



Afnameverplichting groene waterstof



Afnameverplichting groene waterstof

Dit rapport is geschreven door:

CE Delft: Cor Leguijt, Martijn Blom, Pascal Bouwman, Ellen Schep, Emiel van den Toorn en Reinier van der Veen

TNO: Sebastiaan Hers, Sam Lamboo en Marcel Weeda

Delft, CE Delft, september 2023

Publicatienummer: 23.230209.150

Opdrachtgevers: VNO-NCW, VEMOBIN, VNCI, NLHydrogen, Energie Nederland, Gasunie, Yara Sluiskil, OCI, HYCC, Air Liquide, Air Products, NVDE en Shell

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Cor Leguijt (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al ruim 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

	Kort woord vooraf	4
	Samenvatting	5
1	Inleiding	11
	1.1 Achtergrond	11
	1.2 Onderzoeksvragen	11
	1.3 Criteria voor succesvol kunnen invoeren van afnameverplichting	12
	1.4 Leeswijzer	12
2	RED III en effect op lidstaatverplichting RFNBO	14
	2.1 Inleiding	14
	2.2 Analyse RED III met betrekking tot RFNBO	14
	2.3 Benodigde hoeveelheid RFNBO in 2030 en 2035	16
3	Ontwerp van afnameverplichting en flankerend instrumentarium	23
	3.1 Inleiding	23
	3.2 Afnameverplichting als economisch instrument	23
	3.3 Te analyseren beleidspakketten	28
	3.4 RFNBO-beleid in enkele andere EU-lidstaten	34
	3.5 Hoe zitten de waterstofwaardeketens in elkaar?	38
	3.6 Mogelijkheden voor verder doorleggen verplichting in de ketens	43
4	Analyse van impacts	46
	4.1 Inleiding	46
	4.2 Analyse commoditykostprijzen groene en grijze waterstof	46
	4.3 Analyse aanbod groene waterstof	51
	4.4 Analyse meerkosten van groene waterstof voor de industrie	56
	4.5 (Meer)kosten bij industrie	65
	4.6 Kwalitatieve beoordeling: analyse van groene waterstofmarkt	70
	4.7 Concurrentie-effecten	73
	4.8 HWI-prijsvorming	74
	4.9 Import blauwe ammoniak en methanol (blauw-scenario)	77
5	Waterstofinfrastructuur	79
	5.1 Inleiding	79
	5.2 Waterstof Netwerk Nederland (de ‘backbone’)	79
	5.3 Landelijke waterstofopslag Zuidwending	81
6	Conclusies	83
	Referenties	89



A	Inputs voor analyse van impacts	91
	A.1 Prijsontwikkelingen 2026, 2030, 2035	91
	A.2 Marktprijzen en WACC	95
	A.3 Hernieuwbare elektriciteit en elektrolyser	96
	A.4 Grijze waterstof	97
	A.5 Import groene waterstof	97
	A.6 Aannames afnemerskosten	99
B	Mogelijke nieuwe waterstofvraag in Nederland in 2030-2035	103
	B.1 Overzicht met ruwe inschattingen van mogelijk extra gebruik van waterstof in 2030 en kort daarna	103
	B.2 Toelichting op inschatting waterstof voor hoge temperatuur warmte in de industrie	104
C	Verdringingseffect op e-boilers	106

Kort woord vooraf

Dit is een eindrapport, maar ook een tussenstand in een nog lopend proces vol turbulenties. De cijfers en inzichten rond de ‘afnameverplichting groene waterstof’ zijn nog in beweging. Dit is mede omdat zowel de precieze interpretatie van de bepalingen in de RED III Artikel 22a er nog niet is, alsook nog niet precies bekend is hoe Nederland die wil implementeren. In dit rapport is de status weergegeven van de situatie op het moment van oplevering van het rapport.

Voor de goede orde: RED III Artikel 22a betreft een *lidstaatverplichting* voor gebruik van RFNBO (renewable fuels of non-biological origin) in de industrie. Nederland heeft het voornemen om die verplichting door te leggen naar de waterstofgebruikende industrieën: de ‘afnameverplichting’.

De formele term die in de RED III wordt gehanteerd, is ‘RFNBO’ (Renewable Fuels of Non-Biological Origin), gedefinieerd als: ‘liquid and gaseous fuels the energy content of which is derived from renewable sources other than biomass’. We gebruiken voor het leesgemak in de teksten in dit rapport regelmatig de term ‘groene waterstof’ hetgeen grotendeels (maar niet geheel) synoniem is met RFNBO. Belangrijk om bij het lezen in het achterhoofd te houden, is dat ook ‘groene waterstofdragers’, zoals bijvoorbeeld groene methanol, kwalificeren als RFNBO.

De term ‘afnameverplichting’ wordt ook gehanteerd door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK); deze terminologie volgen we in dit tussenrapport. Feitelijk gaat het om een ‘gebruiksverplichting’.

In het rapport hanteren we de term ‘backbone’ voor het waterstoftransportnet in Nederland, omdat lezers met dat begrip vertrouwd zijn. De officiële term voor de backbone is inmiddels Waterstof Netwerk Nederland.

Voor lezers die ook de cijfers willen gebruiken: we drukken de energie-inhoud van waterstof uit in PJ, gebaseerd op de ‘lower heating value’ (LHV) van waterstof, tenzij expliciet anders vermeld. De waardes zijn in een (kalender)jaar, dus meer precies: PJ/y. Omrekenfactoren naar andere vaak gebruikte eenheden zijn: 1 Mton (1 miljard kg) pure waterstof is equivalent aan 120 PJ energie (LHV). En 1 TWh is 3,6 PJ (per definitie).

Samenvatting

Lidstaatverplichting groene waterstof 2030 naar beneden bijgesteld

Ten opzichte van het oorspronkelijke voorstel van de Europese Commissie, is de lidstaatverplichting voor gebruik van groene waterstof in 2030 omlaaggegaan. Er zijn uitzonderingen gemaakt bij de grondslag en het verplichte percentage is verlaagd van 50% naar 42%. Ook voor de transportsector is de doelstelling verlaagd. Hierdoor is de totale verwachte verplichting voor het gebruik van RFNBO in 2030 voor Nederland naar beneden gegaan van 78-127 PJ in het oorspronkelijke voorstel (waarvan 29 PJ voor transport), naar 40 PJ, waarvan 35 PJ vanuit de grondslag voor de sector Industrie en (ten minste) 5 PJ voor de sector Transport. Voor 2035 is de verplichting vanuit de grondslag voor de sector Industrie 60%, wat resulteert in een verwachte vraag van 50 PJ. Daarbovenop komt de vraag vanuit de verplichtingen voor de sector Transport van ten minste circa 14 PJ in 2035. Dit geeft een totaal van (ten minste) 64 PJ in 2035.

Zorgen of er wel voldoende vraag ontstaat

Bij het oorspronkelijke voorstel waren er zorgen om een fysiek onmogelijke opgave voor Nederland in geval van de bovenzijde van de range. Bij de huidige RED-tekst is er juist zorg of de lidstaatverplichting wel zorgt voor voldoende vraag naar RFNBO. Dat komt doordat de grondslag voor de verplichting in Nederland voor 87% bestaat uit waterstofgebruik voor de productie van ammoniak en methanol, bij twee bedrijven. Ammoniak en methanol kunnen ook volledig worden geïmporteerd en ingezet *in plaats van* geproduceerd in Nederland. In het geval van volledige import van ammoniak en methanol, zou de verplichting voor gebruik van groene waterstof in 2030 dalen van 35 PJ naar minder dan 5 PJ.¹ We constateren dat er nog geen exacte interpretatie is over de uitwerking van import van ammoniak en methanol op de grondslag van de lidstaatverplichting.

Van lidstaatverplichting naar afnameverplichting voor de industrie?

Het kabinet is voornemens om de lidstaatverplichting door te leggen naar de waterstofgebruikende industrie: de 'afnameverplichting', met daarbij flankerend beleid, zoals productie- en/of vraagsubsidies. Er dient een hele keten te worden opgebouwd en opgeschaald, van productie tot en met gebruik van RFNBO. In deze studie zijn we nagegaan wat de consequenties zijn van vier beleidspakketten, en op welke wijze de afnameverplichting succesvol kan worden ingevoerd.

'Succesvol' relateert daarbij aan het genoemde oorspronkelijke doel van dit deel van het RED-beleid. Om aldus succesvol te zijn moet aan de volgende criteria worden voldaan voor invoering van een afnameverplichting:

1. De kosten van de overstap naar groene waterstof moeten zodanig worden verdeeld dat ze niet het level playing field van de bedrijven ten opzichte van concurrenten binnen en buiten de EU ondergraven. Dat omvat zowel de kosten van de groene waterstof zelf als de benodigde kosten van de inpassing ervan in de industriële installaties.

¹ Voor een ordegroottevergelijking: een elektrolyser met een (elektrisch) vermogen van 1 GW en aangesloten op offshore wind als elektriciteitsbron, produceert circa 9 PJ aan groene waterstof per jaar.

2. De productie- en importvolumes moeten tijdig en voldoende beschikbaar zijn om in de afnameverplichting te kunnen voorzien. Dit vergt voldoende investeringszekerheid. Dat vergt ook dat er bijvoorbeeld voldoende groene elektriciteit beschikbaar is, dat er voldoende elektrolyzers te koop zijn, dat elektriciteitsinfrastructuur tijdig beschikbaar is, dat vergunningen tijdig rond komen, etc.
3. De infrastructuur tussen productie (en import) en afname moet tijdig zijn gerealiseerd, inclusief systeemflexibiliteit (zoals opslag, en flexibiliteit bij afnemers), en inclusief tijdige spelregels over toegang en kosten.
4. Er moeten voldoende aanbieders en afnemers zijn voor een liquide markt, zowel voor de fysieke handel in groene waterstof als voor de handel in waterstofgebruikscertificaten (HWI's).
5. Er moet voldoende tijd zijn om te kunnen leren omgaan met het nieuwe beleidsinstrument van een afnameverplichting groene waterstof, zowel bij de overheid, bij de uitvoeringsinstantie (de NEa) als bij de marktspelers.

Marktkenmerken van groenewaterstofmarkt

De waterstofmarkt zit op dit moment in een opstartfase, met een beperkt aanbod van RFNBO. Zeker voor de heel korte termijn zijn er nog maar weinig harde investeringsbeslissingen genomen voor RFNBO-productie of -import, omdat er nog geen afzetmarkt is. De onzekerheid vertaalt zich door in de keten naar afnemers, die eveneens investeringen voor zich uit schuiven vanwege tekortschietend aanbod. Deze onzekerheid kan weggenomen worden door een goed vormgegeven afnameverplichting plus flankerend beleid en adequate randcondities, zodanig dat investeringsbeslissingen in aanbod en afname van RFNBO van de grond komen.

De groenewaterstofmarkt heeft in de *opstartfase* kenmerken van een oligopolistische markt, met omvangrijke toetredingsbarrières, marktmacht en mogelijk strategisch gedrag, anticiperend op het oplooppad van de verplichting. Deze marktmacht geldt zowel voor de aanbod- als de vraagzijde van groene waterstof. Het ligt daarbij voor de hand dat technische risico- en marktopslagen weerspiegeld worden in prijzen voor groene waterstof en daarmee in de HWI-prijs. Het valt te verwachten dat toekomstige prijzen hoger zullen liggen dan de commodityprijzen in deze studie (dat wil zeggen: kostprijsgebaseerd, inclusief marge). Naarmate de markt meer volwassen wordt, het aantal markttransacties is toegenomen en er voor afnemers bij meer waterstofleveranciers gecontracteerd kan worden, verwachten wij dat contractprijzen meer de hier geraamde commodityprijzen zullen benaderen.

De consequentie is dat in de eerste jaren de afnameverplichting vooral *volgend* op de marktontwikkeling (verwachte aanbod van RFNBO) zou moeten worden ingericht, terwijl wel voldoende zekerheid blijft bestaan over de verwachte afnamevolumes. Er is een evenwichtig oplooppad nodig. Na een opstartfase kan het instrument meer *trekkend* (nieuw aanbod RFNBO) worden ingericht. Dit impliceert dat in de eerste jaren het oplooppad adaptief is aan marktontwikkelingen en er voldoende flexibiliteit kan worden geboden in de afnameverplichting. Flexibiliteit kan in de loop der jaren worden verminderd als het aanbod van RFNBO toeneemt. Om het RFNBO-aanbod toe te laten nemen, zijn wel investeringsbeslissingen voor elektrolyse of importcapaciteit nodig. Met een minder trekkende verplichting zijn deze investeringsbeslissingen mogelijk meer aangewezen op subsidie.

Analyse beleidspakketten

De analyse van impacts gaat uit van vier beleidspakketten die bestaan uit een afnameverplichting met een vraagsubsidie, aanbodsubsidie of een combinatie.² Hierbij is een variant onderscheiden met een schot (21% in 2030) en zonder een schot (42% in 2030).

We trekken de volgende conclusies uit de analyse van de beleidspakketten, zie ook Tabel 1:

- Een belangrijk inzicht bij de analyse van beleidspakketten is dat de markt voor RFNBO nog in vroege fase van ontwikkeling is. Dit betekent dat bij aanvang de afnameverplichting vooral volgend is en dat de trekkracht moet komen van flankerende subsidies voor zowel aanbod als vraag. Na enkele jaren zal het accent meer komen te liggen op de trekkracht van de afnameverplichting zelf en zal flankerend beleid meer ondersteunend zijn.³
- Een buy-outoptie (afkoopsom of boete) kan ervoor zorgen dat partijen die nog niet aan de verplichting kunnen voldoen, toch op een min of meer gelijk speelveld opereren met partijen die er al wel aan kunnen voldoen. Dit zorgt ervoor dat er een maximumprijs komt voor de HWI's. Dit gaat wel ten koste van doelbereik voor de overheid.
- Productiesubsidies zijn mogelijk ineffectief in het behoud van de concurrentiepositie van de afnemende industrie in een onvolkomen markt. Productiesubsidies zijn echter wel noodzakelijk om de waterstofproductiecapaciteit op te schalen en om aan voldoende te contracteren aanbod te komen.
- Vraagsubsidies zijn effectief om behoud van concurrentiepositie van de afnemende industrie te bereiken, maar dekken niet de volledige meerkosten van RFNO-inkoop. In deze studie laten we zien dat er zowel CAPEX- als OPEX-meerkosten overbrugd moeten worden om de groene waterstof in te kunnen passen. Na een omslagpunt (indien meer inpassing dan circa 20% van de bestaande productiecapaciteit van een SMR) zijn majeure aanpassing noodzakelijk om het waterstofgebruik verder te vergroenen. Dit impliceert dat de vraag na een omslagpunt alleen ontwikkeld kan worden met serieuze overbrugging van de CAPEX-kosten van de producenten. Deze omslagpunten zijn voor ammoniakproductie in beeld gebracht.
- Ten slotte heeft een combinatie van aanbod- en vraagsubsidies de beste papieren om de keten van de gehele markt tot ontwikkeling te brengen, aangezien zich op dit moment serieuze knelpunten in zowel de *supplyketen* als *demandketen* van groene waterstof aandienen.
- De variant van een schot (21%) heeft als grote voordeel dat de vraagflexibiliteit aanzienlijk groter is dan bij 42%, aangezien de verplichting in dat geval naar verwachting nog voor het eerste omslagpunt ligt.

² Tevens is een vierde variant onderzocht die de industrieverplichting verder in de keten doorlegt bij alle producten die gebaseerd zijn op (groene) waterstof. Voor ammoniak zou dit betekenen dat een kunstmest-product via certificaten moet kunnen aantonen welk aandeel van de grondstof vergroend is om aan de norm te voldoen. De variant geldt echter voor alle producten, niet alleen kunstmest. Deze optie wordt omwille van complexe uitvoering bij een groot aantal spelers en vereisten van (internationaal erkende) certificaten als onhaalbaar gezien in onze studie voor het halen van de lidstaatverplichting in 2030. Het biedt wel handelingsperspectief om naar toe te werken voor de langere termijn.

³ Met trekkend en volgend bedoelen we hier extra productiecapaciteit uitlokken cq. het bestaand aanbod van capaciteit volgend.

Tabel 1 - Overzicht beoordeling van de beleidspakketten

Nr.	Hoofdvariant	Flankerend beleid	Beoordeling	Concurrentie-effecten
1	Afnameverplichting HWI (42%)	Stimulering aanbod	– maakt snelle opschaling capaciteit mogelijk; – in onvolkomen markt worden subsidies mogelijk niet (volledig) doorgegeven in marktprijs, daarvoor zijn extra waarborgen nodig; – hierdoor onzekerheid afnemende industrieprijzen.	– nadelige concurrentie-effecten zeer waarschijnlijk; – in onvolkomen markt geen compensatie voor meerkosten waterstofinkoop; – geen compensatie van inpassingskosten voor afnemers.
2a	Afnameverplichting HWI (21%)	Stimulering van vraag	– geen of nipte omslagpunten; – meerkosten inpassing beperkt, maar nog onduidelijkheid over meerkosten waterstofinkoop; – onzekerheid doelbereik lidstaatverplichting.	– geen vergoeding meerkosten inkoop RFNBO; – nadelige concurrentie-effecten zeer waarschijnlijk.
2b	Afnameverplichting HWI (42%)		– wel omslagpunten; – meerkosten inpassing beperkt, maar nog onduidelijkheid over meerkosten waterstofinkoop; – zekerheid doelbereik is groter, maar wel afhankelijk van randvoorwaarden.	– geen vergoeding meerkosten inkoop RFNBO; – nadelige concurrentie-effecten zeer waarschijnlijk.
3a	Afnameverplichting HWI (21%)	Combinatie	– geen of nipte omslagpunten; – meerkosten beperkt; – onzekerheid doelbereik lidstaatverplichting.	– effecten op concurrentiepositie relatief beperkt.
3b	Afnameverplichting HWI (42%)		– wel omslagpunten; – meerkosten beperkt; – zekerheid doelbereik is groter, maar wel afhankelijk van randvoorwaarden.	– effecten op concurrentiepositie is afhankelijk van % subsidiabele meerkosten.
4	Afnameverplichting bij afnemers van alle producten waar groene H ₂ in verwerkt is (doorleggen in de keten)	Geen	– beoordeling is lastig; – kanttekening bij uitvoerbaarheid, vanwege groot aantal partijen en (gebrek aan) internationale kwaliteitseisen aan ketencertificering.	– effecten op concurrentiepositie zijn hier het kleinst.

