

Ministerie van Economische Zaken
en Klimaat

> Retouradres Postbus 20401 2500 EK Den Haag

De Voorzitter van Tweede Kamer
der Staten-Generaal
Prinses Irenestraat 6
2595 BD DEN HAAG

**Directoraat-generaal Klimaat
en Energie**

Directie Elektriciteit

Bezoekadres

Bezuidenhoutseweg 73
2594 AC Den Haag

Postadres

Postbus 20401
2500 EK Den Haag

Overheidsidentificatienr

00000001003214369000

T 070 379 8911 (algemeen)

F 070 378 6100 (algemeen)

www.rijksoverheid.nl/ezk

Ons kenmerk

DGKE-E / 21313145

Bijlage(n)

1

Datum 2 maart 2022

Betreft Fit-for-55%-pakket waterstof en Nationaal Waterstof Programma

Geachte Voorzitter,

In navolging van de Kamerbrief over de ordening en ontwikkeling van de waterstofmarkt d.d. 10 december jl.¹, wil ik de uw Kamer voor het commissiedebat over waterstof, dat naar verwachting in april 2022 zal plaatsvinden, de laatste ontwikkelingen meegeven.

In het kader van het coalitieakkoord zijn substantiële middelen beschikbaar gesteld die helpen met de concrete uitrol van deze visie. In deze brief zal ik hier kort op in gaan. Daarnaast deel ik met uw Kamer in deze brief de studie die samenhangen met het waterstofdossier. De studie is de analyse naar de impact van de waterstofdoelen voor de industrie uit het Fit-for-55%-pakket van de Europese Commissie. Tot slot deel ik de voortgang van het Nationaal Waterstof Programma.

Waterstof in het coalitieakkoord

Op dit moment ben ik druk bezig met de uitwerking van de ambities uit het coalitieakkoord, zoals verwoord in mijn brief van 11 februari jl.². Het is mijn streven om dit jaar nog grote stappen te zetten in de vormgeving van het waterstofbeleid. Dat acht ik nodig voor de ambitie van 500 megawatt geïnstalleerde elektrolysecapaciteit in 2025, en vooral om de verhoogde klimaatambities voor 2030 binnen bereik te brengen. Het realiseren van meer CO₂-reductie in 2030 zal immers ook vragen om sterkere opschaling van waterstofproductie en -import.

Onze waterstofambities vragen om een sterk beleidsprogramma met verschillende instrumenten; alleen zo komt onze ambitie voor opschaling van de binnenlandse productie en import van waterstof binnen bereik. Momenteel onderzoek ik daarvoor verschillende beleidsopties, zoals de ondersteuning van elektrolyseprojecten via de IPCEI waterstof en extra openstellingsrondes van het opschalingsinstrument, maar ook opties voor vraagsturing. Daarvoor kijk ik met interesse naar voorbeelden in Duitsland (het recent aangekondigde 'H2Global'³ initiatief) en de Nederlandse mobiliteit (de jaarverplichting energie vervoer⁴). Voor

¹ Kamerstuk 32 813, nr. 958.

² Kenmerk 2022Z02655

³ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_7022

⁴ <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/verplichtingen-ev/jaarverplichting-ev>

het maken van juist beleid op deze onderdelen is de dialoog met de private sector dit binnen het Nationaal Waterstof Programma gefaciliteerd word van belang.

Het uitwerken van deze instrumenten is uiteraard geen losstaand proces. Allereerst is de uitwerking sterk afhankelijk van de Europese onderhandelingen over de voorgestelde bindende waterstofdoelen (waarover hieronder meer), omdat deze grote invloed kunnen hebben op ons ambitieniveau. De uitwerking van het Klimaatfonds, die ik voor het zomerreces met uw Kamer zal delen, is ondersteunend voor vormgeving van toekomstig waterstofbeleid. Momenteel wordt er hard gewerkt aan het ontwerpen van het juiste instrumentarium voor waterstof op de middellange termijn. Ten slotte wil ik het waterstofbeleid in nauwe samenhang met een aantal andere kabinetsambities ontwikkelen, te weten de ontwikkeling van waterstofinfrastructuur, het verduurzamen van mobiliteit, de realisatie van CO₂-vrije gascentrales en de maatwerkafspraken met grote uitstoters in de industrie.

Analyse waterstofdoelen 'Fit-for-55%-pakket'

In het schriftelijk overleg van 24 januari jl.⁵ heb ik in mijn antwoorden toegezegd de analyse van TNO van de Europese bindende groene waterstofdoelen voor de industrie met u te delen. De Europese Commissie heeft voorgesteld om onder de herziene EU-richtlijn voor hernieuwbare energie (RED II) bindende nationale doelen vast te stellen voor gebruik van hernieuwbare waterstof in de sectoren industrie (50% in 2030) en mobiliteit (2,6% in 2030). TNO heeft deze voorstellen geanalyseerd.

TNO concludeert dat de voorgestelde doelen in 2030 zouden vragen om 66-86 petajoule hernieuwbare waterstof per jaar en 4,4-11,2 gigawatt elektrolyse in binnen- of buitenland.⁶ Import van waterstof zal een belangrijke rol spelen om het beslag op de binnenlandse energieproductie te verkleinen⁷. Daarmee valt de definitieve analyse iets lager uit dan de tussenresultaten uit de brief over marktordening en marktontwikkeling⁸ van afgelopen december. Ik verwacht binnenkort voldoende informatie te hebben om een standpunt in te nemen in de onderhandelingen. Daarover informeer ik uw Kamer in aanloop naar de Energieraad in juni.

De analyse van TNO beschrijft de Commissievoorstellen in twee stappen. Eerst analyseert TNO het huidige en verwachte Nederlandse waterstofgebruik. Daarbij vermeldt TNO als voornaamste onzekerheden het wel of niet meetellen van waterstof geproduceerd als bijproduct en waterstof in restgassen, en de toekomstige ontwikkeling van het waterstofgebruik in de industrie. Daarna beschrijft TNO hoeveel elektrolysecapaciteit en hernieuwbare elektriciteit (met offshore wind als voorbeeld) nodig is om aan de voorgestelde bindende doelen in 2030 te voldoen. Daarbij geeft TNO ook een eerste schatting van de prijzen van geïmporteerde en in Nederland geproduceerde waterstof. Deze kosten

⁵ Kamerstuk 21 501-33, nr. 904.

⁶ De precieze elektrolysecapaciteit is afhankelijk van het aantal operationele uren.

⁷ In bovenstaande Kamerbrief vindt u ook een overzicht van de recente ontwikkelingen rondom waterstofimport.

⁸ Kamerbrief Marktordening en marktontwikkeling waterstof (Kamerstuk 32 813, nr. 958).

bedragen per kilo respectievelijk €3-11 en €3,6-6,5: TNO ziet dus niet direct bewijs dat één van beide al op korte termijn significant goedkoper zal zijn.

Programmaplan Nationaal Waterstof Programma

In de Kamerbrief van 2 november 2021⁹ is uw Kamer geïnformeerd over het werkplan van het Nationaal Waterstof Programma welke afgelopen zomer is opgeleverd door de cross-sectorale werkgroep waterstof. Deze werkgroep bestaat uit een mix van private en publieke organisaties en is een afspiegeling van de waterstofsector. Het programmaplan van het Nationaal Waterstof Programma is inmiddels afgerond en het programma is afgelopen januari gestart.

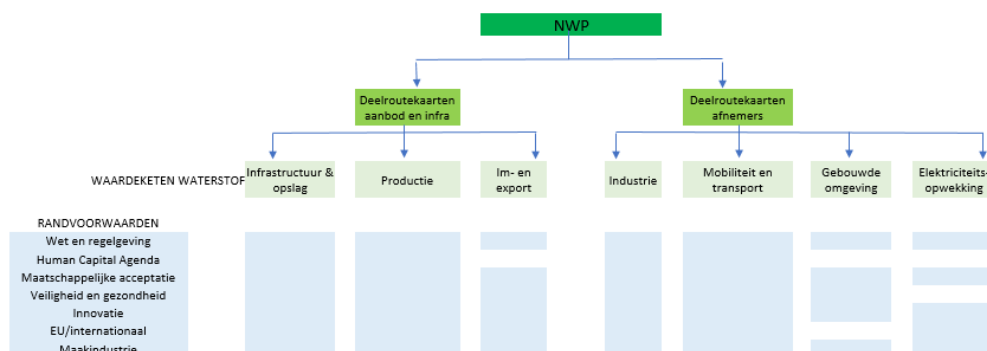
De centrale opgave van het Nationaal Waterstof Programma is het onderzoeken en stimuleren van de bijdrage van waterstof aan het realiseren van de energietransitie. Omdat het programma gekoppeld is aan het Klimaatakkoord, is het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) het coördinerende ministerie. De ministeries van Infrastructuur en Waterstaat en Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties zijn nauw betrokken bij de programmasturing aangezien het programma over de hele waterstofketen (inclusief mobiliteit en gebouwde omgeving) gaat.

Het doel van het Nationaal Waterstof Programma is het verbinden, faciliteren, versnellen en monitoren van de ontwikkelingen van waterstof. Hier wordt concreet invulling aan gegeven door de knelpunten die in het werkplan in kaart zijn gebracht te bespreken, prioriteren en te vertalen in acties¹⁰. Het Nationaal Waterstof Programma zorgt daarbij voor verbinding met andere (overheids)programma's zoals Programma Energiesysteem (PES), Programma Infrastructuur Duurzame Industrie (PIDI), Verkenning Aanlanding Windenergie op Zee (VAWOZ, hier is ook een koppeling naar Nationaal Water Programma en Programma Noordzee) en Programma Energie Hoofdstructuur (PEH).

Het Nationaal Waterstof Programma zal rond de zomer 2022 de routekaart waterstof opleveren. In de huidige ambities voor waterstof ligt de nadruk op gerealiseerd elektrolysevermogen. Zeker met de presentatie van het nieuwe regeerakkoord is er behoefte aan verbreding en verdieping van de ambities. De routekaart bevat gedetailleerde informatie over uitrol van alle relevante onderdelen van de waardeketen en de flankerende maatregelen of randvoorwaarden. Deze gedetailleerde uitwerking is nodig om het realiseren van de ambitie van 500 MW geïnstalleerde elektrolysecapaciteit in 2025 en 3-4 GW in 2030 te laten slagen. In figuur 1 wordt de gebruikte structuur daarvoor weergegeven.

