieden voor nabije bedrijven en gebouwen.
- Welke afnemers en configuraties in aanmerking komen (en wanneer) moet nog verder worden onderzocht.

¹⁾ Naast het transportnet van Gasunie en de distributienetten van de regionale netbeheerders, zijn er ook andere bedrijven met bestaande gasleidingen die mogelijk kunnen worden ingezet voor waterstoftransport. Voor deze leidingen zijn niet automatisch dezelfde kwaliteit en transportcapaciteit gehanteerd als noodzakelijk voor waterstof. De geschiktheid van deze leidingen voor waterstoftransport moet daarom per leiding nader worden onderzocht.

Voor verdere uitrol via het RTL en de distributienetten moeten nog wel beslissingen worden genomen over de bredere keten

Ketenpartijen moeten het onderling nog eens worden over een aantal kwesties die alle partijen raken



De belangrijkste kwesties waarover nog overeenstemming moet worden bereikt:

- *Het wel of niet toepassen van odorisatie in regionale transport- en/of distributienetten:* Gasunie voegt op meet- en regelstations en op diverse gasontvangstations een kenmerkende zwavelgeur (tetrahydrothiofeen, THT) toe aan het geurloze aardgas (odorisatie), alvorens het aardgas richting regionale netbeheerders of afnemers te distribueren. Door deze geurstof worden een groot aantal storingen in een vroegtijdig stadium gevonden en de veiligheid verhoogd. In verband met mogelijke problemen bij industriële afnemers voorziet Gasunie dat (in lijn met het huidige HTL) geen odorisatie zal worden toegepast in het landelijke waterstofnet. In de verdere uitrol van waterstof via regionale transport- en/of distributienetten zal moeten worden bepaald of waterstof geodoriseerd moet worden, of dat andere veiligheidsmaatregelen passender zijn. Voor bijvoorbeeld de cv-ketel is odorisatie geen probleem.
- *Afspraken en/of regelgeving omtrent de vereiste gaskwaliteit:* Op dit moment ontbreken er nog afspraken en/of regelgeving over de vereiste zuiverheid in de transport- en distributienetten. Afspraken hierover moeten in gezamenlijkheid en op tijd worden gemaakt.
- *Harmonisatie van voorwaarden vergunningverlening:* De voorwaarden voor vergunningverlening verschillen nu nog per omgevingsdienst/gemeente. Harmonisatie van voorwaarden is van belang voor efficiënte voortgang en veiligheid.
- *Normalisatie van netwerken en gebruikstoestellen:* Voor aansluiting van netwerken en gebruikstoestellen zijn normen nodig (ISO, NEN) om duidelijkheid en daarmee veiligheid en investeringszekerheid te creëren. Deze normen moeten nog over de bredere keten heen worden opgesteld.
- *Het effect op leveringszekerheid als gevolg van omzetting leidingen:* Het effect op de leveringszekerheid (voor zowel nieuwe waterstof- als overblijvende aardgasleidingen) als gevolg van de omzetting van bestaande leidingen naar waterstofleidingen moet in kaart worden gebracht. Hierover moeten afspraken worden gemaakt met betrokken partijen.
- *Mogelijkheden voor teruglevering van waterstof via distributienetten:* In de toekomst zou ook lokaal geproduceerde waterstof aan het landelijke waterstofnet kunnen worden gekoppeld. Hiervoor moeten de distributienetten geschikt worden gemaakt voor tweerichtingsverkeer (o.m. op druk brengen).

Bronnen: Liander en Netbeheer Nederland.

4.5. Technische mogelijkheden voor ondergrondse waterstofopslag

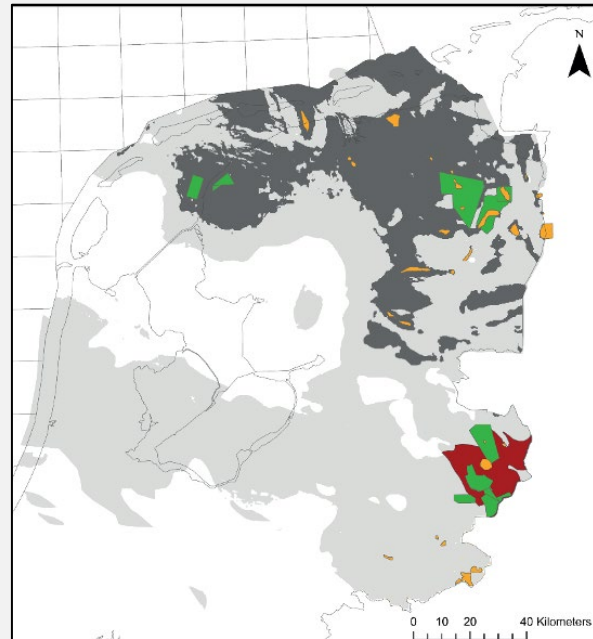






De Nederlandse ondergrond biedt in theorie de mogelijkheid om circa 320 onshore cavernes te ontwikkelen voor waterstofopslag

Er zijn circa 3-12 cavernes nodig om in de in 2030 benodigde 3-6 PJ-opslagcapaciteit te kunnen voorzien

Overzicht van geschiktheid zoutcavernes voor opslag

Bron: Gasunie



 Winningsvergunning zout	 Geschikt voor ondiepe winning, niet voor opslag
 Geschikt voor winning en opslag (technisch potentieel)	 Ongunstige dikte voor winning
 Geschikt voor diepe winning, niet voor opslag	 Dikte verwaarloosbaar/niet aanwezig

- De Nederlandse ondergrond biedt in theorie voldoende ruimte voor de aanleg van circa 320 onshore zoutcavernes voor waterstofopslag. Deze 320 cavernes zouden een effectieve waterstofopslagcapaciteit van 14,5 miljard m³ (43,3 TWh, 156 PJ) kunnen bieden (Juez-Larré et al, 2019; TNO, 2020c).¹⁾
- De totale omvang (het volume) wordt bepaald door het aantal cavernes; de capaciteit wordt bepaald door het ontwerp van de bovengrondse installatie (injectiecompressie en gasbehandeling). Er kunnen gefaseerd meerdere cavernes worden aangesloten op een bovengrondse installatie. Dit biedt kostenvoordelen door schaalvergroting.
- In de IP2022-Klimaatakkoord-scenario's is voor 2030 een opslagcapaciteit voorzien van circa 3-6 PJ (zoals eerder gesteld in hoofdstuk 3). Uitgaande van een gemiddelde opslagcapaciteit van 0,5-1 PJ per caverne, zou hieraan kunnen worden voldaan met circa 3-12 cavernes.
- Voor de ontwikkeling van zoutcavernes is het van belang rekening te houden met de (op korte termijn) beschikbare constructiecapaciteit en de benodigde ontwikkeltijd. De benodigde ontwikkeltijd voor een gemiddelde zoutcaverne is circa drie tot vier jaar. Eerdere onderzoeken gaan ervan uit dat het met de huidige constructiecapaciteit slechts mogelijk is om twee tot drie zoutcavernes per jaar te kunnen aanleggen in Nederland (Juez-Larré et al, 2019). Deze snelheid van het aanleggen van nieuwe cavernes wordt momenteel gedreven door de doelmatige inzet van het gewonnen zout. Er is voorlopig geen marktverraag die de aanleg van een nieuwe zoutverwerkingsfabriek rechtvaardigt (TNO, 2018).
- Na 2030 kunnen er gefaseerd meer onshore cavernes worden ontwikkeld. De inschattingen voor de benodigde opslagcapaciteit richting 2050 lopen sterk uiteen. II3050 gaat voor seizoens- en weersafhankelijke opslag uit van 20-169 PJ, exclusief eventuele additionele strategische opslag. Afhankelijk van de daadwerkelijk benodigde opslagcapaciteit kunnen de circa 320 mogelijke onshore cavernes volledig in deze behoefte voorzien, of zal er (na verder onderzoek) ook gebruikgemaakt moeten worden van offshore cavernes en/of lege gasvelden.

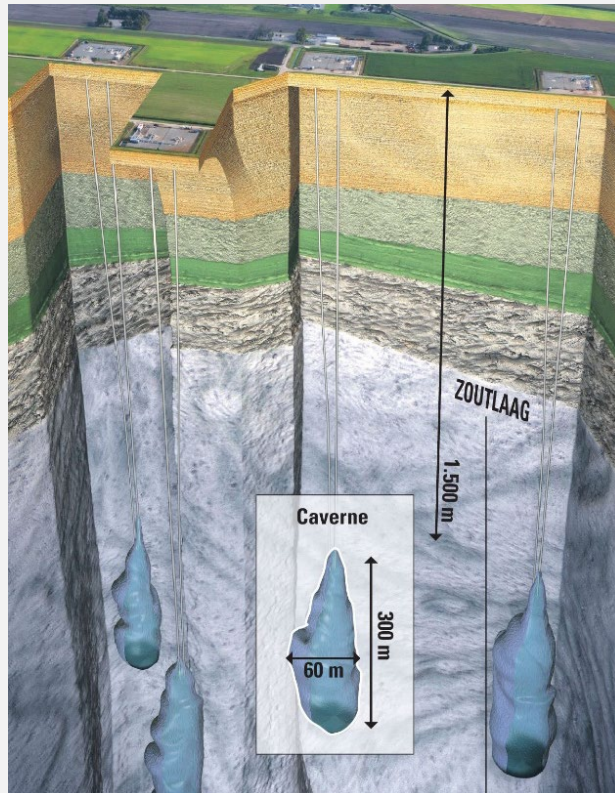
¹⁾ Voor de meest recente inzichten t.a.v. waterstofopslag verwijzen we naar TNO (2020c). Dit rapport gaat uitgebreid in op de (on)mogelijkheden van de verschillende technieken. Het rapport is op zijn beurt een samenvatting van vier diepgaande onderzoeken naar o.m. de rol van grootschalige energieopslag in het Nederlandse energiesysteem, en naar de risico's die samenhangen met ondergrondse energieopslag.

Eerdere onderzoeken wijzen uit dat opslag van waterstof in ondergrondse onshore cavernes technisch mogelijk en veilig is

Grootschalige opslag van waterstof in onshore zoutcavernes gebeurt ook al in het buitenland

Illustratie van een ondergrondse zoutcaverne nabij Epe

Bron: Gasunie



- Opslag van waterstof in onshore zoutcavernes is technisch gezien mogelijk en veilig. Deze vorm van opslag gebeurt al op grote schaal op enkele locaties in het buitenland, zoals in Engeland (Teesside) en in de Verenigde Staten (Texas) (TNO, 2018). Nederland heeft zelf jarenlange ervaring met aardgasopslag in zoutcavernes. Kennis over gasopslag in cavernes is ook reeds aanwezig bij de SodM, hetgeen van belang is omdat opslag van waterstof ook onder de mijnbouwwetgeving komt te vallen (waar SodM de veiligheid toetst).
- In Noordoost-Nederland, met name bij Zuidwending, ligt een zoutdome met cavernes ten behoeve van aardgas- en stikstofopslag. Deze cavernes bevinden zich op een diepte van ca. 1.000-1.500 meter, zijn honderden meters hoog en hebben een diameter van circa 60-80 meter (zie figuur links).
- Steenzout heeft zeer goede en bewezen afsluitende eigenschappen. Bij de opslag van waterstof in zoutcavernes is het vrijwel zeker dat de afsluiting competent is en dat er geen vermenging zal optreden (zuiverheid waterstof). Zoutcavernes moeten wel eerst worden gecreëerd. Het is hierbij mogelijk om een zoutcaverne opschaalbaar in bedrijf te nemen, zodat de capaciteit van de caverne aansluit bij de marktvrage en er niet onnodig 'kussengas' moet worden opgeslagen. Met de voorlopige geringe vrage naar waterstofopslag zullen de betere productiviteit en een gunstigere werkgas-kussengasverhouding van zoutcavernes een belangrijk argument vormen om in eerste instantie waterstof in onshore zoutcavernes op te slaan (TNO, 2018; TNO, 2020c).¹⁾
- Om weerstand te kunnen bieden aan de zoutdruk, moet deze eerst op druk (80 bar) worden gebracht met waterstof – dit wordt kussengas genoemd. Het overige gas dat in de caverne kan worden opgeslagen door de druk te laten stijgen (tot maximaal ca. 180 bar) wordt het werkgas genoemd. De verhouding kussengas/werkgas is in de regel 40% / 60%.
- Gemiddeld kan per volledig ontwikkelde caverne (met een geometrische inhoud van ca. 0,5-1 mln. m³) ca. 3.500-7.000 ton waterstof worden opgeslagen (werkgasvolume), hetgeen een energie-inhoud betreft van circa 140-280 GWh (~0,5-1 PJ).²⁾