Hoe afnameverplichting succesvol invoeren?

Als we dan kijken naar de geformuleerde criteria, dan constateren we:

- **Kosten:** er zijn substantiële meerkosten gemoeid met de overstap van grijze naar groene waterstof, zowel bij de ‘commodity’ als bij de inpassing in de industriële installaties. De totale meerkosten (middenscenario) van de commodity bedragen € 1,4 miljard per jaar in 2030 (35 PJ) en € 1,7 miljard per jaar in 2035 (50 PJ). Daar bovenop komen kosten aan de inpassingszijde (CAPEX⁴ + OPEX) van € 320 miljoen per jaar in 2030 en € 410 miljoen per jaar in 2035. Vóór 2030 zijn de meerkosten per jaar afhankelijk van het precieze oplooppad naar 2030 toe. De meerkosten nemen in de tijd toe tussen 2030 en 2035, omdat er meer groene waterstof gebruikt moet worden om te voldoen

⁴ CAPEX is daarbij omgerekend naar jaarlijkse kosten op basis van annuïteit over termijn van 30 jaar.



aan de RFNBO-verplichting. Het RED-doel van 42% groene waterstof in 2030 kan in Nederland niet worden behaald zonder grootschalige technische aanpassingen in de bestaande ammoniakproductie-installaties bij blijvende ammoniakproductie in Nederland. De inpassingskosten lopen daarbij sterk op boven de circa 20%-inpassing van groene waterstof. Ook de onzekerheid van die kosten loopt boven dat punt sterk op, omdat zo'n ombouw nog nergens gerealiseerd is. De industrie kan de meerkosten van de overstap niet verwerken in de prijzen, vanwege de concurrentie met andere producenten buiten en binnen de EU; dat laatste is afhankelijk van het beleid van de andere lidstaten. Om de meerkosten van een afnameverplichting draaglijk te houden, kan de Nederlandse overheid het merendeel voor haar rekening nemen, dit in afstemming op het beleid in andere lidstaten met concurrerende bedrijven. Onderliggend daarbij is de keuze of Nederland de productie van ammoniak en andere stoffen waarvoor waterstof nodig is, in Nederland wil behouden. Voor de langere termijn kan worden ingezet op het in EU-verband verder doorleggen van verplichtingen in alle ketens, zodat uiteindelijk de gebruikers betalen voor groene producten. Dit is in de brandstoffenmarkt al mogelijk met de zogenoemde raffinageroute: brandstofleveranciers kunnen conventionele brandstoffen kopen, die geproduceerd zijn met groene waterstof. De verplichting is al doorgelegd, en de meerkosten worden betaald door de eindgebruiker.

- **Zekerheid volumes:** er wordt gewerkt aan zowel opbouw van de Nederlandse productie als van import. Het streefdoel voor binnenlandse productie is 4 GW elektrolyse in 2030 en 8 GW in 2032. Voor het nemen van FID's aan de aanbodzijde is ten minste voldoende zekerheid over het vraagvolume nodig. Eén van de mogelijkheden voor creatie van vraag om het oplooppad van een afnameverplichting vorm te geven, zou kunnen liggen in het tijdelijk beschikbaar stellen van een deel van de vergroening van het waterstofgebruik bij brandstoffenproductie, als daar ruimte voor is. De afnameverplichting plus flankerend (subsidie)beleid heeft tot doel te zorgen voor zekerheid, zodat de keten wordt opgebouwd. Naast zorgen over voldoende zekerheid aan de vraagzijde is er sprake van zorg over de tijdige beschikbaarheid van elektrolyzers op de wereldmarkt. Gezien de doorlooptijden die nodig zijn voor realisatie, begint de tijd te dringen.
- **Infrastructuur:** Gasunie HNS is bezig met de realisatie van de nationale 'backbone'. De recente inzichten zijn dat de ammoniakproductielocatie in Zeeland in 2025-2027 wordt aangesloten op een regionale tak en die in Chemelot in 2028-2029, in de fase waarin ook de verschillende regionale takken worden gekoppeld. Dat lijkt net op tijd voor de lidstaatverplichting in 2030, maar laat nauwelijks tijd voor een oplooppad met een leertijd voor het omgaan met een afnameverplichting. Mogelijke oplossingen daarvoor kunnen zijn om bedrijven die nog niet op de backbone kunnen worden aangesloten, een tijdelijke vrijstelling te geven⁵, om alternatieve manieren te bieden om toch alvast aan de verplichting te kunnen voldoen (zie ook bij 'zekerheid volumes'), en/of ruimhartige mogelijkheden te bieden tot verschuiven in de tijd van de verplichting.
- **Liquide markt:** die is er nu nog niet, zowel aan afnemerszijde als aan productiezijde. Reden om zo spoedig mogelijk te starten met de opbouw van de keten. Een afnameverplichting, plus flankerend beleid en adequate randcondities helpt om afnamezekerheid te bieden, en dient in de aanloopjaren voldoende flexibiliteit te bevatten om te kunnen omgaan met de beperkte handelsvolumes. De hoogte van de verplichting houdt dan gelijke tred met de aangeboden volumes. De afnameverplichting is in die aanlooffase dan vooral *volgend* op de productiecapaciteit in planning, en nog niet *trekkend* (uitlokken van extra productiecapaciteit). Een manier om hoge HWI-prijzen te

⁵ Alsnog vasthouden aan de oorspronkelijke realisatieplanning levert ook meer ruimte voor leertijd voor een afnameverplichting.

reguleren, is het bieden van een buy-outoptie voor bedrijven of verruimen van spaartegoeden. Deze maatregelen hebben wel een negatief effect op doelbereik van de lidstaatverplichting, de businesscase voor aanleg van nieuwe elektrolysecapaciteit en daarmee op de snelheid van de opbouw van de waterstofeconomie.

- **Leertijd:** het omgaan met een instrument als een afnameverplichting heeft een leertijd nodig, zeker in de nog onvolwassen fase waarin de keten zich nu nog bevindt. Om een afnameverplichting een bijdrage te laten leveren aan realisatie van de lidstaatverplichting in 2030, is het zaak die zo snel mogelijk in te richten, maar wel met een zodanig oplooppad dat er voldoende flexibiliteit is om er mee om te gaan.

1 Inleiding

1.1 Achtergrond

Op 14 juli 2021 heeft de Europese Commissie het Fit for 55-pakket aangenomen, ook bekend als het Green Deal-pakket. Onderdeel van dat pakket waren voorstellen voor aanpassingen aan de Renewable Energy Directive (RED). Eén van die voorstellen (Artikel 22a) bevatte een verplichting voor de lidstaten om te zorgen voor een gebruik van RFNBO ('groene waterstof') in de industrie in 2030, met als maatstaf het waterstofgebruik door de industrie in 2030. De verplichting stond in het voorstel op 50% in 2030. Het doel van dat deel van het RED-beleid is het verduurzamen van de procesindustrie in de EU door inzet van RFNBO. Dat laatste wordt in de plannen bereikt door het opbouwen van een groenewaterstof-economie, deels door productie van groene waterstof in de lidstaten zelf, deels door import ervan.

In ons rapport '50% green hydrogen for Dutch industry' van maart 2022 hebben we de consequenties van dat voorstel geanalyseerd voor Nederland en voor de Nederlandse waterstofgebruikende industrie (CE Delft & TNO, 2022). Relevant daarbij is dat de Nederlandse industrie, na Duitsland, het grootste waterstofgebruik in de EU heeft, dat nu nog vrijwel volledig van fossielgebaseerde productie afkomstig is.

De voorstellen zijn sindsdien in het zogenaamde EU-trilogienproces tussen de Europese Commissie, het Europees Parlement en de Europese Raad c.q. lidstaten gewijzigd tot de huidige versie. Ook is in de tussentijd in Nederland gewerkt aan de totstandkoming van een waterstofeconomie, als onderdeel van het werk aan de energietransitie, wat weer een belangrijk onderdeel is van het klimaatbeleid.

Het kabinet is voornemens om de lidstaatverplichting van Artikel 22a van de RED door te leggen naar de Nederlandse waterstofgebruikende industrie: de 'afnameverplichting', aangevuld met flankerend beleid, zoals productie- en/of vraagsubsidies. In deze studie zijn we nagegaan wat de consequenties zijn van de verschillende beleidspakketten, en onder welke condities de afnameverplichting succesvol kan worden ingevoerd.

1.2 Onderzoeksvragen

De hoofdvraag van de studie is:

Hoe kan de afnameverplichting in combinatie met een vraagsubsidie, productiesubsidie en eventueel ander instrumentarium optimaal worden vormgegeven, zodat de verschillende spelers in de keten (producenten en afnemers) succesvol de transitie naar hernieuwbare waterstof kunnen maken en ongewenste effecten, zoals het weglekken van CO₂-emissies naar het buitenland, worden voorkomen?

Het onderzoek heeft een groot aantal deelvragen meegekregen:

- vragen over het ontwerp van de afnameverplichting en het flankerend beleid; deze staan centraal in de studie;
- vragen over de update van de RED en wat die betekent voor de hoogte en andere aspecten van de RFNBO-verplichting;
- vragen over de randvoorwaarden waaraan voldaan moet worden om het beleidsinstrumentarium succesvol te laten zijn;

- vragen over de impacts die van een afnameverplichting en bijbehorend flankerend instrumentarium te verwachten zijn.

1.3 Criteria voor succesvol kunnen invoeren van afnameverplichting

‘Succesvol’ relateert aan het oorspronkelijke doel van dit deel van het RED-beleid.

Om aldus succesvol te zijn, moet aan de volgende criteria worden voldaan voor invoering van een afnameverplichting:

1. De kosten van de overstap naar groene waterstof moeten zodanig worden verdeeld dat ze niet het level playing field van de bedrijven ten opzichte van concurrenten binnen en buiten de EU ondergraven. Dat omvat zowel de kosten van de groene waterstof zelf als de benodigde kosten van de inpassing ervan in de industriële installaties.
2. De productie- en importvolumes moeten tijdig en voldoende beschikbaar zijn om in de afnameverplichting te kunnen voorzien. Dit vergt voldoende investeringszekerheid. Dat vergt ook dat er bijvoorbeeld voldoende groene elektriciteit beschikbaar is, dat er voldoende elektrolyzers te koop zijn, dat elektriciteitsinfrastructuur tijdig beschikbaar is, dat vergunningen tijdig rond komen, etc.
3. De infrastructuur tussen productie (en import) en afname moet tijdig zijn gerealiseerd, inclusief systeemflexibiliteit (zoals opslag, en flexibiliteit bij afnemers), en inclusief tijdige spelregels over toegang en kosten.
4. Er moeten voldoende aanbieders en afnemers zijn voor een liquide markt, zowel voor de fysieke handel in groene waterstof als voor de handel in waterstofgebruikscertificaten (HWI's).
5. Er moet voldoende tijd zijn om te kunnen leren omgaan met het nieuwe beleidsinstrument van een afnameverplichting groene waterstof, zowel bij de overheid, bij de uitvoeringsinstantie (de NEa) als bij de marktpelers.

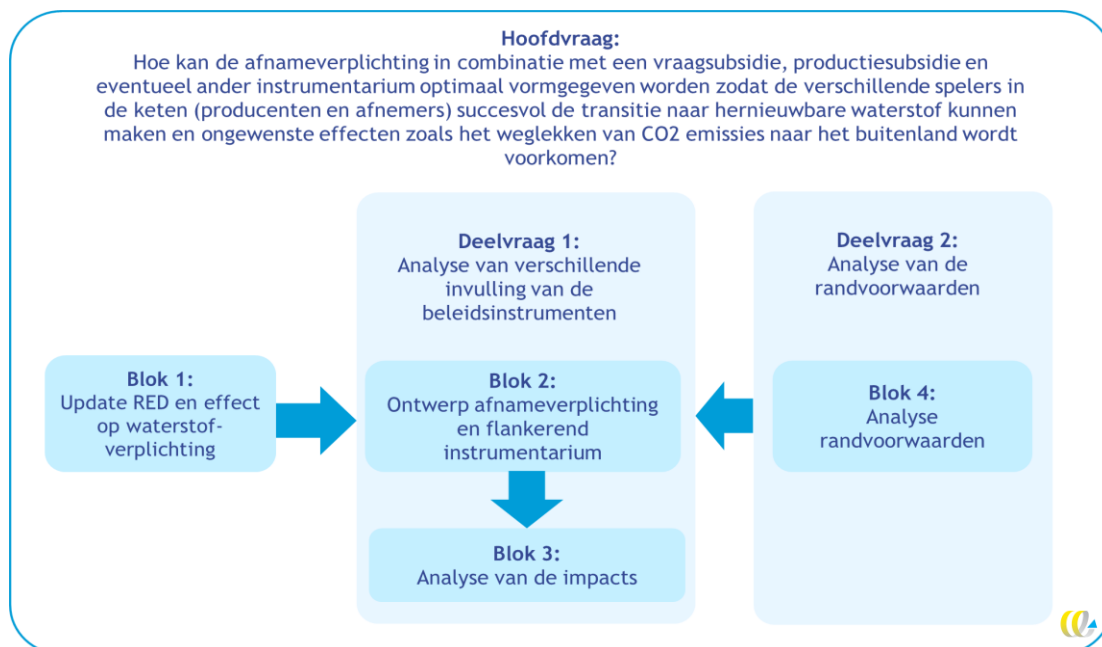
In de volgende hoofdstukken gaan we op de verschillende (deel)aspecten in.

Alvast als antwoord op een vraag die relevant is voor veel analyses in dit rapport: er is geen duidelijkheid vanuit de EU wat de eventuele sancties zijn indien een lidstaat niet aan de lidstaatverplichting voldoet. En ook is er nog geen duidelijkheid over de inrichting van het sanctiebeleid rond de afnameverplichting voor de Nederlandse waterstofgebruikende industrie.

1.4 Leeswijzer

De structuur van de studie staat schematisch weergegeven in Figuur 1.

Figuur 1 - Structuur van het project



In Hoofdstuk 2 gaan we in op de update van de RED III, voor zover die nu bekend is, en op de effecten daarvan op de lidstaatverplichting. Centraal in de studie staat de werking van een afnameverplichting en het flankerend instrumentarium; die beleidspakketten staan beschreven in Hoofdstuk 3. De analyse van de impacts staat in Hoofdstuk 4. In Hoofdstuk 5 gaan we in op de planning van de waterstofbackbone en van de landelijke waterstofopslag. De conclusies staan in Hoofdstuk 6. Nadere details zijn opgenomen in de bijlagen.

In de bijlagen wordt ook in nader detail ingegaan op omvang en tijdverloop van het ontstaan van mogelijke nieuwe waterstofvraag in Nederland (Bijlage B) en op mogelijke verdringingseffecten op elektrificatie in de industrie als gevolg van het waterstofbeleid, waarbij specifiek wordt ingegaan op industriële elektrische boilers (Bijlage C).

2 RED III en effect op lidstaatverplichting RFNBO

2.1 Inleiding

Dit hoofdstuk bevat de (bij totstandkoming van dit rapport bekende) stand van zaken wat betreft de RFNBO-verplichting, voor zowel de sector Industrie als voor de transportsector en de internationale lucht- en scheepvaart.

2.2 Analyse RED III met betrekking tot RFNBO

2.2.1 Industrie

Artikel 22a in de herziening van de *Renewable Energy Directive* (RED) bevat een verplichting voor inzet van zogenaamde *Renewable Fuels of Non-Biological Origin* (RFNBO). Dit zijn vloeibare en gasvormige brandstoffen, waarvan de energie-inhoud is afgeleid van andere hernieuwbare bronnen dan biomassa.

In de laatste versie van de RED, goedgekeurd door het EP, geeft Artikel 22a aan dat de lidstaten ervoor moeten zorgen dat de inzet van RFNBO voor finaal energieverbruik en niet-energetische doeleinden in de industrie tegen 2030 ten minste 42% bedraagt van de waterstof die wordt gebruikt in de industrie, en 60% tegen 2035.

Voor bepaling van de grondslag van de verplichting moet rekening worden gehouden met de energie-inhoud van waterstof voor finaal energetisch verbruik en niet-energetische doeleinden. Van bepaling van de grondslag zijn uitgezonderd:

1. Waterstof die wordt gebruikt als tussenproduct voor de productie van conventionele transportbrandstoffen en biobrandstoffen.
2. Waterstof die wordt geproduceerd door industriële restgassen koolstofarm te maken en ter vervanging van de specifieke gassen waaruit deze is geproduceerd.
3. Waterstof die wordt geproduceerd als bijproduct, of is afgeleid van bijproducten in industriële installaties.

Ad 1: Dit betreft waterstof die wordt gebruikt bij de raffinage van aardolie en voor de productie van biobrandstoffen. Bij bepaling van de grondslag wordt er vooralsnog van uitgegaan dat er onderscheid gemaakt moet worden tussen waterstof die kan worden toegeschreven aan de productie van brandstoffen, en waterstof die kan worden toegeschreven aan de productie van nafta en LPG, die als voeding worden ingezet in stoomkrakers, waarvan de producten hun weg vinden naar de chemische industrie. Hoewel biobrandstoffen in deze RED-herziening expliciet worden vermeld, wordt ervan uitgegaan dat biomethanol en ook methanol die wordt bijgemengd bij brandstof, ook onder de uitzondering vallen.

