

Uitrolpaden voor het waterstofsysteem van Nederland in 2050

Studie naar de mogelijke uitrolpaden voor het waterstofsysteem van Nederland in 2050 en verdiepende analyse naar drie factoren die de ontwikkeling van het waterstofsysteem beïnvloeden.

Inhoudsopgave



Introductie

Waterstof gaat een belangrijke rol spelen in het toekomstige energiesysteem. Echter is er wel onzekerheid over de eindsituatie van het waterstofsysteem in 2050 en de route daarnaartoe.



Deel 1: Uitrolpaden van het waterstofsysteem

Om een beter beeld te krijgen van hoe het toekomstige waterstofsysteem eruit kan komen te zien – in afstemming met 15 experts uit de sector – vier mogelijke uitrolpaden ontwikkeld. De verwachte energievraag- en aanbod per sector zijn gebaseerd op recente studie naar vier Klimaatneutrale Energiescenario's 2050 ([link](#)).



Deel 2: Verdiepende analyse op factoren die ontwikkeling beïnvloeden

De ontwikkeling van het toekomstig waterstofsysteem, en keuzes die daarin gemaakt moeten worden, hangt af van een flink aantal factoren. In deze studie is op drie van deze factoren een verdiepende analyse uitgevoerd.



Inzichten

Doel van de studie is een bijdrage leveren aan de verdere discussie over ontwikkeling van het waterstofsysteem richting 2050. Aan de basis hiervan liggen studies over gebruik en karakteristieken van waterstof per sector.



Bijlagen

Bijlage A tot C onderbouwen de drie verdiepende analyses. Bijlage D toont mogelijke uitrolpaden voor internationaal transport. Bijlage E geeft de cijfermatige onderbouwing van vraag naar en aanbod van het aantal PJ waterstof per sector conform de vier Klimaatneutrale Energiescenario's 2050 weer.



Berenschot



Uitrolpaden voor het waterstofsysteem
van Nederland in 2050

Waterstof heeft een belangrijke rol in het energiesysteem van 2050, daarom is met de sector nagedacht over mogelijke uitrolpaden en randvoorwaarden

Introductie

Waterstof gaat een belangrijke rol spelen in het toekomstige energiesysteem. Dit blijkt onder andere uit de scenario studie 'Klimaatneutrale Energiescenario's 2050 (hierna: KNES2050) (Berenschot & Kalavasta, 2020) en de Kabinetsbrief Waterstof (2020). Er is echter nog wel onzekerheid over de gewenste eindsituatie van het waterstofsysteem in 2050 en de ontwikkeling daar naartoe.

Momenteel zijn er allerlei kleinere en grotere waterstofprojecten in ontwikkeling. In deze projecten wordt nog niet voorgesorteerd op een specifiek uitrolpad en een duidelijke trend is ook nog niet zichtbaar. Voor een (kosten-)efficiënte ontwikkeling moet echter (tijdig) een weloverwogen keuze gemaakt worden hoe het waterstofsysteem in Nederland eruit zal moeten gaan zien.

Factoren die de ontwikkeling van het waterstofsysteem mede bepalen zijn:

- Waar en wanneer ontwikkelt de productie van groene en/of blauwe waterstof zich?
- Hoe ontwikkelt de vraag naar waterstof zich? Wanneer, in welke sector en waar?
- Komt er een waterstofbackbone, en met name wanneer is deze beschikbaar?
- Aan welke kenmerken (zgn. samenstelling) dient het waterstof(mengsel) voor afnemers te voldoen?
- Kan op termijn (voldoende) opslag gerealiseerd worden?
- Hoe ontwikkelt het waterstofsysteem van onze buurlanden zich?
- Komen er in Europees verband verplichtingen om waterstof bij te mengen (fysiek of administratief)?
- Ontstaat er een internationale waterstofmarkt? En zo ja, op welke termijn?
- Welke rol gaat waterstof in de lucht- en scheepvaart spelen?
- Aan welke overige randvoorwaarden moet voldaan worden voor een succesvolle uitrol? (bijv. beperking door wetgeving, financiële, etc.)

Vraagstelling

De uitrol van het totale waterstofsysteem is omvangrijk, complex en de voorbereiding en uitvoering kosten veel tijd. Geen of een slechte keuze in het begin kan later de kosteneffectiviteit en het tijdig gereed komen van het waterstofsysteem negatief beïnvloeden.

Om een beter beeld te krijgen van hoe het waterstofsysteem eruit komt te zien, welke weg daarnaartoe genomen dient te worden en wanneer welke investeringen nodig zijn, heeft EBN aan Berenschot en Kalavasta gevraagd om de voor- en nadelen en randvoorwaarden van mogelijke uitrolpaden uit te werken. Dit leidt tot de volgende vraagstelling:

"Hoe zien relevante uitrolscenario's voor het waterstofsysteem voor Nederland er in 2050 uit? Zijn deze uitrolscenario's haalbaar? Wat zijn de voor- en nadelen en randvoorwaarden?"

Doel en proces

Inzichten uit de studie dienen een bijdrage te leveren aan de discussie hoe Nederland toe gaat werken naar een gewenst waterstofsysteem. Om deze reden is twee maal met een brede groep waterstofexperts gesproken (op 5 februari en op 8 maart). Tijdens deze bijeenkomsten is samengewerkt aan het opstellen van de uitrolpaden. Daarnaast is de discussie gevoerd over voorname factoren die de ontwikkeling van het waterstofsysteem bepalen, namelijk: opslag, OPEX backbone en bijmengen.

Voornaamste uitgangspunten

Voor uitvoering van deze studie is gebruik gemaakt van studies die de situatie in 2030 en 2050 (uitgesplitst naar sector en naar type waterstof) kwantitatief hebben doorgerekend. Daarnaast is aangenomen dat vraag en aanbod van waterstof niet beperkt is tot de Nederlandse markt; tekorten kunnen worden geïmporteerd óf overschotten geëxporteerd.

Deze studie heeft twee onderdelen; de ontwikkeling van vier mogelijke uitrolpaden , en onderzoek naar drie factoren die van invloed zijn daarop.

Deze studie is gefaseerd uitgevoerd en kent twee onderdelen

➤ Deel 1: De Ontwikkeling van vier uitrolpaden conform KNES2050 scenario's

De ontwikkeling van het waterstofsysteem hangt af van veel factoren. Drie voornamelijk factoren zijn de ontwikkeling van vraag en aanbod en de beschikbaarheid van de benodigde infrastructuur. Richting 2050 zijn twee fases te onderscheiden in de ontwikkeling in vraag naar- en aanbod van waterstof, namelijk (I) 2020 – 2030 en (II) 2030 – 2050 (zie ook figuur 1, hier is de uitkomst van één van de scenario's schematisch weergegeven)*. Voor de ontwikkeling van de benodigde infrastructuur zijn vier uitrolpaden ontwikkeld.

De KNES2050 schetst vier eindbeelden voor het Nederlandse energiesysteem in 2050. Tijdens een bijeenkomst op 5 februari, waar 15 waterstofexperts aanwezig waren, is nagedacht over hoe het toekomstige waterstofsysteem er uit kan komen te zien, voor elk van de vier KNES2050 eindbeelden. Vervolgens is op basis van de uitkomsten van de bijeenkomst voor alle eindbeelden uitgewerkt op welke wijze men verwacht dat het waterstofsysteem vorm krijgt (zgn. uitrolpaden).

Resultaat: inzicht in hoe het waterstofsysteem er per KNES2050 eindbeeld uit komt te zien, afhankelijk van de verwachte vraag- en aanbod van waterstof en karakteristieken van een sector.

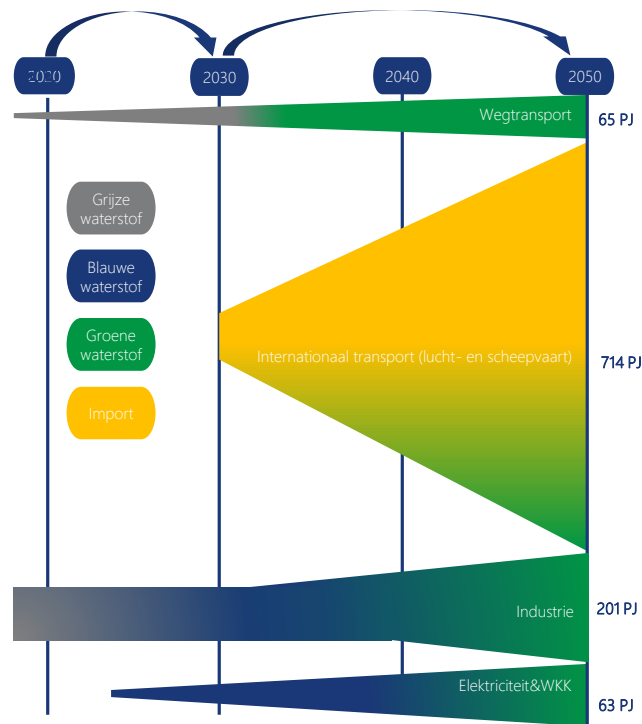
➤ Deel 2: Analyse naar factoren die de ontwikkeling van het waterstofsysteem beïnvloeden

Naast de hierboven genoemde factoren die de keuze voor de ontwikkeling van het waterstof systeem bepalen, kwam tijdens de bijeenkomst op 5 februari naar voren dat er ook een drietal andere factoren zijn waar nog weinig kennis over bestond en/of waar veel discussie over beschikbare opties was. Daarom zijn de volgende vragen nader onderzocht:

- Welke opties voor opslag zijn er en kan op termijn (voldoende) opslag gerealiseerd worden?
- Hoe groot is de 'onrendabele top' van de OPEX van de backbone; waar hangt dit van af?
- Welke opties voor het (fysiek) bijmengen van waterstof in het aardgasnet zijn er; wat zijn van elke optie de voor- en nadelen en uitdagingen voor de gebouwde omgeving ?

Resultaat: inzicht in de opties en afhankelijkheden van drie factoren die keuze voor de ontwikkeling van het waterstofsysteem bepalen.

Figuur 1: Ontwikkeling van vraag naar en aanbod van waterstof in KNES2050 scenario 'Nationaal'



*Door een combinatie van backcasting vanuit 2050 (op basis van de KNES2050 uitkomsten) en forecasting tot 2030 (op basis van bestaande projectplannen) is een inschatting te maken hoe per sector de vraag naar waterstof ontwikkelt. Daadwerkelijke ontwikkeling hangt af van meerdere factoren, o.a. van de prijs van productie.

Deel 1: Klimaatneutrale Energiescenario's: waterstof is in alle scenario's belangrijk, met per scenario wisselende oorsprong en toepassingen in sectoren

Introductie

Regionale sturing. In dit scenario:

Nederland zet in op regionale ontwikkeling; lokale overheden nemen voortouw in de energietransitie en regionale overheden ondernemen veel initiatieven om het regionale potentieel maximaal te benutten.

- Productie waterstof: groene waterstof o.b.v. duurzame elektriciteit (wind en zon). Daarnaast import t.b.v. verduurzaming scheeps- en luchtvaart (krimp in volume).

Verbruik waterstof:

- Waterstof reservecentrales voor langere perioden van elektriciteitsstekorten
- Enige waterstofinzet in procesindustrie (met krimpend productievolume)
- Geen waterstofinzet gebouwde omgeving (is vooral op warmte en all-electric)
- Geen tot weinig waterstofinzet voor alle wegvervoer (is vooral elektrisch)



Uitrolijpaden

Factoren

Inzichten

Bijlagen

Nationale sturing. In dit scenario:

De Rijksoverheid neemt het voortouw in de energietransitie. Er is een toename in grootschalige projecten zoals wind op zee, grootschalige opslag, een landelijke waterstofinfrastructuur met tankpunten van waterstof voor vrachtovervoer.

- Productie waterstof: maximale groene waterstof o.b.v. duurzaam (wind en zon). Daarnaast import t.b.v. verduurzaming scheeps- en luchtvaart (stabiel volume).

Verbruik waterstof:

- Waterstof reservecentrales voor langere perioden van elektriciteitsstekorten
- Redelijke waterstofinzet in procesindustrie (met stabiel productievolume)
- Geen waterstofinzet gebouwde omgeving (deze is vooral op all-electric)
- Waterstofinzet voor vracht-wegvervoer (personenvervoer is vooral elektrisch)



Europese CO2-sturing. In dit scenario:

In Europees verband wordt een CO₂-belasting ingevoerd. CO₂-maatregelen vinden plaats waar de business case het meest gunstig is. De industrie wordt beschermd door CO₂-importheffingen en compensatie aan grenzen van Europa.