⁹ Kamerstuk 32 813, nr. 915

¹⁰ <https://nationaalwaterstofprogramma.nl/file/download/1b520846-c671-48a0-9233-33134a799c6c/72837-csw-nwp-bijlage-a-resultaten-gap-analyse.pdf>



Figuur 1: overzicht van de diverse thema's binnen het Nationaal Waterstof Programma

Het Nationaal Waterstof Programma loopt tot en met 2025 en heeft een adaptief karakter. Dit zorgt ervoor dat ontwikkelingen, zoals nieuwe maatregelen van de Europese Commissie, meegenomen kunnen worden in het programma. De opzet van het programma zal na oplevering van de routekaart en aan het einde van ieder kalenderjaar geëvalueerd worden.

R.A.A. Jetten
Minister voor Klimaat en Energie

IMPACT 'FIT FOR 55' VOORSTEL VOOR HERZIENING RED OP DE VRAAG NAAR GROENE WATERSTOF IN NEDERLAND

› RAPPORT-/PROJECTGEGEVENS EN DISCLAIMER

TNO-rapport 2022 P10151

Titel: Impact 'Fit for 55' voorstel voor herziening RED op de vraag naar groene waterstof in Nederland

Datum: 8 februari 2022

Auteurs: Sam Lamboo en Marcel Weeda

Aantal pagina's: 31

Aantal bijlagen: 2

Opdrachtgever: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Project: KIPs 2021: OPETS KVE Projecten / Rekentool en scenario's waterstof

Projectnummer: 060.47791

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

› INHOUDSOPGAVE

SECTIES

1. INLEIDING	4
2. KWANTIFICERING VAN VOORSTELLEN VOOR RFNBO-VERPLICHTINGEN VOOR INDUSTRIE EN TRANSPORT IN <i>RED</i> ONDER “ <i>FIT FOR 55</i> ”	7
3. VERTALING <i>RFNBO</i> -DOEL NAAR BENODIGDE CAPACITEITEN EN INVESTERINGSKOSTEN VOOR ELEKTROLYSE EN WIND OP ZEE	13
4. OVERWEGINGEN MET BETREKKING TOT HAALBAARHEID <i>RFNBO</i> -DOEL EN CONCLUSIES	19
5. BIJLAGEN	24

› **SECTIE 1.**

1. INLEIDING

2. KWANTIFICERING VAN VOORSTELLEN VOOR
RFNBO-VERPLICHTINGEN VOOR INDUSTRIE
EN TRANSPORT IN *RED* ONDER “*FIT FOR 55*”

3. VERTALING *RFNBO*-DOEL NAAR BENODIGDE
CAPACITEITEN EN INVESTERINGSKOSTEN
VOOR ELEKTROLYSE EN WIND OP ZEE

4. OVERWEGINGEN MET BETREKKING TOT
HAALBAARHEID *RFNBO*-DOEL EN
CONCLUSIES

5. BIJLAGEN

› AANLEIDING EN KENNISVRAGEN

De Europese Commissie heeft als onderdeel van het “Fit for 55” pakket een herziening van de *Renewable Energy Directive* (RED) voorgesteld. In het voorstel staan een aantal artikelen met een gebruiksverplichting voor *Renewable Fuels of Non-Biological Origin* (RFNBO). Het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft TNO gevraagd om het voorstel voor de RED herziening op het punt van RFNBO-verplichtingen voor industrie (*Article 22a*) en vervoersector (*Article 25*) nader te interpreteren en een analyse te maken van de gevolgen voor de vereiste inzet van RFNBO in Nederland.¹ De tekst die de verplichting beschrijft en enkele relevante definities zijn op de volgende pagina weergegeven.

Naar verwachting zal de inzet van RFNBO in de praktijk (voorlopig) vooral neerkomen op gebruik van waterstof (H₂) geproduceerd via elektrolyse van water met hernieuwbare elektriciteit. In het vervolg van dit rapport wordt dit “groene H₂” genoemd. Echter ook synthetische brandstoffen die worden geproduceerd op basis van koolstofdioxide (CO₂) en groene H₂ vallen onder de term RFNBO, zoals synthetische methaan, diesel en kerosine (*synfuels*). Ook groene ammoniak geproduceerd op basis van stikstof (N₂) en groene H₂ is een RFNBO. Om als RFNBO mee te kunnen tellen moet het gebruik van H₂, synfuels en groene ammoniak wel tot ten minste 70% reductie van broeikasgasemissies leiden.

In het kader van dit rapport worden de termen RFNBO en groene H₂ gebruikt als synoniem tenzij anders aangegeven.

Deze rapportage bevat de TNO analyse voor de volgende kennisvragen van EZK:

- › Wat is de orde grootte van de RFNBO-gebruiksverplichtingen zoals voorgesteld voor de RED herziening in de Nederlandse situatie?
 - › Er zit interpretatieruimte in de voorstellen, met name in de verplichting voor gebruik van RFNBO ter grootte van 50% van het H₂-gebruik in de industrie voor finaal energie en niet-energetische doeleinden. Gaat het voor bepaling van de grondslag voor de 50%-verplichting bijvoorbeeld alleen om pure H₂, of ook om H₂ als onderdeel van mengsels. En gaat het alleen om bewust geproduceerde H₂ of ook om H₂ dat een onvermijdelijk bij- of restproduct is van een industrieel proces? TNO heeft de cijfers voor een aantal mogelijke varianten voor de industrie- en transportsector op een rij gezet.
- › Hoe groot is de benodigde elektrolysecapaciteit voor de hoeveelheid groene H₂ die samenhangt met de verplichte inzet van RFNBO als de productie volledig in Nederland plaats zou moeten vinden, en hoeveel hernieuwbare elektriciteit, bijvoorbeeld van wind op zee (WOZ) zou dit vergen?
 - › Op basis van de verschillende varianten is een vertaalslag gemaakt naar capaciteiten en bijbehorende investeringskosten.
 - › Inzichten over wat wel en niet meetelt en hoe, zijn nog steeds aan verandering onderhevig. Deze rapportage beschrijft de stand van de inzichten per 31 december 2021.
 - › Een eerder versie die is gebruikt voor de Kamerbrief “Marktordening en marktontwikkeling waterstof” van 10 december 2021 is bijgevoegd als bijlage.

¹ [Delivering the European Green Deal | European Commission \(europa.eu\)](#);
[EUR-Lex - 52021PC0557 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](#)

› TEKST VAN HERZIENINGSVOORSTEL EN DEFINITIES

VOORSTEL RFNBO-VERPLICHTING INDUSTRIE EN TRANSPORT

Tekstpassages uit het herzieningsvoorstel voor de RED die relevant zijn in het kader van deze studie zijn met name:

- › *Article 22a: Mainstreaming renewable energy in industry*
 - 1. Member States shall ensure that the contribution of renewable fuels of non-biological origin used for final energy and non-energy purposes shall be 50 % of the hydrogen used for final energy and non-energy purposes in industry by 2030. For the calculation of that percentage, the following rules shall apply:
 - (a) For the calculation of the denominator, the energy content of hydrogen for final energy and non-energy purposes shall be taken into account, excluding hydrogen used as intermediate products for the production of conventional transport fuels.
 - (b) For the calculation of the numerator, the energy content of the renewable fuels of non-biological origin consumed in the industry sector for final energy and non- energy purposes shall be taken into account, excluding renewable fuels of non- biological origin used as intermediate products for the production of conventional transport fuels.
- › *Article 25: Greenhouse gas intensity reduction in the transport sector from the use of renewable energy*
 - 1. Each Member State shall set an obligation on fuel suppliers to ensure that:
 - (b) ‘... in the energy supplied to the transport sector ... the share of renewable fuels of non-biological origin is at least 2,6 % in 2030.

Relevante definities uit het herzieningsvoorstel zijn:

- › ‘industry’ means companies and products that fall sections B, C, F and J, division (63) of the statistical classification of economic activities (NACE REV.2) – (Regulation (EC) No 1893/2006 of the European Parliament and of the Council of 20 December 2006 establishing the statistical classification of economic activities NACE Revision 2 and amending Council Regulation (EEC) No 3037/90 as well as certain EC Regulations on specific statistical domains (OJ L 393, 30.12.2006, p. 1)
- › ‘renewable fuels’ means biofuels, bioliquids, biomass fuels and renewable fuels of non-biological origin
- › ‘renewable fuels of non-biological origin’ means liquid and gaseous fuels the energy content of which is derived from renewable sources other than biomass

› **SECTIE 2.**

1. INLEIDING

**2. KWANTIFICERING VAN VOORSTELLEN VOOR
RFNBO-VERPLICHTINGEN VOOR INDUSTRIE
EN TRANSPORT IN RED ONDER “FIT FOR 55”**

3. VERTALING RFNBO-DOEL NAAR BENODIGDE
CAPACITEITEN EN INVESTERINGSKOSTEN
VOOR ELEKTROLYSE EN WIND OP ZEE

4. OVERWEGINGEN MET BETREKKING TOT
HAALBAARHEID RFNBO-DOEL EN
CONCLUSIES

5. BIJLAGEN

› SCHATTING RFNBO-VERPLICHTING VOOR DE INDUSTRIE

GRONDSLAG O.B.V. HUIDIG GEBRUIK WATERSTOF

- › De huidige hoeveelheid waterstof die in de industrie in Nederland rond gaat is door [TNO en CBS](#)² geschat op in totaal 180 PJ op basis van een 90% benutting van geïnstalleerde capaciteiten van productieprocessen. Niet alles hiervan valt onder de verplichting van 50% RFNBO van het finaal energetisch en non-energetisch gebruik van waterstof in de industrie (zie tabel).

› Minimale case komt uit op **37 PJ/jaar**

- › Waterstof geproduceerd o.b.v. aardgasreforming voor ammoniak, methanol, en diverse andere industriële toepassingen.
- › Waterstof gebruikt in raffinaderijen als tussenproduct voor productie van conventionele brandstoffen hoeft niet te worden meegeteld. Het deel dat kan worden toegerekend aan grondstof voor chemie (o.a., nafta) telt wel. Ons huidige inzicht is dat het deel voor grondstof beperkt is, en is hier daarom achterwege gelaten.
- › Waterstof voor productie van (HVO) biobrandstof hoeft ook niet te worden meegeteld omdat het geen finaal eindverbruik is. Groene H₂ voor deze toepassing mag mogelijk tot de RFNBO-verplichting voor transport worden gerekend, net als groene H₂ voor productie van conventionele brandstof.

- › Vraag is of H₂ moet worden meegeteld dat als (onvermijdelijk) bijproduct of H₂-rijk restgas vrijkomt bij processen met een ander hoofddoel en dat vnl. weer intern wordt benut, veelal voor ondervuring en in WKK. Een maximale case waarin alle H₂ onder deze categorie wordt meegeteld levert **52 PJ/jaar**.