Ad 2: Deze categorie omvat projecten zoals het project H-Vision en het vergelijkbare project bij Dow.

Ad 3: Deze categorie uitzonderingen bestaat uit twee delen:

- Onder ‘waterstof dat is geproduceerd als bijproduct’ rekenen wij de waterstof die vrijkomt bij de productie van chloor; de waterstof die vrijkomt bij *catalytic reforming* van nafta in raffinaderijen; en de waterstof die vrijkomt bij de conversie van nafta en LPG in stoomkrakers, zoals bij Dow, Sabic en Shell.
- Voor wat betreft waterstof dat is afgeleid van bijproducten in industriële installaties, is onze interpretatie dat hieronder valt: waterstof die wordt geproduceerd op basis van restgas van een raffinaderij en niet valt onder de vorige categorie. Een voorbeeld is de SMR van Air Products, die is gekoppeld aan de raffinaderij van ExxonMobil en die voor een deel restgas van de raffinaderij als grondstof gebruikt voor de productie van waterstof. Ook rekenen we hiertoe de (pure) waterstof die wordt geproduceerd door vergassing van heavy residues in de Shellraffinaderij.

Tekstbox 1 - Interinstitutioneel akkoord en uitzondering ammoniakproductie

Op 16 juni 2023 werd bekend dat er in de Europese Raad een principeakkoord is bereikt over de RED III. Met enkele wijzigingen is het Europees Parlement op 12 september 2023 akkoord gegaan met de RED III. Nu moet alleen de Europese Raad nog akkoord gaan.

De doelstellingen voor RFNBO in de industrie blijven op 42% in 2030 en 60% in 2035. Er blijven enkele uitzonderingen gelden, zoals beschreven in dit hoofdstuk. Daarnaast mag het aandeel RFNBO met 20% worden verlaagd indien 1) het algemeen aandeel hernieuwbaar gehaald is, en 2) het aandeel fossiele waterstof in 2030 maximaal 23% en in 2035 maximaal 20% bedraagt. Dit biedt mogelijkheden voor waterstof uit kernenergie; een specifiek verzoek van Frankrijk.

Een eerdere toevoeging in de wettekst, die het voor lidstaten mogelijk maakte om ammoniakproductie van de doelstelling uit te zonderen, is geen onderdeel meer van de meest recente tekst. Er is slechts een recital (en geen artikel) opgenomen die de substantiële inzet van lidstaten onderstreept bij het aangaan van de uitdaging om fossiele waterstof door hernieuwbaar te vervangen in geïntegreerde ammoniakfabrieken. Om toch de risico's bij deze uitdaging voldoende af te bakenen, komt er los van de RED III een verklaring van de Europese Commissie (reeds gepubliceerd in juni 2023), waarin bekrachtigd wordt dat de mogelijkheid open blijft om ammoniakproductie van de grondslag in een lidstaat uit te zonderen, indien een lidstaat de doelstelling in 2030 niet heeft gehaald. Dit is dus een proces dat achteraf door de Europese Commissie gebeurt, met diverse voorwaarden en op basis van een evaluatie van individuele bedrijven (EURACTIV, 2023).

Lidstaten moeten bovendien aan de Commissie communiceren welke RFNBO volumes zij verwachten te importeren en exporteren zodat de Commissie een Unie-brede strategie kan ontwikkelen met het oog op zowel leveringszekerheid als het stimuleren van Europese productie van RFNBO.

2.2.2 Transportsector

De belangrijkste Europese doelstelling voor toepassing van RFNBO in de transportsector komt voort uit de RED III. Het gecombineerde aandeel geavanceerde biobrandstoffen (Annex IXa) en RFNBO dient in 2025 tenminste 1% en in 2030 5,5% te bedragen. Daarnaast is er voor 2030 een doel van minimaal 1% RFNBO in de transportsector. In Nederland zullen de Europese doelstellingen waarschijnlijk geïntegreerd worden in de Regeling Energie voor Vervoer. Om het RFNBO doel te halen, kan er een verplichting per brandstofleverancier gaan gelden.

Binnen de totale energieconsumptie van de transportsector heeft de lidstaat de keuze om de zeevaart voor niet meer dan 13% van het bruto eindverbruik mee te tellen (dit is (iets) gunstiger voor landen met een heel grote bunkermarkt (i.e. Nederland)). Of dit daadwerkelijk gebeurt, is afhankelijk van de implementatie door de lidstaat.

Aan het doel kan voldaan worden door gebruik van RFNBO als brandstof, maar ook wanneer RFNBO worden ingezet als tussenproduct bij de productie van conventionele brandstoffen of biobrandstoffen. Bij die biobrandstoffen is dan wel de voorwaarde gesteld dat de emissie-reductie die door de RFNBO behaald wordt, niet toegekend wordt aan de biobrandstof.

Net als Annex IX ‘biobrandstoffen’, telt de energie-inhoud van RFNBO in transport dubbel. Dit betekent dat de fysieke hoeveelheid ingezette RFNBO administratief twee keer meetelt. Indien RFNBO worden ingezet in de lucht- of zeevaart, wordt de energie-inhoud nog eens met 1,2 vermenigvuldigd. De RED III schrijft ook voor dat lidstaten ernaar moeten streven (zonder verplichting) dat 1,2% van de aan de zeevaart geleverde energie bestaat uit RFNBO. Voor dit indicatieve doel telt de zeevaart volledig mee en is er geen sprake van dubbel-telling.

Naast de RED III heeft ook ReFuelEU Aviation een specifiek doel voor RFNBO. In 2030 moet 1,2% van het totale volume van luchtvaartbrandstoffen bestaan uit synthetische brandstoffen, in 2035 dient dit 5% te zijn. Mogelijk komt er nog een Europees handelssysteem om administratief te voldoen aan de ReFuelEU Aviation-doelstellingen, waardoor nationale doelen niet direct een fysieke hoeveelheid betekenen.

FuelEU Maritime krijgt waarschijnlijk een subdoel voor RFNBO van 2% voor 2034, hoewel dit bij bewijs van onvoldoende beschikbaarheid of te hoge prijzen nietig verklaard kan worden. Uit dit subdoel volgt een impliciet ‘doel’ voor 2030 van 1%. De doelen voor de reductie van de broeikasgasintensiteit in FuelEU Maritime kunnen zeker tot 2030 met LNG of bio-LNG worden gehaald (CE Delft, 2021c).

2.3 Benodigde hoeveelheid RFNBO in 2030 en 2035

We geven hier eerst de cijfers zoals gebaseerd op het huidige waterstofgebruik in Nederland. Aan het eind van deze paragraaf gaan we in op toekomstig gebruik.

2.3.1 Industrie: totaal

Tabel 2 geeft onze inschatting van de RFNBO-industriedoelen voor 2030 en 2035. Deze inschatting is gemaakt op basis van de huidige situatie⁶ wat betreft waterstofgebruik in de industrie met de interpretatie van de RFNBO-opgave en de uitzonderingen voor de grondslag zoals beschreven onder Paragraaf 2.2.1. De inschatting omvat nog geen bijdragen van mogelijke nieuwe vraag naar waterstof in de industrie (die staat aan het eind van deze paragraaf).

Tabel 2 - Inschatting van RFNBO-opgave voor de industrie, op basis van de huidige situatie voor waterstofgebruik dat onder de industrieverplichting valt

	RFNBO-grondslag [PJ]	RFNBO-opgave in 2030: 42% [PJ]	RFNBO-opgave in 2035: 60% [PJ]
Totaal industrie	83	35	50

⁶ De schatting is gebaseerd op geïnstalleerde capaciteiten aan waterstofproductie in combinatie met geverifieerde aannames voor langjarig gemiddelde capaciteitsfactoren. Daarbij is verondersteld dat significante import en export plaatsvindt, en (zo goed als) alle in Nederland geproduceerde waterstof ook in Nederland wordt gebruikt. Om verschillende redenen, zoals specifieke marktcondities en groot onderhoud kan de schatting afwijken van het daadwerkelijke productievolume/gebruik.

NB: Vervanging van 35 c.q. 50 PJ aan grijze waterstof door groene (of blauwe) waterstof levert een jaarlijkse CO₂-emissiereductie van 2,6 respectievelijk 3,7 Mton (dat is 18% respectievelijk 26% van de opgave van 14,3 Mton van de industrie in het Klimaatakkoord).

2.3.2 Industrie: per toepassing

Tabel 3 geeft een nadere uitsplitsing van de grondslag per toepassing van waterstof. Met opzet is er geen uitsplitsing in de tabel gemaakt van de opgave per toepassing, omdat niet duidelijk is of die naar rato moet worden gemaakt, of dat ook een andere verdeling in de praktijk mogelijk zal zijn.

Tabel 3 - Inschatting van de RFNBO-opgave voor de industrie, uitgesplitst naar toepassing ⁷

	RFNBO-grondslag [PJ]	RFNBO-opgave in 2030: 42% [PJ]	RFNBO-opgave in 2035: 60% [PJ]
Ammoniak	59 (71%)		
Methanol	13 ⁸ (16%)		
Raffinaderijen	4 ⁹ (5%)		
Overig	7 (8%)		
Totaal industrie	83	35	50

De post 'Overig' bevat tal van kleinere bestaande toepassingen van waterstof in de industrie. Het betreft voornamelijk partijen die voor hun toepassing waterstof extern geleverd krijgen. Voornaamste uitzondering daarop is de productie van waterstofperoxide bij Evonik in Delfzijl, die een eigen reformer hebben.

Een beperkte groep die in het overzicht niet is meegenomen, betreft gebruikers die hun waterstof geleverd krijgen van partijen die alleen waterstof produceren als bijproduct in industriële installaties. Het betreft met name partijen die bijproductwaterstof van de chloorproductie geleverd krijgen. Deze waterstof is uitgezonderd van de grondslag, maar een partij die alleen dit type waterstof krijgt geleverd, kan nog wel worden aangemerkt als gebruiker van waterstof en kan daarmee bijdragen aan de invulling van de RFNBO-verplichting. Meenemen van deze categorie zal het algemene beeld echter niet wijzigen.

Op basis van het overzicht is het te verwachten dat het grootste deel van de afnameverplichting zal neerslaan bij de ammoniakproductie van Yara en OCI Nitrogen aangezien het ministerie van EZK voornemens is die neer te leggen bij de waterstofgebruikende industrie. Daarbij komt dat de huidige methanolproductie ook onderdeel is van OCI (OCI Methanol), waardoor de verplichting in essentie grotendeels (87%) zal neerslaan bij twee bedrijven, te weten Yara en OCI.

⁷ NB: De opgave geldt per lidstaat, gebaseerd op het industrieel gebruik van waterstof. De afnameverplichting zoals die beoogd is, zal naar verwachting voorzien worden van een mogelijkheid om onderling te handelen tussen de Nederlandse industrieën.

⁸ Het deel met inzet voor industrie, niet als transportbrandstof. NB: Partijen werken ook aan inzet van ammoniak als transportbrandstof.

⁹ Het deel dat onder de industrieverplichting valt (dus niet het waterstofgebruik voor productie van transportbrandstoffen).

Impact van import van ammoniak op de hoogte van de RFNBO-opgave

Door hoge aardgasprijzen stond de ammoniakproductie in Nederland en Europa de laatste jaren onder grote druk. Ammoniak is een wereldwijd verhandelde commodity, en vervanging van binnenlandse productie door import kan een alternatief zijn als de productiekosten elders lager zijn. NB: Voor methanolproductie geldt hetzelfde; we schrijven de analyse hier uit voor ammoniak. In geval van volledige import van ammoniak, als die rechtstreeks (dus in de vorm van ammoniak) wordt ingezet ter vervanging van ammoniakproductie in Nederland, is er geen productie en gebruik van waterstof in Nederland voor productie van ammoniak. Omdat de grondslag voor de RFNBO-verplichting volgens Artikel 22a van de RED is gebaseerd op waterstofgebruik in de industrie, zou import van ammoniak volgens letterlijke interpretatie dan leiden tot verlaging van de RFNBO-lidstaatverplichting. Dit zou zowel het geval kunnen zijn bij import van groene ammoniak als grijze of blauwe ammoniak. Indien tegelijkertijd groene ammoniak kan worden aangemerkt¹⁰ als RFNBO, net als bijvoorbeeld e-methanol, dan zou import daarvan ook bij kunnen dragen aan invulling van de RFNBO-verplichting (bij industrieel gebruik), waarmee de importoptie erg gunstig scoort op zowel hoogte als invulling van de RFNBO-verplichting.

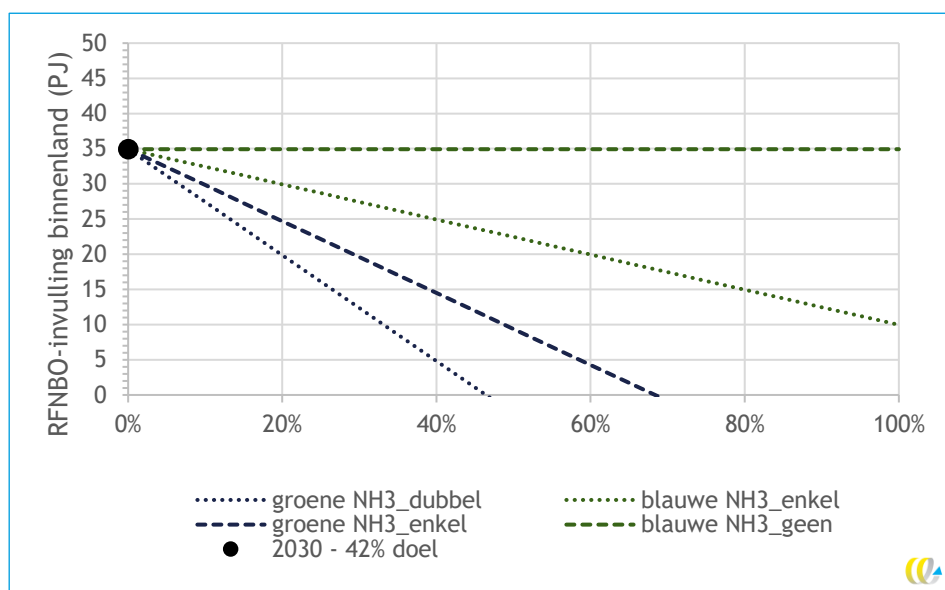
Het blijft de vraag of Artikel 22a zo moet worden geïnterpreteerd. Import op de hierboven beschreven wijze leidt niet tot ontwikkeling van een integrale waterstofmarkt en het draagt ook niet bij tot verbetering van de strategische autonomie die wordt nagestreefd in de EU. Hier is nog discussie over, waarvan de uitkomst nog onzeker is. We constateren dat er nog geen exacte interpretatie is over de uitwerking van import van ammoniak en methanol op de grondslag van de lidstaatverplichting.

Figuur 2 schetst de invloed van import van groene (RFNBO) ammoniak en ammoniak die is geproduceerd op basis van aardgas (blauwe, en ook grijze ammoniak) op de resterende RFNBO-opgave voor de industrie in Nederland in 2030, volgens de verschillende interpretaties. De figuur geeft aan dat bij vervanging van binnenlandse productie van ammoniak door import van circa 45% groene ammoniak de RFNBO-opgave naar nul reduceert als rekening wordt gehouden met het dubbeltellende effect daarvan (dat wil zeggen: verlaging van de noemer en wel meetellend in de teller). Zou het geen effect hebben op de grondslag, maar wel tellen als RFNBO, dan reduceert de verplichting naar nul bij iets minder dan 70% vervanging van binnenlandse productie door import. De verplichting reduceert van 35 PJ naar ongeveer 10 PJ bij volledige vervanging van binnenlandse productie door import van ammoniak geproduceerd op basis van aardgas. Zou import van deze laatste vorm van ammoniak bij gebruik in de industrie in Nederland moeten worden gezien als gebruik van waterstof in de industrie, dan blijft de verplichting 35 PJ, ongeacht het percentage import. Gezien het aandeel van ammoniak in de grondslag van de RFNBO-verplichting, zou dit een groot effect hebben op de mogelijkheden om te kunnen voldoen aan de verplichting, omdat invulling in dat geval volledig moet plaatsvinden buiten de ammoniakindustrie.

¹⁰ Vraag is nog of ammoniak nu onder de definitie van 'fuel' valt zoals gebruikt in de definitie van RFNBO.

Ammoniak wordt in de formele teksten van de wet- en regelgeving tot nu toe waarschijnlijk niet gezien als 'fuel'. Verder ontbreekt ammoniak in Annex III van de RED, terwijl daar bijvoorbeeld wel methanol is opgenomen. Op een webpagina van de Europese Commissie, met Q&A over de RED, wordt ammoniak overigens wel als RFNBO aangemerkt (Europese Commissie, 2023). Het niet vermelden in Annex III is dan wellicht een ommissie. Hier is nadere expliciete duidelijkheid vanuit de EC nodig.

Figuur 2 - Resterende RFNBO-opgave (vanuit Artikel 22a) in 2030 als functie van de import van groene ammoniak en ammoniak geproduceerd op basis van aardgas



Tabel 4 geeft een overzicht van het effect van vervanging van binnenlandse productie van ammoniak en methanol door import voor gebruik hiervan in de industrie in Nederland. De tabel geeft het afzonderlijke effect van import van ammoniak en methanol voor de verschillende interpretaties van Artikel 22a. Import van ammoniak heeft duidelijk het grootste effect op de resterende RFNBO-verplichting, waarvoor nog invulling moet worden gezocht door gebruik van RFNBO in overige industrie. Zonder verdere import zal deze RFNBO zijn gebaseerd op in Nederland geproduceerde hernieuwbare waterstof van elektrolyse. Naast het afzonderlijke effect van import van ammoniak en methanol geven de cijfers in de tabel aan dat ook het gecombineerde effect van diverse percentages aan import van beide verbindingen een aanzienlijk effect kunnen hebben op de resterende RFNBO-opgave en zelfs kunnen leiden tot het terugbrengen van de opgave tot vrijwel nul, ook bij een beperkte interpretatie en import-gebaseerd op basis van aardgas.