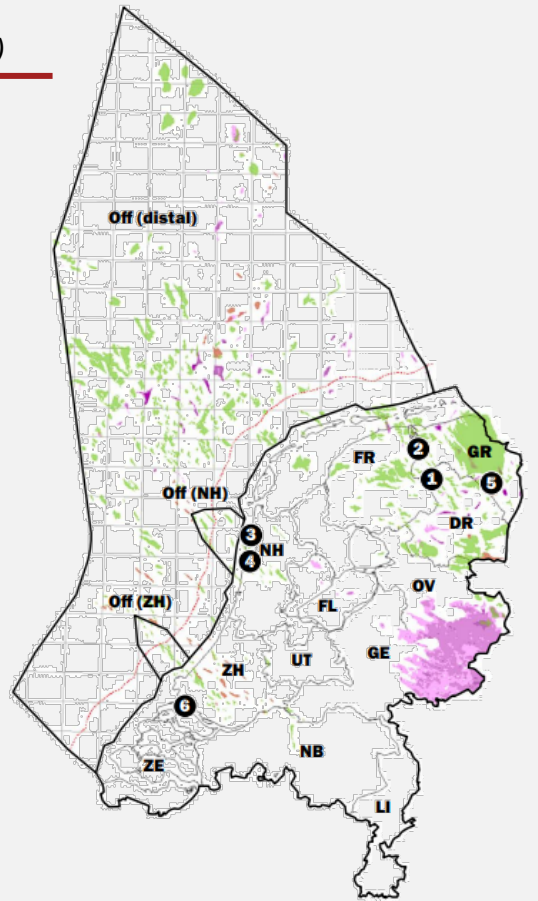
1) Voor de meest recente inzichten t.a.v. waterstofopslag verwijzen we naar TNO (2020c). Dit rapport gaat uitgebreid in op de (on)mogelijkheden van de verschillende technieken. Het rapport is op zijn beurt een samenvatting van vier diepgaande onderzoeken naar o.m. de rol van grootschalige energieopslag in het Nederlandse energiesysteem, en naar de risico's die samenhangen met ondergrondse energieopslag. 2) Bron: Gasunie.

In de verdere toekomst lijken er ook opslagmogelijkheden voor waterstof in offshore zoutcavernes, lege gasvelden en aquifers

Deze opslagvormen zijn echter nog onvoldoende bewezen en behoeven nog nader onderzoek

Contouren van zoutcavernes, olie- en gasvelden in Nederland Bron: TNO (2020)

-  Zoutformaties
-  Gasveld
-  Olieveld
-  1 Norg
-  2 Grijpskerk
-  3 Bergermeer
-  4 Alkmaar
-  5 Zuidwending
-  6 Gate terminal



- De Nederlandse ondergrond herbergt naast onshore opslag in zoutcavernes nog een groot theoretisch potentieel voor onshore en offshore opslag in (lege) gasvelden, watervoerende lagen (aquifers) en offshore cavernes.
- Vanwege de kosten en een aantal technische aspecten ligt de aanleg van offshore zoutcavernes op korte termijn niet voor de hand. Voor opslag in (lege) gasvelden en aquifers geldt dat deze methoden nog niet bewezen zijn als een geschikte en efficiënte opslaglocatie voor waterstof. Wel kunnen deze vormen van opslag mogelijk in de verdere toekomst interessant worden wanneer er vraag ontstaat naar grotere (seizoensgebonden en/of strategische) buffercapaciteit (met een lagere benodigde zuiverheid) en/of wanneer er in de nabijheid van een gewenste opslaglocatie geen geschikte zoutstructuren liggen (TNO, 2018; TNO, 2020c).
- De figuur links geeft een overzicht van onshore en offshore zoutcavernes, olie- en gasvelden in de Nederlandse ondergrond. Momenteel vindt er grootschalige ondergrondse aardgasopslag plaats in gasvelden (nr. 1 t/m 4 in de figuur) en zoutcavernes in Zoutwending (nr. 5 in de figuur). Voor olievelen geldt dat deze naar verwachting niet geschikt zijn voor de opslag van waterstof (TNO, 2018; TNO, 2020c).

1) Voor de meest recente inzichten t.a.v. waterstofopslag verwijzen we naar TNO (2020c). Dit rapport gaat uitgebreid in op de (on)mogelijkheden van de verschillende technieken. Het rapport is op zijn beurt een samenvatting van vier diepgaande onderzoeken naar o.m. de rol van grootschalige energieopslag in het Nederlandse energiesysteem, en naar de risico's die samenhangen met ondergrondse energieopslag.

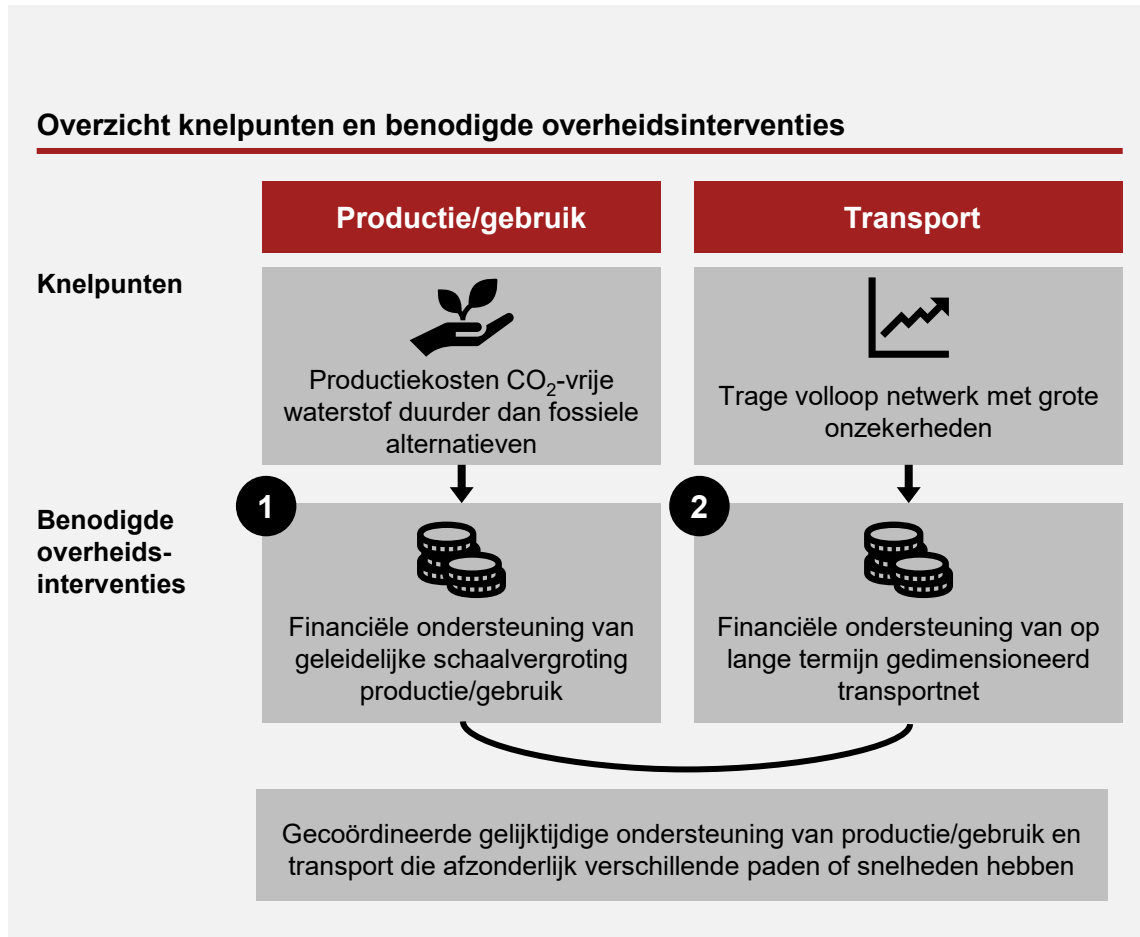
5

Beleidsmatige knelpunten

HyWay 27

Investerings in de ombouw van het aardgasnet zijn niet rendabel omdat de keten nog moet worden ontwikkeld

Interventies door de overheid zijn nodig om investeringen in de ombouw op gang te brengen

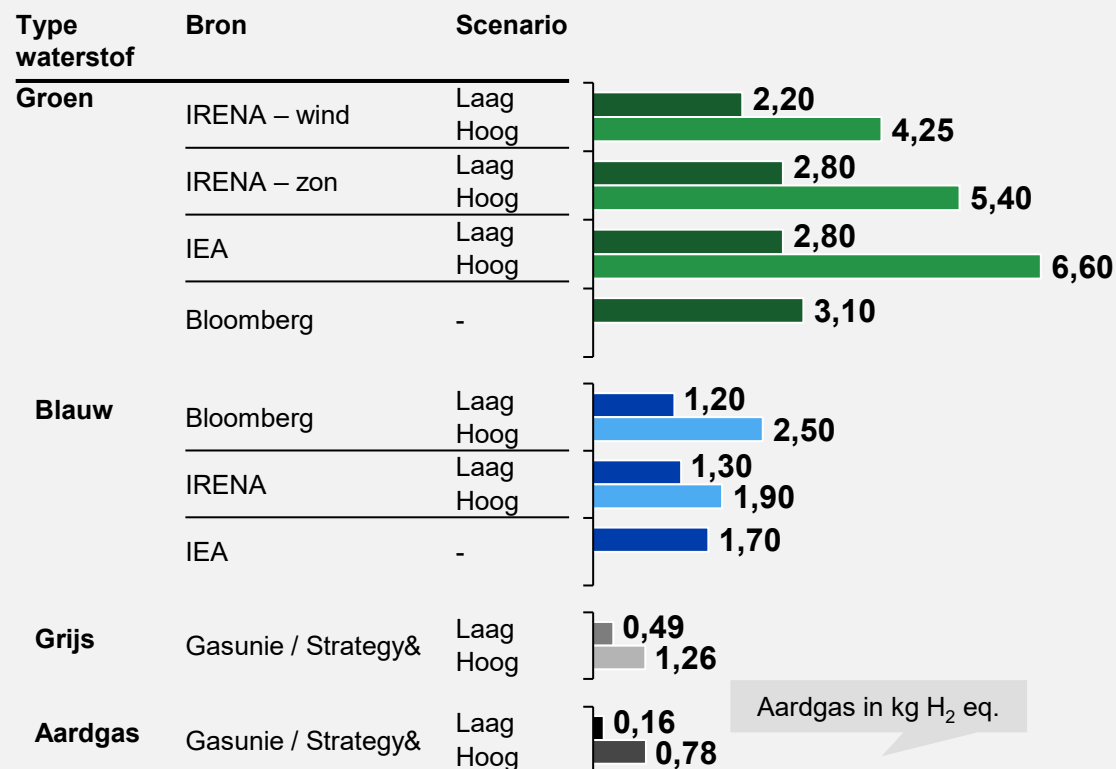


- Uit voorgaande hoofdstukken blijkt dat transportcapaciteit nodig is om de productie en het gebruik van waterstof met elkaar te verbinden. Het bestaande aardgasnetwerk blijkt geschikt voor ombouw tot waterstoftransportnet. Bovendien is het ombouwen van het bestaande aardgasnetwerk goedkoper dan de bouw van een heel nieuw net.
- In dit hoofdstuk tonen we aan dat overheidsinterventie nodig is om investeringen in de ombouw van het bestaande aardgasnet op gang te brengen. We behandelen in dit hoofdstuk twee redenen voor overheidsinterventie:
 1. Groene waterstof is op dit moment nog veel duurder dan de fossiele alternatieven. Zonder financiële ondersteuning door de overheid zal er weinig vraag naar groene waterstof zijn.
 2. Het is maatschappelijk gezien optimaal om een buisleiding voor een transportnet in één keer zo te dimensioneren dat deze aansluit bij de verwachte langetermijnvraag naar transport. In het geval van het ombouwen van het aardgasnet is de dimensionering bovendien al grotendeels bepaald, namelijk door de diameter van de leidingen (die veel capaciteit bieden). De 'volloop' van het transportnet duurt lang en kent grote onzekerheid, waardoor minder wordt geïnvesteerd dan maatschappelijk wenselijk.
- Deze twee problemen hangen sterk met elkaar samen, omdat een markt voor groene waterstof niet tot stand komt zonder transportnet, en een transportnet niet tot stand komt zonder vraag naar transport vanuit de markt. Overheidssteun aan beide kanten van de keten is daarom nodig. Daarbij is coördinatie tussen de snelheid van ondersteuning van beide kanten van de keten nodig: een (deel van een) transportnetwerk wordt bij voorkeur in één keer toekomstvast aangelegd, terwijl de vraag naar transport stapsgewijs zal verlopen.
- In dit hoofdstuk gaat het over investeringen in de ombouw van de bestaande aardgasnetten. De argumenten in dit hoofdstuk zijn echter grotendeels ook van toepassing op investeringen in nieuwe transportnetten voor waterstof – we verwachten dat deze investeringen ook niet zonder overheidsinterventie tot stand komen. Hoe dan ook is de verwachting dat het economisch niet zinvol is om meerdere transportnetten naast elkaar te ontwikkelen. Doorgaans zijn de totale kosten voor het beheren van één netwerk lager dan die van het opereren van meerdere netwerken met vergelijkbare gecombineerde transportcapaciteit (subadditiviteit) (Depoorter, 1999).