Tabel: Overzicht van geschat huidig finaal energetisch en non-energetisch waterstofgebruik in de industrie en daarvan afgeleide RFNBO-opgave.

	Geïnstalleerde H ₂ -capaciteit [PJ]	Geschatte H ₂ -productie x90% [PJ]	RFNBO- opgave x50% [PJ]
Ammoniak	64	58	29
Methanol	14	12	6
Overig industrieel gebruik H ₂	5	5	2
Minimale schatting o.b.v. huidig industriegebruik	83	75	37
H ₂ -rijk bijproduct- en restgasgebruik *	32	29	15
Maximale schatting o.b.v. huidig industriegebruik	115	104	52
<i>Raffinaderijen en biobrandstof</i>	85	76	-
<i>Totaal huidig gebruik H₂ in industrie en raffinage</i>	200	180	-

* Voornamelijk intern gebruik H₂-rijke restgassen uit *naphtha steam crackers* en chemische industrie, inclusief een capaciteit van 6 PJ H₂ in cokesovengas (ca. 60 vol% H₂), en ruim 6 PJ H₂ in Flexicoker *fuel gas* (ca. 18 vol% H₂)

² M. Weeda (TNO) and R. Segers (CBS), *The Dutch hydrogen balance, and the current and future representation of hydrogen in the energy statistics*, TNO2020 P10915

› SCHATTING RFNBO-VERPLICHTING VOOR DE INDUSTRIE

MOGELIJK EXTRA GEBRUIK VAN WATERSTOF (1)

› Plannen voor realisatie van extra gebruik van H₂ voor 2030 kunnen invloed hebben op de RFNBO-verplichting voor de industrie. Er zijn zes opties die in de tabel hiernaast zijn samengevat. De drie kolommen links karakteriseren de combinatie van nieuwe productie en benutting van de H₂. De twee rechter kolommen geven aan wat het effect is op de grondslag van de RFNBO-verplichting voor de industrie, en of de nieuwe productie ook een bijdrage levert aan invulling van de verplichting.

- › Optie 4 levert de grootste bijdrage aan invulling van de verplichting, d.w.z. vervanging van bestaand gebruik dat nu met fossiele H₂ wordt ingevuld door (nieuwe) productie (of import) van groene waterstof.
- › Optie 2 levert de minst gunstige combinatie, d.w.z. additioneel gebruik van H₂ in de industrie met additonele productie van H₂ die niet telt als RFNBO, zoals fossiele H₂ met of zonder CCS, H₂ met een biogene oorsprong en H₂ van elektrolyse die niet is geproduceerd met hernieuwbare elektriciteit.
- › Optie 5, additionele productie van groene H₂ voor invulling van additionele H₂-vraag (gebruik), levert wel een bijdrage aan invulling van de verplichting, maar extra gebruik vergroot ook de grondslag. Als groene H₂ alleen wordt gebruikt voor nieuwe vraag dan is verdubbeling van het totale gebruik van H₂ in de industrie nodig om aan de RFNBO-verplichting te kunnen voldoen.
- › Een aparte optie die niet in de tabel is weergegeven betreft import van groene ammoniak die als ammoniak wordt ingezet in de industrie. Als die ammoniak kan tellen als RFNBO dan levert dat een bijdrage aan invulling van de verplichting. Tegelijkertijd leidt dit tot een kleinere grondslag voor de verplichting omdat er in Nederland geen H₂ meer hoeft te worden ingezet voor productie van de ammoniak.

Optie	Productie RFNBO *	Additioneel H ₂ -gebruik	Gebruik in industrie **	Effect op de noemer (grondslag) van de RFNBO-verplichting	Bijdrage aan de teller (invulling) van de RFNBO-verplichting
1	Nee	Nee	Ja	Geen	Nee
2	Nee	Ja	Ja	Groter	Nee
3	Nee	Ja	Nee	N.v.t.	N.v.t.
4	Ja	Nee	Ja	Geen	Ja
5	Ja	Ja	Ja	Groter	Ja
6	Ja	Ja	Nee	N.v.t.	N.v.t.

* Productie is gelijk aan gebruik. Voor productie kan ook import worden gelezen mits geïmporteerde H₂ voldoet aan de eisen om als RFNBO te kunnen worden geteld.

** 'Nee' omvat ook gebruik van waterstof als tussenproduct voor de productie van conventionele brandstoffen en biobrandstoffen.

› Hieronder volgt een overzicht van mogelijk nieuw industrieel H₂-gebruik:

- › [Tata heeft plannen](#) om al voor eind 2030 een fabriek in gebruik te nemen voor een op H₂ gebaseerd proces voor reductie van ijzererts. Volgens Tata kan dit tot extra gebruik van bijna 12 PJ H₂ leiden (97 kton/j). Bij een 2^e fabriek in de periode 2030-2040 kan dit zelfs oplopen tot bijna 46 PJ (380 kton/j). Dit gebruik verhoogt de grondslag voor de RFNBO-opgave. Als vanaf het begin groene H₂ wordt ingezet dan wordt ook gelijk een deel van de verplichting ingevuld (Optie 5). Bij een start met H₂ die niet telt als RFNBO (H₂ in syngas of puur o.b.v. aardgas) dan wordt alleen de grondslag groter (Optie 2) en moet elders meer worden gedaan om het RFNBO-doel te halen.

› SCHATTING RFNBO-VERPLICHTING VOOR DE INDUSTRIE

MOGELIJK EXTRA GEBRUIK VAN WATERSTOF (2)

- › Andere plannen in de industrie met mogelijk effect op de 50%-verplichting, zijn onder andere:
 - Productie van H₂ o.b.v. methaanrijke restgassen van raffinaderijen en aardgas met CCS in het [H-vision project](#). De 1^e fase beoogt productie met een capaciteit van 750 MW H₂, goed voor bijna 24 PJ of 200 kton H₂ per jaar. Dit draagt niet bij aan invulling van de RFNBO-verplichting voor de industrie maar zorgt wel voor een grotere grondslag (Optie 2). De mate waarin hangt af van het deel van de H₂ dat buiten de industrie (incl. raffinage) wordt ingezet (bv. transport en elektriciteitsproductie in centrales) en of er bestaande productie o.b.v. aardgas wordt vervangen.
 - [Dow Benelux](#) heeft een vergelijkbaar plan voor H₂ o.b.v. methaanrijke restgassen van de stoomkrakers en aardgas met CCS. Tot er elektrische krakers zijn zal de H₂ intern worden ingezet ter vervanging van de directe inzet van de restgassen. Ook hier levert de H₂ geen bijdrage aan invulling van de verplichting maar zorgt het nieuwe gebruik volgens het voorstel voor de RED-herziening wel voor een toename van de grondslag (Optie 2).
 - In het [FUREC project](#) wil RWE afval gebruiken voor H₂-productie. FUREC zou H₂ kunnen leveren aan Chemelot ter vervanging van H₂-productie o.b.v. aardgas. De grondslag neemt dan niet toe, maar de H₂ is geen RFNBO en draagt dus niet bij aan invulling van de verplichting (Optie 1).
 - [Air Products](#) heeft plannen voor een nieuwe fabriek voor productie van fossiele H₂ (HyCO5), met CO₂ afvang. Over capaciteit en inzet van de H₂ is nog niets bekend, maar fossiele productie zal sowieso geen bijdrage leveren aan invulling van RFNBO-verplichtingen (Optie 1, 2 of 3)
 - Het [H2M project](#) betreft productie van ca. 0,2 Mton H₂ o.b.v. aardgas met CCS in de Eemshaven. De H₂ is in principe bedoeld als brandstof voor nul-emissie elektriciteitsproductie in de Magnum-centrale maar kan ook deels dienen voor inzet in de industrie. Bij inzet voor elektriciteit telt het niet mee voor de RFNBO-opgave voor de industrie.
 - [H2Gateway](#) is ook een initiatief voor productie van H₂ o.b.v. aardgas met CCS. De fabriek met een capaciteit van 0,2 Mton H₂/jaar (vergelijkbaar met 1^e fase H-Vision) zou in Den Helder moeten komen. Het project is erop gericht om industriële clusters in Nederland en Duitsland via de backbone te voorzien van H₂ t.b.v. hoge-temperatuurwarmte en als grondstof. Nieuwe inzet van deze H₂ in de Nederlandse industrie zou tot een toename van de RFNBO-opgave voor de industrie leiden.
- › Realisatie van additioneel industrieel gebruik van H₂ die niet telt als RFNBO leidt tot een grotere inspanning voor vervanging van bestaand gebruik van H₂ door groene H₂. Indien dit niet mogelijk is vergt het realisatie van extra nieuw gebruik van groene H₂ van dezelfde omvang als het extra gebruik van niet groene H₂ om de RFNBO-opgave te kunnen halen.
 - › Projecten voor productie en gebruik van H₂ o.b.v. methaanrijke restgassen met CCS zijn primair projecten voor CO₂-emissiereductie (1^e fase H-Vision en Dow samen 2,7 Mton). Deze restgassen komen vrij bij de verwerking van aardolie/aardolieproducten in raffinaderijen en stoomkrakers. Toenemende onzekerheid over gevolgen van de impact van deze projecten op de RFNBO-opgave kan leiden tot vertraging en daarmee tot spanning tussen realisatie van doelstellingen voor reductie van CO₂-emissies en duurzame energie.