- Productie waterstof: mix van nationaal groen (uit duurzaam), blauw (gas + CCS). Daarnaast import t.b.v. verduurzaming scheeps- en luchtvaart (die groeit).

Verbruik waterstof:

- Geen waterstof voor reservecentrales (die zijn er maar draaien op groen gas)
- Flinke waterstofinzet in procesindustrie (met groeiend productievolume)
- Enige waterstofinzet gebouwde omgeving (hybride WP groengas of waterstof)
- Veel waterstofinzet wegvervoer (deel personenvervoer en alle vrachtovervoer)



Internationale sturing. In dit scenario:

Mondiaal streeft men naar reductie van CO₂-uitstoot. Duurzame elektriciteit wordt opgewekt in landen waar dit het goedkoopste kan. Resultaat is een internationale uitwisseling van steeds goedkopere energiedragers (incl. waterstof).

- Productie waterstof: mix van nationaal groen (uit duurzaam), en importwaterstof voor de gewone vraag en verduurzaming scheeps- en luchtvaart (die groeit).

Verbruik waterstof:

- Waterstof reservecentrales voor langere perioden van elektriciteitsstekorten
- Grote waterstofinzet in procesindustrie (met groeiend productievolume)
- Flinke waterstofinzet gebouwde omgeving (vooral hybride WP + waterstof)
- Veel waterstofinzet wegvervoer (mix personenvervoer en vrachtovervoer)



Er zijn vier stereotype uitrolpaden gedefinieerd; voor elk KNES2050 eindbeeld verwachten we een combinatie van de stereotype uitrolpaden

Introductie
Uitrolpaden
Factoren
Inzichten
Bijlagen

Stereotype (naam)	Visualisatie	Mechanisme	Waar/hoe starten?	Doorkijk infrastructuur
Olievlek		Bottom-up, cluster gedreven (hoge connectiviteit, geïntegreerd) nieuwe infra.	Start in de regio's waar nu al een waterstofcluster is; pas later koppeling met G.O. en/of mobiliteit.	Mogelijk tot 2030 gefragmenteerde netten met andere kwaliteit en druk; voorlopig geen backbone of opslag.
Lokaal → Centraal		Bottom-up, unit gedreven (lage connectiviteit, gefragmenteerd) nieuwe infra	Mogelijke start met waterstofprojecten die regionaal nabij zijn.	Mogelijk tot 2030 gefragmenteerde netten met andere kwaliteit en druk; voorlopig geen backbone, opslag of blauwe waterstof.
Centraal → Lokaal		Top-down nieuwe infra, start met backbone /hoofdnet gevolgd door vertakkingen (distributie).	Starten met grote verbruikers op het hoofdnet. Langzaam steeds meer distributienetten koppelen.	Snel een backbone met waterstofopslag realiseren. Tot 2030 beperkte vraag vanuit gebouwde omgeving, dus cavernes voor opslag voldoen.
Bijmengen in aardgasnet (fysiek)		Gebruik van en invoeging in bestaande infra.	Steeds meer waterstof bijmengen in het hele aardgasnetwerk.	Alle installaties aanpassen om met waterstof te kunnen werken. Synergie met Europees beleid.

De ontwikkeling van het waterstofsysteem kan volgens vier stereotypen. In de tabel links zijn de mechanismen van de stereotypen beschreven, gevisualiseerd (ontwikkeling in de tijd) en is een doorkijk van de infrastructuur gegeven.

Het ontwikkeling van het waterstofsysteem van 2050 zal een combinatie van deze stereotypen zijn. We zijn in drie stappen gekomen tot vier 'hoekpunten':

1. Met waterstofexperts is op 5 februari gebrainstormd welk uitrolmechanisme past bij de vraag naar waterstof van een sector (afhankelijk van aantal PJ in 2050).
2. Vervolgens is – per KNES2050 – uitgewerkt welke combinatie van uitrolmechanismen het beste aansluit bij elk van de KNES2050 eindbeelden.
3. Tenslotte is op basis van deze inzichten beschreven en gevisualiseerd op welke wijze het waterstofsysteem vorm krijgt.

Op basis van deze vier 'hoekpunten' zijn een aantal overkoepelende conclusies getrokken, welke op 8 april met de waterstofexperts zijn getoetst.

Op basis van verwachte vraag per sector in 2050 en karakteristieken van een sector zijn mogelijke uitrolpaden van het waterstofsysteem opgesteld (1/2)

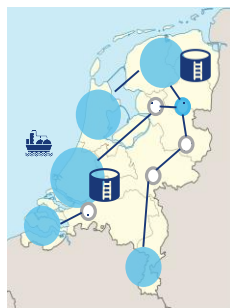
Regionale sturing: In het regionale scenario ontwikkelt de waterstofinfrastructuur zich op twee manieren. Eerst neemt de vraag naar waterstof toe in de industriële clusters. De clusters produceren en gebruiken deze waterstof lokaal (interne leveringsafspraken). Daarnaast ontstaan lokale clusters/projecten die groene waterstof produceren en lokaal distribueren voor met name de mobiliteit en als back-up voor de elektriciteitsvoorziening.

Doordat de regionale overheden veel inzetten op het zelfvoorzienend zijn, is decentrale opslag in dit scenario op grote schaal aanwezig. Mocht er voor een langere tijd een verlaagd energieaanbod zijn (de zgn. 'dunkelflaute'), dan wordt dit o.a. opgevangen met lokaal geproduceerde waterstof, waarvoor de decentrale reserves zijn aangelegd. In 2050 zullen de clusters verbonden zijn aan andere lokale netwerken, dit verbetert de leveringszekerheid en verhoogt de flexibiliteit. Regionale zelfvoorziening blijft echter belangrijk.

Vanwege vraag naar waterstof voor internationaal transport (523 PJ in 2050) en te weinig nationale productie is een significante hoeveelheid import nodig. Daarom verwachten we dat in dit scenario in 2050 sprake is van grote waterstofclusters (olievlekken).



2030



2050

Nationale sturing: De krachtige sturing vanuit het Rijk zorgt voor een duidelijke richting naar een autonome energievoorziening. Door een duidelijke visie tot 2050 komt een landelijke waterstofinfrastructuur (backbone) tot stand. De backbone verbindt omtrent 2030 de vijf industriële clusters.

Op regionaal niveau ontstaan groene waterstofinitiatieven die regionale mobiliteit voorzien van duurzame brandstof. Er wordt een grote hoeveelheid groene waterstof geproduceerd. Deze initiatieven verbinden zich later met de centrale backbone.

Waterstof wordt in dit scenario ook gebruikt om de onbalans van de duurzame elektriciteitsvoorziening op te vangen. Hiervoor wordt waterstof opgeslagen. Door het nationale beleid kan deze opslag plaatsvinden in bijvoorbeeld zoutcavernes of lege gasvelden (mits voldoende maatschappelijk draagvlak).

Ook in dit scenario is de waterstof vraag voor internationaal mobiliteit significant (714 PJ), waardoor in o.a. de Rotterdamse haven veel geïmporteerd moet worden. In het nationale scenario bestaat de mogelijkheid – anders dan bij regionale sturing – dat de hoofdleiding voor internationaal transport met de backbone kan worden gecombineerd.



2030



2050

Op basis van verwachte vraag per sector in 2050 en karakteristieken van een sector zijn mogelijke uitrolpaden van het waterstofsysteem opgesteld (2/2)

Europese CO₂-sturing: In het Europese scenario verwachten we een combinatie tussen verschillende stereotype uitrolpaden. In Europa wordt besloten tot een (fysieke of administratieve) bijmengverplichting in 2030 en zet men in op uitbreiding van EU-ETS.

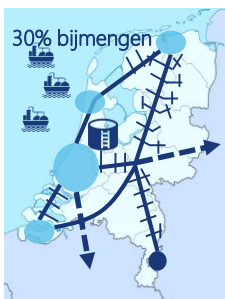
De industrie wordt gestimuleerd om over te stappen CO₂-neutrale waterstof en er wordt gestuurd op sluitende business cases. Er wordt daarom veel (voordeligere) blauwe waterstof geproduceerd door en voor de industrie, die grotendeels op dezelfde plek wordt verbruikt, waardoor het uitrolpad 'olievlek' sterk van toepassing is. Daarnaast worden een bestaande gasleidingen omgebouwd en uitgebreid om als backbone te fungeren.

Tevens is er een hoog volume import van waterstof. Met een backbone wordt die efficiënt verdeeld over Nederland en het achterland waarmee een sterke relatie bestaat.

Spoedig start men met de realisatie van de backbone, vanuit waar ook bijmenging in het distributienet plaatsvindt (zie sectie over opties voor bijmengen). Deze infrastructuur zal verbonden worden met de industriële clusters. Omdat er importafhankelijkheid bestaat, is er noodzaak om te investeren in strategische opslag (zie sectie over opties voor opslag).



2030



2050

Internationale sturing: In het internationale scenario ligt de focus op een nationale infrastructuur, die op een efficiënte manier geïmporteerde waterstof verdeelt over Nederland.

In eerste instantie wordt op kleine schaal blauwe waterstof geproduceerd. Maar door de heftige internationale concurrentie, alsmede door de afwezigheid van importheffingen, bestaat er concurrentie met groene waterstof uit waterstof exporterende landen zoals Portugal, Noord-Afrika, Schotland en het Midden-Oosten. Nederland is niet zelfvoorzienend en dus voor een groot deel afhankelijk van deze import.

Om leveringszekerheid hierin te kunnen garanderen zal het Rijk zich richten op het onderhouden van internationale handelsrelaties. Daarnaast krijgt Nederland een state-of-the-art infrastructuur met strategische reserves om het transport en opslag van verschillende hernieuwbare energiedragers in zeer grote volumes mogelijk te maken.

Ontwikkeling van een waterstof backbone is noodzakelijk in dit scenario. Ook dient er flink geïnvesteerd te worden in opslag van waterstof (meest van de vier scenario's).



2030



2050

Uitwerking van de mogelijke uitrolpaden van het waterstofsysteem leiden tot een aantal inzichten en tot enkele vervolgvragen

Overkoepelende inzichten / conclusies m.b.t. mogelijke uitrolpaden

1. Het te realiseren waterstofsysteem zal bestaan uit een **combinatie van** de stereotype uitrolpaden en is sterk afhankelijk van externe ontwikkelingen en een aantal specifieke factoren (zoals: prijs t.o.v. alternatieven, nationale sturing, optie tot import en eventuele overheidsstimulering).
2. De keuzes die gemaakt worden voor de uitrol van een waterstofsysteem hebben te maken met de **vraagontwikkeling** per sector, de **beschikbaarheid** van waterstof, en met de **kenmerken** van de aan te sluiten aanbod- en vraagopties (bijv. de kwaliteit die waterstof in een bepaalde sector moet hebben) (zie rechts).
3. In 3 van de 4 uitrolpaden lijkt de ontwikkeling van **een backbone noodzakelijk**, met name voor levering van-/naar de industrie en elektriciteitssector.
4. Bij het maken van keuzes over het waterstofsysteem is het verstandig om **samen te werken met buurlanden** op gebied van investeringen in benodigde infrastructuur (Duitsland en België), maar ook met potentiële producenten zoals Portugal, Schotland en het Midden-Oosten.

De factoren die een grote rol lijken te hebben in keuze voor het wel/niet doen van bepaalde investeringen (ook in de tijd) zijn: A) de rol van en **opties voor opslag**; B) de **meerkosten voor de waterstof** die vanuit **de backbone (OPEX)** geleverd kan worden; en C) optie van (fysiek) **bijmengen van waterstof** in het aardgasnetwerk; Deel II van deze studie gaat nader in op deze drie factoren.