Ten eerste zijn gebruikstoepassingen voor CO₂-vrije waterstof nog niet rendabel; daardoor is er ook geen transportvraag

Momenteel zijn de kosten van CO₂-vrije waterstof hoger dan de kosten voor fossiele alternatieven

Ramingen huidige productiekosten waterstof (excl. CO₂-beprijzing)
(€/kg H₂ (eq.)). Bron: Piebalgs et al. (2020), PBL (2019).



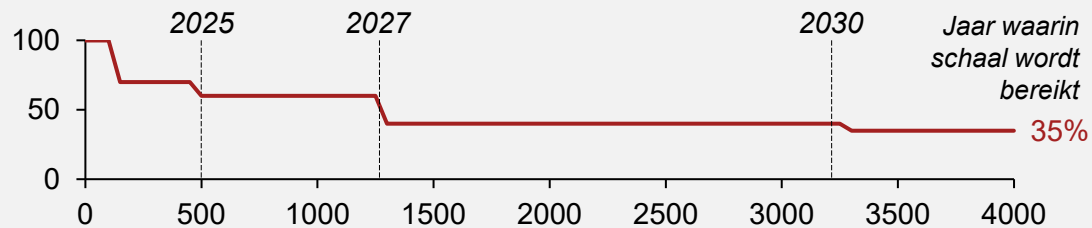
- Een eerste reden voor overheidsinterventies is dat het momenteel simpelweg nog ontbreekt aan vraag naar waterstoftransport: de hele keten rond groene en blauwe waterstof is immers vooralsnog onrendabel. Groene waterstof is momenteel drie tot wel tien keer zo duur als grijze waterstof.
- De figuur links laat de 'kale' kosten zien van drie kleuren waterstof in Europa in 2020 uit verschillende bronnen. Dit is zonder transportkosten, eventuele aanpassingen van installaties bij de eindgebruiker of (CO₂-)belastingen. Bepaalde ramingen hebben een bandbreedte opgenomen. Dit komt doordat de prijzen van elektriciteit, aardgas en CO₂, het aantal draaiuren, en de mogelijkheden voor CCS per locatie verschillen. Daardoor kan bijvoorbeeld de prijs voor groene waterstof in landen met een lage elektriciteitsprijs lager uitvallen dan in landen met een hoge elektriciteitsprijs.
- Om investeringen in het gebruik van groene waterstof te realiseren, moet groene waterstof goedkoper of even duur zijn als blauwe of grijze waterstof. De figuur links gaat uit van nieuwe installaties.

Bronnen: Groene en blauwe waterstof: Piebalgs et al. (2020). Cost-effective decarbonisation study. Aardgas en grijze waterstof: PBL (2019). Klimaat & energieverkenningen. Ter referentie: de gebruikte scenario's voor aardgas uit KEV zijn lager dan de prijzen waar Gasunie mee rekent. Gasunie gaat uit van € 15/MWh als laag scenario, dit vertaalt zich naar € 0,59/kg H₂ eq. Als hoog scenario gebruikt Gasunie € 25/MWh, wat zich vertaalt naar € 0,98/kg H₂ eq.

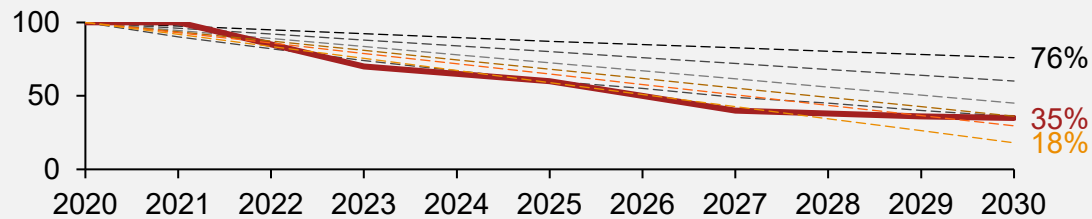
De kosten van CO₂-vrije waterstof kunnen naar verwachting nog sterk dalen door vergroting van de schaal

Bij een learning rate vergelijkbaar met zonnepanelen kan elektrolyse in 2030 tot wel 80% goedkoper zijn

Kapitaalkostenreductie elektrolyzer afhankelijk van geïnstalleerd vermogen
(% capex per MW). Bron: Waterstofcoalitie (2018)



Scenario's kapitaalkostenreductie elektrolyzer t/m 2030¹ (% capex per MW);
Bron: Waterstofcoalitie (2018), E4Tech (2014), Böhm et al. (2020), Hydrogen Council (2021); IRENA (2020)



-- E4Tech
 -- IRENA Planned energy
 -- IRENA Transforming energy
 -- Böhm et al.
 -- Waterstofcoalitie
 -- Hydrogen Council (12% learning rate)
 -- Hydrogen Council (15% learning rate)
 -- Hydrogen Council (20% learning rate)

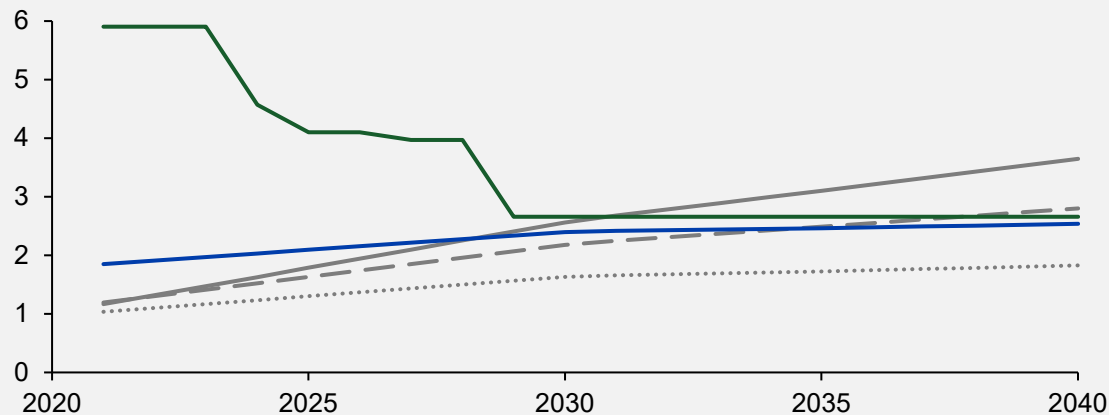
- Elektrolyse wordt nog op beperkte schaal toegepast, waardoor de kosten van de technologie hoog zijn. Naar verwachting worden kostenreducties gerealiseerd door toename van de gemiddelde capaciteit van elektrolyzers en het totale geïnstalleerde vermogen. De figuur linksboven laat de verwachte kostenreducties zien.
- Schattingen van de precieze mogelijke kostenreductie variëren. De figuur linksonder laat verschillende schattingen zien. De meest conservatieve inschatting komt op 24% reductie van de kapitaalkosten in 2030. Bij een learning rate van 20% kunnen de kapitaalkosten van elektrolyse in 2030 tot ruim 80% goedkoper zijn. Ter vergelijking: zonnepanelen kennen een learning rate van meer dan 20% (IRENA, 2020) en offshore wind 6-8% (TKI Wind op Zee, 2021)².
- Investerings in elektrolyse zijn momenteel echter nog onrendabel, omdat de alternatieven goedkoper zijn. Private partijen zullen daarom minder investeren in de opschaling van elektrolysecapaciteit dan maatschappelijk gewenst. Om investeringen van de grond te krijgen, en daarmee de gewenste schaalvergroting en kostenreductie te realiseren, is financiële ondersteuning nodig.
- In dit rapport sluiten we aan bij de doelstelling uit het Klimaatakkoord om in 2030 3-4 GW (wij nemen aan 3,5 GW) te hebben staan. In onze verdere berekeningen volgen wij de opschaling en kostenreductie zoals in de Waterstofcoalitie en het Klimaatakkoord (zie figuur linksboven)⁴.
- De kosten van elektrolyse worden naast kapitaalkosten ook gedreven door operationele kosten, waar de elektriciteitsprijs een groot deel van uitmaakt. Bovendien draagt overheidsbeleid bij aan de relatieve prijs van groene waterstof ten opzichte van alternatieven.

1) Betreft PEM elektrolyzers. Alle curves hebben betrekking op capex, behalve de E4Tech-curve. De E4Tech-curve betreft de totale kosten, inclusief elektriciteitskosten. De curves maken verschillende aannames over het geïnstalleerde vermogen. 2) Een learning rate (LR) geeft de verwachte kostendaling bij verdubbeling van de geïnstalleerde capaciteit (wereldwijd).

Het gebruik van CO₂-vrije waterstof kan rendabel worden door het financieel ondersteunen uitrol en ander ondersteunend beleid

Veel studies laten zien dat groen in de loop van de jaren dertig rendabel wordt

Ontwikkeling kosten waterstof in verschillende CO₂-prijsscenario's (€/kg H₂). Bron: Gasunie/Strategy&-analyse o.b.v. PBL (2019; 2021), Waterstofcoalitie (2018), Klimaatakkoord (2019)



Aannames grafiek: Kosten grijze waterstof o.b.v. aardgasprijs scenario KEV 'midden'. Elektriciteitskosten gebaseerd op 4.360 goedkoopste draaiuren uit APX afgelopen tien jaar. Draaiuren elektrolyzers 4.360. 65% capex-kostenreductie voor elektrolyzers in 2030 o.b.v. Waterstofcoalitie (2018). Elektrolyzers vijftien jaar in gebruik o.b.v. PBL (2020). De prijzen gaan uit van productie door een nieuwe installatie. EU ETS 55%-scenario volgt dezelfde jaarlijkse stijging als de nationale CO₂-heffing.

— Groen — Grijs - CO₂-prijs EU 55% Grijs - CO₂-prijs PBL laag
— Blauw — Grijs - CO₂-prijs PBL hoog

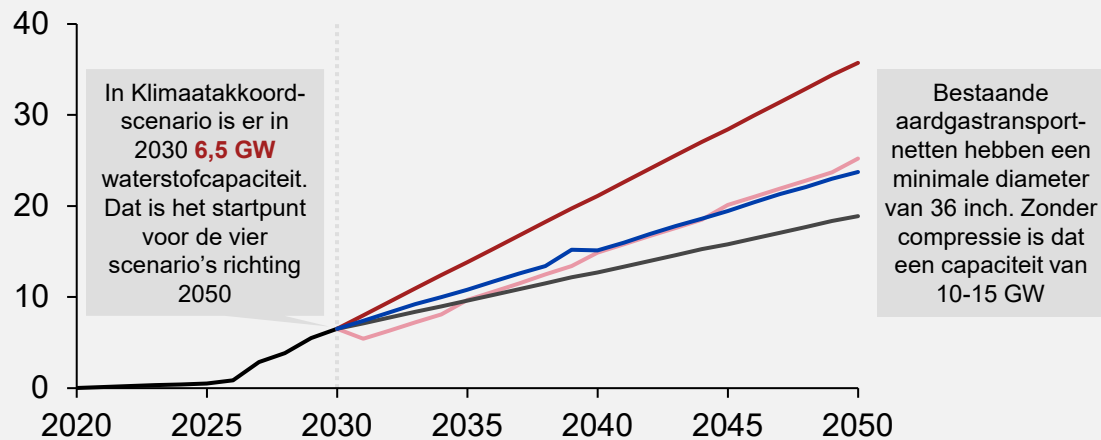
- Door financiële ondersteuning gericht op schaalvergroting en kostenreductie kunnen de kosten van CO₂-vrije waterstof op den duur lager worden dan die van fossiele alternatieven. Daarbij zijn de beprijzing van CO₂ en ander ondersteunend beleid, zoals normering of bijmengverplichtingen, belangrijk voor de relatieve businesscases van de verschillende kleuren waterstof.
- Wij hebben de effecten doorgerekend van een door de overheid gesteunde uitrol richting 2030, met 3,5 GW in 2030 als doel en een kostenreductie van 65%. Wij houden rekening met verschillende CO₂-prijsscenario's. Ander ondersteunend beleid, zoals op het gebied van normering, is niet meegenomen. De uitkomsten zijn:
 - groene waterstof wordt goedkoper dan grijze waterstof tussen 2031 en 2040;
 - groene waterstof wordt voor 2040 niet goedkoper dan blauwe waterstof.
- De CO₂-prijs is een belangrijke driver van het moment waarop groene waterstof rendabel wordt. Hoe hoger de EU ETS-prijs, des te eerder groene waterstof rendabel wordt (en dus minder subsidie nodig is). De CO₂-prijs heeft geen impact op de kosten van groene en blauwe waterstof, omdat (vrijwel) geen CO₂ wordt uitgestoten in de atmosfeer. Bij blauwe waterstof is de uitstoot afhankelijk van de resterende emissie na afvang. Bij beprijzing van CO₂ moet worden opgepast voor carbon leakage, het verplaatsen van vervuilende activiteiten naar het buitenland¹.
- Andere studies komen met vergelijkbare uitkomsten. Volgens Hydrogen Council wordt groene waterstof in het meest optimistische scenario in 2030 goedkoper dan grijs en in het meest pessimistische scenario in 2038. De World Energy Council voorspelt dat groene waterstof rond 2030 rendabel wordt. De inschatting van IRENA is minder optimistisch en verwacht dat groene waterstof rond 2040 kan concurreren met grijze waterstof (Hydrogen Council, 2021; World Energy Council, 2018; IRENA, 2020).