› SCHATTING RFNBO-VERPLICHTING VOOR TRANSPORTSECTOR

GRONDSLAG O.B.V. HUIDIG ENERGIEVERBUIK EN PROJECTIE 2030

- › In de tekst van de voorgestelde RED-herziening staat *'in the energy supplied to the transport sector ... the share of renewable fuels of non-biological origin is at least 2,6% in 2030'*. Het deel van de transportsector waar deze 2,6% op van toepassing is, is verbreed van wegtransport en railtransport (zoals in de huidige RED), naar alle transportmodaliteiten. Navraag bij DG ENER heeft duidelijk gemaakt dat ook bunkerbrandstoffen voor internationale lucht- en scheepvaart onder *'all transport modes'* vallen. Dit geeft o.b.v. huidige cijfers de volgende inschatting van de verplichting (cijfers 2019 zijn gebruikt omdat 2020 vanwege de Corona-pandemie een vertekend beeld geeft):
 - › Het finaal energieverbruik van alle modaliteiten in de sector binnenlands vervoer was volgens CBS in 2019 457,8 PJ (excl. 2,8 PJ niet-energetisch verbruik). Het verbruikssaldo voor internationale bunkering was in 2019 volgens CBS: 666,9 PJ. Totaal 1124,7 PJ. Hier 2,6% van is **29,2 PJ**.
- › De RED gaat over *'energy supplied to the transport sector'* en omvat dus ook elektriciteit. Elektrificatie kan tot aanzienlijke daling van het energieverbruik in de vervoersector leiden. Daarom hebben we ook de KEV2021 projecties voor 2030 bekeken:
 - › De KEV telt mobiele werktuigen (MWT) bij binnenlands vervoer (54,1 PJ in 2019), maar dat is niet het geval in de NL en EU energiestatistieken.
 - › De tabellenbijlage van de KEV2021 geeft voor binnenlands vervoer en bunkers in 2030 respectievelijk 461 PJ (waarvan 26 PJ elektriciteit) en 644 PJ. Correctie voor MWT geeft 412,5 PJ inclusief non-energetisch verbruik. Exclusief non-energetisch verbruik is het 410 PJ.
- › Voor 2030 komt de schatting voor de RFNBO-verplichting voor transport o.b.v. de KEV2021 uit op $2,6\% \times 410 \text{ PJ} + 2,6\% \times 644 = \mathbf{27,4 \text{ PJ}}$. Het verschil met de inschatting o.b.v. de 2019-cijfers is dus nog beperkt.
- › Er kan invulling aan de RFNBO-verplichting voor transport worden gegeven door inzet van groene H₂ als tussenproduct bij productie van conventionele transportbrandstoffen, door direct gebruik van groene H₂ als brandstof, en via inzet van *synfuels* geproduceerd o.b.v. CO₂ en groene H₂. Inzet van groene H₂ voor productie van biobrandstof mag ook worden meegeteld, terwijl de biobrandstof zelf ook nog bij de verplichting voor biobrandstoffen kan worden gerekend. Om als RFNBO mee te kunnen tellen moet het gebruik van H₂ en synfuels wel tot ten minste 70% reductie van broeikasgasemissies leiden.
- › Nieuwe projecten die kunnen bijdragen aan de RFNBO-verplichting:
 - › Naast de bestaande bioraffinaderij (1 mln ton biodiesel) wil Nesté een 2^e fabriek bouwen. Het H₂ gebruik van de huidige fabriek wordt geschat op ca. 40 kton/j of 5 PJ/j en wordt extern geleverd. De beoogde capaciteit van de nieuwe fabriek is niet bekend. Ook niet of gebruik gemaakt gaat worden van hernieuwbare of fossiele H₂. Ook Shell heeft plannen voor een bioraffinaderij. Beoogde capaciteit is 820 kton biobrandstof. De H₂ die nodig is komt van interne reststromen (dan geen RFNBO).
 - › Productie van *Sustainable Aviation Fuel* (SAF) door SkyNRG
 - › Productie van bio-methanol o.b.v. biogas en groene H₂ door BioMCN (OCI)

› **SCHATTING SYNFUEL-VERPLICHTING VOOR LUCHTVAART**

ORDEGROOTTE O.B.V. HUIDIG VERBRUIK

- › Naast de herziening van de RED is er een *'proposal for a regulation of the European parliament and of the Council on ensuring a level playing field for sustainable air transport'* inclusief vooruitzicht richting 2050:
 - a) From 1 January 2030, a minimum share of 5% of SAF, of which a minimum share of 0.7% of synthetic aviation fuels;
 - b) From 1 January 2035, a minimum share of 20% of SAF, of which a minimum share of 5% of synthetic aviation fuels;
 - c) From 1 January 2040, a minimum share of 32% of SAF, of which a minimum share of 8% of synthetic aviation fuels;
 - d) From 1 January 2045, a minimum volume share of 38% of SAF, of which a minimum share of 11% of synthetic aviation fuels.
 - e) From 1 January 2050, a minimum volume share of 63% of SAF, of which a minimum share of 28% of synthetic aviation fuels
- › De afzet van kerosine in 2019 betrof 3,82 miljard kilogram. Met een verbrandingswaarde van 43,5 TJ per miljoen kilogram is dit 166 PJ:
 - › 0,7% hiervan is 1,2 PJ synthetische brandstof
 - › De productie van synthetische kerosine op basis van CO₂ en H₂ heeft een efficiency van ongeveer 65%. Dit betekent dat voor de productie van 1,2 PJ synthetische kerosine ongeveer 1,8 PJ aan H₂ nodig is. Bij gebruik van groene H₂ telt dit mee voor de RFNBO-verplichting voor transport.
 - › Voor 2035 zou dit op basis van het 2019 cijfer oplopen naar 8,3 PJ synthetische kerosine waar dan al 12,8 PJ H₂ voor nodig is.

› **SECTIE 3.**

1. INLEIDING
2. KWANTIFICERING VAN VOORSTELLEN VOOR
RFNBO-VERPLICHTINGEN VOOR INDUSTRIE
EN TRANSPORT IN *RED* ONDER “*FIT FOR 55*”
- 3. VERTALING *RFNBO*-DOEL NAAR BENODIGDE
CAPACITEITEN EN INVESTERINGSKOSTEN
VOOR ELEKTROLYSE EN WIND OP ZEE**
4. OVERWEGINGEN MET BETREKKING TOT
HAALBAARHEID *RFNBO*-DOEL EN
CONCLUSIES
5. BIJLAGEN

› SCHATTING RFNBO-VERPLICHTING INDUSTRIE & TRANSPORT

SAMENVATTING

Variant RFNBO-opgave	Industrie	Transport	Totaal
Minimaal o.b.v. huidige vraag ^{*)}	37 PJ	29 PJ	66 PJ
Maximaal o.b.v. huidige vraag	52 PJ	29 PJ	81 PJ
Maximaal incl. extra vraag 1 ^e fase Tata	56 PJ	29 PJ	86 PJ

^{*)} 'Vraag' moet in deze en volgende tabellen worden gelezen als 'H₂-gebruik in de industrie en hoeveelheid energie geleverd aan de transportsector'.

- › De tabel vat de bandbreedte samen van de RFNBO-verplichting voor de industrie en transportsector op basis van huidige verbruikscijfers, aangevuld met extra H₂-gebruik bij realisatie van de 1^e fase van de nieuwe plannen van Tata voor eind 2030.³ Deze bandbreedte kan mogelijk nog worden beïnvloed door andere nieuwe projecten. Bij realisatie van de 1^e fase H-Vision voor 2030 en volledige inzet van de H₂ voor energetische toepassingen in de industrie neemt de bandbreedte met 11 PJ toe. De 2^e fase kan daar nog eens 11 PJ aan toevoegen. Daarnaast heeft Dow vergelijkbare plannen, werkt Air Products aan plannen voor uitbreiding van H₂-productie o.b.v. fossiel, en zijn er ook nog de H2M en H2Gateway initiatieven. Mogelijk zal niet alle H₂ van die projecten in de industrie worden gebruikt en tot een toename leiden van de grondslag voor de industrie, maar een toename van de RFNBO-opgave voor alleen de industrie kan zo oplopen tot meer dan 100 PJ.

- › Kort na 2030 ligt een verdere toename al in het verschiet:
 - › [Het plan van Tata](#) is om in 2032 of anders 2037 ook een 2^e fabriek o.b.v. H₂ in bedrijf te nemen. Dit zou tot een opgave van nog eens ruim 15 PJ extra leiden.
 - › Daarnaast geeft de voorgestelde regeling voor luchtvaart alvast een doorkijkje naar 2035 en verder. De opgave van een minimum aandeel van 5% synthetische brandstof in 2035 betekent in de periode t/m 2035 nog eens ca. 11 PJ groene H₂ voor *synthetic aviation fuel*. Op zich past de totaal benodigde hoeveelheid H₂ van ca. 13 PJ voor *synthetic aviation fuel* voor 2035 nog wel binnen de RFNBO-opgave voor transport van ruim 29 PJ die al voor 2030 geldt. Realisatie van het 2035 doel zou dan mogelijk via herallocatie van inzet van H₂ kunnen plaatsvinden en geen extra productie van groene H₂ vergen.

³ O.b.v. reductie met pure H₂. Bij reductie met syngas (CO en H₂) o.b.v. aardgas is er minder H₂ en zal de totale RFNBO-opgave iets Kleiner zijn.

› BENODIGDE CAPACITEIT ELEKTROLYSE EN WIND OP ZEE

BREDE VERKENNING

Variant RFNBO-opgave	Opgave groene H ₂ (PJ)	Benodigde capaciteit elektrolyse (GW)	Benodigde capaciteit wind op zee (GW)	Elektriciteit over voor het net (TWh)
Minimaal o.b.v. huidige vraag	66	5,3 (8,6 - 4,4)	15,9 (8,6 - 44)	27 (0 - 132)
Maximaal o.b.v. huidige vraag	81	6,5 (10,6 - 5,5)	19,6 (10,6 - 55)	33 (0 - 162)
Maximaal incl. extra vraag 1 ^e fase Tata	86	6,9 (11,2 - 5,8)	20,7 (11,2 - 58)	35 (0 - 172)

- › De benodigde capaciteit aan elektrolyse voor invulling van de behoefte aan groene H₂ is afhankelijk van het aantal vollasturen dat de elektrolyzers kunnen maken. Het aantal vollasturen (*full load hours*, FLH) hangt weer af van de verhouding van geïnstalleerde capaciteit elektrolyzers t.o.v. de capaciteit van de bron voor hernieuwbare elektriciteit. Naar verwachting is wind op zee (WOZ) de belangrijkste bron.
- › Ook het elektriciteitsverbruik per eenheid H₂ is van belang. Er is gerekend met de waarde die ook voor de SDE++ wordt gebruikt, te weten 57,8 kWh/kg H₂. Bij een lager verbruik gaan alle resultaten naar rato omlaag; bij bijvoorbeeld 50 kWh/kg gaan de resultaten omlaag met een factor 50/57,8.
- › Uitgangspunt voor bovenstaande tabel is een verhouding 1 op 3; d.w.z 1 GW elektrolyse op 3 GW WOZ. De elektrolyser kan dan 6000 FLH/jaar maken, aangenomen dat de “onderkant” van het gebruikte windprofiel kan worden benut (zie toelichting in bijlage 1). In dit geval is iets minder dan 50% van de WOZ-opbrengst nog beschikbaar voor de elektriciteitsvoorziening (27 TWh).
- › Bij de verhouding 1 op 3 is voor de minimale variant al meer capaciteit aan elektrolyse nodig dan de 3-4 GW ambitie in 2030 uit het Klimaatakkoord. Zelfs bij een optimistisch gemiddeld verbruik van 50 kWh/kg zou nog steeds ruim meer dan 4 GW elektrolyse nodig zijn (4,6 GW).
- › De weergegeven bandbreedte is voor de verhoudingen 1 op 1 (3700 FLH elektrolyse), en 1 op 10 (7170 FLH elektrolyse). In het eerste geval is er meer elektrolysecapaciteit nodig (8,6 - 11,2 GW). In het tweede geval is er erg veel meer WOZ nodig (44 - 58 GW) en zou er ook erg veel elektriciteit op het net moeten worden ingepast (132 - 172 TWh).
- › WOZ voor elektrolyse komt grotendeels bovenop de al geplande 11,5 GW voor vergroening van bestaande elektriciteitsvraag. Opties voor [10 GW WOZ extra](#) worden onderzocht. De benodigde hoeveelheden bij verhouding 1 op 3 of hoger zijn niet realistisch; 1 op 1 tot 1 op 2 lijkt realistischer (zie hierna voor resultaten).