Aanbod-opties	Karakteristiek	Vereisten systeem
Electrolyzers centraal	<ul style="list-style-type: none"> • Grotere volumes waarschijnlijk vanuit offshore wind. • Niet regelbaar aanbod. 	<ul style="list-style-type: none"> • Grootschalige opslag om vlakke leveringscurve te kunnen garanderen.
Electrolyzers decentraal	<ul style="list-style-type: none"> • Kleine volumes van onshore duurzame energie. • Niet regelbaar aanbod. 	<ul style="list-style-type: none"> • Lokale kleinschalige opslag
Blauwe waterstof	<ul style="list-style-type: none"> • Grootschalige industriële schaal aanbod op beperkt aantal locaties. • Regelbaar, baseload aanbod 	<ul style="list-style-type: none"> • Baseload vraag en/of Variabele vraag en grootschalige opslag. • CO₂-opslag
Grootschalige import	<ul style="list-style-type: none"> • Grootschalig aanbod op beperkt aantal locaties. • Continue stroom / regelmatige aanvoer 	<ul style="list-style-type: none"> • Baseload vraag en/of Variabele vraag en grootschalige (strategische) opslag.
Vraag-opties	Karakteristiek	Vereisten systeem
Gebouwde omgeving	<ul style="list-style-type: none"> • Seizoenschommeling in vraag • Geen flexibiliteit 	<ul style="list-style-type: none"> • Grootschalige opslag • Verknoopt systeem om leveringszekerheid te kunnen garanderen.
Industrie	<ul style="list-style-type: none"> • Vlakke vraag • Enige flexibiliteit • Mogelijk vervanging grijs 	<ul style="list-style-type: none"> • Leveringszekerheid
Transport	<ul style="list-style-type: none"> • Hoge kwaliteit waterstof (zuiverheid) • Vlakke vraag 	<ul style="list-style-type: none"> • Kleinschalige elektrolyzers of aanvoer per truck of pijp naar tankstations • Compressoren en buffers voor 350-900 bar
Transport internationaal	<ul style="list-style-type: none"> • Vlakke vraag 	<ul style="list-style-type: none"> • Beperkt aantal outlets
Elektriciteits- productie	<ul style="list-style-type: none"> • Variabele vraag • Geen flexibiliteit 	<ul style="list-style-type: none"> • Leveringszekerheid

Deel II: Ontwikkeling van het waterstofsysteem is afhankelijk van een aantal factoren; op drie daarvan is een verdiepende analyse uitgevoerd

Deel II van de studie gaat in op drie openstaande vragen over factoren die de keuze voor een waterstofsysteem beïnvloeden

De keuze voor investeren in het waterstofsysteem hangt af van meerdere factoren, (sector)koppelingen, karakteristieken van vraag/aanbod, externe ontwikkelingen en randvoorwaarden (zie ook introductie).

Uit de analyse naar mogelijke uitrolpaden van het waterstofsysteem (deel I) blijkt dat al deze factoren verschillen per KNES2050 eindbeeld. Tijdens de bijeenkomst op 5 februari gaven de aanwezige experts aan dat over een drietal factoren nog weinig kennis bestond en/of veel discussie was.

Daarom is een verdiepende analyse uitgevoerd op de volgende vragen:

- A. Welke opties voor opslag zijn er, en kan op termijn (voldoende) opslag gerealiseerd worden?
- B. Hoe groot is de 'onrendabele top' van de OPEX van de backbone; waar hangt dit van af?
- C. Welke opties voor het (fysiek) bijmengen van waterstof in het aardgasnet zijn er; wat zijn van elke optie de voor- en nadelen en uitdagingen voor de gebouwde omgeving?

Relevantie van deze factoren en motivatie voor nader onderzoek zijn weergegeven in de tabel rechts. De volgende pagina's gaan telkens in op één van bovenstaande factoren. De aanpak en de belangrijkste resultaten/inzichten zullen op hoofdlijnen worden beschreven.

#	Onderzoeksvraag	Randvoorwaarde/ Afhangelijkheid
A	Welke opties voor opslag zijn er, en kan op termijn (voldoende) opslag gerealiseerd worden?	Afhankelijk van de karakteristieken van vraag/aanbod zijn er andere opslag behoeftes.
B	Hoe groot is de 'onrendabele top' van de OPEX van de backbone; waar hangt dit van af?	Randvoorwaarde voor het gebruik van een backbone door de industrie is dat er geen extra gebruikskosten (OPEX) zouden moeten zijn ten opzichte van lokale productie (voor zover lokaal mogelijk).
C	Welke opties voor het (fysiek) bijmengen van waterstof in het aardgasnet zijn er; wat zijn van elke optie de voor- en nadelen en uitdagingen?	Er zijn diverse mogelijke invullingen van waterstof bijmenging en mogelijke beperkingen: fysiek (centraal/decentraal).

II.A: Opslag van waterstof neemt richting 2050 een steeds grotere rol in; welke opties zijn er en wat zijn de voor- en nadelen van deze opties?*

Voor de opslag van waterstof bestaan momenteel 5 opties

Waterstofopslag is op dit moment vooral ontwikkeld voor mobiliteit. Omdat bij transport de verhouding volume en energie-inhoud van de tank zeer belangrijk is, wordt voor transporttoepassingen gekozen voor hoge tot zeer hoge druk waterstofopslag. Dergelijke opslag in tanks kan op dit moment op twee manieren:

1. Vloeibaar
2. Gas (350-700 bar)

Ook zijn er andere bovengrondse opslagmethoden in gebruik. Deze vormen van opslag zijn relatief nieuwer dan opslag in tanks en kennis is nog in ontwikkeling.

3. Opslag in materialen (bijv. LOHC's (zoals toluene)); of in chemische bindingen (bijv. ammoniak). Deze opslagvariant is met name relevant voor transport.

Naar verwachting neemt richting 2050 de noodzaak om waterstof te kunnen opslaan toe. De voornaamste redenen hiervoor zijn i) het verbruik van waterstof voor verwarming van de gebouwde omgeving; ii) het opvangen van schommelingen in aanbod van groene stroom; iii) het opvangen verstoringen internationale handel (dus: strategische reserves) en iv) vraag vanuit de scheep- en luchtvaart. Bij noodzaak voor opslag van grote volumes zijn twee opties:

4. Het gebruik van zoutcavernes. Dit gebeurt momenteel in het buitenland. Deze optie lijkt kosteneffectief maar is wel sterk locatiegebonden. In Nederland zijn weinig zoutcavernes nabij locaties met een waterstofbehoefte.
5. Tenslotte bestaat de mogelijkheid voor het gebruik van gasvelden, iets wat nog niet in de praktijk gebeurt en mixing oplevert. Daadwerkelijke opslag van waterstof in zoutcavernes of gasvelden maakt dialoog met de bevolking in het desbetreffende gebied noodzakelijk.

Belangrijkste inzichten

Overkoepelen de inzichten

- De rol van opslag in het toekomstig waterstofsysteem is groot.
- In de meeste scenario's biedt opslag in zoutcavernes voldoende capaciteit.
- Dit geldt ook voor opslag van waterstof in gasvelden op zee.
- Opslag in materialen kent een te lage TRL en hoge kosten.
- Opslag in LOHC's voor transport lijkt kansrijk en wordt steeds meer toegepast in de praktijk.

Inzicht per KNES2050 scenario

- **Regionaal:** er is een grotere noodzaak voor opslag vanwege weersafhankelijkheid (weinig import) en lokale korte termijn opslag.
- **Nationaal:** idem als voor regionaal; echter bij snelle aanleg van de backbone kan opslag op grotere afstand van de van elektriciteitscentrale.
- **Europees:** minder noodzaak voor lange termijn opslag; integratie (aanlevering) van waterstof buurlanden.
- **Internationaal:** noodzaak voor grote opslagcapaciteit; m.n. vanwege leveringszekerheidsrisico's.

Nog openstaande vragen

- Inschatting dat tanks waarschijnlijk een rol spelen in 2025-2030; daarna neemt de benodigde omvang van de opslag toe en worden tanks met name toegepast in de transportsector.
- De rol van zoutcavernes voor opslag is groot; hiervoor is wel een backbone noodzakelijk vanwege hun ligging
- Praktische geschiktheid van gasvelden voor waterstofopslag i.v.m. mixing nog discutabel.

II.B: Als er een backbone tussen clusters komt, zijn er dan meerkosten voor de productie van waterstof die vanuit de backbone geleverd kan worden?*

De onrendabele top op waterstof uit een backbone

Het is onwaarschijnlijk dat industriële clusters gebruik zullen maken van waterstof uit een backbone indien deze duurder is dan de waterstof die clusters zelf kunnen produceren (voor zover lokaal mogelijk). We hebben daarom een model gebouwd om de productiekosten van diverse 'kleuren' waterstof te vergelijken, in 2025, 2030 en 2035. Bovenop de productiekosten komen de kosten van het gebruik van de backbone. Dit model vergelijkt de productiekosten van grijze waterstof (de referentie, die in elk cluster geproduceerd kan worden) met andere soorten waterstof. Indien de productiekosten van grijze waterstof lager zijn dan die van de andere typen waterstof (met lagere emissies), is er sprake van een onrendabele top.

Wanneer de standaardwaarden voor de verschillende parameters gehanteerd worden vallen een aantal zaken op:

- Er is sprake van een onrendabele top in de jaren 2025 en 2030. De onrendabele top bedraagt enkele tientallen miljoenen euro per jaar. Verder zijn de productiekosten van groene waterstof (productie middels elektrolyse) en blauwe waterstof (productie met aardgas met CO₂-afvang) van vergelijkbare hoogte, voor beide jaren (2025 en 2030).
- Richting 2035 verdwijnt de onrendabele top en in het geval van groene waterstof zijn er geen jaarlijkse meerkosten. Blauwe waterstof geeft dan nog wel meerkosten. Als de optie van grootschalige import van waterstof via een pijpleiding vanuit Portugal aanwezig is, zou waterstof tegen lagere kosten verkregen kunnen worden.

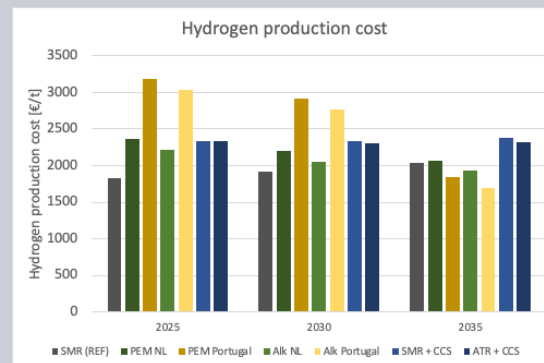
Disclaimer-1: Het is belangrijk om te benadrukken dat dit de uitkomsten van één specifieke set aan instellingen betreft. Er zijn diverse parameters die van grote invloed zijn op de uitkomsten. Een eerste illustratie hiervan is in de tabel aan de rechterzijde opgenomen.

Disclaimer-2: Het nog niet bekend welke kwaliteitsvereisten gesteld worden aan waterstof dat door de backbone 'mag', dit heeft in de praktijk mogelijk impact op productievolumes-/kosten.

Zelf aan de gang: Het model is publiek beschikbaar en kan gebruikt worden om eigen verkenningen te doen. Neem voor het model contact op met rob.terwel@kalavasta.com.

Belangrijkste inzichten

Resultaten en implicaties bij standaardinstellingen



In 2025 is er een onrendabele top voor niet-grijze H₂ ongeveer 400 €/t H₂ en in 2030 bedraagt deze 150 €/t H₂. In 2035 is deze verdwenen (groen en geel zijn goedkoper).

Jaarlijkse meerkosten bij standaardinstellingen

De jaarlijkse meerkosten bij een additionele waterstofvraag ten opzichte van 2020 (100 kton in 2025 en 300 kton in 203) bedragen voor beide jaren ongeveer 40 miljoen euro per jaar. In 2035 zijn er geen meerkosten.

Onzekerheidsanalyse

Bepaalde parameters in het model zoals de aardgas- en elektriciteitsprijs hebben grote invloed op de productiekosten van waterstof. Als de aardgasprijs lager is (15 €/MWh), is er bijvoorbeeld ook nog een onrendabele top in 2035. Als juist de elektriciteitsprijs 25% lager is, dan is het mogelijk dat de onrendabele top al in 2030 weg is.

II.C: Welke opties voor het (fysiek) bijmengen van waterstof in het aardgasnet zijn er; wat zijn van elke optie de voor- en nadelen en uitdagingen?*

Bijmengen van waterstof is een hot item in de media met veel voor- en tegenstanders. De volgende uitspaken geven een idee van het huidige debat:

- '(Goedkope) snelle maatregel' en 'technisch geen belemmeringen' versus 'Het niet volledig bijmengen betreft een halve maatregel!'
- En 'maatregel helpt om waterstofeconomie op te starten (middels pilots)', tegenover 'benodigde schaal niet beschikbaar' en/of 'groene elektriciteit beter direct inzetbaar!'