1) Bij de productie van grijze waterstof worden EU ETS-rechten momenteel kosteloos toegewezen vanwege het risico op carbon leakage. Zie Europese Commissie (2014). Besluit 2014/746/EU.

Ten tweede wordt het transportnet op de lange termijn gedimensioneerd, terwijl de vraag heel geleidelijk ontstaat

Dimensionering op lange termijn leidt tot een lage volloop in de eerste jaren en grote risico's

Illustratie ontwikkeling aangesloten capaciteit waterstof in heel Nederland¹ (GW). Bron: Gasunie/Strategy&-analyse



Aanname grafiek: Ontwikkeling t/m 2030 gebaseerd op het scenario centrale productie (Klimaatakkoord-scenario) uit IP2022. Dit scenario bevat naast groene waterstof ook blauwe waterstof en import. Blauwe waterstof is in de scenario's regionale sturing en internationale sturing niet meegenomen t/m 2030. Groei richting 2050 gebaseerd op II3050-hoekpunten.

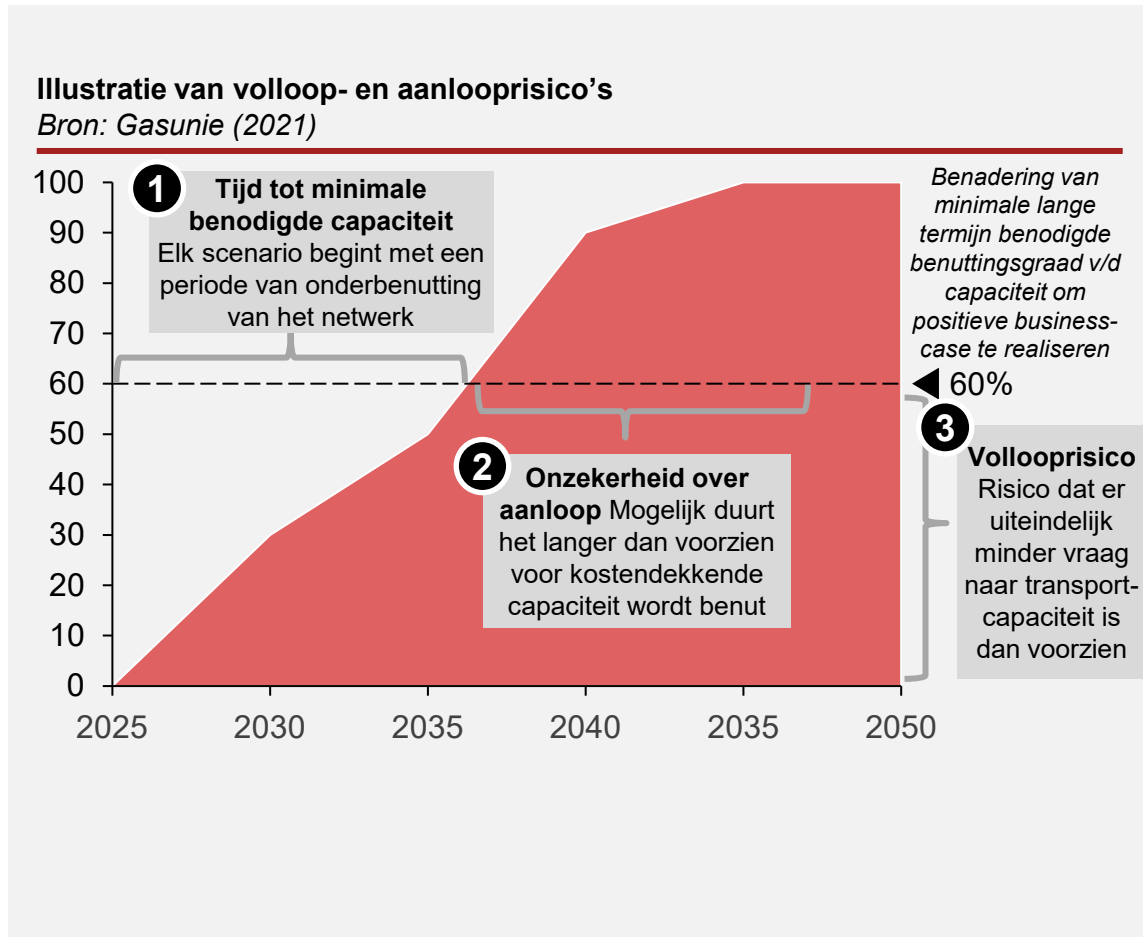
— Klimaatakkoord-scenario uit IP2022 — II3050 Europese sturing
— II3050 regionale sturing — II3050 internationale sturing
— II3050 nationale sturing

- De tweede reden waarom investeringen in de ombouw van het transportnet onvoldoende tot stand komen, is de mismatch tussen de dimensionering van de leidingen en de ontwikkeling van de vraag (lage volloop). Er moet worden geïnvesteerd in een net waarvan bekend is dat de capaciteit op dit moment veel te groot is. De capaciteit is op een later moment waarschijnlijk wel nodig.
- Het is economisch voordeliger om het transportnet in één keer groot aan te leggen in plaats van meerdere keren een kleinere buisleiding aan te leggen om stapsgewijs te voldoen aan de verwachte langetermijnvraag. Dit komt doordat de capaciteit van een leiding kwadratisch toeneemt met de diameter van de leiding, terwijl de kosten nagenoeg lineair toenemen. Bijvoorbeeld, om de capaciteit van één 36-inch-buisleiding te bereiken (die naar verwachting ruim voor 2050 al volraakt) zijn zes 16-inch-leidingen nodig. De totale kosten voor deze zes 16-inch-leidingen zijn ruim vijf keer hoger dan de kosten van de ombouw van één 36-inch-leiding (Gasunie; Robinus et al., 2018).
- De vraag naar waterstoftransport ontstaat heel geleidelijk. De grafiek laat t/m 2030 het Klimaatakkoord-scenario zien uit het Investeringsplan 2022 van Gasunie (IP2022). Dit is het middelste scenario wat betreft de verwachte waterstofcapaciteit. De grafiek laat de totale aangesloten waterstofcapaciteit op het net zien (totaal van blauw, groen en import). Als al deze capaciteit gelijkmatig door één leiding zou stromen, dan zou een leiding van 36 inch diameter, die met compressie een capaciteit van 15 GW kan bereiken, tussen 2035 en 2045 volraken. Deze vergelijking geeft echter geen volledig beeld, omdat de aangesloten capaciteit niet geheel door het net zal stromen, doordat een deel lokaal wordt geconsumeerd. Bovendien kan de waterstof zich mogelijk over verschillende leidingen van plek van invoeding naar plek van afname bewegen, waardoor de capaciteit zich over verschillende leidingen kan verdelen. Tot slot is de diameter van de leidingen niet altijd 36 inch.

1) Deze waterstof stroomt niet door één leiding, maar is de totale aangesloten capaciteit op het Nederlandse net. Niet al het waterstofvolume in Nederland zal over de leidingen stromen. De waterstofcapaciteit is afgeleid van het aantal PJ, door te rekenen met 31,54 PJ/GW en een load factor van 0,51 voor groene waterstof (Bron: Gasunie).

Om de businesscase voor een transportnet voor de lange termijn rond te krijgen, is financiële ondersteuning nodig

Zonder compensatie voor aanloop en voltoop wordt maatschappelijk te weinig of te laat geïnvesteerd



- Vanwege de onzekere voltoop van het transportnet is een investering in ombouw tot een waterstoftransportnet moeilijk rendabel te krijgen. Er is onzekerheid over de mate van voltoop en over de timing van de voltoop. Een deel van de onzekerheid over de voltoop wordt veroorzaakt door het bindingsprobleem van de overheid: zij kan onvoldoende zekerheid geven of de productie en/of het gebruik van waterstof ook in de toekomst voldoende worden ondersteund, waardoor vraag naar transport ontstaat. Omdat de overheid voor een deel verantwoordelijk is voor deze onzekerheid, is er een rol voor de overheid om een deel van de voltoop- en aanlooprisico's te compenseren.
- De figuur links geeft illustratief weer hoe de ontwikkeling van de benutting van de leidingen gepaard gaat met risico's voor de investeerder in transport. Er is sprake van een grote mate van onzekerheid over de ontwikkeling van de aanloop en voltoop. Daardoor kan een onrendabele top ontstaan. De hoogte van de onrendabele top is afhankelijk van veel onzekerheden, zoals onder meer het tarief dat kan worden betaald door de gebruikers.
- De overheid kan een deel van de aanloop- en voltooprisico's op verschillende manieren overnemen, bijvoorbeeld door garanties, rechtstreekse subsidies voor capex of opex, leningen met flexibele voorwaarden of kapitaalstortingen. Garanties zijn een efficiënte oplossing, omdat de overheid daarmee garant staat voor de risico's die zij voor een deel zelf veroorzaakt. Het bindingsprobleem wordt hierdoor voor een deel opgelost.

6

Conclusies en aanbevelingen

HyWay 27

Conclusies van HyWay 27 rechtvaardigen een principebesluit om de bestaande aardgasnetten in te zetten voor waterstoftransport

1 Start met een gefaseerde ombouw ('principebesluit')

Onderzoeksvragen en conclusies

	Hoofdvragen	Conclusies
1	Is een transportnet voor waterstof nodig en, zo ja, wanneer?	<ul style="list-style-type: none">In een klimaatneutrale economie is een waterstoftransportnet op basis van buisleidingen nodig om gebruikers efficiënt te verbinden met aanbieders van CO₂-vrije waterstof en opslag.Om de ambities voor 2030 te realiseren, is de komende jaren transportcapaciteit nodig gericht op het faciliteren van de eerste grote waterstofprojecten. Daarbij ontstaat ook transportvraag als gevolg van opslagbehoefte.
2	Kan het bestaande aardgasnet worden ingezet voor het transport van waterstof en, zo ja, is dat wenselijk?	<ul style="list-style-type: none">Het bestaande aardgastransportnet kan de interregionale waterstofstromen invullen die op termijn worden verwacht: belangrijke tracés kunnen worden vrijgespeeld en technisch geschikt worden gemaakt voor waterstoftransport.Hergebruik van aardgasnetten is goedkoper dan de aanleg van nieuwe leidingen voor waterstoftransport. Een transportnet waarin alle industriële clusters zijn verbonden met producenten en opslaglocaties vergt een investering van ~€ 1,5 mld.
3	Welke overheidsinterventie is nodig om een transportnet voor waterstof te realiseren?	<ul style="list-style-type: none">Het hergebruiken van de transportnetten vereist overheidsinterventie omdat investeringen worden gekenmerkt door hoge volloopprijsco's en een sterke samenhang met de ontwikkeling van de gehele waterstofketen.Wij adviseren het principebesluit te nemen om een deel van de bestaande aardgasnetten in te zetten voor het transport van waterstof. Om de 2030-ambities te halen is het nodig nu de besluitvorming daartoe in te zetten.

- De hoofdvraag van het HyWay 27-onderzoek is *of, en onder welke voorwaarden, een deel van het gasnet kan worden ingezet voor het transport en de distributie van waterstof*. In dit rapport betogen wij dat het hergebruiken van de bestaande aardgastransportnetten een kostenefficiënte basis vormt om te voorzien in de waterstofstromen die naar verwachting op termijn ontstaan. De tabel links vat de belangrijkste conclusies van het onderzoek samen per deelvraag. De analyses in dit rapport rechtvaardigen een bevestigend antwoord op de hoofdvraag van dit onderzoek.
- De exacte invulling van het waterstoftransportnet moet nader worden bepaald. Uitgaande van de ambities voor 2030 ontstaat een deel van de transportbehoefte niettemin al de komende jaren. Op korte termijn is daarom een aantal keuzes nodig. Wij adviseren om het principebesluit te nemen om een deel van de bestaande aardgasnetten in te zetten voor het transport van waterstof en nadere besluitvorming in te zetten over de exacte uitwerking (waar, wanneer) en uitvoering (wie, hoe).
- In dit hoofdstuk doen we een aantal aanbevelingen voor het realiseren van een waterstoftransportnet op basis van de bestaande aardgasnetten. Die zijn als volgt gestructureerd:
 - formuleer waar en wanneer het net wordt uitgerold ('wat');
 - bepaal de gewenste marktordening voor transport ('wie');
 - stel een plan op voor het aanjagen van de integrale keten ('hoe');
 - breng de financiële ondersteuning in lijn met de ambities ('hoeveel').