Tabel 4 - Resterende RFNBO-verplichtingen bij import van verschillende typen ammoniak en methanol voor gebruik in de Nederlandse industrie, en verschillende interpretaties van RED Artikel 22a

Type import	Effect *	Resterende RFNBO-verplichting			
		2030		2035	
		[PJ]	Bij	[PJ]	Bij
Groene ammoniak	Dubbel	0	Circa 45%	0	Circa 60%
	Enkel	0	Circa 70%	0	100%
Ammoniak op basis van aardgas	Enkel	10	100%	14	100%
	Geen	35	100%	50	100%
Groene methanol	Dubbel	21	100%	33	100%
	Enkel	29	100%	42	100%
Methanol op basis van aardgas	Enkel	26	100%	41	100%
	Geen	35	100%	50	100%

* 'Dubbel' is effect op de grondslag en invulling van de verplichting; 'Enkel' is alleen effect op de grondslag; 'Geen' heeft geen effect op zowel de grondslag als invulling van de verplichting.

2.3.3 Transport

Als de doelen uit de vorige paragraaf worden toegepast op de huidige prognoses van energiegebruik uit de KEV22, dan kunnen er doelen voor RFNBO-gebruik in de transportsector worden geformuleerd zoals in Tabel 5. Uit de tabel blijkt dat zeker de luchtvaart een ambitieuze doelstelling heeft, mede doordat het doel na 2030 snel oploopt. Een groot deel van het RED III-doel (4,5 PJ) voor RFNBO zal ingevuld moeten worden met synthetische brandstoffen in de luchtvaart (1,9 PJ). Daarna blijft er nog 2,6 PJ over dat via andere sectoren gerealiseerd moet worden.

Om minimaal (zonder overschot) aan het RED III-RFNBO-doel van 1% te voldoen, is wel verondersteld dat er 4,5% aan geavanceerde biobrandstoffen wordt gerealiseerd. In Nederland is momenteel het doel in 2030 voor geavanceerde biobrandstoffen 7% (een verdubbeling van de Europese verplichting uit de RED II). Hoewel het transportdoel van de RED III betrekking heeft op alle transportmodaliteiten (en de RED II alleen op weg- en railvervoer), is de fysieke hoeveelheid benodigde biobrandstoffen ongeveer gelijk en dus zou de haalbaarheid ook geen probleem moeten zijn.

Tabel 5 - RFNBO-doelstellingen voor transport uit de RED III en ReFuel Aviation voor Nederland.
Verbruikssaldo voor 2030 is gebaseerd op KEV22.

		Sector	Doel 2030	Grondslag 2030 [PJ]	2030: PJ RFNBO	Doel 2035	Grondslag 2035 [PJ]	2035: PJ RFNBO
RED III	RFNB-doel transport	Transport (zeevaart als 13% van bruto eindverbruik)	1% (minimaal)	902	9 (4,5 fysiek)	–	–	–
		Transport (zeevaart telt 100% mee)	1% (minimaal)	1.090	11 (5,5 fysiek)	–	–	–
	Streefdoel RFNBO	Zeevaart	1,2%	432	5,2 (1,7 fysiek)		–	–
FuelEU Maritime	Subdoel	Zeevaart *	1% **	285	2,9	2%	288	5,8
ReFuelEU Aviation	Synthetische brandstof	Luchtvaart	1,2%	159	1,9	5%	161	8

* Geldt voor schepen die binnen de FuelEU Maritime-scope vallen. Op basis van het aandeel uitstoot, is geschat dat ongeveer twee derde van de bunkerverkoop in zeevaart binnen die scope valt.

** Impliciet doel.

Bron: (PBL, 2022b).

Uit Tabel 5 blijkt dat de hoeveelheid RFNBO in transport in 2030 in Nederland minimaal 4,5 PJ bedraagt als de zeevaart voor 13% van het bruto eindverbruik meetelt. Mogelijk kiest Nederland er nog voor om zelfstandig een hoger doel vast te stellen of een concretere invulling te geven aan het streefdoel voor de zeevaart in 2030. Het is ook mogelijk dat Nederland er niet voor kiest om de bijdrage van de zeevaart te beperken tot 13% van het bruto eindverbruik. Als de zeevaart voor 100% meetelt, zou dit leiden tot een minimaal doel van 5,5 PJ (fysiek) in 2030.

Vanuit de RED III is er voor transport momenteel geen doel voor 2035, maar hier zal mogelijk later wel een doel voor worden geformuleerd. Voor lucht- en zeevaart zullen RFNBO een steeds belangrijkere rol krijgen toebedeeld en dit zal ook z'n weerslag hebben in mogelijke doelen voor na 2035. Voor de luchtvaart is er reeds een doel voor 2035 (doorlopend tot 2050), en voor zeevaart is er een doel (onder voorwaarden van voldoende beschikbaarheid en acceptabele prijzen) van 2% in 2034. Het luchtvaartdoel genereert in 2035 al een vraag van ruim 8 PJ aan RFNBO. Het zeevaartdoel zou voor 2035 ongeveer 5,8 PJ betekenen. In totaal zal de vraag naar RFNBO uit de transportsector in 2035 dus minimaal 13,8 PJ bedragen.

2.3.4 Potentieel waterstofgebruik richting 2035 in overige industrie

Door het ontstaan van extra waterstofgebruik in de industrie, kan de RFNBO-opgave voor 2030 en 2035 toenemen. Er zijn veel initiatieven die tot extra waterstofgebruik kunnen leiden, maar de meeste zijn gericht op het produceren van biobrandstoffen en synthetische brandstof. Het waterstofgebruik daarvan valt buiten de grondslag voor de RFNBO-verplichting voor de industrie¹¹.

Extra waterstofgebruik in de industrie kan naar verwachting komen van:

- Omschakeling van Tata van het hoogovenproces naar het *Direct Reduced Iron* (DRI)-proces voor reductie van ijzererts voor de productie van staal. Omschakeling zal in fases gebeuren en in de eerste fase zal naar verwachting niet gelijk worden overgeschakeld naar een proces op basis van pure waterstof, maar naar een DRI-proces op basis van aardgas. Of het waterstof uit dat aardgas moet worden meegeteld in de grondslag voor de RFNBO-verplichting, is een nog lopende discussie waarover uitsluitsel vanuit de Europese Commissie nodig is. Ook is een goede inschatting voor het waterstofgebruik in latere fases van het omschakelproces nog niet beschikbaar.
- Inzet van waterstof als vervanging van aardgas voor productie van hogetemperatuurproceswarmte in de industrie¹². Hierbij kan worden gedacht aan de chemische industrie, maar ook aan bijvoorbeeld de keramische industrie (bakstenen, tegels, etc.), de productie van glas, de productie van cement en de productie van asfalt.

Bij nieuwe productie van e-methanol zou een deel van de productie als grondstof voor de industrie ingezet kunnen worden. De waterstof die hiervoor nodig is, zou dan tot de grondslag voor de industrie moeten worden gerekend. Vooralsnog gaan we ervan uit dat als productie al tot realisatie komt, de methanol vooral wordt ingezet als brandstof en dan niet onder de industrieverplichting zal vallen.

Verder kan er productie ontstaan van synthetische brandstoffen, met name e-kerosine, via de Fischer-Tropschroute. Die route is echter niet 100% selectief en geeft een mix van producten die na raffinage voor een beperkt deel zal bestaan uit e-nafta, die als grondstof kan dienen voor de stoomkrakers en de chemische industrie. Vooralsnog wordt er voor de industrie geen rekening gehouden met een bijdrage via deze route.

Tabel 6 geeft een overzicht van enkele initiatieven voor de productie van biobrandstoffen en synthetische brandstoffen in Nederland.

¹¹ Hetzelfde geldt voor waterstof die wordt ingezet voor elektriciteitsproductie (telt niet mee voor grondslag industrie) en waterstof die eventueel wordt ingezet voor verwarming in de gebouwde omgeving (puur of via de bijmengroute).

¹² De RED draagt lidstaten op waar mogelijk de elektrificatie van industriële processen te bevorderen, bijvoorbeeld voor industriële warmte op lage temperatuur. Hierbij hanteert de RED temperaturen tot 200°C.

Tabel 6 - Overzicht van initiatieven voor productie van hernieuwbare brandstoffen in Nederland

Naam	Locatie	Waterstof	Product en opmerking
Nesté	Rotterdam	Externe levering	Verdubbeling huidige capaciteit van 1 Mt/a biobrandstof
UPM	Rotterdam	Externe levering	500 kt/a hernieuwbare brandstoffen, inclusief SAF
Shell	Rotterdam	Interne productie	820 kt/a biobrandstof inclusief SAF (HEFA) en biodiesel
Enerkem	Rotterdam	Interne productie + externe levering	80 kt/a met circa 75% SAF en de rest motorbrandstof of voeding krakers
Argent Energy	Amsterdam	Externe levering	Ruime verdubbeling tankopslag voor koolstofarme brandstoffen
Gidara Energy	Amsterdam	Externe levering	87,5 kt/a geavanceerde methanol van niet-recyclebaar afval
SkyNRG	Amsterdam	Externe levering	Productie van naar verwachting 100 kt/a SAF en 15 kt/a bioLPG
Synkero	Amsterdam	Externe levering	Ontwikkeling van een fabriek voor SAF (laatste nieuws november 2021)
Biomethaan Amsterdam	Amsterdam	Externe levering	200 kt/a bio-LNG-fabriek met optie voor bio-SNG of e-methaan
OCI	Delfzijl	Interne productie + externe levering	Vervanging huidige SMR met vergassing van biomassa en afval met optie om extra waterstof in te kopen

In Bijlage B zijn cijfers opgenomen van mogelijk extra waterstofgebruik, dat op basis van huidige informatie en onze kennis van de stand van zaken in de periode na 2030 tot ontwikkeling zou kunnen komen. De kans dat er al in 2030 substantiële hoeveelheden extra waterstofgebruik in de industrie zullen worden gerealiseerd, achten we klein, gezien beschikbaarheid en prijs. Richting 2035 en verder richting 2040 is dat naar verwachting anders, mede vanwege het afbouwpad van ETS-rechten naar nul in 2040 (waarbij groene waterstof één van de opties is ter vervanging van aardgas).

3 Ontwerp van afnameverplichting en flankerend instrumentarium

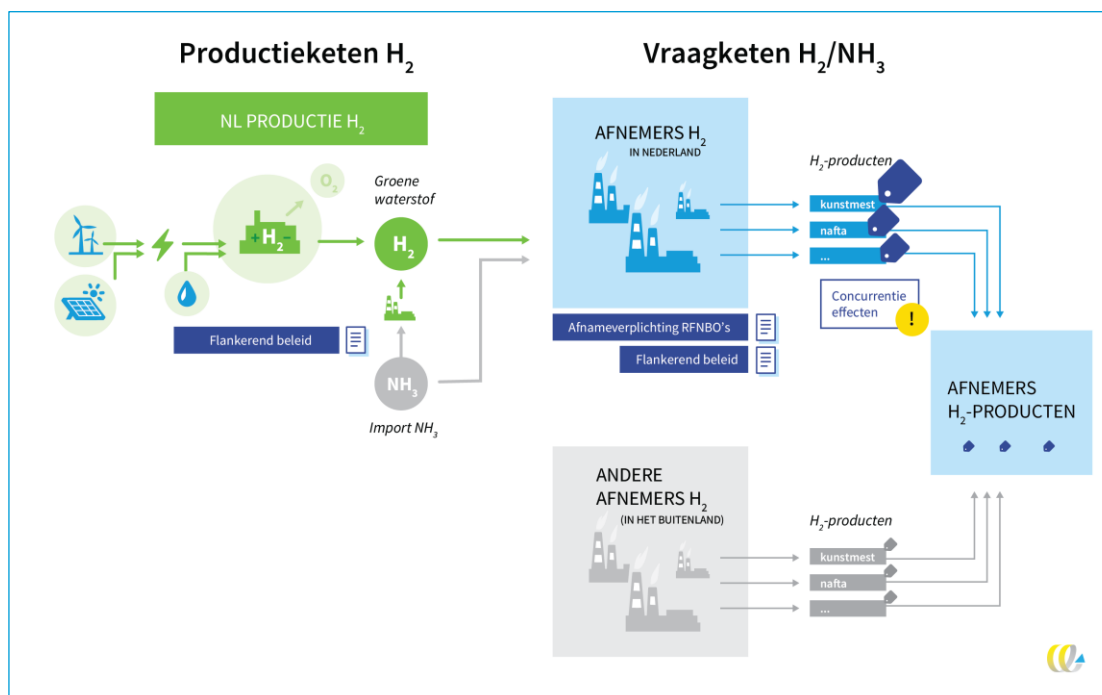
3.1 Inleiding

Dit hoofdstuk gaat in op een afnameverplichting als economisch instrument. We beschrijven het ontwerp van de verplichting met daaraan gekoppeld een HWI-certificatenmarkt, en presenteren vier samenhangende beleidspakketten. Deze dienen als basis voor het beoordelen van de impacts. Daarna gaan we in op de beleidsplannen in de omliggende landen (Duitsland, België en Frankrijk). Als alternatief voor een afnameverplichting bij de eerste afnemers van RFNBO is ook gekeken naar de haalbaarheid om een verplichting verder door te leggen in de waterstofproductieketens. Een analyse van de mogelijkheden is opgenomen in dit hoofdstuk.

3.2 Afnameverplichting als economisch instrument

Het ministerie van EZK is voornemens om een afnameverplichting voor industriële gebruikers te implementeren in de waterstofmarkt. De waterstofmarkt, zeker die voor industriële grondstoffen, kent een beperkt aantal marktspelers aan de aanbod- en de vraagkant. We kijken naar de implicaties van diverse marktordeningen voor het economisch functioneren van een afnameverplichting in Hoofdstuk 4. Figuur 3 geeft een overzicht van de werking van een afnameverplichting.

Figuur 3 - Overzicht werking afnameverplichting in de vraag- van aanbodketen van waterstofproducten



3.2.1 Behoud concurrentiepositie Nederland

Een Nederlandse afnameverplichting zonder flankerend beleid legt de compliancekosten direct en volledig neer bij de industrie. Dit zou gevolgen hebben voor de kosten van inkoop en inzet van groene waterstof in industrieën die onder de verplichting vallen. De meerkosten voor het voldoen aan de afnameverplichting worden doorgerekend in de productprijzen van nafta, kunstmest, methanol en andere producten, als er een gelijk speelveld is. Wanneer producten wereldwijd worden afgezet en de prijsgevoeligheid van de afname groot is (zogenaamde ‘bulkproducten’), kunnen de kosten om te voldoen aan de afnameverplichting echter *niet* worden doorberekend.

De producten van de Nederlandse industrie concurreren met producenten uit andere EU-landen en met landen buiten de EU. Om ervoor te zorgen dat de afnameverplichting van groene waterstof niet direct leidt tot meerkosten voor de industrie, wat de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie verslechtert, is flankerend beleid noodzakelijk. Flankerend beleid kan in de vorm van productie- en vraagsubsidies, om een deel van de onrendabele top te overbruggen, of de verplichting verder in de keten te implementeren, zodat alle (Europese) afnemers met dezelfde kosten geconfronteerd worden¹³. Deze laatste mogelijkheid verkennen we in Paragraaf 3.6.

In andere landen wordt ook ingezet op subsidies als compensatie voor de kosten voor het verduurzamen van de industrie. Dit kan tot het risico leiden dat landen elkaar beconcurreren met subsidies om de industrie te helpen vergroenen. Tevens is er het risico van weglek van subsidies over de grens: de met Nederlands belastinggeld gesubsidieerde RFNBO draagt dan in bijvoorbeeld Duitsland bij aan het gestelde RFNBO-beleidsdoel.

3.2.2 Conceptuele aanpak

Enkele tientallen bedrijven zullen onder de voorgenomen afnameverplichting vallen, ook kleinere afnemers¹⁴. Deze bedrijven zullen in de meeste gevallen groene waterstof inkopen, aangezien investeren in elektrolysecapaciteit zeer kapitaalintensief is en niet tot de core business behoort. De RFNBO-markt kan voor deze bedrijven worden gefaciliteerd door certificaten of verhandelbare eenheden (HWI's¹⁵). Verkregen verhandelbare eenheden kunnen worden ingezet voor de eigen jaarverplichting.

De betalingsbereidheid voor deze afname wordt bepaald door de meerkosten van de inzet van groene waterstof in het productieproces. Als de certificaatprijs hoger is dan de meerkosten voor het gebruik van groene waterstof, dan kiezen de bedrijven ervoor om zelf groene waterstof in te zetten. Als de certificaatprijs lager is dan de meerkosten van groene waterstof, dan kiezen de bedrijven ervoor om certificaten in te kopen.

Bij de evenwichtscertificaatprijs (HWI-prijs), waarbij de certificaatprijs de meerkosten van het gebruik van groene waterstof reflecteert, zal een deel van de bedrijven groene waterstof zelf gaan afnemen en een deel van de bedrijven certificaten gaan inkopen. De bedrijven die het meest efficiënt groene waterstof kunnen gebruiken, gaan de afname van groene waterstof op zich nemen. Terwijl het voor de andere bedrijven voordeliger is om certificaten in te kopen en gebruik te (blijven) maken van grijze waterstof. De certificaathandel in combinatie met de afnameverplichting zorgt ervoor dat de keuzes om groene waterstof in

¹³ Ook in dit geval geldt dat het doorleggen van de afnameverplichting niet geldt voor afnemers buiten Europa en er alsnog een ongelijk speelveld ontstaat tussen afzet van waterstofgerelateerde producten buiten Europa met concurrenten die dezelfde markten belevaren.

¹⁴ Voorgestelde drempelwaarde is 0,1 kiloton waterstof per jaar.