Wij hebben daarom onderzocht wat de kansen- en opties voor het bijmengen van waterstof in het aardgasnet zijn. Middels een PESTLE** zijn vier opties voor bijmengen van waterstof in de gebouwde omgeving tegen elkaar afgezet. Hieruit blijkt dat:

- alle opties leiden tot opschaling van de waterstofproductie; echter, de kosten voor huishoudens nemen toe.
- fysiek bijmengen tot 0,5% nu al probleemloos kan. Tot 20% bijmengen is technisch mogelijk, maar vraagt een inspectie 'achter de meter' van ieder huishouden (op oude installaties). Dit kan desgewenst middels een wijk-voor-wijk aanpak. Voor 20%-100% bijmengen moeten nieuwe branders/ketels geplaatst worden, wat relatief kostbaar is.
- voor (met name) optie 3 geldt dat de fluctuatie tussen vraag- en aanbod groot zal zijn. Hierdoor zullen óf dure opslag en regelsystemen geïnstalleerd moeten worden, óf grote lokale variaties in bijmenging moeten worden toegestaan. Dit leidt tot een toename in kosten.
- met name groene waterstof bijmengen relatief duur is. Deze optie is dus met name interessant in regio's waar bijvoorbeeld het gebruik van een warmtepomp of warmtenet niet mogelijk is.
- de politiek aan zet is over de keuze voor wel of geen backbone. Ook dient wet- en regelgeving aangepast te worden o.g.v. i) **gas** voor een hoger percentage waterstof en ii) **privacy**, dit laatste vanwege de bevoegdheden van netbeheerder rond toegang tot systemen.
- administratieve koppeling (relatief) eenvoudig en (kosten)effectief is.

Belangrijkste inzichten

Optie	Benodigheden	Overwegingen (+ is positief, - is negatief)
Optie 1. Centraal --> Lokaal 1A. Direct in aardgasnet 1B. Via backbone in aardgasnet	<ul style="list-style-type: none"> • Centrale productie waterstof • Beperkt aangepaste gasinfra en/of H₂-backbone • Waterstofgeschikte eindapparatuur 	<ul style="list-style-type: none"> + Groot potentieel - Hele land (of groot gebied) in één keer over - Complexe problematiek 'achter de meter' - Kosten backbone
Optie 2. Lokaal --> Centraal (Via backbone)	<ul style="list-style-type: none"> • Decentrale productie waterstof • H₂-backbone / gasinfra • Waterstofgeschikte eindapparatuur 	<ul style="list-style-type: none"> + Mogelijkheid voor wijk-tot-wijk aanpak - Kosten backbone - Kosten onbalans
Optie 3. Lokaal --> Lokaal (Via lokaal H ₂ -net)	<ul style="list-style-type: none"> • Decentrale productie waterstof • Lokale nieuwe infra/gasinfra • Waterstofgeschikte eindapparatuur 	<ul style="list-style-type: none"> + Weinig transportkosten - Dure waterstof - Kosten onbalans
Optie 4. Administratieve koppeling	<ul style="list-style-type: none"> • Garanties van Oorsprong (GvO's) 	<ul style="list-style-type: none"> + Creatie van een zeker marktvolume + Zeer flexibel - Aardgasgebruik GO blijft hetzelfde

De ontwikkeling van het waterstofsysteem hangt af van vele factoren. Studie geeft inzicht in ontwikkeling tot 2030-2050 en voornaamste afhankelijkheden.

Deze studie dient een basis te creëren voor discussie over de ontwikkeling van het waterstofsysteem en dienend te zijn aan besluitvorming door de overheid.

In dit kader zijn twee werksessies met experts georganiseerd over de mogelijke uitrolpaden en is op drie factoren die de keuze voor ontwikkeling van het waterstofsysteem en benodigde investeringen beïnvloeden een verdiepende analyse uitgevoerd. De studie heeft geleid tot een aantal inzichten over de wijze waarop het waterstofsysteem kan/moet/zal ontwikkelen.

i) Implicaties voor ontwikkeling van het waterstofsysteem richting 2030

- In 3 van de 4 uitrolpaden is op termijn een waterstofbackbone noodzakelijk. Het is waarschijnlijk dat de industriecusters zich in eerste instantie volgens het olievlek mechanisme zullen ontwikkelen. Daarbij kan de backbone wel een belangrijke meerwaarde hebben voor uitwisseling tussen de clusters. Er is echter een 'onrendabele top' voor de ontwikkeling van waterstof; hetgeen de basis voor de backbone in de weg kan staan. In het geval dat de 'onrendabele top' op de backbone wegvalt (bijv. middels subsidie of sneller dan verwachte kostenreductie) kan de industrie sneller op de komst van de backbone anticiperen.
- Verder lijken zowel blauwe als groene waterstof richting 2030 een rol te kunnen gaan spelen. Import zal waarschijnlijk tot 2030 zeer beperkt zijn.
- Opslag wordt in de tijd steeds relevanter. Relevantie van (korte termijn) opslag neemt o.a. sterk toe op het moment dat waterstof als back-up voor elektriciteitscentrales ingezet gaat worden.

ii) Implicaties voor ontwikkeling van het waterstofsysteem richting 2050

- Tussen 2030 en 2050 zal naar verwachting de onrendabele top op CO₂-neutrale waterstof verdwijnen en zal met de extra vraag naar waterstof ook worden voldaan aan de randvoorwaarden voor het gebruiken van een backbone. Ook als regionale zelfvoorziening een grote rol blijft spelen is de verwachting dat omtrent 2050 de vijf industriële clusters met elkaar verbonden zijn.
- Daarnaast worden steeds meer additionele locaties (bijv. de gebouwde omgeving, industrie en elektriciteitscentrales) aangesloten op de backbone.
- De kans is groot dat de waterstofmix richting 2050 steeds meer bestaat uit groene en geïmporteerde waterstof. Blauwe waterstof speelt alleen in KNE2050 Europese sturing in de industrie nog een significante rol.
- Opslag wordt al spoedig na 2030 een belangrijk element van het waterstofsysteem en hangt af van aantal factoren (zie onder).

iii) Overige inzichten die ontwikkeling beïnvloeden:

- De timing van de te realiseren seizoensopslag is afhankelijk van: A) de vraag naar waterstof in de gebouwde omgeving; B) de mate van koppeling tussen clusters; C) de mate van ontwikkeling van de internationale markt; en D) het volume van de productie van waterstof in Nederland.
- De kwaliteit van typen waterstof is verschillend. Op (inter-)nationaal niveau moeten tijdig afspraken gemaakt worden over de kwaliteit van waterstof die middels een pijplijn vervoerd wordt. Dit bepaalt namelijk o.a. de transportvolumes, aantal leidingen (1 of 2) en optimale productielocaties.
- Nederland is niet als enige land bezig met de ontwikkeling van een waterstofsysteem. De vraag naar waterstof neemt in West-Europa toe in de komende decennia. Dit is voor Nederland een kans indien de infrastructuur voorziet in transport- en opslagmogelijkheden.

Een aantal vragen blijven openstaan. Deze dienen uitgezocht te worden zodat investeringskeuzes t.b.v. het waterstofsysteem gemaakt kunnen worden*

Voornaamste vragen van maatschappelijke-/ economische aard:

- In welke mate moet Nederland investeren in blauwe of groene productielocaties na 2030? Dat is op dit moment lastig te zeggen en hangt voor een groot deel af van de **mate van autonomie** en internationale ontwikkelingen (productievolume en prijs) en is daarmee zowel een politieke als bedrijfseconomische keuze. Er is gerede kans dat waterstofproductie in Nederland niet goedkoper is dan productie inclusief transport elders, maar dat vanuit **maatschappelijk oogpunt** eigen productie (een bepaald aandeel van de totale vraag) wenselijk is, danwel vanwege lokale netcongestie toch al zal plaatsvinden.
- Zoals uit het model (opgezet als onderdeel van deze studie) naar voren komt, is de verwachting dat er op den duur er geen 'onrendabele top' meer is. In de **opbouwfase** is er wel sprake van een 'onrendabele top'. Momenteel is het onduidelijk door wie en hoe deze kosten gedragen zullen moeten worden. Deze onzekerheid vertraagt mogelijk het in gebruik nemen (en daarmee gezonde exploitatie en/of investeringsbeslissing) van de backbone.

Voornaamste vragen van technische-/ juridische aard:

- In hoeverre is er noodzaak van **opslag versus flexibiliteit** in het systeem? Noodzaak voor opslag hangt enerzijds af van de ontwikkeling van de vraag per sector richting 2050 (bijv. mate van import). Daarnaast hangt het voor een aanzienlijk deel af van de variatie in de vraag en de productie (o.a. vanwege weersonzekerheid).
- Er zijn grote **verschillen in de kwaliteit die waterstof** heeft (per type) en moet hebben (per sector). Groene waterstof is bijv. heel zuiver en sluit goed aan bij de kwaliteitsbehoefte van de mobiliteit sector. Indien een backbone wordt ontwikkeld dient men afspraken te maken over de (minimale) kwaliteit waar waterstof aan dient te voldoen, dit zodat afnemers hierop kunnen anticiperen.

*Disclaimer: alle inzichten zijn tot stand gekomen o.b.v. desk research en input-/validatie tijdens twee brainstormsessies met een brede groep waterstofexperts. De mogelijke uitrolpaden bieden inzicht in 'hoekpunten' van het waterstofsysteem in 2050 en bieden geen garanties voor het doen van investeringen. Doel is een bijdrage te leveren aan de discussie en te maken keuzes, op basis waarvan men (investerings)besluiten kan nemen.

Berenschot



Bijlagen

Berenschot



A

Opties voor opslag van waterstof

In het toekomstige waterstofsysteem gaat opslag een grote rol spelen; wij onderscheiden vijf hoofdvormen van opslag

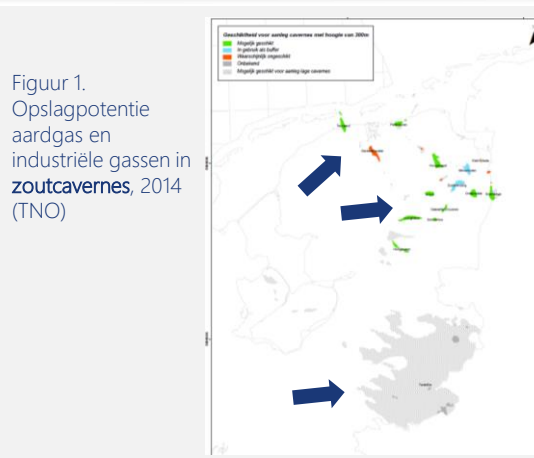
Waterstofopslag

Waterstofopslag is op dit moment vooral ontwikkeld voor mobiliteit. Omdat bij transport de verhouding volume en energie-inhoud van de tank zeer belangrijk is, wordt voor transporttoepassingen gekozen voor hoge tot zeer hoge druk waterstofopslag (350-700 bar). Zie figuur 3 en 5.

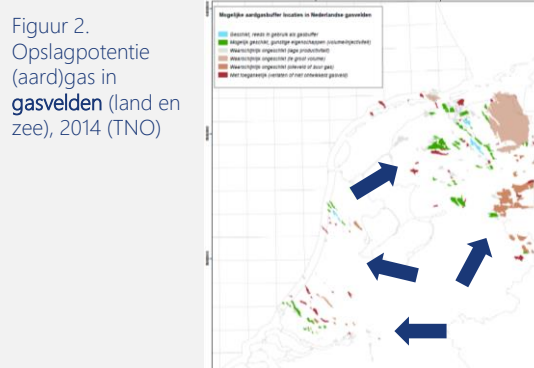
Een tweede optie voor bovengrondse opslag betreft chemische binding van waterstof. Opties hiervoor zijn o.a. metaal (al zijn de kosten hiervan significant) en stoffen zoals toluene (een zgn. *liquid organic hydrogen carrier* of LOCH). Zie figuur 4.

Ondergrondse opslag biedt meer potentie bij grote volumes. Het gebruik van zoutcavernes gebeurt momenteel in het buitenland; dit lijkt kosteneffectief maar is wel sterk locatie gebonden. Figuur 1 geeft locaties voor Nederland weer.

Daarnaast bestaat de mogelijkheid voor het gebruik van gasvelden, iets wat nog niet in de praktijk gebeurt en mixing oplevert. Ook is de verwachting dat – vanwege publieke opinie – op een aantal mogelijke locaties (zie figuur 2) opslag van waterstof in lege gasvelden een uitdaging wordt.