Het is nodig om het uitrolpad van het transportnet en de principes daarachter te bepalen in een uitrolplan

2 Formuleer waar en wanneer het net wordt uitgerold ('wat')

Vragen die aan de orde moeten komen in het uitrolplan

- 1 Welke investeringen zijn nodig en wat is de benodigde bijdrage van de overheid? Wat zijn de verwachte (maatschappelijke) kosten en baten van deze investeringen?
- 2 Welke gebruikers worden aangesloten en wanneer kunnen bepaalde groepen gebruikers aansluiting verwachten? Op basis van welke condities komen zij in aanmerking voor aansluiting?
- 3 Op basis van welke maatschappelijke overwegingen (businesscase, systeemoptimalisatie, gelijk speelveld) wordt de uitrol gebaseerd?
- 4 Hoe sluit het te vormen waterstoftransportnet aan bij al bestaande private waterstofnetwerken en voorgenomen private investeringen? Hoe wordt marktverstoring voorkomen?
- 5 Wat zijn de technische randvoorwaarden, bijvoorbeeld ten aanzien van de beschikbaarheid van de bestaande leidingen, de organisatorische capaciteit et cetera.
- 6 Hoe wordt omgegaan met onzekerheid? Hoe zeker is het dat er daadwerkelijk transportvraag materialiseert en hoe kan daarop worden ingespeeld?

- De eerste vraag die de overheid moet beantwoorden is waar en wanneer het transportnet moet worden gerealiseerd. Daarbij zijn er grote onzekerheden over het tempo waarin de transportvraag zich zal ontwikkelen. In een uitrolplan moet worden beschreven waar en wanneer de overheid het waterstoftransportnet wil realiseren.
- Een uitrolplan heeft meerdere functies. Allereerst moet een uitrolplan duidelijkheid bieden aan potentiële gebruikers van het net en daarmee investeringszekerheid bieden. Daarbij moet wel een balans worden gevonden tussen het scheppen van duidelijkheid enerzijds, en de mogelijkheid om voortschrijdende marktontwikkelingen mee te nemen anderzijds.
- Een tweede functie van een uitrolplan is het expliciet maken van afwegingen over de maatschappelijke kosten en baten van (verschillende varianten van) uitrol. Op basis van het uitrolplan moet duidelijk worden wat de beweegredenen zijn om een bepaalde fasering te verkiezen boven een andere.
- Een laatste functie van een uitrolplan is om marktverstoring te voorkomen. Er zou een aantal heldere, objectieve principes moeten worden geformuleerd op basis waarvan de uitrol plaatsvindt. Daarmee kunnen verstoring van de markt en eventuele problemen met staatssteun worden voorkomen.
- In dit rapport gaan wij uit van de in het Klimaatakkoord afgesproken waterstofambities voor 2030. Daarmee sluiten we aan bij onder meer I13050 en het TIKI-rapport over de benodigde infrastructuur in de industrie. Om de 2030-ambities te realiseren is het nodig een uitrolplan te maken dat de beoogde contouren van het transportnet in 2030 beschrijft en de acties die de komende jaren al nodig zijn om dit te realiseren.

Een visie op de marktordening is wenselijk om keuzes te maken over ombouw in samenhang met beheer van het transportnet

3 Bepaal de gewenste marktordening voor transport ('wie')

Relevante marktordeningsvragen voor waterstofketen

Hoofdvraag: wat is gewenste marktordening gelet op het monopolioïde karakter op termijn?

1



Toegangs- en tariefsregulering: is het wenselijk om de toegang tot het net te reguleren (bijvoorbeeld via tariefsregulering)?

Regulering van toegang en tarieven kan voorkomen dat een netbeheerder met marktmacht partijen kan uitsluiten van het net. Er zijn twee soorten regimes voor toegang van derden in de Gasrichtlijn: gereguleerde dertentoegang (zoals geldt voor transmissie- en distributienetten van aardgas) of onderhandelde dertentoegang (zoals geldt voor opslag van aardgas). Momenteel zijn Europese discussies gaande over de regulering van waterstof. De EU-wetgeving zal richtinggevend zijn voor de toekomstige Nederlandse wetgeving met betrekking tot waterstof.

2



Ontvlechting: is het wenselijk om eisen te stellen aan de onafhankelijkheid van de transportbeheerder t.o.v. andere ketenactiviteiten (productie en gebruik)?

Door ontvlechting worden productie en levering van waterstof afgesplitst van de exploitatie van de pijpleidingen. Dit kan voorkomen dat een beheerder van het waterstofnet – die essentieel is voor alle producenten en gebruikers van waterstof – zijn eigen productie- en leveringsactiviteiten bevoordeelt of anderen benadeelt. Kruissubsidie door kosten voor het waterstofnet in rekening te brengen bij de aardgasgebruikers is nu niet toegestaan, tenzij de aardgasnetgebruikers ook profiteren van het waterstofnet. Duidelijkheid over dit onderwerp is nodig.

3



Eigendom: is het wenselijk om nadere eisen te stellen aan het eigendom van de beheerder van het transportnet, bijvoorbeeld dat deze in publieke handen is?

Politiek gezien kan het vanuit het oogpunt van vitale infrastructuur wenselijk zijn om het eigendom van het waterstofnet in publieke handen te houden. Hierdoor kan worden voorkomen dat de eigenaar van het net uit commerciële overwegingen bespaart op niet-waarneembare kwaliteit van het net. Naast publiek eigendom kunnen ook eisen worden gesteld aan welke publieke partij het eigendom heeft, bijvoorbeeld een netbeheerder.

- De markt voor (CO₂-vrije) waterstof staat nog in de kinderschoenen, maar naar verwachting gaat deze de komende jaren sterk groeien. Naarmate de markt groeit, stijgt de transportvraag en krijgen de transportnetten een belangrijke rol in de waterstofketen. Er zijn twee redenen om na te denken over de marktordening van het transport.
- Ten eerste is het waarschijnlijk dat er op termijn marktmacht ontstaat, omdat er op termijn naar verwachting één landelijk waterstoftransportnet ontstaat en omdat dat net cruciaal is voor andere onderdelen van de keten. Een vergelijkbare situatie is te zien bij elektriciteit- en aardgastransport. Door marktmacht kan de eigenaar van het transportnet een dominante positie verkrijgen en daardoor te hoge prijzen rekenen, de kwaliteit verlagen of gebruikers uitsluiten van het net. Er zijn drie mogelijke instrumenten om marktmacht te adresseren, zoals ook links is weergegeven: regulering van toegang, ontvlechting en publiek eigendom.
- Ten tweede kan het uit politieke overwegingen wenselijk zijn om de transportnetten in publiek eigendom te hebben. Bepaalde vitale processen zijn uit politieke voorkeur in publieke handen. 20% van de processen die door NCTV als vitaal zijn aangemerkt, zijn in publieke handen, waaronder elektriciteit- en aardgastransport¹. Publiek eigendom geeft ook meer ruimte om te sturen op 'niet-contracteerbare belangen'. Activiteiten waarbij de publieke belangen niet in meetbare doelstellingen te omschrijven of te monitoren zijn, zijn niet of moeilijk contracteerbaar. In die gevallen kan de overheid meer sturing geven door publiek aandeelhouderschap².
- Het ligt voor de hand om nu bij de financiële ondersteuning van het waterstoftransport voor ogen te houden wat de gewenste marktordening is. De partij(en) die de ondersteuning voor het transport ontvangt (ontvangen), wordt (worden) verantwoordelijk voor de ombouw (en mogelijk op langere termijn het beheer) van de aardgasnetten.

1) NCTV (2021). Versterkte aanpak beschermen vitale infrastructuur. 2) Het ministerie van EZK (2006). Deelnemingenbeleid Rijksoverheid; Brief minister ter aanbieding rapport 'Publieke belangen en Aandeelhouderschap'.

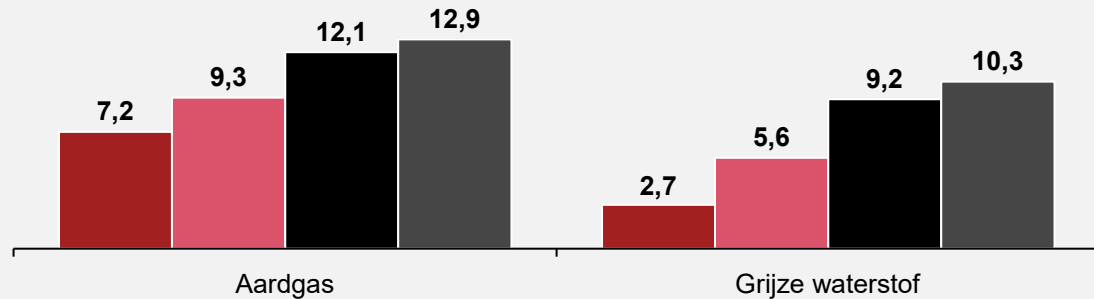
Er is duidelijkheid nodig over de beschikbare financiële ondersteuning voor de gehele keten

4 Stel een plan op voor het aanjagen van de integrale keten ('hoe en hoeveel')

Indicatieve subsidiebehoefte voor elektrolyzers geïnstalleerd t/m 2029 om 3,5 GW aan vermogen te realiseren t.o.v. aardgas of grijze waterstof bij verschillende CO₂-prijsscenario's¹ (mld. €).

Bron: Gasunie/Strategy&-analyse o.b.v. PBL (2019; 2021), Waterstofcoalitie (2018)

De bedragen geven het verschil in kosten aan tussen het produceren van groene waterstof ten opzichte van het produceren van eenzelfde hoeveelheid grijze waterstof of aardgas in waterstof-equivalenten. De geproduceerde hoeveelheid gaat uit van het elektrolysevermogen, dat oploopt tot 3,5 GW in 2029



Aannames grafiek: Kosten grijze waterstof o.b.v. aardgasprijs scenario KEV 'midden' t/m 2030 en World Energy Outlook 'mid' vanaf 2031. Kosten elektrolyse gebaseerd op PBL eindadvies SDE++ 2021. Elektriciteitskosten en capex/opex per kg H₂ gebaseerd op 4.360 draaiuren elektrolyzer. 65% capex kostenreductie voor elektrolyzers in 2030 o.b.v. Waterstofcoalitie (2018). Elektrolyzers vijftien jaar in gebruik o.b.v. PBL (2020). EU ETS 55%-scenario start op 30 in 2021 en volgt zelfde stijging als de nationale heffing (€ 10,50 p.j.).

Legenda: CO₂-prijsscenario

■ EU 55% ■ PBL hoog ■ PBL laag ■ Geen CO₂-prijs

- Duidelijk is dat CO₂-vrije waterstof een essentiële bouwsteen is in een klimaatneutrale economie. Waterstof biedt ook economische kansen, onder meer voor de industrie en om Nederland te positioneren als grondstoffenhub voor Noordwest-Europa. Om nieuwe, op waterstof gebaseerde, ketens van de grond te krijgen, is een brede mix van beleid nodig met daarin onder meer beprijzing en normering van uitstoot en financiële ondersteuning. De precieze vormgeving daarvan en het ambitieniveau dat leidt tot de best maatschappelijke kosten-batenverhouding, zijn geen onderwerp geweest van dit onderzoek.
- In het Klimaatakkoord en de Waterstofvisie zijn ambities voor 2030 uitgesproken, waaronder de gezamenlijke ambitie om een kostenreductieprogramma voor elektrolyse te starten met als doel 3-4 GW aan opgesteld vermogen in 2030. Voor het realiseren van deze ambitie is, afhankelijk van de vormgeving van ondersteunend beleid, veel financiële ondersteuning door de overheid nodig om de onrendabele top te dekken. Er is nu echter geen duidelijkheid of dat geld daadwerkelijk beschikbaar komt.
- In de figuur links is een indicatieve inschatting gemaakt van de benodigde subsidie om in 2030 3,5 GW aan elektrolysevermogen te realiseren. Voor verschillende CO₂-prijzen is het verschil geschat tussen waterstof op basis van elektrolyse en de belangrijkste alternatieven (grijze waterstof of het gebruik van aardgas i.p.v. waterstof). Uit deze vergelijking volgt dat er minimaal € 2 mrd. - € 13 mrd. aan cumulatieve subsidie nodig is. Over een periode van twintig jaar is dat jaarlijks 100-650 miljoen euro. Aanpassingskosten aan installaties bij de gebruiker en de transportkosten zijn hierin niet meegenomen.