› **BENODIGDE CAPACITEIT ELEKTROLYSE EN WIND OP ZEE**

GROTE (EXTRA) WOZ BEHOEFTE VOOR RFNBO-OPGAVE

Variant RFNBO-opgave	Opgave groene H ₂ (PJ)	Benodigde capaciteit elektrolyse (GW)	Benodigde capaciteit wind op zee (GW)	Elektriciteit over voor het net (TWh)
Minimaal o.b.v. huidige vraag	66	6,8 (8,6 - 6,0)	10,3 (8,6 – 12,1)	6 (0 - 13)
Maximaal o.b.v. huidige vraag	81	8,4 (10,6 - 7,4)	12,6 (10,6 – 14,8)	7 (0 - 16)
Maximaal incl. extra vraag 1 ^e fase Tata	86	8,9 (11,2 - 7,9)	13,3 (11,2 – 15,7)	8 (0 - 17)

› Voor de tabel is een verhouding van 1 op 1,5 (1 GW elektrolyse op 1,5 GW WOZ) gebruikt als middenwaarde. Het aantal FLH elektrolyse is in dit geval 4664 uur/jaar. De bandbreedte is voor de verhoudingen 1 op 1 en 1 op 2. In die gevallen is het aantal FLH voor elektrolyse respectievelijk 3700 en 5277 uur/jaar. Van WOZ wordt bij een verhouding van 1 op 2 ca. 70% van de elektriciteit gebruikt voor elektrolyse, bij 1 op 1,5 is dat 83%, en bij 1 op 1 wordt alle elektriciteit benut voor elektrolyse.

› De hoeveelheden WOZ bij deze verhoudingen sluiten beter aan bij de ontwikkelingen rond de “extra opgave wind op zee” en de “verkenning aanlanding wind op zee” (VAWOZ) waarin onder andere naar mogelijkheden voor 10 GW extra wind op zee in 2030 wordt gekeken. Hoe kleiner de verhouding, hoe minder WOZ er nodig is. Keerzijde is dat er dan meer capaciteit aan elektrolyse nodig is door het gemiddeld lagere aantal vollasturen.

› Bij een gemiddeld elektriciteitsverbruik van 57,8 kWh/kg H₂ varieert de benodigde elektrolysecapaciteit in 2030 voor de verschillende varianten van 6 GW tot ruim 11 GW bij een WOZ-capaciteit van resp. ca. 12 en 11 GW:

- › De cijfers kunnen iets lager uitvallen naarmate het gemiddelde verbruik van elektriciteit voor productie van H₂ lager is.
- › Daar tegenover staat dat bij realisatie voor 2030 van nieuwe projecten voor de productie van H₂ o.b.v. fossiele brandstoffen (zoals H-Vision en het vergelijkbare plan van Dow) met additioneel gebruik van de H₂ in de industrie, de RFNBO-opgave voor de industrie verder toeneemt en de cijfers groter worden.
- › In alle gevallen is meer elektrolyse nodig dan de 3 - 4 GW ambitie voor 2030, en in bijna alle gevallen meer dan de 10 GW WOZ van de “extra opgave wind op zee” (t/m 2031), terwijl er beperkt tot geen elektriciteit overblijft voor bijvoorbeeld directe elektrificatie in de industrie en overige extra elektriciteitsvraag.

› INDICATIE VAN PRODUCTIEKOSTEN VOOR GROENE H₂

PERIODE 2025 - 2030

Kosten-variant	Verhouding Elektrolyse : WOZ	Vollasturen elektrolyse	Referentie jaar	CAPEX (€/kW _{in})	Elektriciteits- kosten (€/MWh _e)	Productiekosten groene H ₂ (€/kg)
Laag	1 op 2	5277	2030	592	28,3	3,6
Midden	1 op 1,5	4664	Gemiddelde 2025-2030	1144	31,4	4,8
Hoog	1 op 1	3700	2025	1552	34,5	6,5

- › Voor berekening van de productiekosten van groene H₂ is een “rekentool” gebruikt die eerder voor EZK is gemaakt om de onrendabele top van diverse scenario's voor ingroei van de eerste honderden MW-en elektrolyse en het effect van diverse maatregelen voor ondersteuning te kunnen verkennen. De productiekosten hangen met name af van de verhouding tussen de capaciteiten WOZ en elektrolyse (vollasturen), de investeringskosten voor elektrolyse (CAPEX), en de kosten voor elektriciteit. De tabel geeft een indicatieve bandbreedte.
- › Voor de verhouding WOZ : Elektrolyse is de bandbreedte 1 tot 2 gebruikt met bijbehorende vollasturen bij benutting van de “onderkant” van het windprofiel.
 - › De CAPEX zijn schattingen voor 2025 - 2030 op basis van leercurves die ook in de rekentool zijn gebruikt (aannames kosten “Laag”: CAPEX in 2020 is 1400 €/kW; 20% kostendaling bij verdubbeling cumulatief geïnstalleerde capaciteit en 270 GW extra wereldwijd in 2030 boven op 20 GW in 2020.

Voor kosten “Hoog” zijn de cijfers respectievelijk 1800 €/kW, 12% en 100 GW. Voor kosten “Midden” is het gemiddelde genomen van beide leercurves over de periode 2025 - 2030).

- › Het referentiejaar heeft ook invloed op de kosten voor elektriciteit WOZ. De kosten zijn projecties voor de *levelized cost of electricity* (LCOE) van WOZ (alleen windpark) voor de periode 2025 - 2030.
- › De geschetste kosten zijn incl. netwerkkosten van ruim 50 €/kW/jaar en vaste operationele en onderhoudskosten van 38 €/kW/jaar wat een bijdrage levert van 1,1 - 1,5 €/kg H₂
- › Ter vergelijking: de productiekosten van H₂ d.m.v. *reforming* van aardgas bedragen ca. 1,3 - 1,7 €/kg bij een gasprijs van 20,5 - 28,4 €/MWh (HHV). Dit is exclusief de kosten voor CO₂ of CCS. De kosten voor CCS bedragen ordegrrootte 80 - 160 € /ton CO₂ afhankelijk van transport van CO₂; als gas per pijpleiding of vloeibaar per schip. Elke 10 € /ton CO₂ voegt ongeveer 0,1 €/kg aan de kosten van waterstof toe.

› INDICATIE INVESTERINGSKOSTEN IN ELEKTROLYSE EN WOZ

GROTE BANDBREEDTE DOOR ONZEKERE KOSTEN ELEKTROLYSE

Kosten variant	Variant RFNBO-opgave	Capaciteit elektrolyse (GW)	CAPEX elektrolyse (mld €)	Capaciteit WOZ (GW)	CAPEX WOZ (mld €)
Laag	Minimaal o.b.v. huidige vraag	6,0	3,5	12,0	30,8
Midden	Maximaal o.b.v. huidige vraag	8,4	9,6	12,6	32,2
Hoog	Maximaal incl. extra vraag 1 ^e fase Tata	11,2	17,4	11,2	28,6

- › De benodigde investeringen zijn geschat voor een aantal varianten:
 - › Minimale RFNBO-variant o.b.v. huidig gebruik H₂ in de industrie met lage CAPEX elektrolyse en een verhouding elektrolyse : WOZ van 1 op 2;
 - › Maximale RFNBO-variant o.b.v. huidig gebruik met middenwaarde CAPEX elektrolyse en verhouding elektrolyse : WOZ van 1 op 1,5
 - › Maximale RFNBO-variant incl. extra vraag 1^e fase Tata, met hoge CAPEX elektrolyse en verhouding elektrolyse : WOZ van 1 op 1
- › De Investeringskosten voor WOZ dalen naar verwachting niet significant tussen 2020 en 2030 (bron: TNO - Windenergie). Kostendalingen worden per saldo teniet gedaan door inzet van grotere turbines die duurder zijn. Voor de berekening in de tabel zijn investeringskosten inclusief netwerkkosten op zee gebruikt. Deze zijn geschat op 2550 - 2566 €/kW, (exclusief netwerkkosten 1701 - 1737 €/kW)
- › De schatting voor benodigde investeringskosten varieert van 34 tot bijna 46 mld euro. De investeringen in WOZ zijn in alle gevallen groter dan die in elektrolyse. Dit betekent dat gegeven een RFNBO-opgave, overall kosten lager uitvallen naarmate de verhouding elektrolyse : WOZ naar 1 op 1 gaat.
- › Bij de minimale RFNBO-variant met lage CAPEX elektrolyse en een 1 op 1 verhouding neemt de capaciteit elektrolyse wel toe van 6,0 naar 8,6 GW (lager aantal FLH), maar de investeringskosten dalen met ca. 20% tot bijna 27 mld euro. Bij een laag specifiek gemiddeld elektriciteitsverbruik van 50 i.p.v. 57,8 kWh/kg H₂ daalt dit verder naar ruim 23 mld euro.
- › Een verhouding 1 op 2 bij de hoge kostenvariant met 86 PJ RFNBO-opgave (7,9 GW elektrolyse; 15,7 GW WOZ) geeft totaal 52 mld euro. De maximale breedte wordt zo 23 - 52 mld euro, ofwel 38 mld euro +/- 40%. (NB niet alle investeringen zijn extra. 3 - 4 GW elektrolyse en bijbehorende WOZ zijn in principe al “gepland”).