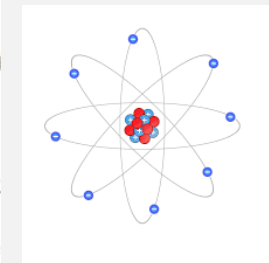
Figuur 1. Opslagpotentie aardgas en industriële gassen in **zoutcavernes**, 2014 (TNO)



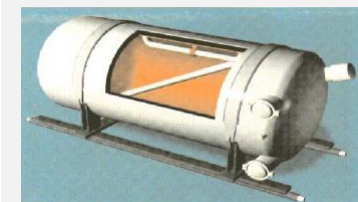
Figuur 2. Opslagpotentie (aard)gas in **gasvelden** (land en zee), 2014 (TNO)



Figuur 3. Opslag in **tanks** (350-700 bar)



Figuur 4. Opslag middels chemische verbinding



Figuur 5. Opslag in **tanks** (vloeibaar)

De voornaamste kenmerken, en voor- en nadelen van de verschillende waterstofopslag technieken

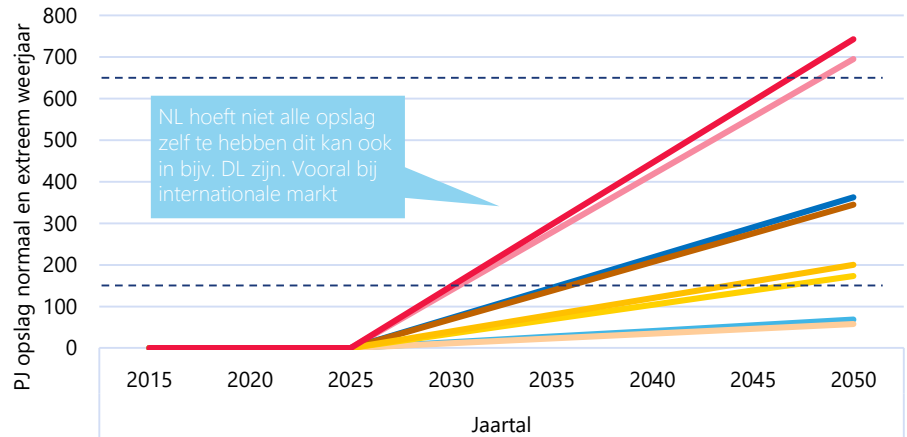
Opslag technologie	Capaciteit H2 (PJ)	Kosten Eur/MWh	Verlies (compr., verdamp.)	Voordelen	Nadelen
1A. Gasvelden Op land	997 (93 BCM)	-	-	Groot volume mogelijk, goedkoop?	Mixing met Methaan, locatie gebonden
1B. Gasvelden Op zee	644 (60 BCM)	-	-	Groot volume mogelijk, goedkoop?	Mixing met Methaan, locatie gebonden
2. Zoutcavernes	156 (17 BCM)	2,8-3,7	5-10%	Groot volume mogelijk, goedkoop	Volume niet voldoende voor landelijke opslagbehoefte, locatie gebonden
3. Tank (gashouder, lage druk)	n.v.t.	-	~5%	Relatief goedkoop, weinig compressie c.q. verlies	Groot ruimtebeslag
3. Tanks (gasvormig) 350 bar	n.v.t.	3,7-15,6	9%	"Overall" te plaatsen , wegtransport mogelijk	Ruimtebeslag (compressie energie vs ruimtebeslag), veiligheid
4. Tanks (gasvormig) 700 Bar			15%	Wegtransp, dichtheid tov 350b	Kostbaar, Meer compressie: meer verlies (15% t.o.v. 9%)
5. Tanks (vloeibaar)	n.v.t.	22,9-36,7	25-45%	"Overall" te plaatsen, Hoge energiedichtheid	Kostbaar, vereiste energie voor liquification, transport kan gevaarlijk zijn, Lage temp. Verdampingsverliezen (Magazu et al., 2003),
6. Materialen (bijv. metalen)	n.v.t.	9,2-91,7	5-20%	"Overall" te plaatsen, Hoge dichtheid, makkelijk te vervoeren, veilig	Nu nog kostbaar, omkeerbaarheid niet altijd optimaal/ lage TRL.

Benodigde opslagcapaciteit verschilt sterk tussen de KNES2050 scenario's*; capaciteit ook sterk afhankelijkheid van keuze 'afhankelijkheid buitenland'

	<u>PJ in 2030</u>		<u>PJ in 2050</u>
Benodigde opslagcapaciteit in 'normaal' weerjaar (2015)	R: 15 PJ	↑	R: 70 PJ
	N: 12 PJ		N: 60 PJ
	E: 35 PJ		E: 175 PJ
	I: 140 PJ		I: 695 PJ
Benodigde opslagcapaciteit in 'extreem' weerjaar (2004, 1997, 1987)	R: 75 PJ	↑	R: 360 PJ
	N: 70 PJ		N: 345 PJ
	E: 40 PJ		E: 200 PJ
	I: 150 PJ		I: 740 PJ

Opslagcapaciteit is opgebouwd uit 3 factoren:

- Seizoensopslag
- Weersafhankelijk import (van toepassing op extreem weerjaar)
- Strategische afhankelijkheid**



*Resultaat voor 2050 lineair teruggetrokken naar 2025; cijfers betreffen eerste indicatie van volumes waar rekening mee gehouden moet worden

** aanname van 1 jaarvoorraad aan opslag; voor olie wordt momenteel een voorraad van 3 maanden aangehouden dus is mogelijk aan hoge kant

Berenschot



B

OPEX backbone: de onrendabele top

In het kader van deze studie is een rekenmodel ontwikkeld om de onrendabele top (H2 productiekosten) over de backbone te verkennen

Motivatie en opzet

Zoals in de hoofdrapport gesteld is, is een randvoorwaarde voor het gebruik van een backbone tussen clusters, dat waterstof (dat via een dergelijke backbone verkregen wordt) niet duurder is dan waterstof die lokaal geproduceerd wordt.

In het kader van deze studie is door Kalavasta een model ontwikkeld om de waterstof productiekosten van diverse technologieën met elkaar te vergelijken.

De referentietechnologie die in elk cluster toegepast wordt is een Steam Methane Reformer (SMR), die 'grijze' waterstof produceert. Het verschil in productiekosten van deze technologie (per ton waterstof) en dat van de goedkoopste alternatieve productiemethode met lagere emissies is de onrendabele top (waarbij het alternatief duurder is; indien het alternatief goedkoper is, is er geen sprake van een onrendabele top). Indien er geen meerkosten zijn is er, wat betreft de productiekant, aan de randvoorwaarde voldaan.

Scope

- In de vergelijking kijken we naar de jaren 2025, 2030 en 2035
- De volgende productiemethodes zijn vergeleken: 'groene' waterstofproductie via alkaline en PEM elektrolyse, import van aldus geproduceerde waterstof uit Portugal, de toevoeging van CCS aan een bestaande SMR en productie middels een nieuwe ATR met CCS (laatstgenoemde twee beide 'blauwe' waterstof).
- Het model neemt de volgende componenten mee: investeringskosten, installatiekosten, financieringskosten, vaste operationele en variabele kosten. Ook zijn er enkele technologie-specifieke kosten en baten meegenomen bij uitvoeren van de berekeningen (bijv. transportkosten voor import uit Portugal of warmteproductie bij een SMR). Subsidies en belastingen worden niet meegenomen, met uitzondering van een CO2-tax (ETS of anders).

Standaardinstellingen van het model*

Dynamic parameters (energy carrier prices and CO2 intensity)			
	2025	2030	2035
Gas	25	25	25€/MWh
Electricity	50	50	50€/MWh
Electricity for electrolyzer	37,5	37,5	37,5€/MWh
Electricity portugal	32	30	25€/MWh
Oxygen	27	27	27€/t
CO2 price	25	35	50€/t
Additional H2 demand relative to 2020	100	300	750kton
Import infrastructure (from Portugal to NL)	Liquid H2 (LH2) ship	LH2 ship	Pipeline
CO2 intensity electricity	0	0	kg CO2/MWh

Financial Parameters	
WACC NL	0,06
WACC Portugal	0,07
Transport (and reconversion) costs	
Pipeline	388€/t H2
LH2 ship	1074€/t H2
NH3 ship	1529€/t H2
HV DC cable with electrolysis in NL	630€/t H2

Energy Carrier Properties	
NG	46,5MJ/kg
H2 (LHV)	33,39kwh/kg
H2 (HHV)	39,41kwh/kg
H2 (SMR)	kg CO2/kg 8,49H2

Bij standaardinstellingen zien we dat alle productiemethodes t.o.v. grijze waterstof tot 2030 een onrendabele top hebben en dus meerkosten geven

Inzichten op basis van standaardinstellingen

- Periode 2025-2030:

Het model laat bij standaardinstellingen zien dat er sprake van een onrendabele top is van minimaal 400 €/t H₂ in 2025 en 150 €/t H₂ in 2030.

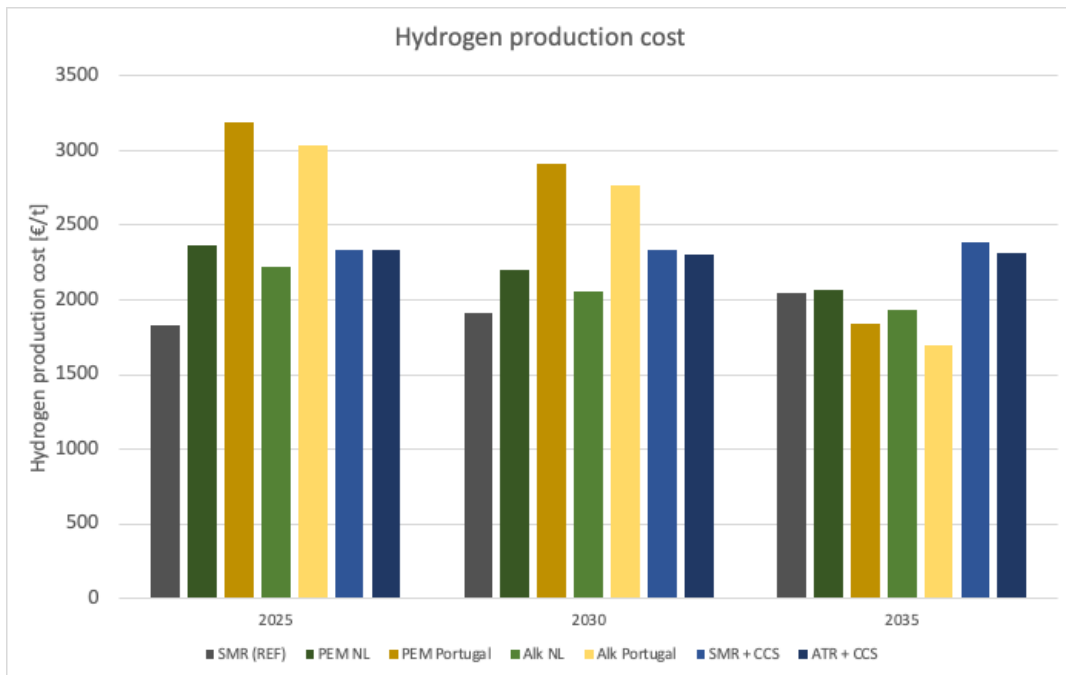
Hierbij zouden voor 2025 en 2030 groene en blauwe waterstof ongeveer even duur zijn. Geïmporteerde waterstof is, met name door transportkosten, fors duurder.

- Periode 2030-2035

Richting 2035 zou in Nederland geproduceerde groene waterstof competitief kunnen worden met grijze waterstof.

Daarnaast valt op dat de route met geïmporteerde groene waterstof goedkoper wordt indien grootschalige toevoer via een pijpleiding mogelijk is.

Ook in 2035 blijft blauwe waterstof meerkosten ten opzichte van grijze waterstof houden. Transport van blauwe waterstof is dus zeer waarschijnlijk (zonder subsidie) niet rendabel vergeleken met de referentiesituatie (SMR).



Legenda: SMR (referentie) = Steam methane reformer, PEM NL = Proton Exchange Membrane Electrolyse in Nederland, PEM Portugal = PEM elektrolyse in Portugal, Alk NL = alkaline electrolyse in Nederland, Alk Portugal = alkaline electrolyse in Portugal, SMR+CCS = Carbon Capture and Storage toegevoegd aan SMR, ATR + CCS = Autothermal reformer met CCS

Een beperkte onrendabele top tot 2030 met een omslagpunt erna lijkt plausibel, maar verdere verkenning toont dat dit ook anders kan uitpakken

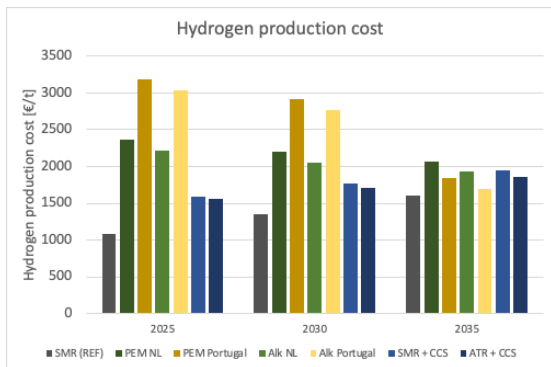
De onrendabele top uitgedrukt in jaarlijkse meerkosten

Bij standaardinstellingen is er een onrendabele top in de periode tot 2030, met een waarde van ongeveer 400 €/t H₂ in 2025 en 150 €/t H₂ in 2030. Bij een extra waterstofvraag ten opzichte van 2020 van 100 en 300 kton in respectievelijk 2025 en 2030, bedragen de jaarlijkse meerkosten (400*100/1000 =) 40 miljoen euro per jaar in 2025 en (150*300/1000 =) 45 miljoen euro per jaar in 2030. In 2035 zijn er geen jaarlijkse meerkosten omdat er dan geen onrendabele top meer is.