1) Bandbreedte afhankelijk van o.m. de CO₂-prijs en de toepassing. De vergelijking met grijze waterstof kan worden gebruikt voor waterstoftoepassingen als grondstof; de vergelijking met aardgas kan worden gebruikt voor energietoepassingen (bijvoorbeeld in industriële boilers). 2) Zie Europese Commissie (2014). Besluit 2014/746/EU. Bron figuur linksboven: PBL (2019). Klimaatakkoord & energieverkenningen; PBL (2021). Eindadvies SDE++ 2021; Waterstofcoalitie (2018). Manifest waterstofcoalitie.

Het is wenselijk om de financiële ondersteuning vorm te geven op basis van een brede visie op het aanjagen van de keten

4 Stel een plan op voor het aanjagen van de integrale keten ('hoe en hoeveel')

Relevante vragen bij financiële ondersteuning van de waterstofketen

Gehele keten

- Wat zijn de doelen van financiële ondersteuning? Is deze gericht op kostenreductie van de keten, op CO₂-reductie of op innovatie?
- Op welke manier hangt de ondersteuning van de productie, het transport en het gebruik samen? Is het mogelijk om alleen het gebruik (het eindstation van de keten) te subsidiëren? Waarom (niet)?

Productie/gebruik

Voor de ondersteuning van de productie/het gebruik bestaan er diverse vragen:

- *Productie of gebruik*: worden producenten of gebruikers ondersteund? Wat zijn de voor- en nadelen?
- *Allocatiemechanisme*: hoe wordt bepaald welke projecten hoeveel subsidie krijgen (gefaseerde inschrijving zoals SDE++, anders)?
- *Concurrentie tussen technologieën*: is concurrentie om subsidie tussen (groene) waterstof en andere technologieën wenselijk en hoe verhoudt zich dat tot de uitroldoelstelling van 3-4 GW?

Transport

Voor ondersteuning transport zijn er twee routes:

- *Aanbesteden*: zijn er mogelijkheden om delen van het transportnet aan te besteden? Wat zijn de voordelen? Is aanbesteding haalbaar met het oog op de gewenste tijdslijnen? Is dit wenselijk met het oog op langetermijnmarktordering?
- *Aanwijzen*: als financiële ondersteuning niet openbaar wordt gegund, hoe kan dan efficiënte besteding van publieke middelen worden gewaarborgd? Welke rol kunnen toezicht, regulering en prikkels daarbinnen hierin spelen?

- Naast een besluit over hoeveel financiële middelen beschikbaar worden gesteld, is ook een besluit nodig over het 'hoe': er is een plan nodig met welke instrumenten de keten het best kan worden ondersteund.
- In theorie zou subsidie voor de onrendabele top van de gehele keten aan de eindgebruiker kunnen worden vergeven (vraagsubsidie). In theorie is dit een efficiënt instrument, omdat vragers daarmee zelf andere onderdelen van de keten kunnen betalen. Echter, de ontwikkeling van de productie en het gebruik van waterstof verloopt stapsgewijs, terwijl een buisleiding bij voorkeur in één keer wordt aangelegd, gedimensioneerd op de maatschappelijke vraag op lange termijn. Daarom is het waarschijnlijk nodig om het transport apart te subsidiëren, naast de subsidiëring van de rest van de keten.
- Vervolgens is het wenselijk om voor verschillende ketenonderdelen de vraag te stellen welke instrumenten het best aansluiten bij de doelen (en expliciet maken wat de doelen überhaupt zijn). Bijvoorbeeld: is het wenselijk om de *productie* of het *gebruik* van CO₂-vrije waterstof te subsidiëren en welk allocatiemechanisme is geschikt voor de subsidieverlening? Voor het transport is het bijvoorbeeld de vraag of er mogelijkheden zijn voor aanbesteding en in hoeverre dat bijdraagt aan de mogelijke doelen. De tabel links geeft een indicatief overzicht weer van relevante vragen.
- Tot slot moet de financiële ondersteuning van de keten in samenhang worden gezien met ander financieel en niet-financieel instrumentarium. Voor de productie en het gebruik van waterstof betekent dit, naast subsidie, bijvoorbeeld mogelijk ook CO₂-beprijzing en mogelijkheden tot normering (bijvoorbeeld bijmengverplichting).

Voor het ondersteunen van de volloopriscico's bij transport zijn er verschillende mogelijkheden

4 Stel een plan op voor het aanjagen van de integrale keten ('hoe en hoeveel')

Investeringskosten projecten energietransitie in perspectief

Bron: DNV GL (2020a) en HyWay 27

Initiatief energietransitie	Investeringsbedrag (in €)
1 Waterstoftransport: realiseren aansluiting alle industriële clusters op basis van ombouw bestaand aardgasnetwerk tot waterstofnetwerk	1,5 miljard
2 Net op Zee: realisatie infrastructuur t.b.v. Net op Zee door TenneT (t/m 2030)	7 miljard
3 Investeringsbedrag in onshore elektriciteitsnet door TenneT	5,5 miljard
4 CCS-infrastructuur ten behoeve van projecten Porthos en Athos (CCS)	0,5 - 1,5 miljard euro
5 Aanleg van infrastructuur voor hoge- en lagetemperatuur-(rest)warmte	0,3 - 2,4 miljard euro

Investeringsbedrag van initiatief 1 is op basis van onderzoeksresultaten deze HyWay 27 studie (hoofdstuk 4). Initiatieven 2 t/m 5 zijn afkomstig van DNV GL.

- De totale investering voor een landelijk waterstoftransportnet, op basis van de bestaande aardgasinfrastructuur, dat alle clusters met elkaar, met opslag en met het buitenland verbindt, zijn ongeveer € 1,5 mld. De tabel links geeft een vergelijking van de totale investeringskosten van een aantal infrastructurele projecten in de energietransitie.
- Hoewel de totale investeringen voor het realiseren van een waterstoftransportnet wellicht lager zijn dan sommige van de andere voorbeelden in de tabel, zijn de volloopriscico's relatief hoog. Het is nog erg onzeker hoe de vraag naar waterstoftransport zich gaat ontwikkelen. Als gevolg van deze onzekerheden, kennen investeringen in het waterstoftransportnet een onrendabele top. In Appendix 4 is een toelichting te vinden op de voorlopige bevindingen van Gasunie hierover.
- Om investeringen aan te moedigen, is het nodig om de (volloop)risico's gedeeltelijk over te nemen of te compenseren. Om dat te doen heeft de overheid meerdere opties, zoals:
 - garanties;
 - capex-subsidie;
 - garantie en jaarlijkse totex-subsidie;
 - eventueel kruissubsidies met het aardgastransportnet of het maximaliseren van schaalvoordelen met het aardgastransportnet. Deze opties zijn alleen mogelijk als Europese regelgeving wordt aangepast, want momenteel is kruissubsidie niet toegestaan;
 - combinatie(s) van bovenstaande opties.

Bron investeringsbedrag initiatief 1: Gasunie. Bron investeringsbedrag initiatief; 2 t/m 5: DNV GL (2020a). Taskforce infrastructuur Klimaatakkoord industrie – meerjarenprogramma infrastructuur energie en klimaat (p.41).



A

Appendices

HyWay 27

Bronnenlijst

(1/4)

ACER (2015). *UIC Report – Gas infrastructure*. Geraadpleegd via: https://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/uic%20report%20-%20gas%20infrastructure.pdf

ACM (2021). *Methodebesluit GTS 2022-2026*. Geraadpleegd via: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/methodebesluit-gts-2022-2026>

Agora (2020). *Agora Energiewende and Sandbag. The European Power Sector in 2019: Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition*.

Agora (2021). *Agora Energiewende. No-regret hydrogen. Charting early steps for H2 infrastructure in Europe*.

Alliander (2011). *Samen slim met energie – Jaarverslag 2011*. Geraadpleegd via: <https://www.alliander.com/content/uploads/dotcom/Alliander-Jaarverslag-2011.pdf>

Andersson et al. (2019). *Large-scale storage of hydrogen*. Geraadpleegd via: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919310195#bib18>

AVIV (2019). *Risicoanalyse/ Risicomodellering buisleidingtransport van waterstof*. Enschede

Berenschot (2018). *Elektronen en/of moleculen, twee transitiepaden voor een CO₂-neutrale toekomst*.

Berenschot & Kalavasta (2020). *Klimaatneutrale energiescenario's 2050 – scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030 – 2050*.

Bilfinger Tebodin (2019). *Onderzoek Technische Aspecten van Waterstof in Bestaande Buisleidingen t.b.v. de Energietransitie*. Schiedam

Bloomberg NEF (2020). *Hydrogen Economy Outlook*.

BMW (2020). *The national hydrogen strategy*. Geraadpleegd op 31 februari 2021 via: https://www.bmw.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Böhm, H. et al. (2020). *Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects, Applied Energy, Vol. 264*.

Bünger et al. (2016). *Large-Scale Hydrogen Storage*. Geraadpleegd via: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/large-scale-hydrogen-storage>

Carniauskas et al, 2020. *Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study*.

CBS (2016). *Bedrijfsleven; arbeids- en financiële gegevens, per branche, SBI 2008*.

CBS (2020). *Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik. Statline*. Geraadpleegd op 26 januari 2021, via: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/83140NED/table?ts=1611653270764>

CE Delft (2018). *Feasibility study into blue hydrogen*.

CE Delft (2018a) *Waterstofroutes Nederland*.

CE Delft (2020). *Bio-Scope, toepassingen en beschikbaarheid van duurzame biomassa*.

Clean Sky 2 JU & FCH 2 JU (2020). *Hydrogen-powered aviation – A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050*.

Clingendael International Energy Programme (2019). *Van onzichtbare naar meer zichtbare hand? Waterstof en elektriciteit: naar een nieuwe ruggengraat van het energiesysteem*.

DePoorter (1999). *Regulation of natural monopoly*.

DNV GL (2017). *Verkenning waterstofinfrastructuur*. Groningen

DNV GL (2018a). *Hydrogen as an energy carrier*.

DNV GL (2018b). *Trillings- en pulsatieaspecten in waterstof Transportsystemen*. Groningen

DNV GL (2019a). *Hydrogen in the electricity value chain*.

DNV GL (2019b). *Hydrogen Purity – Final Report. Report No. 10123173-FINAL PURITY, Rev. 05*. In opdracht van de Department for Business, Energy & Industrial Strategy (UK)

DNV GL (2020a). *Taskforce infrastructuur Klimaatakkoord industrie – meerjarenprogramma infrastructuur energie en klimaat 0.1*.

DNV GL (2020b). *Gedrag van waterstof bij lekkages in het gasdistributienet*. Groningen

Bronnenlijst

(2/4)

E4tech (2014). *Study on development of water electrolysis in the EU, E4tech Sàrl with Element Energy Ltd for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.*

ECN (2017). *Verkenning Energiefunctionaliteit Energie-eilanden Noordzee.*

ETM (2020). *Energy Transition Model – II3050 scenario's.* Geraadpleegd op 16 december 2020 via: <https://beta-pro.energytransitionmodel.com/>

Europese Commissie (2014). *Besluit 2014/746/EU.*

Europese Commissie (2017). *Energy storage – the role of electricity. COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT.*

Europese Commissie (2019). *The European Green Deal. COM(2019) 640 final.*

Europese Commissie (2020). *A hydrogen strategy for a climate neutral Europe.* Geraadpleegd op 11 februari 2020 via: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>

Europese Commissie (2020b). *An EU-wide assessment of National Energy and Climate Plans Driving forward the green transition and promoting economic recovery through integrated energy and climate planning. COM(2020) 564.*

Fluxys (2020). *Shaping the hydrogen and carbon infrastructure for Belgium.* Geraadpleegd op 9 februari 2021 via: <https://www.fluxys.com/en/energy-transition/hydrogen-carbon-infrastructure>

Fluxys (2021). *H2/CO2 Quality Specifications Proposals.* Geraadpleegd op 9 februari 2021 via: <https://www.fluxys.com/nl/energy-transition/hydrogen-carbon-infrastructure/request-for-information>

FNB Gas (2020a). *Gas Network Development Plan 2020-2030 (DRAFT)*

FNB Gas (2020b). *Explanatory note on the H2 starter network 2030.* Geraadpleegd op 15 januari 2020 via: <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-h2-startnetz-2030/>

Frontiers Economics (2018). *INTERNATIONAL ASPECTS OF A POWER-TO-X ROADMAP.*

Gasunie (2019). *Inzet van Aardgasleidingen voor Transport van Waterstof.* Groningen

Gasunie (2020a). *Afbeelding aangeleverd door Gasunie aan PwC Strategy&.*

Gasunie (2020b). *Investeringsplan GTS 2020-2030.* Groningen

Gasunie (2020c). *Data aangeleverd door Gasunie aan PwC Strategy&.*

Gasunie (2021). *Investeringsplan GTS 2022.*

Gasunie & Tennet (2019). *Infrastructure outlook 2050: a joint study by Gasunie and TenneT on integrated energy infrastructure in the Netherlands and Germany.* Te raadplegen via: <https://www.gasunie.nl/expertise/systeemintegratie/infrastructure-outlook-2050>

Gillingham & Ovaere (2020). *Network effect benefits from electricity grid connections.* Yale school of the environment.