¹⁵ Hernieuwbare Waterstofeenheid voor de Industrie.

te zetten, doelmatig plaatsvinden. De markt zorgt daarmee voor de goedkoopste inzetbaarheid van RFNBO in de industrie.

Daarbij spelen vervolgens belangrijke vormgevingsaspecten in de HWI-markt een rol, die mede van invloed zijn op de prijsvorming, zoals marktordening en een mogelijke buy-outregeling (afkoopboete). Indien gebruik wordt gemaakt van een buy-out, wordt de maximale HWI-prijs bepaald door de boete van het niet-halen van de verplichting: de koper van de HWI zal immers niet verder gaan dan het betalen van het boetebedrag. Daarnaast is er een risico dat de prijsvorming ook beïnvloed wordt door marktmacht, toetredingsbarrières en strategisch gedrag. Hierdoor kan de prijsopslag boven de marginale kosten groter zijn dan in een markt met volkomen concurrentie¹⁶. Merk op dat de buy-out dus ook een rem geeft op de prijs die aanbieders in rekening kunnen brengen.

Interactie RFNBO-markt en certificaaathandel

RFNBO-afname zal naar verwachting voor een belangrijk deel bepaald worden door lange-termijncontracten. Afnemers zullen proberen prijs- en volumerisico's af te dekken door een langetermijncontract af te sluiten. Aanbieders hebben eveneens financieel baat bij het voorkomen van overschotten en zullen erop koersen hun afname van hun premium product zeker te stellen met langetermijncontracten. Het ligt daarmee voor de hand dat een groot deel van de markt gedomineerd zal worden door bilaterale contracten tussen bedrijven. Daarmee is de ruimte voor certificatenhandel tussen afnemers onderling in de eerste jaren bescheiden en zal naar verwachting beperkt blijven tot het bieden van flexibiliteit bij (markt)omstandigheden die onverwacht veranderen. Denk aan onvoorziene veranderingen in het productieniveau. Een eventuele mogelijkheid om (een extra) tegood mee te nemen naar volgende verplichtingsjaren, vermindert de liquiditeit van de certificaaathandel overigens nog verder. Eén en ander betekent dat de rol van certificaaathandel beperkt zal zijn en dat de daarbij behorende doelmatigheidsprikkel in die fase nog onvoldoende zal werken.

Voorgesteld wordt om gedurende de opstartfase van de verplichting (in de eerste jaren) te faciliteren met het introduceren van zeer ruime flexibiliteit, bijvoorbeeld door ruime spaartegoeden voor HWI's. Dit brengt een spanningsveld met het oplooppad mee. Aan de ene kant is het gewenst om marktpartijen zekerheid te geven over dit oplooppad. Maar als het oplooppad wijzigt om tegemoet te komen aan veranderde marktomstandigheden, gaat dit ten koste van de zekerheid voor marktpartijen. En daarmee ook van de investeringsprikkels die er voor nieuwe productiecapaciteit bestaan, en uiteindelijk ook het doelbereik voor de overheid van het instrument (niveau overall lidstaatverplichting).

Interactie met HBE-markt

Vanuit de transportmarkt is er ook een incentive om groene waterstof te gebruiken. De industrie concurreert met de transportmarkt om de beperkt beschikbare waterstof. Dit zal in eerste instantie de commodityprijzen voor groene waterstof verhogen. In onze analyses van de commodityprijzen is rekening gehouden met de vraag naar waterstof vanuit de transportmarkt. De bereidheid om groene waterstof in te kopen hangt af van de HBE- en HWI-prijzen, en diens verhouding tot de marginale kosten voor het gebruik van een extra eenheid groene waterstof.

¹⁶ Overigens is het ook mogelijk dat de prijs tijdelijk onder de marginale kosten van RFBO komt te liggen, indien afnemers de geproduceerde waterstof niet nodig hebben. Dit hangt onder andere af van de mogelijkheid om geproduceerde waterstof tijdelijk op te slaan.

De HBE-prijs is echter volatiel en afhankelijk van een groot aantal moeilijk te voorspellen externe factoren (afgelopen zomer stegen HBE-prijzen bijvoorbeeld sterk als gevolg van het lage waterpeil van de Rijn). Wanneer de HBE-prijs hoger is dan de marginale kosten voor het gebruik van een extra eenheid groene waterstof, zal de transportsector ervoor kiezen om extra groene waterstof in te kopen. Dit zorgt voor een stijging van de marktprijs van groene waterstof.

Door een stijging van de groenewaterstofprijs wordt het voor industrie interessanter om HWI's in te kopen, wat vervolgens zorgt voor een stijging van de HWI-prijs. Met andere woorden: de HBE-prijzen en HWI-prijzen correleren en tenderen op de lange termijn naar elkaar toe.

3.2.3 Bepalen van de meerkosten

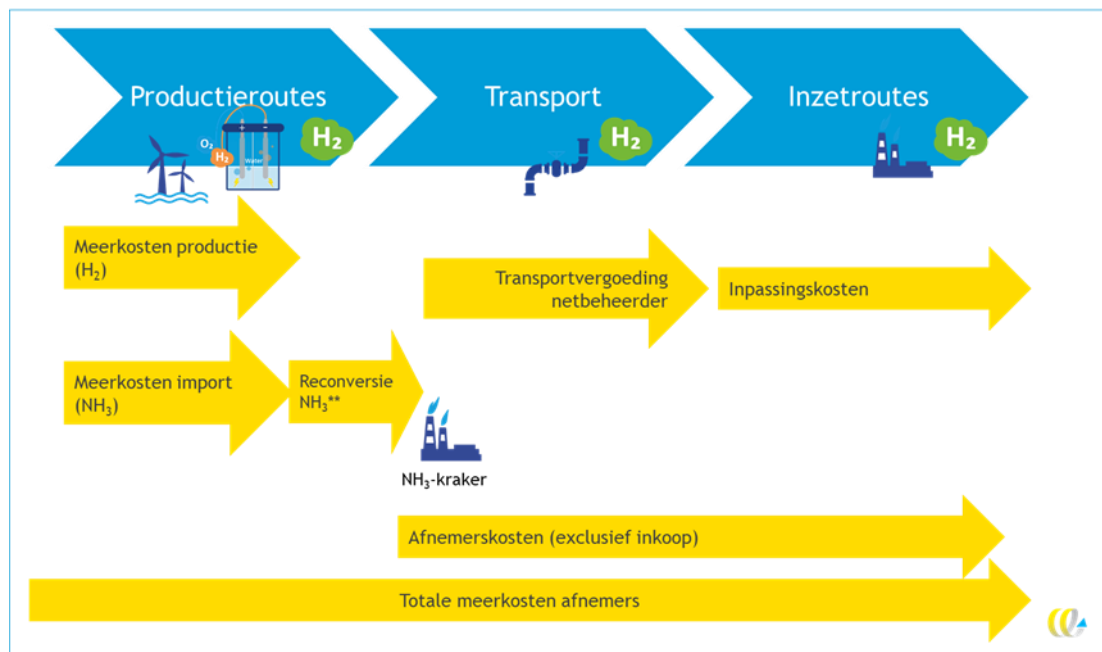
De meerkosten voor het gebruik van groene waterstof, en dus ook de certificaatprijs, zijn afhankelijk van drie deelcomponenten:

1. De productieroutes.
2. Het transport.
3. De inzetroutes.

De meerkosten voor het gebruik van groene waterstof liggen zowel aan de aanbod- als de vraagkant. Naast de inkoopkosten (vergoeding voor productie van groene waterstof) zullen afnemers ook zoveel mogelijk van de ombouwkosten vergoed willen zien, alvorens het voor hen aantrekkelijk wordt om grijze waterstof te vervangen door groene waterstof. Tot deze ombouwkosten aan de vraagzijde behoren: aansluiting van de installatie op de backbone, kosten voor het ombouwen van het productieproces, en het vervroegd buiten gebruik stellen van waterstofproductie-assets (bijvoorbeeld SMRs¹⁷). Tezamen benaderen de kosten aan de aanbod- en vraagkant de integrale kosten voor het gebruik van groene waterstof (zie Figuur 4), ofwel: de totale meerkosten van afnemers.

¹⁷ Het gaat hier om netto kosten, aangezien ook operationele beheerskosten vrijvallen.

Figuur 4 - Opbouw meerkosten groene waterstof, en gehanteerde terminologie



** NB: Kosten voor specifieke schakel voor 'reconversie' van geïmporteerde ammoniak (NH_3) is van toepassing bij niet-ammoniaktoepassingen. Voor de productie van kunstmest in Nederland is reconversie van geïmporteerde ammoniak niet nodig, indien de geïmporteerde ammoniak rechtstreeks wordt ingezet ter vervanging van in Nederland geproduceerde ammoniak.

3.2.4 Opbouw aanbod- en vraagcurve

De kosten aan de aanbodkant van groene waterstof zijn gerelateerd aan de productie van groene waterstof. Bij het bepalen van de meerkosten van groene waterstof ten opzichte van grijze waterstof, zijn de productieroutes leidend. De productie van groene waterstof kan namelijk berusten op verschillende opwektechnieken voor hernieuwbare energie. Deze opwektechnieken kennen allen een andere kostenintensiteit. Door de kostprijs van deze opwektechnieken door te rekenen, kan, in combinatie met de productieplannen voor groene waterstof, de commoditykostprijs van het toekomstig aanbod van groene waterstof bepaald worden. Deze dient vervolgens afgezet te worden tegen de kostprijs van grijze waterstof, zodat de meerkosten voor de productie van groene waterstof bepaald kunnen worden.

De *meerkosten* aan de vraagkant richten zich op de inzet van RFNBO. Enerzijds is het belangrijk om te kijken naar de transportkosten. Denk bijvoorbeeld aan de nettarieven voor de aansluiting op het waterstofnet. Anderzijds is het belangrijk om te kijken naar de mate waarin groene waterstof geïntegreerd kan worden in bestaande processen. Momenteel wordt er op verschillende manieren gebruik gemaakt van grijze waterstof in de productieprocessen. Het is daarom belangrijk om de mate waarin de processen aangepast dienen te worden (en de kosten die daarmee gemoeid zijn) per sector in kaart te brengen.

Tekstbox 2 - Ombouwkosten voor groot- en kleinverbruikers van waterstof

De grootgebruikers produceren een substantieel deel van hun eigen grijze waterstof-behoefte. Het restant wordt aangevuld met externe leveringen door waterstofleveranciers (zoals Air Liquide en Air Products). Doordat de grootgebruikers hun eigen grijze waterstof produceren, is grijze waterstof sterk geïntegreerd in de productieprocessen van de afnemers.



Bij volledige vervanging moeten productieprocessen opnieuw worden ingericht om over te schakelen naar groene waterstof, wat significante ombouwkosten met zich mee kan brengen. Bij gedeeltelijke vervanging zijn de ombouwkosten beperkter. Zo kan een aantal processen tot circa 20% van hun productie-capaciteit groene waterstof accommoderen zonder ingrijpende verbouwing van de processen.

Voor kleingebruikers zijn de ombouwkosten minder omvangrijk. Kleingebruikers ontvangen grijze waterstof via pijpleidingen of tubetrailers. Voor hen is de omschakeling naar groene waterstof relatief eenvoudig.

3.3 Te analyseren beleidspakketten

We onderzoeken gecombineerde effecten van een afnameverplichting enerzijds en aanbod- en vraagsubsidie anderzijds. Met name in de combinatie tussen vraagsubsidie en afnameverplichting kunnen we twee hoofdvarianten onderscheiden:

- a Een optie waarbij sprake is van een schot tussen verplichting en vraagsubsidie.
- b Een optie waarbij sprake kan zijn van stapeling van verplichting en vraagsubsidie.

3.3.1 Optie A: Schot tussen afnameverplichting en vraagsubsidie

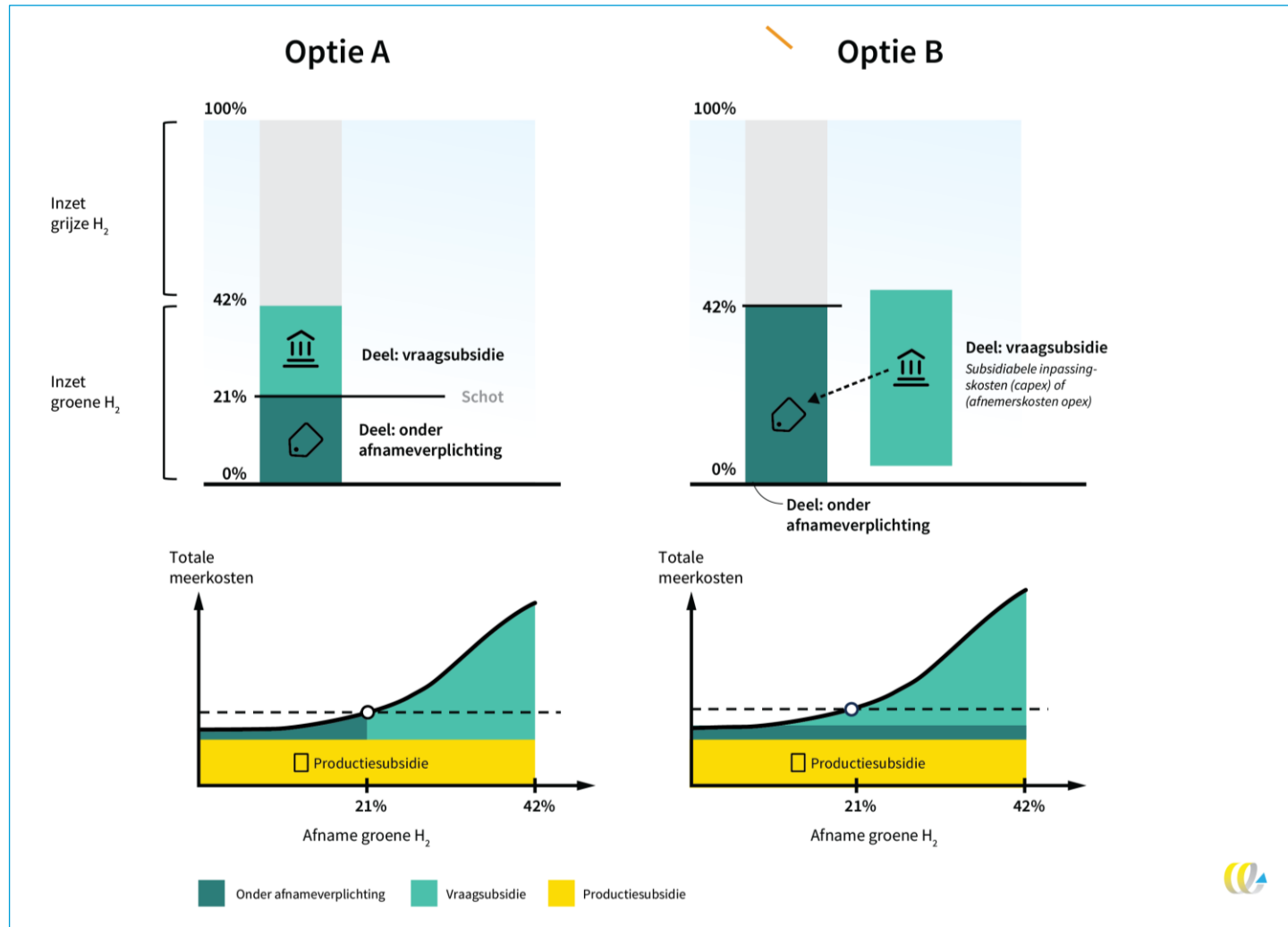
De essentie van Optie A is dat de afnameverplichting voor bedrijven geldt voor een deel van de lidstaatverplichting. Optie A legt dus *een deel* van de verplichting door van de lidstaat naar de bedrijven, en beoogt het resterende deel door middel van vraagsubsidies in te vullen. Dit kan door een schot te introduceren tussen het deel van het gebruik dat onder de grondslag van de bedrijvenverplichting valt, en een deel van het gebruik dat valt onder het regime van een vraagsubsidie. Een kilogram groene waterstof die wordt gebruikt door een bedrijf, valt onder het ene regime of het andere, maar niet onder beide. Dit stelt overigens in de praktijk hoge/extra eisen aan de monitoring van certificaten. Een afnameverplichting met een minder ambitieus aandeel leidt tot minder zekerheid voor het halen van het overall industriedoel (42% in 2030).

We merken op dat een schot voor CAPEX-subsidies minder voor de hand ligt dan een schot voor een OPEX-subsidie. Een CAPEX-subsidie betreft immers een bedrag ineens voor ombouw van het proces en kan niet toegerekend worden naar een specifieke inzet van RfNBO. In deze studie onderzoeken we een variant A die in 2030 uitkomt op een afnameverplichting voor de bedrijven van 21% (oftewel: op de helft van de lidstaatverplichting).

3.3.2 Optie B: Stapeling van afnameverplichting en vraagsubsidie

In Optie B legt de overheid de lidstaatverplichting, zonder een deel van de grondslag uit te zonderen, één-op-één door naar de afnemers. In 2030 dienen de bedrijven te voldoen aan de 42%, waarbij zij echter wel de mogelijkheid hebben om de meerkosten daarvan te combineren met een vraagsubsidie. Een schot tussen vraagsubsidie en afnameverplichting (zoals in Optie A) ontbreekt daarbij. Bij het inleveren van alle HWI's kan in principe een subsidie verrekend worden, waardoor de inzet van RfNBO met lagere meerkosten gepaard gaat ten opzichte van uitsluitend een afnameverplichting. Optie B (volledig doel) geeft op papier meer zekerheid dan Optie A (helft van het doel) voor het halen van het industriedoel, maar zal in de praktijk echter sterk afhangen van eerdergenoemde randvoorwaarden.