› **SECTIE 4.**

1. INLEIDING
2. KWANTIFICERING VAN VOORSTELLEN VOOR *RFNBO*-VERPLICHTINGEN VOOR INDUSTRIE EN TRANSPORT IN *RED* ONDER “*FIT FOR 55*”
3. VERTALING *RFNBO*-DOEL NAAR BENODIGDE CAPACITEITEN EN INVESTERINGSKOSTEN VOOR ELEKTROLYSE EN WIND OP ZEE
- 4. OVERWEGINGEN MET BETREKKING TOT HAALBAARHEID *RFNBO*-DOEL EN CONCLUSIES**
5. BIJLAGEN

› INGROEI WOZ EN H₂-FABRIEKEN O.B.V. ELEKTROLYSE

DE TIJD VOOR INPASSING BENODIGDE CAPACITEITEN IS KRAP

- › De capaciteit WOZ is op het ogenblik ca. 2,5 GW. De huidige routekaart windenergie op zee 2030 stuurt aan op 11,5 GW in 2030 voor productie van ca. 49 TWh elektriciteit. Opties worden onderzocht om dit doel te verhogen met nog eens 10 GW voor 43 TWh, tot ca. 92 TWh in 2030 of kort daarna.
- › Voor productie van 37 tot 56 PJ groene H₂ om invulling te geven aan de RFNBO-opgave voor de industrie is 18 tot 27 TWh elektriciteit nodig (bij 57,8 kWh/kg). Dat is 42 - 63% van de opbrengst van de extra 10 GW WOZ.
- › Productie van 66 tot 86 PJ groene H₂ voor de RFNBO-opgaven voor industrie en transportsector samen vergt dan bijna 32 tot ruim 41 TWh elektriciteit. Dit is 75% tot 97% van de opbrengst van de voorgenomen 10 GW extra WOZ.⁴
- › Om te zorgen dat elektrolyse niet ten koste gaat van de verduurzaming van de bestaande elektriciteitsvraag is realisatie van de extra 10 GW WOZ nodig. Bij de RFNBO-opgaven op basis van de huidige situatie plus de 1^e fase Tata zou van die 10 GW dan nog 2 - 11 TWh beschikbaar zijn voor bijvoorbeeld directe elektrificatie in de industrie en extra datacenters; een beperkte hoeveelheid.
- › De RFNBO-opgave wordt groter bij toename van het H₂-gebruik voor 2030. Realisatie van de 1^e fase H-Vision en het project van Dow leiden bijv. tot een extra RFNBO-opgave die ca. 11 TWh extra elektriciteit vergt, en er zijn meer plannen. Verdere uitbreiding van WOZ is dan nodig om te voorkomen dat groene H₂-productie ten koste gaat van verduurzaming van de bestaande elektriciteitsvraag en een negatief effect heeft op reductie van CO₂-emissies.
- › Niet alleen de hoeveelheden zijn van belang. Ook het tijdstip van realisatie van projecten is van belang. De Europese Commissie stelt eisen in de [RED](#) aan de additionaliteit (article 29) van hernieuwbare elektriciteit om het als volledig hernieuwbaar te mogen tellen voor productie van RFNBO (de precieze voorwaarden worden binnenkort gepubliceerd als bijlage bij de RED):
 - › Er zijn nog geen definitieve beslissingen genomen voor investeringen in groene H₂. Gewacht wordt op nadere regelgeving die meer zekerheid moet bieden voor de business case (subsidie, vergunningen, certificering etc.). Eerste besluiten worden op z'n vroegst in 2022 verwacht. Daarna duurt bouw en ingebruikname nog zeker 2 à 3 jaar. De eerste fabrieken zullen dus op z'n vroegst eind 2024 of begin 2025 gaan produceren.
 - › De routekaart WOZ voorziet in gemiddeld 1 GW WOZ erbij per jaar. Met 2025 meegeteld geeft dit voor groene H₂-productie additioneel nog 6 GW t/m 2030. Dit is al onvoldoende voor de minimale RFNBO-variant (66 PJ). [De extra 10 GW \(waarvan 6 GW t/m 2030\)](#) kan uitkomst bieden, maar hoe later groene H₂-projecten worden gerealiseerd, hoe minder additionele WOZ-capaciteit er t/m 2030 beschikbaar zal zijn (d.w.z. WOZ capaciteit die beschikbaar komt tegelijk met, of na de bouw van groene H₂-fabrieken).
 - › Een andere factor die nog onzekerheid geeft is de fabricagecapaciteit van elektrolyzers en de snelheid waarmee die capaciteit kan worden uitgebreid, m.a.w. kunnen de benodigde groene H₂-fabrieken wel op tijd worden gebouwd. Nederland is niet de enige met een opgave en ook wereldwijd zijn er initiatieven voor grote projecten waarmee mogelijk moet worden geconcurrereerd voor de beschikbare capaciteit.

⁴ De percentages in combinatie met 10 GW geven 7,5 tot 9,7 GW. Dat verschilt van de waarden 8,6 en 11,2 GW in de tabel op p.15. Dit komt door een verschil in vollasturen voor WOZ. In deze studie is een windprofiel gebruikt met 3700 FLH, terwijl 11,5 GW/49 TWh leidt tot 4260 FLH.

› MOGELIJKHEDEN VOOR IMPORT VAN RFNBO

KOSTEN EN IMPACT: BEPERKTE BIJDRAGE VERWACHT TOT 2030

- › De voorgaande berekeningen gaan uit van binnenlandse productie. Import van RFNBO zou echter ook kunnen bijdragen aan invulling van de opgave. Hierbij kan het mes aan twee kanten snijden, bv. bij import van ammoniak of methanol die kwalificeren als RFNBO en voor non-energetische doeleinden in de industrie worden ingezet. Deze RFNBO tellen mee in de teller van de verplichting, maar de H₂ die nu binnenlands wordt geproduceerd en ingezet voor productie van de ammoniak en methanol valt weg uit de noemer.
- › Air Products verwacht vanaf 2026 ca. 3 TWh H₂/jaar (90 kton, of 11 PJ H₂) vanuit Saudi-Arabië naar Noordwest-Europa te kunnen transporteren in de vorm van groene ammoniak. Bij conversie naar H₂ en inzet als brandstof voor voertuigen draagt het 11 PJ bij aan invulling van de RFNBO-opgave voor de transportsector. Bij inzet van ammoniak in de industrie draagt het meer dan 11 PJ bij aan invulling van de RFNBO-opgave voor de industrie (de teller) terwijl het ook meer dan 11 PJ inzet van H₂ in de industrie zou schelen (voor de noemer). Conversie van ammoniak naar H₂ en vervanging van bestaande fossiele productie scheelt ook voor de binnenlandse opgave. Conversie naar H₂ en inzet in nieuw industrieel gebruik, zoals bv. voor Tata levert wel een bijdrage aan de teller, maar maakt ook de noemer groter.
- › Of en in hoeverre voor invulling van de RFNBO-opgave kan worden vertrouwd op import is onzeker. Ook grote projecten in het buitenland moeten nog worden ontwikkeld net als in Nederland. Daarnaast moeten havenfaciliteiten worden gerealiseerd incl. zaken als vergunningen en financiering. Ook afspraken en regelgeving rond certificering moeten zijn geregeld om import van groene H₂, ammoniak etc. als RFNBO mee te kunnen tellen.
- › Naast dat projecten nog moeten worden ontwikkeld is het nog onzeker hoe kosten van import zich verhouden tot binnenlandse productie. De kosten van import zijn o.a. afhankelijk van de specifieke hernieuwbare energie condities (zon, wind, waterkracht, etc. en combinaties daarvan), voorzieningen om continu te kunnen produceren/leveren, de vorm van transport (als vloeibaar H₂, gebonden aan een *liquid organic hydrogen carrier* (LOHC), als ammoniak etc.), transport per pijpleiding of schip, en de transportafstand.
- › Voor analyse van de kosten werkt TNO aan een model dat voortbouwt op diverse andere studies (o.a. ISPT HyChain II). Voor zichtjaar 2030 geeft de huidige versie van het TNO Supply Chain Model kosten van bijna 6 €/kg tot ruim 9 €/kg voor groene H₂ dat in uiteenlopende landen wordt geproduceerd, en in diverse vormen per schip naar Nederland wordt getransporteerd, waar het weer wordt omgezet naar gasvormig H₂. Diverse gevoeligheidsanalyses leiden tot een bandbreedte van 3 - 11 €/kg met uitschieters tot 14 €/kg. Al met al zijn de kosten vergelijkbaar met de kosten van H₂ geproduceerd in Nederland met WOZ, en lijken de kosten van import eerder iets hoger dan lager.
- › Op het ogenblik vindt in het kader van het [HyDelta](#)-project revisie plaats van diverse gegevens in het model. Resultaten van het HyDelta project worden eind maart/begin april 2022 verwacht. Verder worden meer gedetailleerde resultaten rond bovenstaande cijfers begin 2022 gepubliceerd in het TNO rapport: "Ontwikkeling productiekosten klimaatvriendelijke waterstof" dat in opdracht van projectteam van het Actieprogramma Waterstof in Mobiliteit wordt gemaakt.

› INITIATIEVEN VOOR PRODUCTIE VAN GROENE WATERSTOF

OVERZICHT T/M ZICHTJAAR 2030

- › De tabel hiernaast geeft een overzicht van initiatieven voor productie van groene H₂ die invulling kunnen geven aan de RFNBO-opgave voor de industrie en de transportsector. Het overzicht geeft projecten die initiatiefnemers voor 2026 in bedrijf zouden willen hebben indien de randvoorwaarden positieve commerciële exploitatie mogelijk maken. Sommige projecten voorzien reeds een uitbreiding in de periode t/m 2030. De initiatieven t/m 2025 bedragen ca. 1,5 GW. In de periode t/m 2030 is er ambitie voor nog eens ruim 7,4 GW. Als alles zou worden gerealiseerd levert dat bijna 9 GW in 2030. Dit is ruim meer dan de 0,5 GW en 3 - 4 GW in 2025 en 2030 uit het Klimaatakkoord.
- › Bijbehorende productiecijfers variëren sterk tussen de projecten waarbij niet duidelijk is welke uitgangspunten m.b.t. vollasturen en specifiek verbruik van elektriciteit is gehanteerd. Bij een verbruik van 57,8 kWh/kg en 4664 FLH produceert een capaciteit van bijna 9 GW ca. 87 PJ H₂/j, ruim 720 kton/j (verhouding elektrolyse : WOZ van 1 op 1,5, dus 14,5 GW WOZ). Dit komt overeen met de hoge schatting voor de RFNBO-opgave in 2030 (86 PJ).
- › Bij een lager verbruik en hoger aantal FLH ligt de productie naar rato hoger; bij bv. 50 kWh/kg en 5000 FLH is het 107 PJ (bijna 900 kton). Voor een RFNBO-opgave van 86 PJ zou dan ruim 7 GW elektrolyse nodig zijn met bijna 11 GW WOZ. Mocht import een bijdrage kunnen leveren dan kunnen deze cijfers verder omlaag. De behoefte aan elektrolyse blijft waarschijnlijk echter hoog in vergelijking met de ambitie uit het Klimaatakkoord, zeker als in de periode tot 2030 nog veel extra gebruik van H₂ in de industrie wordt gerealiseerd.