Guidehouse (2020). *European Hydrogen Backbone – how a dedicated hydrogen infrastructure can be created.* Utrecht

Guidehouse en Tractebel Impact (2020). *Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits.* Geraadpleegd via: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7e4afa7d-d077-11ea-adf7-01aa75ed71a1/language-en>

H-vision (2019). *Blue Hydrogen as accelerator and pioneer for energy transition in the industry.*

Hydrogen Council (2020). *Path to hydrogen competitiveness - A cost perspective.*

Hydrogen Council (2021). *Hydrogen Insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness.*

Hydrogen Europe (zonder datum). *Hydrogen Applications.* Te raadplegen via: <https://www.hydrogeneurope.eu/publications/>

IEA (2017). *Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Marchant) Hydrogen Plant with CCS.* Geraadpleegd op 19 april 2021 via: https://ieaghg.org/exco_docs/2017-02.pdf

IEA (2019). *The future of hydrogen.*

Bronnenlijst

(3/4)

II3050 (2020). *II3050 doorrekeningen opgenomen in het Energy Transition Model*. Geraadpleegd via: <https://beta-pro.energytransitionmodel.com/>

Instituut Fysieke Veiligheid (2020). *Veiligheidsaspecten van waterstof in een besloten ruimte*. Arnhem

IP2022 (2020). *Investment plan 2022: process*. Geraadpleegd via: <https://www.gasunietransportservices.nl/en/gasmarket/investment-plan/investment-plan-2022>

IRENA (2019). *Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)*. Geraadpleegd via: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>

IRENA (2020). *Green hydrogen cost reduction – scaling up elektrolyzers to meet the 1.5 °C climate goal*.

Juez-Larré et al (2019). *Assessment of underground energy storage potential to support the energy transition in the Netherlands*. First Break. Volume 37.

Kabinetvisie Waterstof (2020). Geraadpleegd via: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2020/03/30/kamerbrief-over-kabinetvisie-waterstof>

Katz & Shapiro (1985). *Network externalities, competition, and compatibility*.

KIWA (2018). *Toekomstbestendige gasdistributienetten*. Apeldoorn

Klimaatakkoord (2019). Geraadpleegd via: <https://www.klimaatakkoord.nl/documenten/publicaties/2019/06/28/klimaatakkoord>

Klimaatwet (2 juli 2019).

Knors et al. (2019). *Hydrohub HyChain 1, Energy Carriers and Hydrogen Supply Chain: Assessment of future trends in industrial hydrogen demand and infrastructure*.

Ministerie van EZK (2006). *Deelnemingenbeleid Rijksoverheid; Brief minister ter aanbieding rapport 'Publieke belangen en Aandeelhouderschap'*.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (30 maart 2020). *Kabinetvisie waterstof*.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (15 mei 2020). *Visie verduurzaming basisindustrie 2050; de keuze is aan ons*.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (16 oktober 2020). *Kabinetsreactie op het advies van de Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie (TIKI)*.

Mulder (2014). *Implications of diurnal and seasonal variations in renewable energy generation for large scale energy storage*.

Mulder, Perey & Moraga (2019). *Outlook for a Dutch hydrogen market*.

Navigant (2019). *Gas for Climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy*.

NEN (2015). *Nederlandse praktijkrichtlijn NPR-ISO/TR 15916, Basismetingen voor de veiligheid van waterstofsysteem (ISO/TR 15916:2015, IDT)*. Delft

Netbeheer Nederland (2019). *Basisinformatie over energie-infrastructureur: opgesteld voor de regionale energie strategieën*. Geraadpleegd op 9 feb 2021 via: https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Basisdocument_over_energie-infrastructureur_143.pdf

PBL (2018). *Negatieve emissies – Technisch potentieel, realistisch potentieel en kosten voor Nederland*.

PBL (2019). *Klimaat & energieverkenningen*.

PBL (2019a). *Achtergronddocument effecten ontwerp klimaatakkoord: industrie*.

PBL (2020). *Beschikbaarheid en toepassingsmogelijkheden voor duurzame biomassa*.

PBL (2021). *Eindadvies SDE++ 2021*.

Piebalgs, A. Jones, C. Dos Reis, P.C. Soroush, G. Glachant, J.M. (2020). *Cost-effective decarbonisation study*.

Port of Rotterdam (zonder datum). *Raffinage en Chemie*. Te raadplegen via: <https://www.portofrotterdam.com/nl/zakendoen/vestigen/gevestigde-industrie/raffinage-en-chemie>

Rebel (2019). *Financiële analyse regionaal warmtetransportnet*.

Bronnenlijst

(4/4)

RLI (2021). *Waterstof: de ontbrekende schakel*.

Roads2HyCom (2007). *PART II: Industrial surplus hydrogen and markets and production*. Te raadplegen via: <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.477.3069&rep=rep1&type=pdf>

RVO (2020). *Ontwikkeldkader windenergie op zee*. Vastgesteld in de Ministerraad van 20 mei 2020.

Taskforce Monitoring L-gas Market conversion (2020). *L-Gas Market Conversion Review – summer report 2020*.

Technisch Werken (2014). *Wat is nafta of aardoliedestillaat?* Geraadpleegd op 9 december 2020 via: <https://www.technischwerken.nl/kennisbank/techniek-kennis/wat-is-nafta-of-aardoliedestillaat/>

The Conversation (2019). *Hydrogen: where is low-carbon fuel most useful for decarbonisation?* Te raadplegen via: <https://theconversation.com/hydrogen-where-is-low-carbon-fuel-most-useful-for-decarbonisation-147696>

TKI Nieuw Gas (2020). *Waterstof voor de energietransitie*.

TKI Wind op Zee (2021). *Pathways to potential cost reductions for offshore wind energy*.

TNO (2018). *Ondergrondse Opslag in Nederland – Technische Verkenning*. Utrecht

TNO (2019). *Future role of Hydrogen in the Netherlands*.

TNO (2020a). *Hydrogen in the Netherlands – A review of recent Dutch scenario studies*.

TNO (2020b). *E-fuels – Towards a more sustainable future for truck transport, shipping and aviation*.

TNO (2020c). *Large-Scale Energy Storage in Salt Caverns and Depleted Fields (LSES) – Project Findings*.

TNO (2020d). *The Dutch hydrogen balance and the current and future representation of hydrogen in the energy statistics*.

TNO (2020e). *Scenario's voor een klimaatneutraal energiesysteem*.

TNO & Berenschot (2017): *CO₂-vrije waterstofproductie uit gas*. Te raadplegen via: <https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/Systeemintegratie/Rapportage-CO2-vrije-waterstofproductie-uit-gas.pdf>

TNO. (zonder datum)a. *Tien dingen die je moet weten over waterstof*. Geraadpleegd op 26 januari 2021 via: <https://www.tno.nl/nl/aandachtsgebieden/energietransitie/roadmaps/co2-neutrale-industrie/waterstof-voor-een-duurzame-energievoorziening/tien-dingen-die-je-moet-weten-over-waterstof/>

TNO. (zonder datum)b. *Grootschalige opslag en transport waterstof*. Geraadpleegd op 26 januari 2021 via: <https://www.tno.nl/nl/aandachtsgebieden/energietransitie/roadmaps/co2-neutrale-industrie/waterstof-voor-een-duurzame-energievoorziening/tien-dingen-die-je-moet-weten-over-waterstof/#:~:text=Waterstof%20kan%20een%20belangrijke%20bijdrage,gebruik%20in%20de%20gebouwde%20omgeving>

Topsector Energie (2020). *Overview of Hydrogen Projects in the Netherlands*.

Tweede Kamer (2020). *Gaswinningsniveau Groningen gasjaar 2020-2021*. Brief van de minister van Economische Zaken en Klimaat aan de Tweede Kamer van 21 september 2020.

Van der Linde & van Leeuwen (2019). *Van onzichtbare naar meer zichtbare hand? Clingendael International Energy Programme*.

VNCI (2020). *Klimaattransitie door de Nederlandse industrie*. Geraadpleegd op 26 februari 2020 via: <https://www.vnci.nl/nieuws/nieuwsbericht?newsitemid=5396004864&title=zesde-cluster-geografisch-verspreid-verbonden-door-klimaatambities>

Waterstofcoalitie (2018). *Manifest Waterstofcoalitie – Waterstof essentiële bouwsteen energietransitie*.

World Energy Council (2018). *Hydrogen – industry as a catalyst*.

Wuppertal Institut (2020) – *Infrastructure needs for deep decarbonisation of heavy industries in Europe, geraadpleegd via:* https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/INFRA_NEEDS_Policy_Brief.pdf

Voor het illustratieve model van het 2030-waterstofnetwerk zijn aannames gedaan o.b.v. overheidsambitie en IP2022

Overzicht aannames vraag en aanbod waterstof in illustratief model voor waterstofnetwerk 2030

Aannames parameters illustratief model waterstofnetwerk 2030
Onderbouwing bij sectie 3.3. Bron: IP2022 (2020), Gasunie, Strategy&

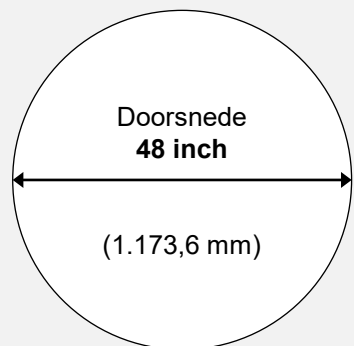
		Capaciteit (GW) & jaervolume (PJ)						Regionalisatie								
		Conservatief		Midden		Progressief		NN	R'dam	Chem.	Zeeland	NZKG	Den Helder	DE	BE	Totaal
		(GW)	(PJ)	(GW)	(PJ)	(GW)	(PJ)									
Centraal aanbod	Groen	1,5	16,8	3,5	39,2	3,5	39,2	71%	17%	-	6%	6%	-	-	-	100%
	Blauw	-	-	-	-	1,5	47,3	-	50%	-	-	-	50%	-	-	100%
	Import	-	-	-	-	1,5	47,3	15%	40%	-	30%	15%	-	-	-	100%
Vraag	Binnenland	-	12,6	-	29,4		100,4	18%	41%	11%	22%	9%	-	-	-	100%
	Export	-	4,2	-	9,8		33,5	-	-	-	-	-	-	90%	10%	100%
Totaal vraag/aanbod		1,5	16,8	3,5	39,2	6,5	133,8									

- Algemene aannames voor alle scenario's:
 - Groene waterstof:** capaciteit betreft elektrolysecapaciteit. Productie o.b.v. 2015 windprofiel met 4.150 vollast uren, 25% conversieverlies en vaste verdeling over industrieclusters o.b.v. een Gasunie-prognose die aangeeft welke projecten richting 2030 doorgang vinden.
 - Blauwe waterstof:** alleen in het progressieve scenario 1,5 GW-uitstroomcapaciteit (verliezen zijn hier al afgetrokken). Profiel: baseload.
 - Import waterstof:** alleen in het progressieve scenario. Profiel: baseload.
 - Export:** in alle scenario's, 25% van totale aanbod groen, blauw en import. Profiel: baseload.
 - Vraag Nederland:** verdeling van resterende aanbod over industrieclusters o.b.v. verdeling gehanteerd voor IP2022. Profiel: baseload.
 - Transport:** het spreadsheetmodel optimaliseert (minimaliseert) de totaal getransporteerde waterstofvolumes per tracé. Transport in beide richtingen wordt apart opgeteld.
 - Opslag:** de opslaglocatie is als apart knooppunt gemodelleerd, waardoor transportvolumes van en naar de opslaglocatie kunnen worden berekend.