Figuur 5 - Instrumentatie twee varianten afnameverplichting



Uitwerking in beleidsmixen

In Tabel 7 is een overzicht gegeven van de beleidsopties voor de nieuwe instrumenten om de lidstaatverplichting in te vullen. Hierna geven we een uitgebreider overzicht van de instrumenten die geanalyseerd worden. Het betreft een combinatie van een afnameverplichting met verschillende flankerende subsidies aan de vraag- en/of aanbodzijde. In de laatste kolom staat hoe deze matchen met de door het ministerie van EZK genoemde beleidsopties. Deze laatste kolom zullen we alleen kwalitatief bespreken.

Tabel 7 - Beleidsmixen voor invulling van de afnameverplichting

Nr.	Hoofdvariant	Flankerend beleid	Invulling pakket	
1	Afnameverplichting HWI (42%)	Stimulering van aanbod	Opschalingstender	CAPEX, OPEX. Mogelijk in combinatie met SDE++, IPCEI
2A	Afnameverplichting HWI (21%)	Stimulering van vraag	Vraagsubsidie	CAPEX en/of OPEX
2B	Afnameverplichting HWI (42%)			
3A	Afnameverplichting HWI (21%)	Combinatie van stimulering van vraag en aanbod	Opschalingstender + vraagsubsidie	Combinatie
3B	Afnameverplichting HWI (42%)			
4	Afnameverplichting bij afnemers van producten waar groene H ₂ in verwerkt is	Geen		Verder doorleggen in de keten

Afnameverplichting

De afnameverplichting is de basis voor de beleidsmix, ondersteund door subsidies aan de vraagzijde, de aanbodzijde of een combinatie daarvan.

De industrie krijgt daarbij een verplichting om een bepaalde hoeveelheid hernieuwbare waterstof (RFNBO) te gebruiken. Elk bedrijf krijgt een certificaat als het een eenheid hernieuwbare waterstof gebruikt; die certificaten zijn nodig om aan de verplichting te voldoen. Bedrijven kunnen dus kiezen of ze zelf hernieuwbare waterstof gebruiken of certificaten van andere bedrijven kopen.

Een afnemer kan meer RFNBO gebruiken dan nodig is voor de verplichting en dan handelen met overtollige HWI of ze sparen voor later. Meer RFNBO gebruiken en dus meer HWI genereren kan gunstig zijn als de afnemer denkt ze voor meer te kunnen verkopen dan de RFNBO heeft gekost. Ook kan een spaartegoed helpen om meer tijd te geven om de investering in aanpassing van het productieproces op het juiste moment te timen.

De Nederlandse verplichting voor de industrie geldt voor alle bedrijven die in de Nederlandse industrie meer waterstof verbruiken dan een ondergrens van 0,1 kton/jaar¹⁸. De verplichting is een percentage over de in een kalenderjaar verbruikte hoeveelheid waterstof. Alle waterstof die in de Nederlandse industrie wordt gebruikt, telt mee,

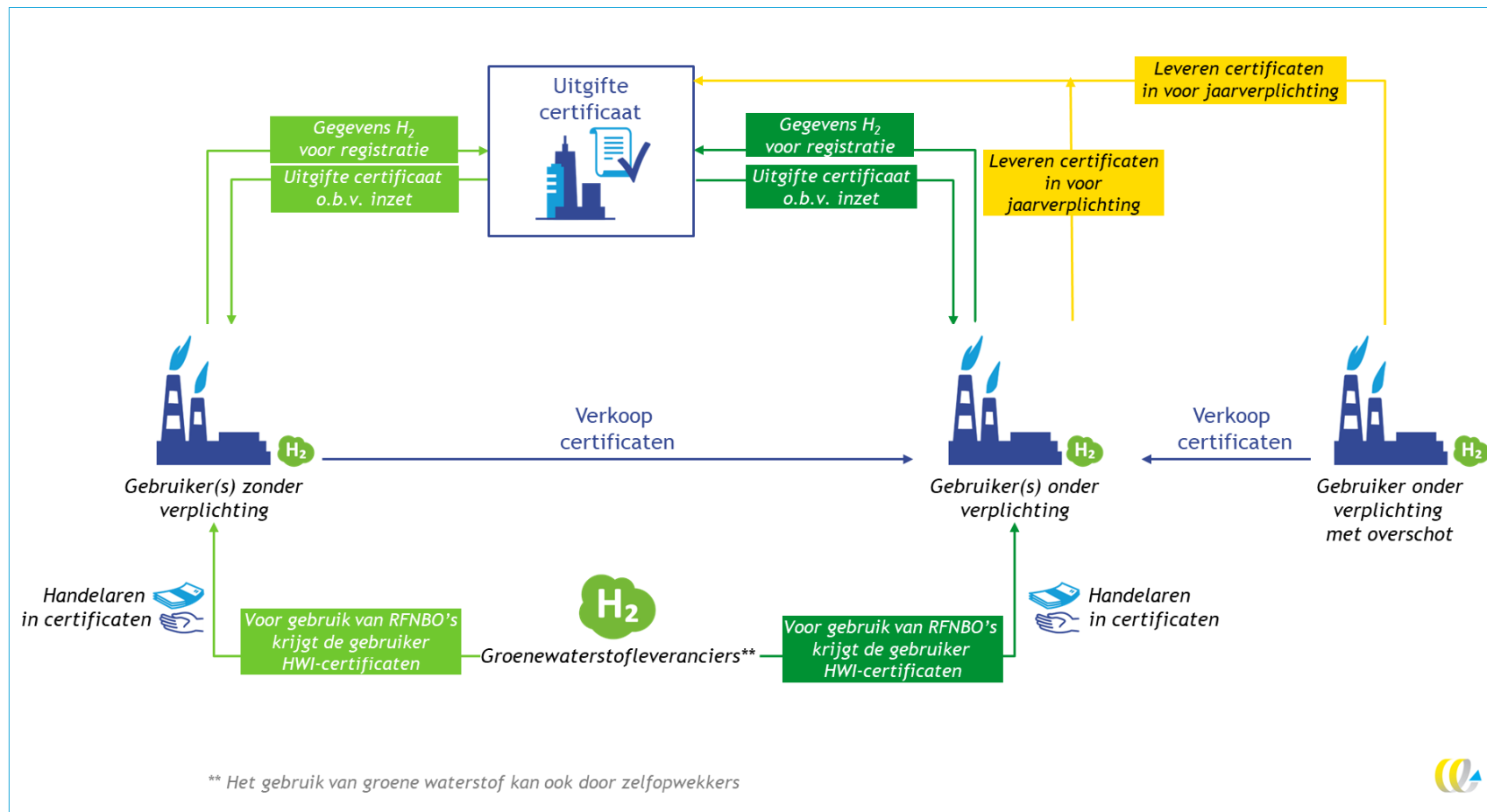
¹⁸ Overeenkomend met een hoeveelheid aardgas van circa 380.000 m³ per jaar.



met uitzondering van de toepassingen zoals die in Hoofdstuk 1 worden vermeld (inzet ten behoeve van (bio)transportbrandstoffen en gedecarboniseerde waterstof als bijproduct).

In een nieuw handelsregister worden hernieuwbare waterstofeenheden industrie (HWI) gecreëerd, verhandeld, gespaard en afgeschreven. Een HWI staat voor 1 GJ aan RFNBO. HWI kunnen worden verkregen door ofwel RFNBO in de Nederlandse industrie in te zetten, ofwel HWI van een ander bedrijf te kopen. Het register schrijft jaarlijks de hoeveelheid HWI van de verplichting van dat bedrijf af over het voorgaande kalenderjaar. De werkwijze geven we weer in Figuur 6.

Figuur 6 - Overzicht werking HWI-markt



3.3.3 Variant 1: Productiesubsidies

Een verplichting is geen zinvol instrument zonder voldoende waterstofproductie die onder de verplichting kan vallen. In de opstartfase is het cruciaal dat er voldoende en tijdig aanbod van groene waterstof beschikbaar is, en dat hiervoor tijdige investeringsbeslissingen (FID) worden genomen voor nieuwe elektrolysercapaciteit, inclusief benodigde importcapaciteit. Een FID zal vermoedelijk niet alleen worden gemaakt op basis van onzekere inkomsten uit de certificaten, maar op basis van een nog nader vorm te geven verplichtingsinstrument. Afnemers kunnen hun productie verlagen, kiezen voor een andere productiemethode of productie verplaatsen naar het buitenland. Hoewel onzekerheden groter en fundamenteeler zijn dan alleen de vormgeving van het HWI-beleid, kan in de kern het kip-en-eiprobleem opgelost worden met productiesubsidies in de opstartfase, in combinatie met de afnameverplichting.

De prijs van de RFNBO GO is in theorie nul als de RFNBO-producent zijn meerkosten volledig gedekt krijgt door een productiesubsidie. Onder normale omstandigheden, zonder marktmacht, wordt de subsidie één-op-één doorgerekend in de RFNBO-prijs. Marktmacht aan de producentenkant kan deze prijsstelling veranderen.

3.3.4 Variant 2: Vraagsubsidies

Vraagsubsidies zijn gericht op huidige en toekomstige industriële gebruikers van hernieuwbare waterstof. Hierbij gaat het zowel om bedrijven die waterstof gebruiken als grondstof als om bedrijven die waterstof kunnen gaan gebruiken als brandstof. De subsidiabele kosten bedragen de hele of een deel van de onrendabele top, die nodig is voor een sluitende businesscase voor inkoop en gebruik van groene waterstof en inzet in het proces (inclusief de benodigde aanpassingen die getroffen moeten worden). Redelijkerwijs zijn dit de kosten die moeten worden gemaakt voor afname van de groene waterstof.

In Optie A bestaan er twee soorten HWI-certificaten: certificaten die kunnen worden ingeleverd bij de toezichthouder om aan de jaarverplichting te voldoen en certificaten die kunnen worden gebruikt om de vraagsubsidie (OPEX) aan te vragen c.q. incasseren. In Optie B wordt dit schot niet gehanteerd en zal de vraagsubsidie, opnieuw onder goed werkende marktomstandigheden, in mindering komen van de prijs van HWI-certificaten.

Uitwerking vraagsubsidie

Vervolgens is de vraag hoe de vraagsubsidie dient te worden vormgegeven. Het kan een CAPEX- en/of OPEX-subsidie zijn bij de afnemer van RFNBO. Belangrijke vraag daarbij is welke kosten subsidiabel zijn. De CAPEX-subsidie is enkel voor investeringen die het mogelijk maken RFNBO in te zetten (inpassingskosten zijn dan subsidiabel). De CAPEX-subsidie is in te zetten voor procesaanpassingen die als doel hebben het waterstofgebruik te vergroenen. Bijvoorbeeld: de ammoniaksynthese, een investering in een luchtsplitser, of aansluiting op de backbone.

De OPEX-subsidie kan ingezet worden om *marginale kosten* van aanpassingen binnen het proces te faciliteren (warmtederving, inkoop CO₂) of kan ook breder gelden om het gehele verschil tussen groen en grijs te overbruggen, dat wil zeggen: de commodityinkoop, inclusief OPEX-kosten binnen het eigen proces.

Afbakening vraagsubsidie

Binnen deze studie hebben we de vraagsubsidie afgebakend als een variant waarbij alleen de marginale kosten van procesaanpassing subsidiabel zijn onder de subsidieregeling. Inkoop van RFBO door de afnemer valt hier *niet* onder. Deze definitie is van belang voor goed begrip van de analyses in deze studie.

3.3.5 Variant 3: Combinatie van vraag- en aanbodsubsidies

Variant 3 betreft een combinatie van Variant 1 en 2.

3.3.6 Verplichting verderop in de keten (Variant 4)

De verplichting om een bepaald percentage groene waterstof in te zetten wordt in de eerste drie varianten neergelegd bij de industriële afnemers. Deze kan ook op verschillende plaatsen verder in de keten worden ingezet, waarbij het potentiële voordeel is dat concurrentie-effecten voor de Nederlandse waterstofgebruikende industrie worden voorkomen. Door een verplichting verderop in de keten neer te leggen, wordt de Nederlandse productie en import van producten waarin waterstof verwerkt is, op een gelijke manier behandeld en ontstaan er geen concurrentienadelen voor de industrie. Dit moet echter wel praktisch haalbaar zijn. Een dergelijke uitvoeringsvariant kent voor- en nadelen. We beschrijven voor- en nadelen in Paragraaf 3.5 en 3.6.

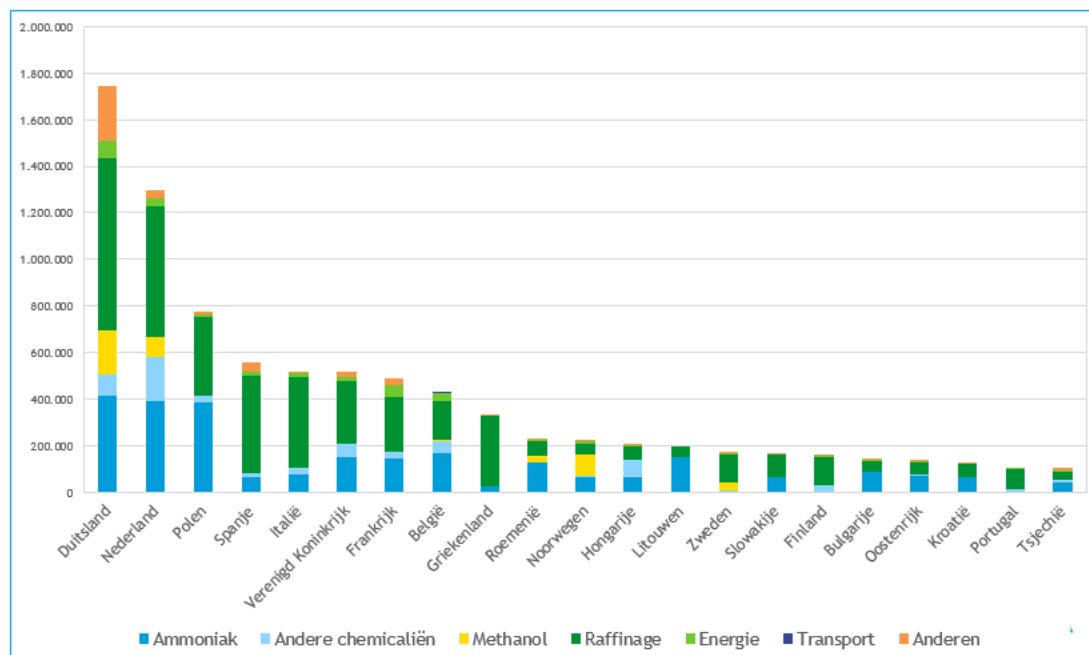
3.4 RFNBO-beleid in enkele andere EU-lidstaten

We kijken hier naar het waterstofbeleid in België, Duitsland en Frankrijk.

Voorlopig is er nog geen sprake van iets gelijkwaardigs als een afnameverplichting in België, Duitsland of Frankrijk. Wel hebben alle drie de landen een waterstofstrategie gelanceerd, die moet aansluiten bij de klimaatdoelen voor 2030.

In Europees verband is het relevant dat Nederland de op één na grootste waterstofgebruiker in de EU is; na Duitsland, zie Figuur 7. Raffinage is in de meeste landen (en in de EU als geheel) weliswaar de belangrijkste sector voor waterstofgebruik, maar slechts een deel daarvan valt onder de Artikel 22a-verplichting voor de industrie. Het directe waterstofgebruik in Transport is (nog) verwaarloosbaar klein in de kolommen in de figuur, en ook het gebruik voor 'Energie' is nog klein.

Figuur 7 - Waterstofgebruik in de EU per land in 2020 (in ton); Nederland is tweede van links



Bron: (Fuel Cells and Hydrogen Observatory, ongoing).

NB: Er is in de VS op dit moment sprake van relatief lage aardgasprijzen ten opzichte van die in Europa. Daardoor is er voor producenten van bijvoorbeeld ammoniak (en methanol) een financiële prikkel om de productie in de VS uit te voeren in plaats van in Europa, en de geproduceerde ammoniak te importeren in de EU als grondstof voor bijvoorbeeld kunst-mestproductie, ter vervanging van in de EU geproduceerde ammoniak. Dit effect ontstaat voornamelijk door verschillen in prijzen van feedstocks, zoals aardgas. Daarnaast levert de recente Inflation Reduction Act (IRA) in de VS aan bedrijven een financiële bijdrage om 'blauwe ammoniak' (dat wil zeggen: met afvang en opslag van de bij de productie vrijkomende CO₂) te produceren in de VS. Dit heeft effect op de beslissingen van producenten over waar te produceren en te investeren. We hebben dit niet verder uitgediept in deze studie.

3.4.1 De raffinageroute

Zoals blijkt uit Figuur 7, is raffinage verantwoordelijk voor ongeveer de helft van de totale waterstofvraag in de EU. De RED II biedt lidstaten de mogelijkheid om voor het transportdoel ook de bijdrage mee te rekenen van RFNBO die gebruikt worden voor de productie van conventionele brandstoffen. Met het oog op het creëren van een afzetmarkt voor hernieuwbare waterstof heeft Nederland deze zogenoemde 'raffinageroute' tijdelijk opengesteld, voor 2023 en 2024. De raffinageroute is opgenomen in de jaarverplichting en moet leiden tot 2 PJ in 2023 en 4 PJ in 2024 (Ministerie van EZK, 2021).

De raffinageroute is niet alleen een manier om relatief snel een afzetmarkt te creëren voor groene waterstof, het biedt ook een voorbeeld waarbij de meerkosten worden doorgelegd naar verderop in de keten, namelijk bij de uiteindelijke gebruikers van de transportbrandstoffen.

In Frankrijk en Duitsland is de raffinageroute een mogelijkheid (zonder beperking in tijd) en ook België is van plan de mogelijkheid te implementeren in beleid.