			t/m 2025	2026-2030
ELYgator	Air Liquide	Terneuzen	200	
HyNetherlands	ENGIE	Eemshaven	100	1750
Djewels-1	Nobian	Delfzijl	20	
Djewels-2	Nobian	Delfzijl		40
H2ermes	Nobian-Tata	Velsen		100
H2-fifty	Nobian-BP	Maasvlakte		250
SeaH2land	Ørsted	Vlissingen	500	500
Eemshydrogen	RWE	Eemshaven	50	
GZI Next	Shell/Gasunie	Emmen	10	
Hydrogen Holland I	Shell	Maasvlakte	200	
NorthH2	Shell en partners	Eemshaven		4000
H2ero	TotalEnergies-Lukoil	Vlissingen	150	
Hydrogen to Maasvlakte	Uniper	Maasvlakte	100	400
Eemshaven-West	Vattenfall	Eemshaven	10	90
CurtHyl	Vattenfall	Maasvlakte	10	90
Hy4Am - P2F Hemweg	Vattenfall	Hemweg	10	90
VoltH2	VoltH2	Vlissingen	25	75
VoltH2	VoltH2	Terneuzen	25	50
Haddock	Yara-Ørsted	Sluiskil	100	
			1510	7435

› CONCLUSIES

- › De Europese Commissie heeft als onderdeel van het “Fit for 55” pakket een herziening van de *Renewable Energy Directive* (RED) voorgesteld. Het voorstel bevat een gebruiksverplichting voor *Renewable Fuels of Non-Biological Origin* (RFNBO) voor zowel industrie als transportsector. In de praktijk is RFNBO vooral H₂ geproduceerd via elektrolyse van water met duurzame elektriciteit van zon en wind, hierna “groene H₂”, hoewel de definitie breder is.
- › Bij continuering van het huidige H₂-gebruik zal de RFNBO-verplichting voor de industrie in Nederland zeker ongeveer 40 PJ bedragen in 2030, gelijk aan ruim 0,3 Mton groene H₂ per jaar. Moet ook het gebruik van onvermijdelijk geproduceerd bijproduct H₂ en H₂-rijk restgas bij de RFNBO-grondslag worden meegeteld dan loopt de verplichting op tot ruim 50 PJ.
- › Bij realisatie voor eind 2030 van de 1^e fase ombouwplannen van Tata en alle initiatieven voor gebruik van H₂, geproduceerd van methaanrijke restgassen en aardgas met CCS, zou de RFNBO-verplichting verder op kunnen lopen tot meer dan 100 PJ, ordegrootte 1,2 Mton groene H₂ per jaar.
- › Voor de transportsector is op basis van 2019 cijfers en verwachtingen voor 2030 berekend dat de RFNBO-verplichting bijna 30 PJ bedraagt.
- › Voor industrie en transportsector samen gaat de RFNBO-verplichting zeker richting 70 PJ. Bij meetellen van het gebruik van bijproduct H₂, H₂-rijk restgas en H₂ voor de 1^e fase Tata gaat het richting 90 PJ (meer dan 0,7 Mton groene H₂ per jaar). De opgave loopt verder op bij realisatie van diverse voorgenomen projecten voor decarbonisatie van methaanrijke restgassen en aardgas die via productie van H₂ met CCS tot extra gebruik van H₂ in de industrie leiden, conform Art. 22a in het voorstel tot herziening van RED.
- › De elektrolysecapaciteit die in 2030 nodig is voor de verschillende RFNBO-varianten die zijn beschouwd varieert van 6 GW tot ruim 11 GW bij een WOZ-capaciteit van resp. ca. 12 en 11 GW.
- › De hoeveelheid elektrolyse en WOZ die nodig is voor productie van groene H₂ hangt af van het aantal vollasturen van WOZ, de onderlinge dimensionering van elektrolyse en WOZ, en het (gemiddelde) specifieke elektriciteitsverbruik voor productie van H₂ door elektrolyse. In alle gevallen is meer elektrolyse nodig dan de 3 - 4 GW ambitie voor 2030, en in bijna alle gevallen meer dan de 10 GW WOZ van de “extra opgave wind op zee” (t/m 2031), terwijl er dan beperkt tot geen elektriciteit overblijft voor bijvoorbeeld directe elektrificatie in de industrie en overige extra elektriciteitsvraag.
- › Hoewel in principe al rekening wordt gehouden met investeringen en kosten van 3 - 4 GW elektrolyse en de bijbehorende hoeveelheid WOZ zullen de extra investeringen en kosten voor realisatie van de RFNBO-doelen aanzienlijk zijn, zeker als er in de periode tot 2030 nog veel additioneel H₂-gebruik in de industrie wordt gerealiseerd.
- › Op zich is er voldoende initiatief voor elektrolyse projecten. Bij realisatie van alle, of het grootste deel van nu bekende initiatieven zou er genoeg groene H₂ geproduceerd kunnen worden om ambitieuze RFNBO-doelen te halen.
- › Eerste verkenningen voor import van groene H₂ geven aan dat de kosten van H₂ vergelijkbaar zijn met die van binnenlandse productie, en eerder iets hoger liggen dan lager. Betere en meer gedetailleerde analyse is nodig om duidelijk te krijgen of import al voor 2030 kan bijdragen aan het halen van RFNBO-doelen.

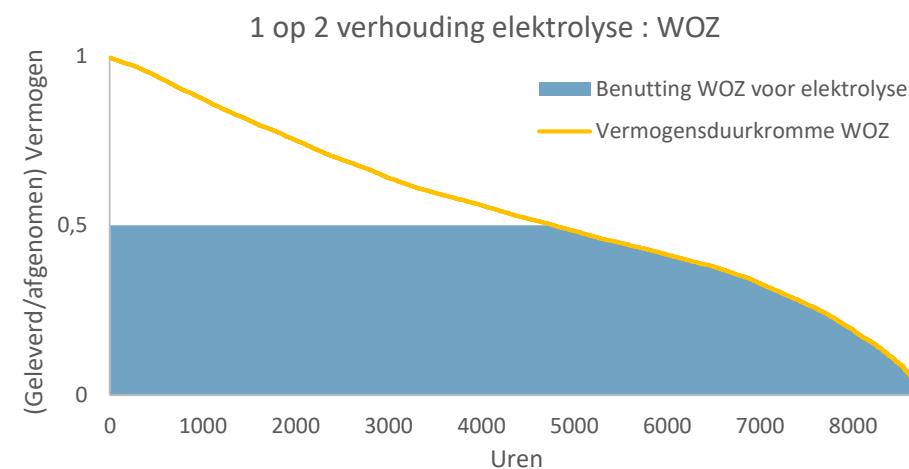
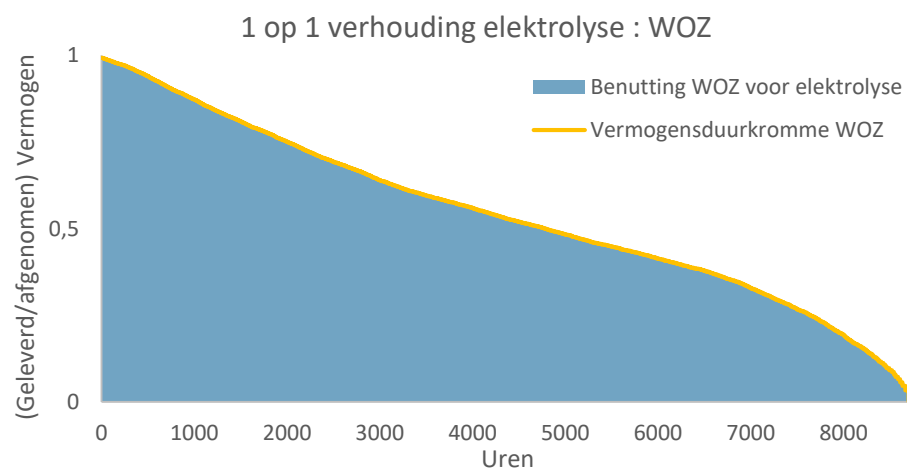
› **SECTIE 5.**

1. INLEIDING
2. KWANTIFICERING VAN VOORSTELLEN VOOR
RFNBO-VERPLICHTINGEN VOOR INDUSTRIE
EN TRANSPORT IN *RED* ONDER “*FIT FOR 55*”
3. VERTALING *RFNBO*-DOEL NAAR BENODIGDE
CAPACITEITEN EN INVESTERINGSKOSTEN
VOOR ELEKTROLYSE EN WIND OP ZEE
4. OVERWEGINGEN MET BETREKKING TOT
HAALBAARHEID *RFNBO*-DOEL EN
CONCLUSIES
- 5. BIJLAGEN**

› BIJLAGE 1

VOLLASTUREN ELEKTROLYSE PER TYPE KOPPELING MET WOZ

- › Bij koppeling van elektrolyse met WOZ wordt de mogelijke H_2 productie bepaald door de onderlinge verhouding en de prestatiekenmerken van een windturbine of -park. De vermogensduurkromme geeft een beeld van die kenmerken; het geleverde vermogen over een jaar gerangschikt van hoog naar laag (de gele curve in de figuren).
- › Bij een verhouding 1 op 1 (linker figuur) zijn de capaciteit van elektrolyser en windpark even groot. Elektrolyse volgt de productie van het park, met vergelijkbare vollasturen voor beide tot gevolg, wat wordt geïllustreerd door het blauwe vlak onder de curve.
- › NB elektrolyzers hebben een minimaal deellastniveau. H_2 -productie start dan pas als het windpark het minimale benodigde vermogen levert. Bij afwezigheid van een netaansluiting kan verlies als gevolg hiervan worden beperkt door batterijopslag en optimalisatie van systeemontwerp.
- › Bij een verhouding 1 op 2 is de nominale capaciteit van de elektrolyser de helft van die van het windpark. De rechter figuur illustreert benutting van de “onderkant” van het windprofiel voor elektrolyse (blauwe vlak). Dit deel leidt tot relatief veel vollasturen. Het witte vlak onder de curve is meer een maat voor de opbrengst in “de productiepieken” van het park. Benutting van alleen dat deel levert maar een beperkt aantal vollasturen.
- › NB de figuur illustreert dat naarmate een windturbine/-park bij lagere windsnelheden begint te produceren er meer vollasturen in de onderste helft van het profiel zullen zitten. De vorm van de duurkromme verschilt per type windturbine, per ontwerp van een windpark, en van jaar tot jaar a.g.v. de weerscondities. Dit is een voorbeeld van een WOZ-profiel voor 2030, van www.renewables.ninja, dat bij TNO wordt gebruikt in simulaties van de elektriciteitsmarkt en energiesysteemverkenningen.