Kengetallen voor theoretische capaciteit en jaarvolume van een individuele waterstoftransportleiding

Capaciteit en maximale jaarvolumes bij verschillende combinaties van diameter en druk

Indicatieve capaciteit en jaarvolumes van een individuele waterstof transportleiding *Bron: Gasunie*



Drukrange (inlaat- uitlaat)	30 - 10 bar(a)	50 - 30 bar(a)	65 - 45 bar(a)
--------------------------------	-------------------	-------------------	-------------------

48-inch-leiding

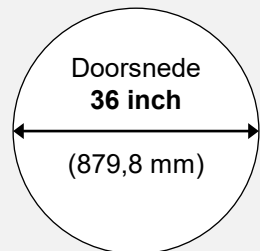
Capaciteit	13,6 GW	19,2 GW	22,5 GW
-------------------	---------	---------	---------

Maximaal jaarvolume (o.b.v. 8.760 uren)	428 PJ	605 PJ	709 PJ
---	--------	--------	--------

36-inch-leiding

Capaciteit	6,4 GW	9,1 GW	10,6 GW
-------------------	--------	--------	---------

Maximaal jaarvolume (o.b.v. 8.760 uren)	201 PJ	286 PJ	334 PJ
---	--------	--------	--------



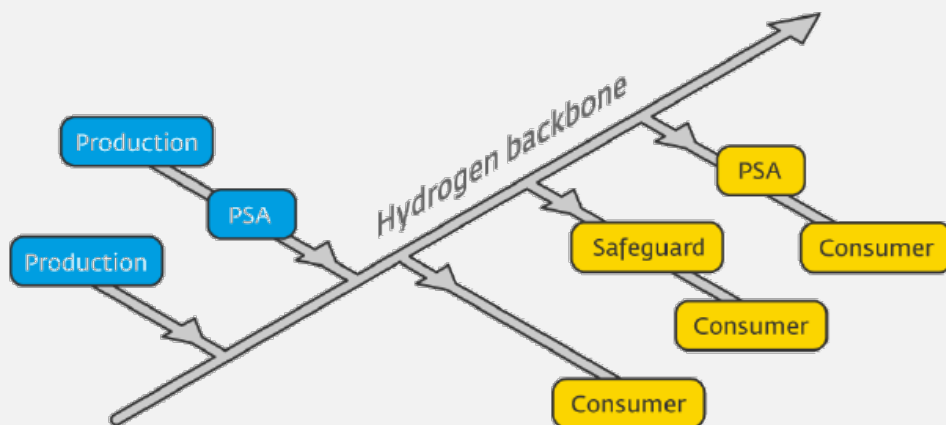
- De figuur links geeft voor een tweetal leidingdiameters (48 en 36 inch) en drie verschillende systeemdrukscenario's (30-10, 50-30 en 65-45 bar(a)) weer wat de maximaal te transporteren capaciteiten en jaarvolumes zijn voor een individuele leiding.
- Als uitgangspunt voor dit overzicht geldt een indicatieve individuele leiding met een lengte van 100 km en een drukverschil tussen inlaat en uitlaat van 20 bar(a). Weergegeven waarden voor de capaciteit en de jaarvolumes zijn theoretisch en dienen enkel ter indicatie.
- In een gastransportnetwerk is in de praktijk sprake van balans tussen vraag en aanbod. Deze balans bepaalt de druk op elk willekeurig punt binnen het netwerk. Het maximaal mogelijke transport tussen netwerkpunten wordt dus bepaald door het drukverschil tussen deze punten. Dit drukverschil zal voor de meeste transporttrajecten binnen een netwerk (veel) lager zijn dan de systeemdrukrange (van 20 bar(a)). Daarmee zal ook de maximale capaciteit van een leiding opgenomen in een netwerk lager zijn dan de maximale capaciteit van dezelfde leiding indien deze de volledige systeemdrukrange als drukverschil tot z'n beschikking zou hebben.
- Gasunie is voornemens waterstoftransportleidingen te opereren op een maximale operationele leidingdruk van 50 bar. Indien gewenst kan de capaciteit van deze trajecten in een later stadium nog worden verhoogd door een hogere operationele druk te hanteren (ontwerpdruk van de bestaande transportleidingen is 66 bar).

Bron: Gasunie.

Toelichting op nog te maken keuze en mogelijkheden voor benodigde kwaliteit van waterstof in landelijk transportnet

Investeringsraming van Gasunie gaat voorlopig uit van een kwaliteit van $\geq 98\%$

Illustratie mogelijke plaatsing kwaliteitsbehandelingstechnieken bij producent en/of afnemer Bron: Gasunie



- Er is nog geen keuze gemaakt door de overheid met betrekking tot de kwaliteit van waterstof, zoals dat momenteel wel is vastgelegd voor aardgas in de MR Gaskwaliteit. De mogelijkheden in de productie van waterstof en de wensen van de afnemers zullen in hoge mate bepalen welke waterstofkwaliteit vereist gaat worden. Hierbij zijn bepaalde uitgangspunten essentieel. Zo is het bijvoorbeeld van belang om een kwaliteit te kiezen waarmee het grootste deel van de markt kan worden beleverd tegen de laagst mogelijke kosten en ook welke keuzes in de ons omringende landen worden gemaakt.
- Waterstof kan worden geproduceerd met behulp van meerdere technieken waarbij een hoge zuiverheid ($\geq 99\%$), veelal met inzet van nageschakelde technieken, mogelijk is. Voor verschillende industriële toepassingen zijn verschillende waterstofkwaliteiten nodig. Zo volstaat bij verbrandingsprocessen een relatief lage kwaliteit van waterstof ($\geq 95\%$), terwijl brandstofceltoepassingen een heel hoge kwaliteit ($\geq 99,97\%$) vereisen.
- Het produceren en transporteren van 100% volledig zuivere waterstof is niet mogelijk en dus zal in meer of mindere mate kwaliteitsbehandeling van waterstof nodig zijn. Dat kan zowel aan de invoedkant van het systeem (entry) als aan de afnamekant (exit). Er zijn reeds technieken beschikbaar voor kwaliteitsbehandeling (on-spec brengen, bijvoorbeeld door Pressure Swing Absorptie (PSA)) en voor kwaliteitsbewaking (monitoring).
- Gelet op de kosten voor behandeling geldt (in het algemeen) dat het centraal opzuiveren van waterstof kosteneffectiever is dan het decentraal on-spec brengen van waterstof bij afzonderlijke afnemers. Maar de noodzaak van het zuiveren van waterstof zal afhankelijk zijn van de waterstofmarkt en de ontwikkelingen daarin.
- Op basis van verkennende marktonderzoeken en enkele normen voor gebruikersapparatuur, blijkt dat er op dit moment nog geen uitgesproken voorkeur is voor een specifieke kwaliteit. Gasunie gaat in haar investeringsraming voorlopig uit van een kwaliteit van $\geq 98\%$.¹⁾

¹⁾ Voorbeelden van bestaande normen zijn bijvoorbeeld: 'BSI PAS 4444 Hydrogen fired gas appliances Guide' en 'ISO 14687 Hydrogen fuel quality — Product specification'. In de UK heeft DNV GL een concept waterstofzuiverheidsspecificatie opgesteld die uitgaat van een minimale zuiverheid van 98% (DNV GL, 2019b). Ook in België gaat Fluxys momenteel in haar kwaliteitsspecificatievoorstellen uit van $>98\%$ (Fluxys, 2021).

Mogelijke methodologie om onrendabele top van het transportnet te schatten en eerste indicatie uitkomsten

Hoogte van de onrendabele top moeilijk vast te stellen door onzekerheid over de ontwikkeling van de waterstofmarkt

Voorgestelde aannames bij berekening businesscase door Gasunie

Bron: Gasunie

1. Betreft de gehele landelijke backbone
2. Investering = € 1,5 mld.; prijspeil 2021
3. Opex (onderhoud, organisatie, dispatch): 1% van de nieuwwaarde van de investering
4. WACC: 6%
5. Indexatie: 1,5%
6. Afschrijving = 30 jaar
7. Periode berekening cashflows = 30 jaar
8. Geen rekening gehouden met locaties van vraag/aanbod
9. Aanbod (scenario's) = vraag (ongeacht of vraag in het buitenland zit)
10. Versimpeling tarieven door nemen van een uniform vooraf vastgesteld tarief
11. Inkomsten = volume X simpel fixed KW-tarief
12. Markt draagt een deel van het risico door bandbreedte van tarief

Methode voor berekening

- De onrendabele top van het transportnet is het verschil tussen het verwachte rendement van de investering en het rendement dat een investeerder redelijkerwijs moet kunnen maken, gelet op de risico's van die investering.
- De kapitaalkosten van een landelijk transportnet, op basis van de bestaande aardgasinfrastructuur, dat alle clusters met elkaar en met opslag en met het buitenland verbindt, zijn volgens Gasunie ongeveer € 1,5 mld. De operationele kosten zijn bij benadering 1% van de nieuwwaarde.
- De opbrengsten van het net zijn echter zeer onzeker. De opbrengsten zijn een product van het toekomstige volume en het gehanteerde tarief, die beide nog onbekend zijn. Het volume is afhankelijk van een nog onbekende vraag naar waterstoftransport. Het tarief per KW is afhankelijk van het volume waarover de kosten kunnen worden verdeeld. Dit tarief kan niet hoger zijn dan de betalingsbereidheid van de gebruikers van het net, omdat er anders geen vraag naar transport is.
- De opbrengsten kunnen worden benaderd door scenario's voor de ontwikkeling van waterstofcapaciteit richting 2050 te gebruiken en een vastgezet tarief te hanteren, bijvoorbeeld het tarief dat nodig is om bij 60% benutting van de capaciteit de kosten te dekken.

Indicatieve uitkomsten

- Met de I13050-scenario's die op pagina 91 worden gebruikt voor de ontwikkeling van de waterstofcapaciteit, schat Gasunie dat de opbrengsten van het net voldoende moeten zijn om de kosten te dekken. Dit is inclusief een redelijk rendement en de aanname dat het tarief wordt vastgesteld op basis van wat nodig is bij een benuttingsgraad van 60%. In dit geval is er geen sprake van een onrendabele top. De materialisatie van deze scenario's is echter dusdanig onzeker dat een investeerder op dit moment geen positieve investeringsbeslissing kan nemen over de ombouw van het bestaande aardgasnet.
- De hoogte van de onrendabele top is sterk afhankelijk van de daadwerkelijke ontwikkeling van de waterstofmarkt en daarom lastig te benaderen. Ongeacht de hoogte van de onrendabele top wordt er momenteel niet geïnvesteerd in waterstoftransport, door grote onzekerheid. Dit risico zou moeten worden gedeeld met de overheid.

Disclaimer

In juli 2020 is PricewaterhouseCoopers Advisory N.V. h.o.d.n. Strategy& (hierna: 'PwC', 'wij' of 'ons') door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (hierna: 'cliënt') verzocht om de opdracht uit te voeren conform de opdrachtbrief getekend op 24 juli 2020.

Op verzoek van cliënt is door PwC dit publieke rapport opgesteld met als titel 'HyWay 27: waterstoftransport via het bestaande aardgasnetwerk', dat is gedateerd op 21-6-2021 (hierna: het 'rapport'). Het rapport is geadresseerd aan de cliënt met het doel om gepubliceerd te worden voor de Tweede Kamer.

PwC heeft zich bij het opstellen van het rapport (mede) gebaseerd op documenten en informatie zoals PwC die van verschillende partijen (inclusief de cliënt) heeft ontvangen (hierna: 'informatie van derden'). PwC heeft de informatie van derden gebruikt met de aanname dat deze informatie juist, volledig en niet misleidend is. De betrouwbaarheid van de informatie van derden is door PwC niet geverifieerd of vastgesteld. PwC heeft geen accountantscontrole uitgevoerd met betrekking tot de informatie van derden, noch een beoordeling gericht op het vaststellen van volledigheid en juistheid daarvan conform internationale audit- of reviewstandaarden. PwC verstrekt geen enkele expliciete of impliciete verklaring of garantie ten aanzien van de juistheid of volledigheid van de informatie van derden of de daaraan gerelateerde referenties in het rapport.

In het rapport zijn het kader en de beperkingen van de uitgevoerde werkzaamheden expliciet vermeld. Het rapport is uitsluitend ten behoeve van de belangen van de cliënt uitgebracht en kan niet voor andere doeleinden dan de daarin genoemde, worden gebruikt. Op het rapport kan niet door anderen dan de cliënt worden gesteund. PwC aanvaardt geen enkele verantwoordelijkheid, zorgplicht of aansprakelijkheid - contractueel, op basis van onrechtmatige daad of anderszins, jegens enig ander (rechts)persoon dan cliënt. Eenieder aan wie dit verslag (op rechtmatige wijze) wordt bekendgemaakt, dient zelf te beoordelen of dit rapport en het daaraan ten grondslag liggende onderzoek toereikend zijn voor het doel waarvoor hij dit verslag eventueel gebruikt.

Het rapport alsmede enig geschil voortvloeiende uit of verband houdend met (de inhoud van) het rapport worden uitsluitend beheerst door Nederlands recht.

www.pwc.nl

© 2021 PwC. Alle rechten voorbehouden. 'PwC' verwijst naar de juridische entiteiten zoals omschreven in de legal disclaimer. [Zie daarvoor https://www.pwc.nl/nl/onze-organisatie/legal-disclaimer.html](https://www.pwc.nl/nl/onze-organisatie/legal-disclaimer.html).