3.4.2 België

De waterstofconsumptie in België is bijna drie keer zo laag als in Nederland, met raffinage en ammoniak als belangrijkste sectoren, maar nauwelijks methanol. Een grove inschatting van de RFNBO-verplichting voor de industrie in België (zonder raffinage mee te tellen) leidt tot ongeveer 13 PJ in 2030 en bijna 20 PJ in 2035.

België heeft in tegenstelling tot Nederland beperkt potentieel voor elektrolyse, omdat de capaciteit hernieuwbare elektriciteit vrijwel volledig ingezet zal worden voor elektrificatie. Het doel van België is om in 2026 ten minste 150 MW aan elektrolysecapaciteit operationeel te hebben.

De meerderheid van de hernieuwbare waterstof (of derivaten) zal voor België dus moeten komen van import. België voorziet dat in 2030 72 PJ en in 2050 1.260 PJ aan hernieuwbare waterstof wordt ingevoerd (waarvan ongeveer de helft voor binnenlands gebruik). De eerste pijler van de Belgische waterstofstrategie bestaat uit het positioneren van het land als draaischijf voor de in- en doorvoer van hernieuwbare moleculen.

De industrie wordt gezien als de belangrijkste consument van hernieuwbare waterstof, gevolgd door transport. De Belgische overheid overweegt om een marktplatform op te zetten voor waterstof om de uitwisseling eenvoudiger te maken. Om import en consumptie mogelijk te maken, wordt er ook in België een landelijk netwerk aangelegd dat de industriële clusters, havens en grenslocaties voor doorvoer verbindt (FOD Economie, 2022). Tegen 2026 zal het eerste tracé van 100 tot 160 km pijpleiding in gebruik worden genomen. Voor de realisatie is € 95 miljoen gereserveerd.

De waterstofstrategie wordt verder ondersteund door verschillende financiële instrumenten:

- Het **energietransitiefonds** (actief van 2017-2025, met € 20 tot 30 miljoen per jaar).
- De projectoproep **Clean hydrogen for clean industry**, als onderdeel van het Plan voor Herstel en Veerkracht, gestart in 2022 (in 2022 totaal € 50 miljoen, in 2023 € 10 miljoen).
- **Oproep voor de invoer van waterstof**, gepland voor begin 2023, € 10 miljoen.
- Elektriciteit die gebruikt wordt voor de productie van waterstof door elektrolyse, is vrijgesteld van elektriciteitsaccijns.
- De federale overheid heeft € 300 miljoen uitgetrokken om de interconnectie van het waterstofnet met Duitsland te versnellen en in 2028 gereed te hebben (bovenop de eerder genoemde € 95 miljoen voor het waterstofnet).
- In juni 2023 heeft de Europese Commissie een financiële ondersteuning van de Belgische overheid voor ArcelorMittal in Gent van € 280 miljoen goedgekeurd. Het geld is bedoeld voor elektrificatie en het toewerken van de fabriek naar een proces waar aardgas wordt vervangen door hernieuwbare waterstof.

3.4.3 Duitsland

Duitsland is met ongeveer 200 PJ de grootste waterstofconsument van Europa en gebruikt significante hoeveelheden in alle sectoren. De ammoniakproductie is echter vergelijkbaar met Nederland en het gebruik voor de chemie is de helft van de hoeveelheid in Nederland. Een grove inschatting van de RFNBO-verplichting voor de industrie in Duitsland (zonder raffinage en methanol mee te tellen) leidt tot ongeveer 41 PJ in 2030 en bijna 62 PJ in

2035. De waterstofstrategie van Duitsland voorziet een totale hernieuwbare waterstofconsumptie (inclusief derivaten) van 340 tot 470 PJ in 2030 (BMWK, 2023).

De Duitse waterstofstrategie (gepubliceerd in 2020, herzien in 2023) beoogt enerzijds bij te dragen aan het halen van de klimaatdoelen en anderzijds het land een leiderschapspositie te geven in de groenewaterstofeconomie, met de nadruk op technologie en import. Zo heeft Duitsland een wereldwijd marktaandeel van 20% in de bouw van elektrolyzers via Uhde (Thyssenkrupp).

Voor 2030 is het doel om in Duitsland 10 GW elektrolysecapaciteit te realiseren; een verdubbeling ten opzichte van de strategie uit 2020. Dit zou ongeveer 40% van de waterstofvraag (gebaseerd op huidig gebruik) in Duitsland kunnen vergroenen. Duitsland voorziet dat 50 tot 70% van de groene waterstof geïmporteerd gaat worden, voornamelijk via pijpleidingen vanuit Noorwegen en Denemarken.

De waterstofstrategie stelt € 8 miljard beschikbaar voor bevordering van waterstoftechnologieën en € 2 miljard voor internationale samenwerking (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2020). Er zijn 38 maatregelen aangekondigd in de waterstofstrategie, waaronder een CCfD-programma, dat vooral een bijdrage moet leveren aan decarbonisatie van de staal- en chemische sectoren (CSIS, 2021). Ook wordt elektrolyse vrijgesteld van de kosten van het elektriciteitsnetwerk.

Een belangrijk onderdeel van de Duitse waterstofstrategie is H2Global, dat invulling geeft aan de sterke nadruk op import. Dit project stelt € 900 miljoen beschikbaar om het prijsverschil tussen buiten de EU geproduceerde groene waterstof en in Duitsland gevraagde waterstof te overbruggen. Hiervoor wordt een speciaal handelsplatform opgezet, dat vraag en aanbod aan elkaar gaat koppelen. H2Global heeft inmiddels goedkeuring ontvangen van de Europese Commissie voor wat betreft de staatssteunregels.

Sommige regionale overheden hebben ook eigen waterstofstrategieën. Via het EU-programma IPCEI wil de Duitse overheid 62 projecten ondersteunen, van totaal € 8 miljard.

In Duitsland is sinds 2018 zonder einddatum of plafond de raffinageroute beschikbaar om groene waterstof af te zetten. De Duitse overheid ziet de route als een manier CO₂ te reduceren en benadrukt daarnaast het sectoroverschrijdende belang van de technologie. Er wordt in ieder geval een multiplier van twee toegepast (nog afhankelijk van de precieze inhoud van de Europese Commissie-gedelegeerde handeling over hernieuwbare waterstof).

3.4.4 Frankrijk

De industrie in Frankrijk consumeert momenteel rond de 900 kton (108 PJ) waterstof per jaar. Dit vindt voornamelijk plaats in de raffinage (60%), ammoniakproductie (25%), en chemie (10%). Frankrijk schat dat de vraag naar hernieuwbare waterstof in 2030 rond de 680 kton ligt (81 PJ). Hiervan zal ongeveer 70% in de industrie worden ingezet, 23% in de transportsector en 7% voor energieopwekking. Voor de industrie is de strategie tweeledig: enerzijds het opzetten en stimuleren van waterstofproductieketens en anderzijds het vervangen van grijze waterstof (Ministère de l'Industrie, 2023). Een grove inschatting van de RFNBO-verplichting voor de industrie in Frankrijk (zonder raffinage en methanol mee te tellen) leidt tot ongeveer 13 PJ in 2030 en bijna 19 PJ in 2035.

Frankrijk heeft € 9 miljard beschikbaar gesteld voor technologie en innovatie op het gebied van hernieuwbare en low-carbon waterstof (vermoedelijk via kernenergie, in Europees verband heeft Frankrijk zich ingezet om dit mogelijk te maken). Hierdoor moet er minimaal

6,5 GW aan elektrolysecapaciteit gerealiseerd worden, in staat om jaarlijks 600 kton te produceren. Nu al wordt 6% van de waterstof in Frankrijk door elektrolyse geproduceerd. Door middel van productiehubs, waar hernieuwbare elektriciteit aan concurrerende en langetermijncontracten beschikbaar is, moeten de productiekosten dalen en moet de ontwikkeling van hernieuwbare industrie worden gestimuleerd.

In tegenstelling tot Duitsland, België en Nederland, wordt er in de Franse waterstofstrategie niet gerept over import. Hoewel het voor de hand ligt dat Frankrijk de grote kernenergie-capaciteit (deels) gaat inzetten voor elektrolyse, wordt dit niet expliciet benoemd.

Sinds 2023 bestaat ook in Frankrijk de raffinageroute, zonder einddatum of plafond. In het Franse systeem kunnen brandstofleveranciers door middel van de raffinageroute korting krijgen op de belasting die zij moeten betalen voor het niet halen van het doel voor de levering van hernieuwbare energie. De met de raffinageroute verdiende belastingkorting kan ook doorverkocht worden aan andere plichtige bedrijven.

3.4.5 Overzicht waterstofvraag in verschillende landen

In Tabel 8 is een vergelijking gegeven van de verschillende geformuleerde ambities en de doelen die volgen uit de industrieverplichting en de verplichtingen voor de sector Transport uit de RED III. De ambities voor nationale productie plus import in 2030 zijn groter dan de lidstaatverplichtingen die volgen uit de RED III. In welke mate de ambities daadwerkelijk in die omvang materialiseren, is afhankelijk van veel factoren: zie de analyses in deze studie voor Nederland.

Tabel 8 - Vergelijking van 2030 RFNBO-ambities en de RFNBO-verplichtingen voor de sectoren Industrie en Transport voor 2030 in vier landen (in PJ). Cijfers in de RED III-kolommen zijn berekend op basis van Eurostat (2020) en Fuel Cells and Hydrogen Observatory (ongoing).

	Nationale ambities	RED III		
	Nationale ambities 2030 (totaal) (PJ)	RFNBO-industrie-verplichting 2030 (PJ)	RFNBO-transportdoel (incl. dubbeltelling)** (PJ)	Totaal RFNBO-doel 2030 (PJ)
Nederland	165 *	35	4,5	40
België	72	13	3,7	17
Duitsland	340-470	43	20	63
Frankrijk	81	13	16	29

* Gebaseerd op 23 PJ nationale productie en 142 PJ import, zie Paragraaf 4.3.4.

** Zeevaart telt voor 13% van bruto eindgebruik mee.

3.5 Hoe zitten de waterstofwaardekets in elkaar?

Voor de kunstmestindustrie en raffinaderijen analyseren we de waardekets van inter-mediaire producten tot industriële eindproducten. De basischemie is een onderdeel van de waardekets van raffinaderijen en nemen we daar mee. Deze analyse is van belang voor de analyse van effecten op de concurrentiepositie en voor de vraag of het mogelijk is om de verplichting verderop in de keten te leggen.

3.5.1 Kunstmestsector

De sector in Nederland

Volgens CBS zijn er in Nederland 50 bedrijven in de kunstmestindustrie (SBI 20.15). Hiervan zijn er vijf met meer dan 100 medewerkers. Yara en OCI Nederland zijn de twee grootste spelers. Zij produceren ammoniak, waarbij het grootste deel op site wordt verwerkt tot kunstmest en een klein wordt uitgevoerd als ammoniak, voor diverse toepassingen. ICL Fertilisers en Rosier Nederland produceren wel kunstmest, maar geen ammoniak. In totaal werken er 1.800 fte in de sector (PBL, 2020) (CBS, lopend).

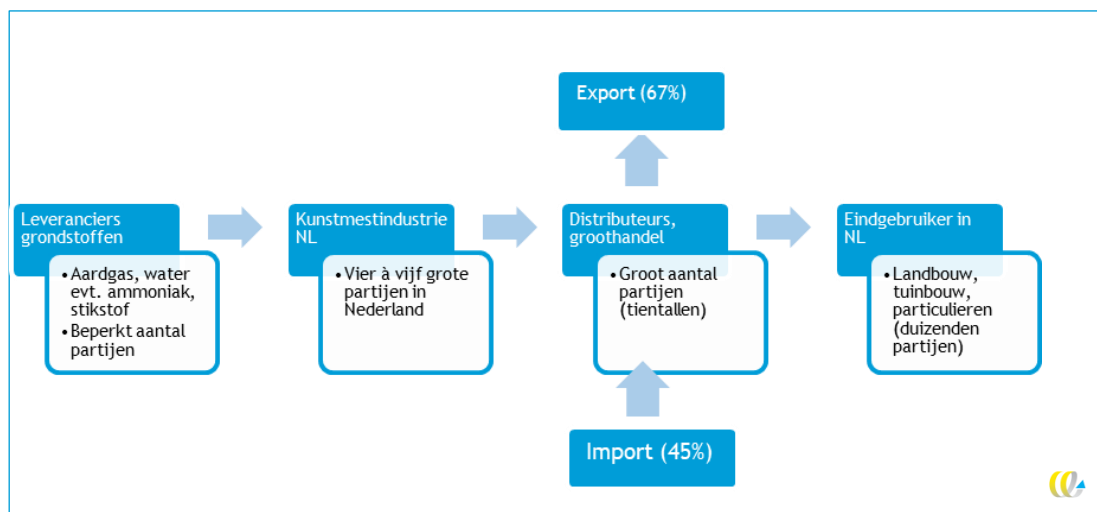
Handelsintensiteit en prijsgevoeligheid

Kunstmest is een internationaal verhandeld bulkproduct. Nederland is een relatief grote speler in de kunstmesthandel. Samen met België en Duitsland is Nederland de grootste exporteur in de EU. De belangrijkste afzetmarkten zijn België, Frankrijk en Duitsland, hetgeen impliceert dat kunstmest vooral regionaal verhandeld wordt. Van de in Nederland geproduceerde kunstmest wordt ongeveer een derde in Nederland afgezet, bijna de helft wordt binnen Europa geëxporteerd en de rest (circa 17%) wordt buiten Europa geëxporteerd (CBS, 2023a) (CE Delft, 2021a). Ook wordt er veel kunstmest geïmporteerd. Reden voor grote volumes aan import en export is de seizoensgebondenheid van gebruik, terwijl er wel jaarrond wordt geproduceerd. Kunstmest is een prijsgevoelig bulkproduct en staat op de lijst van bedrijfstakken met een risico op koolstoflekage in het kader van CBAM (Council of the European Union, 2022). De kunstmestsector is prijsgevoelig en ook zijn klanten niet gebonden aan Nederlandse partijen, doorgiftemogelijkheden van prijsstijgingen upstream of downstream in de keten zijn beperkt (Strategy&, 2023).

Waardeketen

Figuur 8 laat een versimpelde waardeketen van de kunstmestsector zien. De waardeketen begint bij de levering van grondstoffen. Dit zijn met name aardgas en water. Deze grondstoffen worden door een beperkt aantal partijen geleverd. De kunstmestfabrieken maken verschillende soorten stikstofhoudende meststoffen, die als industrieel eindproduct worden afgezet. De geproduceerde kunstmest wordt via distributeurs en groothandel afgezet aan de eindgebruikers. Ongeveer twee derde van de in Nederland geproduceerde kunstmest wordt geëxporteerd, terwijl iets minder dan de helft van de in Nederland geconsumeerde kunstmest uit het buitenland komt. Er is dus zowel sprake van export als van import. De tussenhandel bestaat waarschijnlijk uit tientallen tot honderden partijen, die geregistreerd moeten zijn om in meststoffen te kunnen handelen. Er zijn vele duizenden eindgebruikers. Zo zijn er alleen al in Nederland circa 75.000 landbouwbedrijven (CBS, 2023b).

Figuur 8 - Waardeketen kunstmest



Naast grondstoffen voor kunstmest worden in de kunstmestindustrie ook andere (stikstofhoudende) producten gemaakt die in andere kanalen worden afgezet. Bij Yara wordt bijvoorbeeld AdBlue gemaakt (20% van de totale eindproducten). Dit is een ureumhoudend product dat de stikstof in de uitlaatgassen van dieselloertuigen omzet in waterdamp en elementaire stikstof, en wordt afgezet aan de transportmarkt. Ook ammoniakwater dat in energiecentrales (kolen-, gas- en biomassacentrales) wordt gebruikt om stikstofuitstoot te elimineren, is een product van aanzienlijke omvang. OCI produceert ook melamine. Dit wordt gebruikt voor bijvoorbeeld servies en meubels (PBL, 2020). Ook in deze producten is een groot aantal handelaren en distributeurs te onderscheiden. Bij ammoniakproductie komt CO₂ vrij. Zuivere CO₂ wordt onder meer ingezet in de drankindustrie, bij de productie van ureum (AdBlue) en in de glastuinbouw.

3.5.2 Raffinaderijen

De sector in Nederland

In Nederland zijn zes raffinaderijen, waarvan drie met een SMR (Shell, ExxonMobil en Zeeland Refinery). In de raffinagesector werken in totaal zo'n 6.000 fte. De belangrijkste afzetproducten van de Nederlandse raffinagesector zijn diesel, nafta, kerosine en stookolie (CBS Statline, 2023).

Handelsintensiteit en prijsgevoeligheid

De producten die in de raffinagesector worden geproduceerd, worden op grote schaal internationaal verhandeld. De productie in Nederland ligt rond de 60 Mt aardolieproducten, terwijl consumptie in de transportsector (inclusief lucht- en zeevaart) rond de 24 Mt ligt. Dus met de aanname dat de Nederlandse consumptie uit Nederlandse productie afkomstig is, wordt ongeveer 40% van de productie in de Nederlandse mobiliteitssector geconsumeerd. In contrast met veel andere Europese landen wordt echter in Nederland een groter deel van de aardolieproducten in de nijverheid ingezet, in plaats van de transportsector. Ongeveer een kwart van de Nederlandse raffinageproducten wordt buiten Europa afgezet (Vemobin, 2022).