Deze jaarlijkse meerkosten zijn substantieel maar gezien hun eindigheid (en in de context van bestaande subsidies van honderden miljoenen euro per jaar voor bijvoorbeeld biomassa bijstook) minder groot. Daarbij is dit specifieke voorbeeld interessant. Er wordt namelijk verkend of de subsidies voor bijstook (deels) kunnen vervallen. Verder gebeurt dat ook al omdat in de aangekondigde maatregelen voor het Urgendavonnis de productie van kolencentrales en daarmee ook de bijstook beperkt wordt. Wellicht dat een deel van subsidies nu aangewend zouden kunnen worden om de onrendabele top rond waterstof op een backbone weg te nemen.

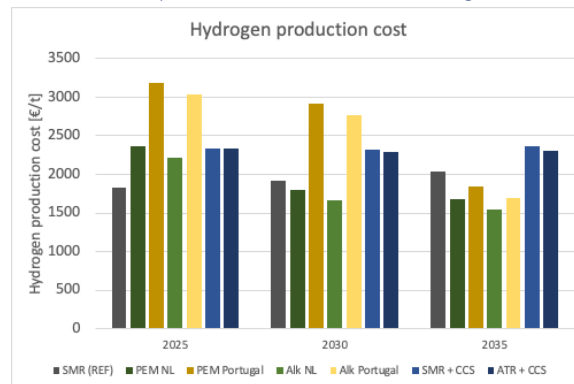
Onzekerheidsanalyse

Ter illustratie en als uitnodiging aan de lezer om zelf gevoeligheden te verkennen, hieronder de consequenties van enkele veranderingen in modelinstellingen:



Verandering: lage gasprijs, van 8 €/MWh oplopend tot 15 €/MWh

Gevolg: vergelijkbare onrendabele top in 2025, hogere top in 2030 en ook meerkosten in 2035



Verandering: gemiddelde stroomprijs zakt naar 40 €/MWh in 2030 in NL

Gevolg: zelfde onrendabele top in 2025, geen onrendabele top meer in 2030 en lokale productie groene H₂ in NL in 2035 goedkoper dan import uit Portugal

Berenschot



C

Opties voor (fysiek) bijmengen van waterstof in het aardgasnet

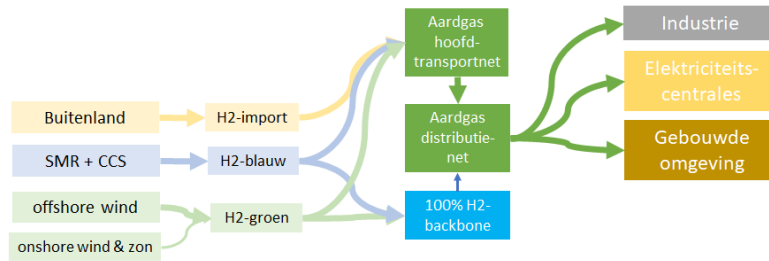
Voor- en nadelen en uitdagingen voor de gebouwde omgeving

Voor het bijmengen van waterstof zien wij vier verschillende opties

(Met varianten: $\leq 0,5\%$, $\leq 20\%$ en getrap of direct naar 100% bijmengen)

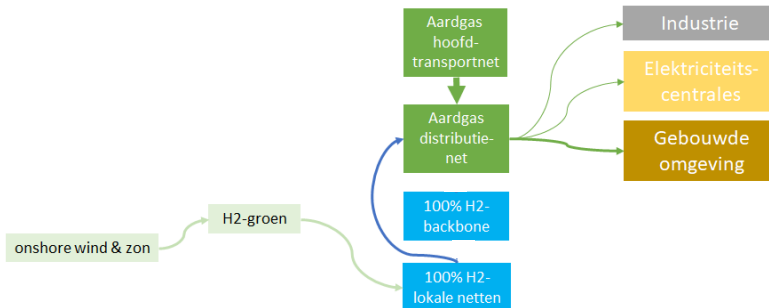
Optie 1: Centraal -> Lokaal;

- 1A. Direct in aardgasnet, bereikt een groot gebied
- 1B. Via 100% H2-backbone



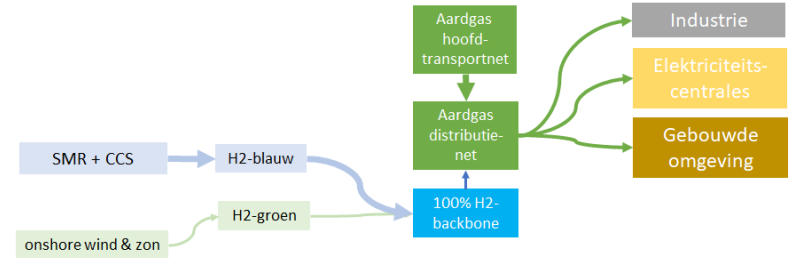
Optie 3: Lokaal -> Lokaal

- Lokale producenten met eigen waterstofinfrastructuur via lokaal distributienet naar lokaal gebied of wijk. Geen backbone nodig.



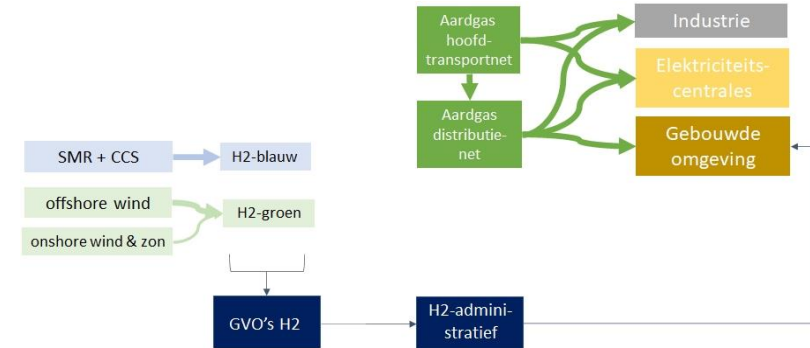
Optie 2: Lokaal -> Centraal

- Via H2-backbone ontvangen gebieden/wijken bijgemengde waterstof via bestaande gasinfra.



Optie 4: Administratieve koppeling

- (Verplichte) administratieve bijmengvariant via GVO-certificaten (geen fysieke levering van waterstof aan GO).



De vier opties voor bijmengen hebben verschillende voor- en nadelen

Optie 1: Centraal -> Lokaal

Voordelen

- + Grootschalige opwek en volume
- + Groot gebied
- + Blauw/groen/import
- + Weinig aanpassingen aardgasnet
- + Geen backbone (1A)

Nadelen

- Veel aanpassingen 'achter de meter' groot gebied, moet in 1 keer om
- Backbone nodig (1B)

Optie 2: Lokaal -> Centraal

Voordelen

- + Middelschalige opwek en volume
- + Middelgroot gebied
- + Blauw/groen
- + Weinig aanpassingen aardgasnet

Nadelen

- Veel aanpassingen 'achter de meter' (per gebied)
- Backbone nodig

Optie 3: Lokaal -> Lokaal

Voordelen

- + Kleinschalige opwek en volume
- + Klein gebied, wijk-voor-wijk
- + Groen
- + Weinig aanpassingen aardgasnet
- + Geen backbone

Nadelen

- Veel aanpassingen 'achter de meter' (per wijk)

Optie 4: Administratief

Voordelen

- + Grootschalige opwek (elders) en volume
- + Groot gebied
- + Groen/blauw/import
- + Geen technische aanpassingen
- + Geen backbone
- + Kosteneffectief en flexibel
- + Creëert vraag naar GVO's
- + Socialisatie van opwekkosten

Nadelen

- Zelfde aardgasverbruik in GO
- Geen H2-installaties in GO (=stilstand)

Opties voor bijmengen van waterstof zijn beoordeeld aan de hand van de belangrijkste factoren volgens 'PESTLE' methodiek

Factor	Voornaamste constatering m.b.t. bijmengen
Politiek	<ul style="list-style-type: none"> - Onzekerheid over aanleg van waterstof backbone, financiële ondersteuning en benodigde aanpassing van wet- en regelgeving.
Economisch	<ul style="list-style-type: none"> + In sommige gevallen (bestaande (monumentale) bouw) goedkoper dan of ter aanvulling van warmtenet of warmtepomp - Hoge (huidige) productiekosten van groene waterstof (Optie 2 en 3)
Sociaal	<ul style="list-style-type: none"> + Lokale initiatieven helpen wijk-voor-wijk uitrol - Afdwingen toegang tot woning onwillige eindgebruiker stuit op privacywetgeving
Technologisch	<ul style="list-style-type: none"> + Aardgasnet kan met beperkte aanpassingen geschikt gemaakt worden voor waterstof - Afhankelijk van het bijmeng-% moet achter de meter eindapparatuur worden gecontroleerd en/of aangepast en de gasmeter vervangen.
Milieu & Veiligheid	<ul style="list-style-type: none"> + Groot potentieel voor CO₂-reductie + Minder / geen risico op CO-vergiftigingen - Verouderde apparatuur belemmert snelle invoering bijmengpercentages >0,5%
Wet –en regelgeving	<ul style="list-style-type: none"> - Gaswet laat bijmengen >0,5% nog niet toe. - Netbeheerder mag nog geen waterstof produceren / leveren - Noodzaak voor meer wettelijke mogelijkheden om onwillige bewoners mee te krijgen

Belangrijkste bevindingen voor de 4 opties

Scenario gebouwde omgeving voor waterstofwijken	Benodigheden	Overwegingen
Optie 1. Centraal --> Lokaal <i>1A. Direct in aardgasnet</i> <i>1B. Via backbone in aardgasnet</i>	<ul style="list-style-type: none"> Centrale productie waterstof Bepert aangepaste gasinfra en/of H2- backbone Waterstofgeschikte eindapparatuur 	<ul style="list-style-type: none"> + Groot potentieel - Hele land (of groot gebied) in één keer over - Complexe problematiek 'achter de meter' - Kosten backbone
Optie 2. Lokaal --> Centraal <i>(Via backbone)</i>	<ul style="list-style-type: none"> Decentrale productie waterstof H2-backbone / gasinfra Waterstofgeschikte eindapparatuur 	<ul style="list-style-type: none"> + Mogelijkheid voor wijk-tot-wijk aanpak - Kosten backbone
Optie 3. Lokaal --> Lokaal <i>(Via lokaal H2-net)</i>	<ul style="list-style-type: none"> Decentrale productie waterstof Lokale nieuwe infra/gasinfra Waterstofgeschikte eindapparatuur 	<ul style="list-style-type: none"> + Weinig transportkosten - Dure waterstof
Optie 4. Administratieve koppeling	<ul style="list-style-type: none"> GVO's 	<ul style="list-style-type: none"> + Eindgebruiker al dan niet verplichten + Zeer flexibel - Aardgasgebruik GO blijft hetzelfde

Berenschot



D

Waterstof in bunkers en kerosine

Ook voor de internationale transport zijn vier uitrolpaden ontwikkeld; opties zijn synthetische kerosine en waterstof, wel/niet bijgemengd

Opties voor verduurzaming bunkers en luchtvaart

Op de Nederlandse vliegvelden en in de havens tankt men momenteel brandstoffen van fossiele oorsprong. De hiermee samenhangende uitstoot zal drastisch gereduceerd moeten worden door over te gaan op bijv. klimaatneutrale synthetische kerosine (KSK) voor de luchtvaart en waterstof voor de scheepvaart.

KSK kan geproduceerd worden via een raffinageproces* met inzet van groene of blauwe waterstof en groene CO₂ (van niet-fossiele oorsprong). De benodigde hoeveelheden waterstof volgens KNES2050 zijn weergegeven in onderstaande tabel. Hierbij is voor het jaar 2030 lineair teruggerekend vanaf 2050 naar 2025.