› **BIJLAGE 2**

VOORGAANDE VERSIE GEBRUIKT VOOR KAMERBRIEF

- › De afgelopen maanden zijn er veel nieuwe inzichten gekomen over de interpretatie van de voorgestelde RED herziening en de resulterende groene waterstofvraag, waardoor de resultaten
- › In de voorgaande slides zijn de meest recente inzichten gedeeld
- › In deze bijlage geven we de data weer die als input gebruikt is voor de Kamerbrief “Marktordening en marktontwikkeling waterstof” van 10 December 2021

› BIJLAGE: VRAAGEFFECTEN INDUSTRIE

- › De huidige hoeveelheid waterstof die in Nederland rond gaat in de industrie en de energiesector is door TNO en CBS geschat op in totaal 180 PJ op basis van een 90% benutting van geïnstalleerde capaciteiten van productieprocessen . Niet alles hiervan valt onder de verplichting van 50% RFNBO van het finaal energetisch en non-energetisch verbruik van waterstof in de industrie.
- › Minimale case komt uit op 37 PJ/jaar
 - › Waterstof geproduceerd o.b.v. aardgasreforming voor ammoniak, methanol, en diverse andere industriële toepassingen.
 - › Waterstof geproduceerd binnen, en geleverd aan raffinaderijen buiten beschouwing omdat het geen finaal eindverbruik is.
 - › Waterstof voor productie van (HVO) biobrandstof buiten beschouwing omdat het geen finaal eindverbruik is en tot RFNBO-verplichting voor transport wordt gerekend
- › Vraag is of waterstof als (onvermijdelijk) bijproduct of onderdeel van restgassen ook meetelt. Het wordt vnl. als *fuel gas* ingezet voor ondervuring en in WKK. Veelal gaat het om finaal eindverbruik. Een maximale case waarin alle waterstof onder deze categorie wordt meegenomen levert 51 PJ
- › Additionele productie en vraag in 2030 kan de verplichting verhogen
 - › Plannen TATA het meest concreet: verwacht 12 PJ (voor 2030), maximaal 46 PJ (kort na 2030?)
 - › Andere plannen in de industrie met mogelijk effect op de 50%-verplichting, bijvoorbeeld:
 - nieuwe Air Products fabriek (HyCO5); capaciteit en type toepassing?
 - waterstof uit restgassen van DOW; extra productie t.o.v. waterstof in het restgas?
 - waterstof uit vergassing van afval bij Chemelot; additioneel of vervanging?

	Capaciteit PJ	Productie x 50% PJ PJ	
Ammoniak	64	58	29
Methanol	14	12	6
Overig industrieel gebruik H ₂	5	5	2
Totaal verplichting minimum	83	74	37
Fuel gas (by-product & residual gas) *	33	30	15
Totaal verplichting met fuel gasses	114	102	51
Raffinaderijen en biobrandstof	84	76	38
Totaal huidig verbruik waterstof	200	180	90
Tata plannen 2030		12	6
Huidig verbruik + Tata plannen 2030		113	58
Tata maximaal		46	23
Huidig verbruik + Tata maximaal		149	75

* Fuel gas: various catalytic reforming, naphta steam cracking, by-product chlor-alkali, flexicoker fuel gas en coke oven gas.

› BIJLAGE: VRAAGEFFECTEN TRANSPORT

- › In de tekst van de voorgestelde RED herziening staat ‘the share of renewable fuels of non-biological origin is at least 2,6% in 2030’...’in the energy supplied to the transport sector’. Het deel van de transportsector waar deze 2,6% op van toepassing is lijkt te zijn verbreed van wegtransport en railtransport (zoals in de huidige REDII), naar alle transportmodaliteiten. Het is alleen de vraag of ook bunkerbrandstoffen voor internationale lucht- en scheepvaart onder ‘*all transport modes*’ vallen. Dit geeft een bandbreedte:
 - › Cijfers 2019 zijn gekozen omdat 2020 vanwege de Corona-pandemie een vertekend beeld geeft.
 - › Minimale case: Het finaal energieverbruik van alle modaliteiten in de sector binnenlands vervoer was volgens CBS in 2019 457,8 PJ (exclusief 2,8 PJ niet-energetisch verbruik). Hier 2,6% van is 11,9 PJ.
 - › Maximale case: Het verbruikssaldo voor internationale bunkering was in 2019 volgens CBS: 666,9 PJ. Daarvan 2,6% is 17,3 PJ. Combineren van de vervoersector en bunkers levert 1124,7 PJ. Hier 2,6% van is 29,2 PJ
- › De RED gaat over ‘energy supplied to the transport sector’ en omvat dus ook elektriciteit. Elektrificatie van wegverkeer kan tot aanzienlijke daling van het totale energieverbruik in de vervoersector leiden. Daarom hebben we ook de KEV2021 projecties voor 2030 bekeken:
 - › De KEV rekent bij binnenlands vervoer in 2019 ook mobiele werktuigen (MWT) mee (54,1 PJ)
 - › De tabellenbijlage van de KEV2021 geeft voor binnenlands vervoer en bunkers in 2030 respectievelijk 461 en 644 PJ. Correctie voor MWT geeft 412,5 PJ inclusief non-energetisch verbruik. Exclusief non-energetisch is het 410 PJ
 - › Voor 2030 komt de minimale case o.b.v. de KEV uit op $2,6\% \times 410 \text{ PJ} = 10,7 \text{ PJ}$ en de maximale case op $10,7 + 2,6\% \times 644 = 27,4 \text{ PJ}$. Een beperkt verschil dus t.o.v. het gebruik van 2019-cijfers.
- › Additonele productie en vraag in 2030?
 - › Bioraffinaderij Shell voor 820 kton biobrandstof; waterstof afkomstig vanuit het proces (volgens bericht)
 - › 2^e bioraffinaderij van Nesté; geen verdere gegevens bekend

› BIJLAGE: VRAAGEFFECTEN LUCHTVAART

- › Naast de herziening van de RED is er een 'proposal for a regulation of the European parliament and of the Council on ensuring a level playing field for sustainable air transport' inclusief vooruitzicht richting 2050:
 - a) From 1 January 2030, a minimum share of 5% of SAF, of which a minimum share of 0.7% of synthetic aviation fuels;
 - b) From 1 January 2035, a minimum share of 20% of SAF, of which a minimum share of 5% of synthetic aviation fuels;
 - c) From 1 January 2040, a minimum share of 32% of SAF, of which a minimum share of 8% of synthetic aviation fuels;
 - d) From 1 January 2045, a minimum volume share of 38% of SAF, of which a minimum share of 11% of synthetic aviation fuels.
 - e) From 1 January 2050, a minimum volume share of 63% of SAF, of which a minimum share of 28% of synthetic aviation fuels
- › Afzet kerosine in 2019 betrof 3,82 miljard kilogram. Met verbrandingswaarde van 43,5 TJ per miljoen kilogram is dit 166 PJ
 - › 0,7% hiervan is 1,2 PJ synthetische brandstof
 - › De productie van synthetische kerosine op basis van CO₂ en waterstof heeft een efficiency van ongeveer 65%. Dit betekent dat voor de productie van 1,2 PJ synthetische kerosine ongeveer 1,8 PJ aan waterstof nodig is.
 - › Voor 2035 zou dit op basis van het 2019 cijfer oplopen naar 8,3 PJ synthetische kerosine waar dan 12,8 PJ waterstof voor nodig is.

› BIJLAGE: VRAAGEFFECTEN

SAMENVATTING

Varlanten 2030	Industrie	Transport	Luchtvaart	Totaal
Industrie minimaal + Transport minimaal	37 PJ	10,7 PJ	1,8 PJ	50,0 PJ
Industrie maximaal + Transport maximaal	51 PJ	29,2 PJ	- ⁽¹⁾	80,2 PJ
Industrie maximaal incl. TATA + Transport maximaal	58 PJ	29,2 PJ	- ⁽¹⁾	87,2 PJ
Industrie maximaal incl. TATA maximaal + Transport maximaal	75 PJ	29,2 PJ	- ⁽¹⁾	104,2 PJ

⁽¹⁾ Doel voor luchtvaart is hier meegenomen in transportdoelstelling

- › Deze bandbreedte kan mogelijk nog worden beïnvloed door ontwikkelingen aan de vraagkant met bijbehorende projecten aan de productiekant die moeten voorzien in de vraag
- › Daarnaast doorkijk naar “2035”:
 - › Binnenlands vervoer 12 PJ + 13 PJ voor 5% synthetische luchtvaartbrandstof; totaal van 25 PJ valt nog binnen de maximale transportvariant

› BIJLAGE: BENODIGDE ELEKTROLYSECAPACITEIT

- › Met een verhouding van 1 op 3 of hoger moet erin alle onderstaande scenario's veel windenergie het elektriciteitsnet op, waar de komende jaren geen netcapaciteit voor beschikbaar is
- › Een verhouding van 1 op 2 lijkt de eerste jaren voor de hand liggend, daarna mogelijk zelfs 1 op 1
- › In de onderstaande tabel is een verhouding van 1:1,5 gebruikt als middenwaarde. Vollasturen elektrolyse: 4664 uur/jaar
 - › Bandbreedte voor verhouding 1 op 1 en 1 op 2. Respectievelijk 3700 en 5277 vollasturen per jaar voor elektrolyse
- › Resultaat is dat de bandbreedte van benodigde wind op zee lager uitvalt en er minder wind op zee geïntegreerd moet worden in het elektriciteitsnet. Keerzijde is dat er meer elektrolysecapaciteit benodigd is door de lagere vollasturen.

Scenario	Vraag groene waterstof (PJ)	Benodigde elektrolysecapaciteit (GW)	Benodigde capaciteit wind op zee (GW)
Minimaal huidige vraag	50,0	4,4 (3,9-5,5)	6,6 (5,5-7,7)
Maximaal huidige vraag + verwachte vraag TATA	80,2	7,5 (6,7-9,5)	10,5 (8,8-12,4)
Maximaal incl maximale extra vraag TATA	104,2	9,1 (8,1-11,5)	13,7 (11,5-16,1)