Internationaal transport		Regionaal	Nationaal	Europees	Internationaal
Waterstofbehoefte 2030	PJ	105	143	194	211
Waterstofbehoefte 2050	PJ	523	714	972	1055

De hoeveelheden waterstof zijn in alle scenario's dusdanig groot, dat deze grotendeels geïmporteerd zullen moeten worden**.

**Door co-elektrolyse wordt de CO₂ met waterdamp omgezet in waterstof en CO in een Solid Oxide Elektrolyser. Het verkregen syngas wordt via Fischer-Tropsch synthese omgezet in koolwaterstoffen. Deze worden vervolgens via hydro-cracking omgezet naar KSK. Bron: <https://www.technischweekblad.nl/nieuws/synthetische-kerosine-in-rotterdam-komt-stap-dichterbij>*

Import van waterstof is noodzakelijk aangezien lokaal niet voldoende KSK of waterstof geproduceerd kan worden

Als genoemd zal de benodigde waterstofimport kunnen komen uit o.a. Portugal. Ook in andere delen van de wereld (Noord-Afrika, Midden-Oosten, Schotland) is grootschalige waterstofproductie in voorbereiding.

De import-waterstof zal per zeeschip of pijpleiding aankomen in de haven van Rotterdam en/of Amsterdam (en mogelijk ook in Harlingen). Hierdoor krijgt opslag een (nog) belangrijker rol in het waterstofsysteem. Wat betreft KSK ligt het voor de hand dat het raffinageproces in de aanlandingshavens plaats vindt. De geproduceerde KSK wordt vervolgens naar de vliegvelden getransporteerd. Dit kan op verschillende wijze:

- Via een nieuw aan te leggen dedicated KSK-netwerk. (Perifere vliegvelden, zoals Lelystad, Leeuwarden en Volkel zullen zo nodig per truck bevoorrad worden) (Figuur D-1)
- Door deze bij te mengen in het bestaande kerosine-netwerk. (Mliegvelden Lelystad en Leeuwarden zullen, zoals het ook nu gebeurt, per truck bevoorrad worden) (Figuur D-2)
- Voor zover er behoefte is aan waterstof, kan deze via een dedicated H₂-netwerk naar de juiste plaats in de haven / naar de haven doorgeleid worden (Figuur D-3). In geval van een (nabijgelegen) waterstofbackbone, kunnen benodigde waterstofleidingen hier rechtstreeks op aangesloten worden (Figuur D-4).

Geïmporteerde waterstof en/of in Nederland geproduceerde KSK kan via België en Duitsland naar het achterland doorgevoerd en verhandeld worden (Figuur D-5).

Visualisatie van de vier mogelijke uitrolpaden van het waterstofsysteem ten behoeve van verduurzaming bunkers en luchtvaart

Figuur D-1 - KSK Bijmengen in het bestaande kerosinenetwerk



Figuur D-2 - Dedicated KSK-netwerk



Figuur D-3 - Dedicated H2-netwerk



Figuur D-4- Dedicated H2-netwerk gekoppeld aan een H2-backbone



Voornaamste criteria: Internationaal transport

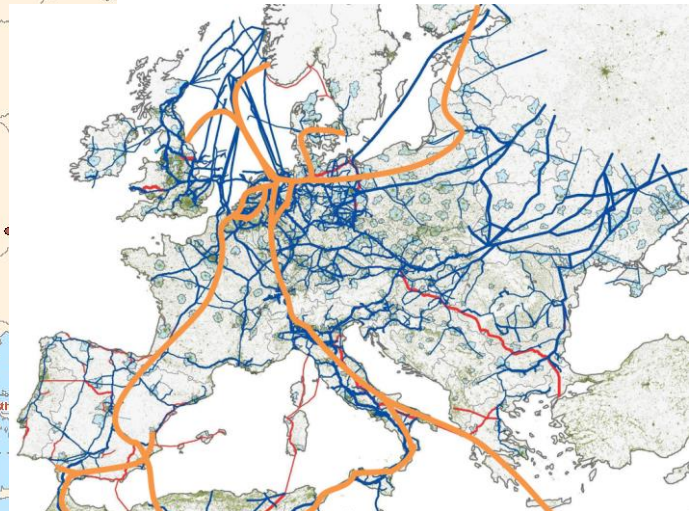
- Ontwikkeling sterk afhankelijk van Europese en/of mondiale sturing
- Afhankelijk van type brandstof en/of uitrolpad gekoppeld kan worden met andere uitrolpaden
- Grote hoeveelheid opslag in alle 2050 scenario's
- Grote hoeveelheid import in alle 2050 scenario's

Europese import waterstof en doorvoer naar "hinterland" Europa wordt noodzakelijk vanwege geo-beperkingen NL en laagste kosten H₂



Figuur D-5 – Europese import van waterstof en de doorvoer naar het achterland van Europa.

- Import noodzakelijk, bijvoorbeeld vanuit Portugal per schip of pijpleiding
- Optie tot doorvoer H₂ of synthetische kerosine (SK) naar rest van Europa
- Zie ook onderstaande visualisatie, Bron: Hydrogen Roadmap Europe, 2020



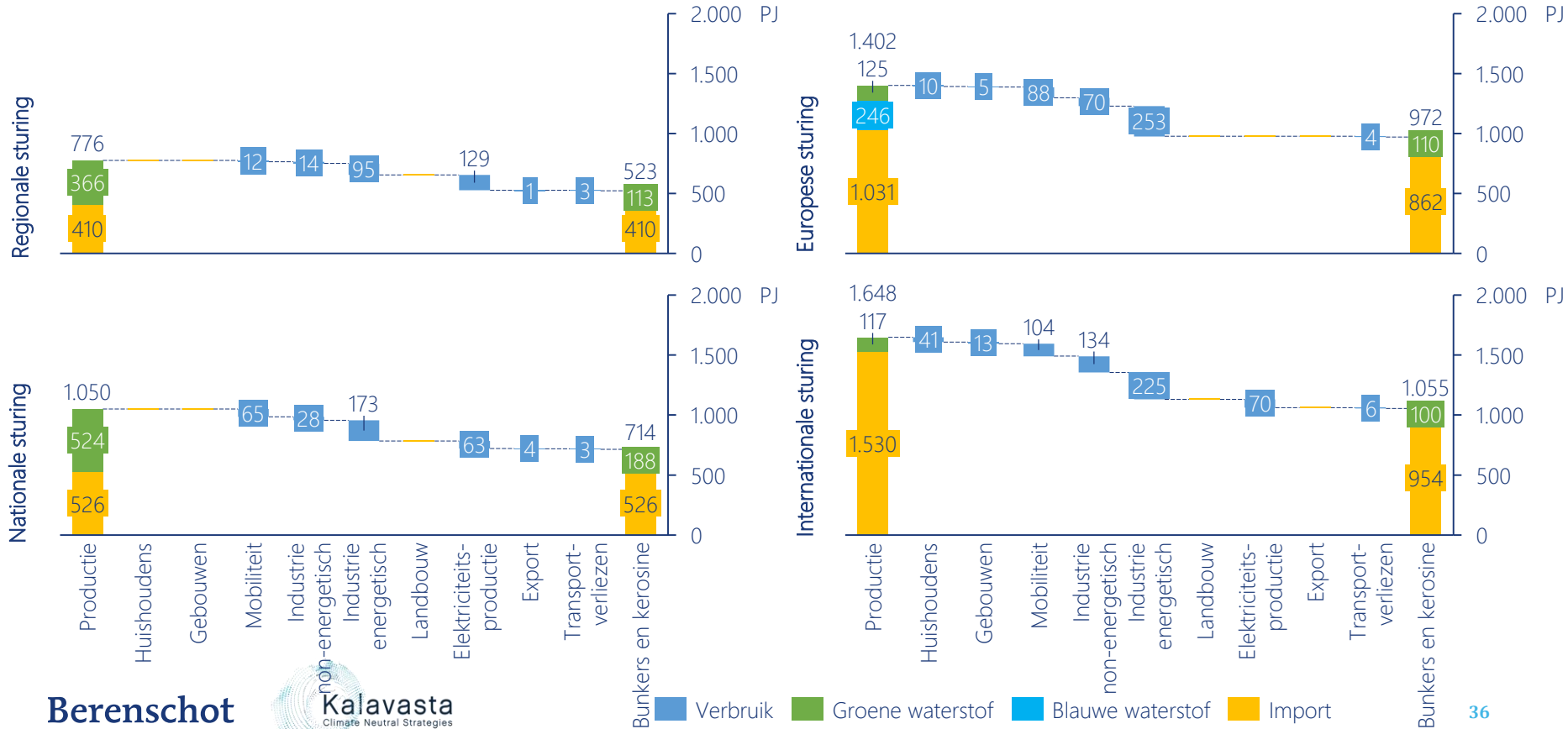
Berenschot



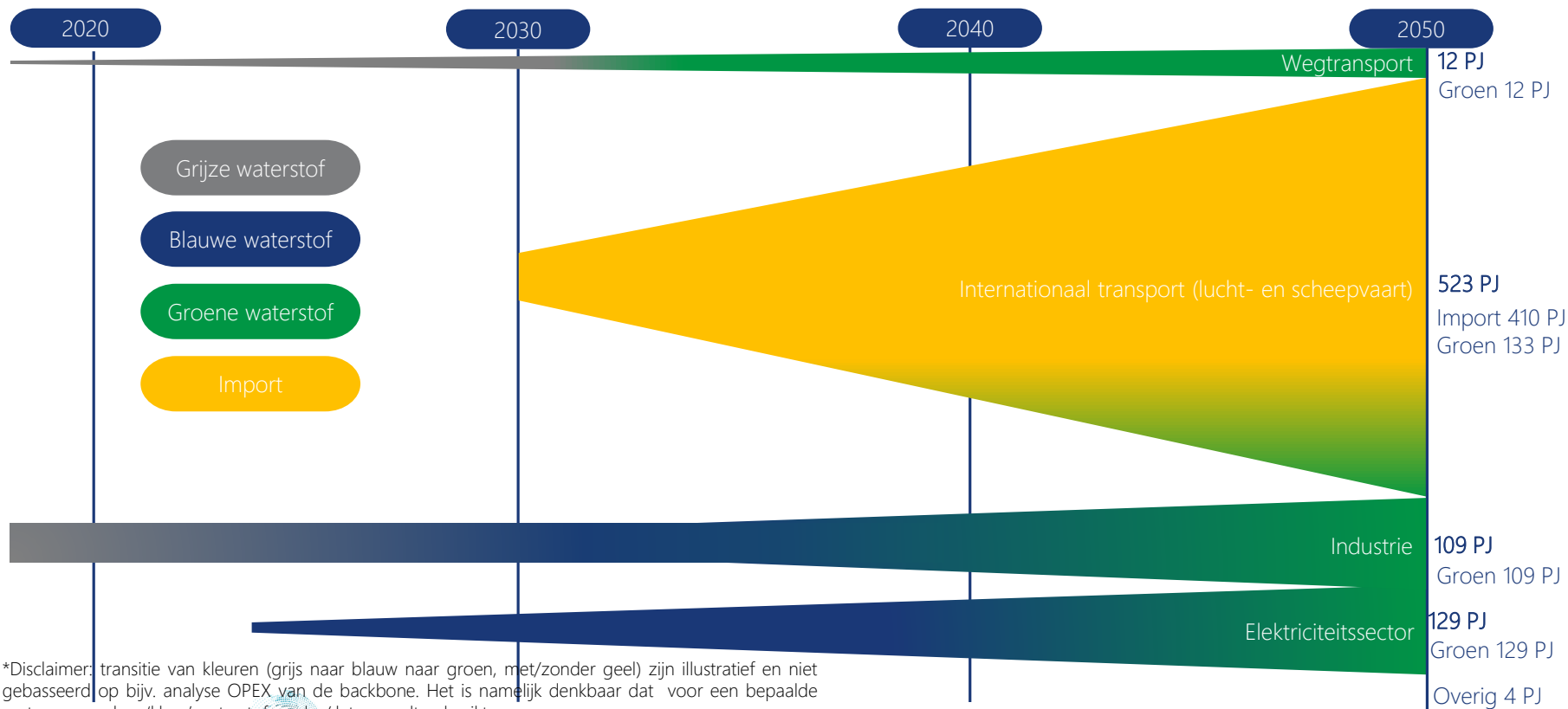
E

Klimaatneutrale Energiescenario's 2050

Waterstofproductie per type en gebruik (inclusief bunkers en kerosine) per sector voor elk KNES2050 eindbeeld

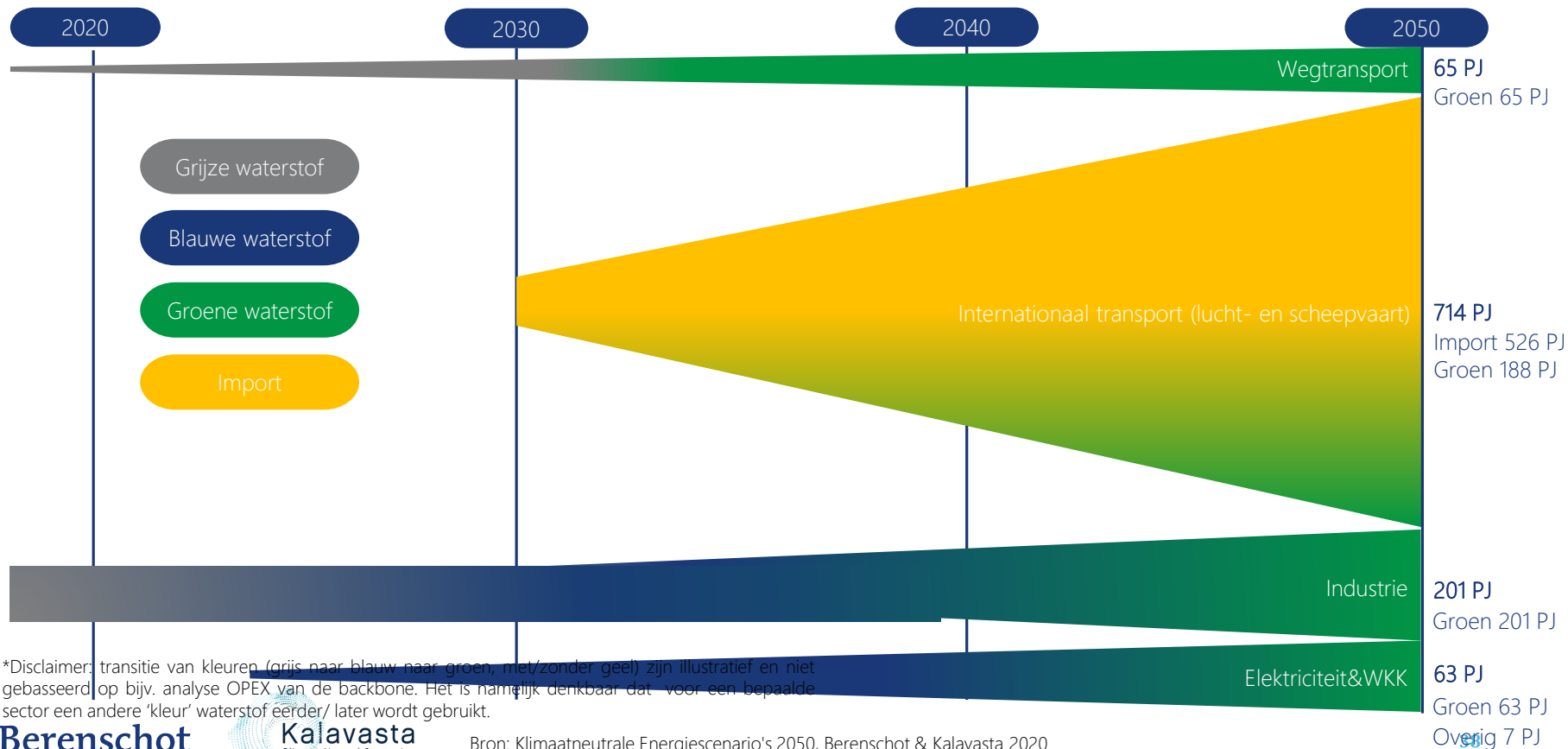


In het scenario “Regionaal” wordt waterstof voor industrie en elektriciteitssector in Nederland gemaakt en is er import voor internationaal transport

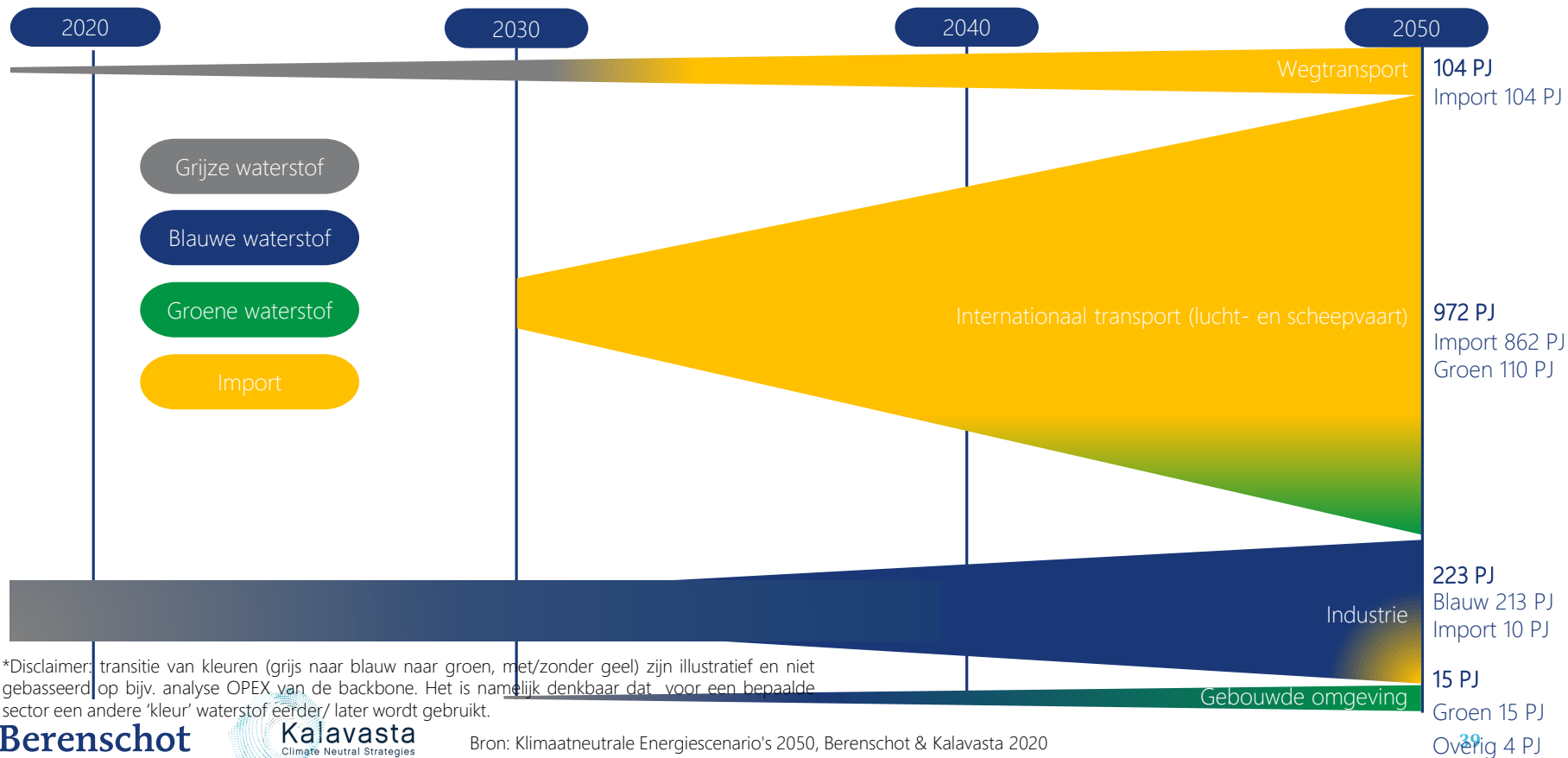


*Disclaimer: transitie van kleuren (grijs naar blauw naar groen, met/zonder geel) zijn illustratief en niet gebaseerd op bijv. analyse OPEX van de backbone. Het is namelijk denkbaar dat voor een bepaalde sector een andere 'kleur' waterstof eerder/ later wordt gebruikt.

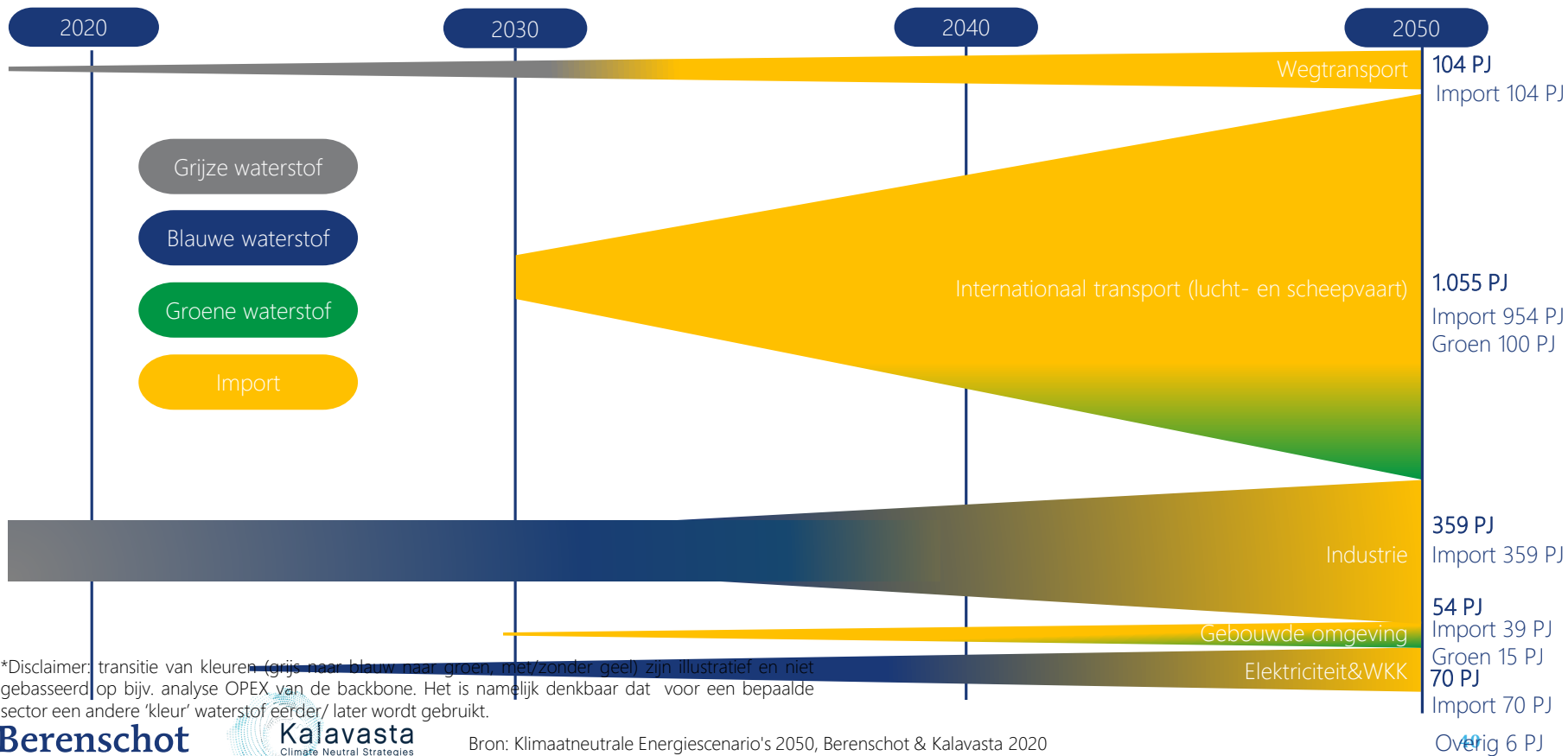
In het scenario "Nationaal" is er meer waterstof voor wegtransport en industrie uit Nederland en voor int. Transport wordt er geïmporteerd



In het scenario “Europees” wordt een deel van de waterstof in NL blauw geproduceerd t.b.v. de industrie, waterstof voor transport komt van import



In Scenario "Internationaal" wordt er veel waterstof geïmporteerd t.b.v. transport industrie en elektriciteit



*Disclaimer: transitie van kleuren (grijs naar blauw naar groen, met/zonder geel) zijn illustratief en niet gebaseerd op bijv. analyse OPEX van de backbone. Het is namelijk denkbaar dat voor een bepaalde sector een andere 'kleur' waterstof eerder/ later wordt gebruikt.



Berenschot