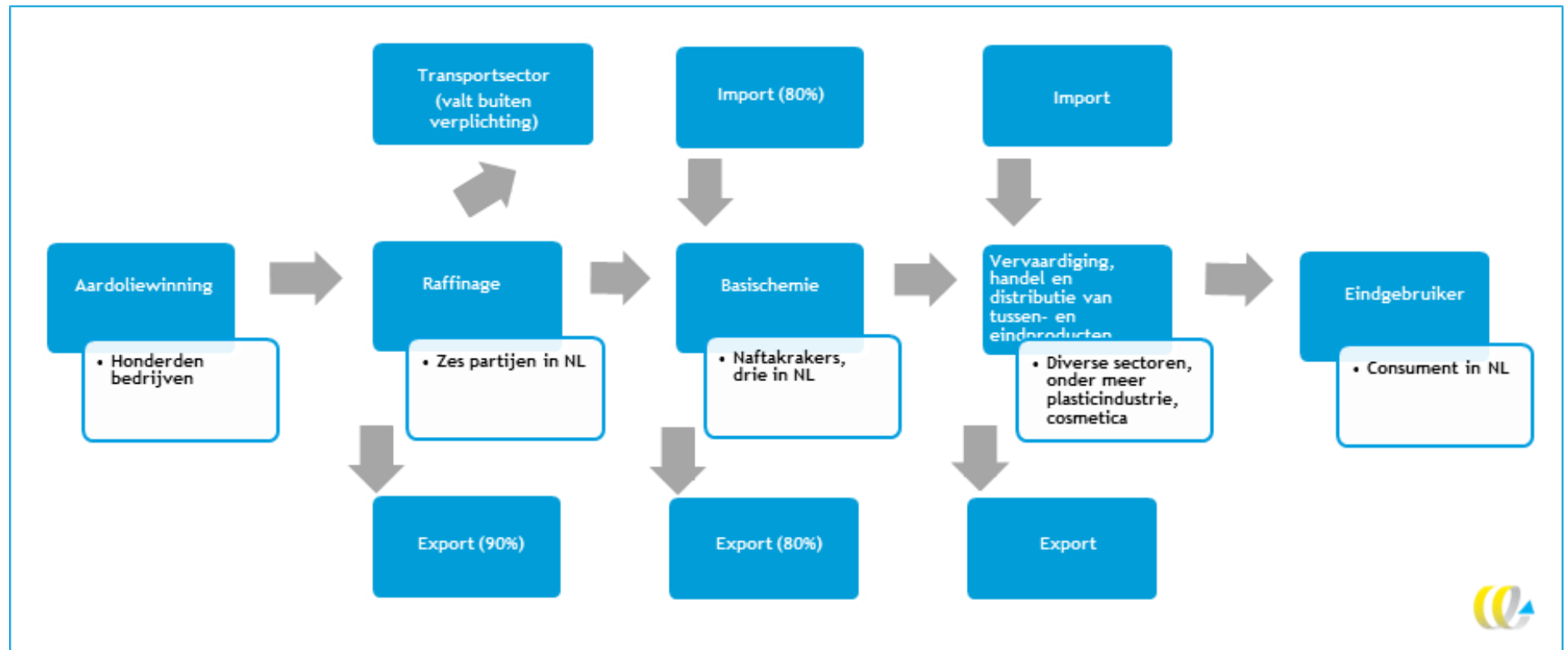
De producten zijn bulkproducten en daarom prijsgevoelig. Nederland beschikt over 8% van de productiecapaciteit in de Europese raffinagesector. Er is sprake van overcapaciteit met als gevolg een sterke margedruk op de omzet. Dit maakt de sector gevoelig voor prijsconcurrentie¹⁹ (CE Delft, 2021b) (Strategy&, 2023).

Waardeketen

In Figuur 9 staat een illustratie van de waardeketen van de raffinagesector, met het oog op gebruik in de basischemie. Een groot deel van de producten uit de raffinagesector gaat naar de transportsector. Deze producten vallen buiten de afnameverplichting. De nafta wordt ingezet in naftakrakers (drie bij Dow Chemical in Terneuzen, twee bij Sabic in Geleen en één bij Shell Moerdijk). Hierin wordt een groot aantal producten gemaakt, waarvan ethyleen, styreen en propyleen de belangrijkste zijn. Deze worden verder verwerkt in onder meer de plasticsindustrie. Uiteindelijke eindproducten worden afgezet aan de consument. Binnen alle schakels in de keten spelen import en export een belangrijke rol (CE Delft, 2021b).

¹⁹ Op enkele nicheproducten (bijvoorbeeld lubes) zit een hogere marge, maar die markt heeft een zeer beperkte omvang.

Figuur 9 - Waardeketen raffinage voor basischemie



3.5.3 Andere industrieën

Waterstof wordt ook ingezet voor de productie van methanol. In Nederland is één partij die methanol kan produceren: OCI, voorheen BioMCN. Deze fabriek ligt al enige tijd stil. Er werk(t)en 70 fte. Methanol is een product met een hoog risico op koolstoflekage. Er is sprake van veel handel, in het bijzonder ook buiten de EU. Methanol wordt gebruikt als brandstof (15%) en in de chemische industrie (85%), onder meer voor de productie van formaldehyde, ethers en esters.

In de staalindustrie kan waterstof mogelijk worden ingezet voor verduurzaming van het productieproces. In Nederland is Tata Steel (11.000 fte) de belangrijkste staalproducent. Staal is een bulkproduct dat veel internationaal verhandeld wordt. Van de Nederlandse productie wordt ongeveer een vijfde in Nederland gebruikt, ruim 60% binnen de EU geëxporteerd en 15% buiten de EU geëxporteerd. Van het staal dat in Nederland wordt gebruikt, is die verdeling over importlanden ongeveer 1/3-1/3-1/3. Het risico op koolstoflekage is groot.

In Nederland is er één bedrijf (Evonik Delfzijl) dat waterstofperoxide gebruikt. Bij Evonik Delfzijl werken ongeveer 50 fte en het is onderdeel van een Duitse multinational. Waterstofperoxide wordt gemaakt uit een reactie van waterstof met zuurstof en het wordt toegepast onder meer als bleekmiddel voor textiel- en papierpulpvezels en als grondstof voor andere specifieke chemische processen. Er zijn verder bij ons geen gegevens bekend over de markt voor waterstofperoxide.

3.6 Mogelijkheden voor verder doorleggen verplichting in de ketens

De verplichting om een bepaald percentage groene waterstof in te zetten, kan op verschillende plaatsen in de keten worden ingezet, die allen voor- en nadelen kennen. We bespreken dit aan de hand van de kunstmestindustrie en raffinage.

Verplichting bij de gebruiker van waterstof

In de eerste uitvoeringsvariant wordt de verplichting neergelegd bij de afnemer van groene waterstof. Dit zijn in dit geval de raffinaderijen (met uitzondering van de waterstof voor de productie van brandstoffen) en de kunstmestindustrie. De gebruiker moet aan een autoriteit kunnen aantonen dat van de ingezette waterstof minstens 42% groen is, middels aange maakte of aangekochte certificaten. De kosten hiervan komen voor de rekening van de gebruiker, die ze al dan niet kan doorberekenen in de keten. Voordeel van deze optie is dat de verplichting het dichtst ligt bij de partij die daadwerkelijk de waterstof gebruikt. Dit is administratief waarschijnlijk het meest eenvoudig. Ook is het aantal partijen beperkt en goed in beeld. Nadeel is het nadelige effect op de concurrentiepositie ten opzichte van landen zonder de afnameverplichting, met de kans op verschuivingseffecten naar import van waterstofdragers die tegen lage kosten kunnen worden geproduceerd (bijvoorbeeld 'grijze'-ammoniakimport in de kunstmestindustrie). Deze risico's zijn, gezien de prijsgevoeligheid van de producten en het internationale karakter van deze bulkproducten, niet ondenkbaar. In het ontwerp van de verplichting en flankerend beleid (zie Paragraaf 3.3) kan hier rekening mee worden gehouden. Er moet wel worden geadmistreerd welk deel van de producten in de transportmarkt wordt ingezet.

Variant: Verplichting bij de gebruiker van waterstof + import ammoniak

Dit is een variant op de verplichting bij de gebruiker van waterstof. Om te voorkomen dat er verschuivings-effecten optreden door de import van grijze ammoniak, moet ook voor de import van in ieder geval ammoniak en methanol (indien deze niet worden gebruikt als transportbrandstof) een certificaat worden overlegd voor hetzelfde percentage groene productie als bij eigen productie. Zo wordt een gelijk spelveld gecreëerd ten opzichte van eigen productie en wordt zowel voor eigen productie als voor import een prikkel gegeven om te verduurzamen.

Verplichting bij producent/handelaar tussenproduct of eindproduct

In dit geval wordt de afnameverplichting verderop in de keten neergelegd. Omdat ketens per sector verschillen, is dit echter niet eenduidig te definiëren. In de kunstmestsector worden al eindproducten gemaakt, terwijl nafta in de raffinagesector nog meerdere tussenstappen moet ondergaan voordat het bij de eindgebruiker terechtkomt. Zolang de geproduceerde producten nog geïmporteerd of geëxporteerd kunnen worden, moet rekening worden gehouden met concurrentie-effecten. Naarmate de verplichting verderop in de keten gelegd wordt, neemt het aantal spelers toe. Ook wordt het steeds ingewikkelder om de hoeveelheid waterstof in een product te bepalen en waarvoor je dus certificaten moet inleveren. Dit zal per product verschillen. Dit is bijvoorbeeld ingewikkelder dan de jaarverplichting voor transportbrandstoffen en groen gas, waar markten relatief homogeen zijn en er één-op-éénrelatie is met het verhandelde product. Van de waterstof die gebruikt is om het product te maken, moet minstens 42% groen zijn. Dit moet dan worden geadmistreerd en middels een soort chain of custody worden doorgegeven in de keten. Hiervoor zou kunnen worden aangesloten bij bestaande systemen, zoals het register voor handelaren in minerale meststoffen.

Verplichting bij consument/eindgebruiker

De verplichting ligt bij de partij die het eindproduct gebruikt. Bij kunstmest is dit waarschijnlijk een afnemer in de landbouw, bij de raffinagesector kan dit iedere consument zijn. Vanuit concurrentieoverwegingen zou dit zowel voor Nederlandse als geïmporteerde producten moeten gelden. Een nadeel van dit systeem is dat het zeer ingewikkeld is en waarschijnlijk tot hoge administratieve lasten leidt, vanwege het grote aantal partijen. Ook moet achterhaald worden wat het aandeel waterstof in een product is, net als bij Variant 2. Hoe ingewikkeld dit is, zal per product verschillen. Daarnaast is het aantal partijen bij deze variant zelfs nog groter dan bij Variant 2. Het voordeel van dit systeem is dat de kans op verschuivingseffecten naar import van fossiele waterstofdragers beperkt is. Een verplichting op productniveau sluit aan bij Artikel 22a lid 2 van de RED III, waarin wordt voorgeschreven dat lidstaten de inzet van vrijwillige labelsystemen moeten promoten. Bij zulke labelsystemen wordt op productniveau informatie gegeven over het aandeel gebruikte hernieuwbare brandstoffen of energie tijdens de productie en distributie van het product.

Tabel 9 - Samenvatting varianten verplichting

	Gebruiker van waterstof	Gebruiker van waterstof + import RNBFO	Producent/handelaar tussen- of eind-product	Consument/eindgebruiker
<i>Voorbeeld</i>	<i>Kunstmestproducent; raffinaderij</i>	<i>Kunstmestproducent; raffinaderij</i>	<i>Distributeur; plasticproducent</i>	<i>Partij in landbouw; willekeurige consument</i>
Aantal betrokken partijen	Enkele tientallen	Enkele tientallen	Honderden tot duizenden	Alle consumenten, alle producenten in keten
Administratieve lasten	Relatief laag (weinig partijen, waterstof eenvoudig af te leiden)	Relatief laag (weinig partijen, waterstof eenvoudig af te leiden)	Relatief hoog (veel partijen, waterstof moeilijker af te leiden)	Zeer hoog (zeer veel partijen, waterstof moeilijk af te leiden)
Concurrentiepositie	Kans op verschuivings-effecten + import verderop in keten	Kans op verschuivingseffecten	Kans op verschuivingseffecten	Beperkte kans op verschuivings-effecten

4 Analyse van impacts

4.1 Inleiding

In dit hoofdstuk berekenen we allereerst de commodityprijzen van grijze en groene waterstof (Paragraaf 4.2) en schatten we de aanbodvolumes in van groenewaterstofproductie in Nederland en import (Paragraaf 4.3). Daarna berekenen we de meerkosten van groene waterstof, de transportkosten van groene waterstof en de kosten van procesinpassing van waterstof bij de industrie, waarmee de HWI-prijs kan worden berekend (Paragraaf 4.4). Vervolgens gaan we in op de meerkosten bij de industrie bij verschillende beleidsvarianten (Paragraaf 4.5) en maken we een kwalitatieve beoordeling van de beleidsvarianten. Tot slot kijken we naar mogelijke concurrentie-effecten (Paragraaf 4.7), de HWI-prijsvorming (Paragraaf 4.8) en het effect van het importeren van blauwe ammoniak op de RFNBO-verplichting.

4.2 Analyse commoditykostprijzen groene en grijze waterstof

Als eerste stap in de analyse van de meerkosten van groene waterstof ten opzichte van grijze waterstof voor de Nederlands industrie, zijn kostprijzen en commodityprijzen ingeschat voor groene waterstof geproduceerd in Nederland, groene waterstof uit import, en grijze waterstof. Voor de berekeningen is gebruik gemaakt van de analyses uit de vorige studie over de afnameverplichting voor de industrie (CE Delft & TNO, 2022) en uit de studie over de ontwikkeling van een waterstofhub in de Schelde-Deltaregio (Buck Consultants International & CE Delft, 2022). In deze paragraaf geven we de belangrijkste aannames en resultaten. Een overzicht van de gebruikte inputdata is opgenomen in Bijlage A.

4.2.1 Aannames

Hieronder geven we de belangrijkste aannames die zijn gemaakt voor de berekening van de meerkostprijzen groene waterstof.

- **Zichtjaar:** de meegenomen jaren zijn 2023 tot en met 2035.
- **Elektrolyse:** er wordt onderscheid gemaakt tussen drie technieken voor de productie van hernieuwbare elektriciteit in Nederland: wind op zee, wind op land en zon-pv. Iedere elektrolyser uit de lijst met Nederlandse projecten draait 100% op één van deze technieken. We nemen een 1:1-verhouding aan tussen de capaciteit van de elektrolyser en de hernieuwbare opwek, wat leidt tot een aantal vollasturen van de elektrolyser, gelijk aan die van de hernieuwbare opwek. Voor wat betreft de import van groene waterstof is een gunstige combinatie van wind en zon aangenomen. De aangenomen vollasturen van opwek in de exportlanden verschillen van die voor Nederland. In Bijlage A zijn deze en andere inputwaarden weergegeven.
- **Importkosten:** de berekening van kostprijzen van geïmporteerde groene waterstof bevat kostencomponenten voor conversie, opslag, transport en reconversie. Aangenomen is dat deze waterstof per schip wordt getransporteerd in de vorm van ammoniak. Deze waterstofdrager kwam in Buck Consultants International and CE Delft (2022) als goedkoopste waterstofdrager uit de bus. Tot slot is voor de vergelijking van commodityprijzen en de HWI-analyse aangenomen dat de ammoniak terug wordt omge-

zet in groene waterstof na aankomst in Nederland²⁰, maar we laten ook ammoniak-commodityprijzen zien die volgen uit de analyse.

- **Grijze waterstof:** de aangenomen productietechniek is steam methane reforming (SMR), waarbij gebruik wordt gemaakt van aardgas en stoom. De referentie is de productie van grijze waterstof in Nederland. Blauwe waterstof is niet meegenomen in de analyse, omdat dit niet bijdraagt aan de invulling van de RFNBO-doelstelling.
- **Scenario's voor marktprijzen hernieuwbare elektriciteit, aardgas en CO₂:** we nemen drie prijsscenario's mee voor Nederland, die variëren over de tijd: A, B en C. Scenario A bevat de hoogste prijzen voor hernieuwbare elektriciteit en gas en de laagste prijs voor CO₂; in Scenario C is dit andersom. De gebruikte marktprijzen voor aardgas en CO₂ staan in Bijlage A. Er zijn aparte prijzen voor elektriciteit uit wind op zee, wind op land en zon-pv aangenomen. Deze zijn ingeschat op basis van LCOE-waarden uit de literatuur²¹.
- **Kostenreducties:** de investeringskosten van de elektrolyser en de vervangingskosten van de elektrolyserstack nemen af over de tijd. Omdat de ontwikkeling van deze kosten nog zeer onzeker is, hebben we verschillende kostenniveaus meegenomen in de drie scenario's, waarbij het hoge scenario (A) de hoogste CAPEX-waarden bevat.
- **Elektriciteitsnettarief:** het elektriciteitsnettarief voor de aansluiting van de elektrolyser op het elektriciteitsnet neemt sterk toe in de periode 2023 tot 2026; daarna neemt deze nog steeds toe, maar minder hard. Aangenomen is dat in exportlanden geen nettarief wordt betaald, omdat de groenewaterstofprojecten stand-alone zijn en de elektrolyzers niet zijn aangesloten op het nationale elektriciteitsnet.
- **Winstmarge:** we hebben een winstmarge van 10% aangenomen, die bovenop de kostprijs van zowel grijze als groene waterstof komt. (De commodityprijs is de som van de kostprijs en de winstmarge.)

4.2.2 Resultaten

We beschrijven hier beknopt de resultaten van de berekening van de commodityprijzen van groene en grijze waterstof voor Scenario B, dat wil zeggen: het gemiddelde prijsscenario.

In Figuur 10 is een vergelijking van de commodityprijzen in Scenario B in 2030 (referentie-variant) opgenomen voor grijze waterstof en verschillende categorieën groene waterstof, inclusief een onderverdeling van kostencomponenten. Grijze waterstof is duidelijk goedkoper dan groene waterstof in 2030: 2,7 €/kg, versus 7,3 €/kg voor de goedkoopste categorie groene waterstof (in 2035 is dit 2,9 €/kg versus 6,9 €/kg). De extra kosten van een CO₂-prijs van 110 €/ton in 2030 en van 145 €/ton in 2035 leggen te weinig gewicht in de schaal. Deze CO₂-prijs leidt wel tot een commodityprijsverhoging van grijze waterstof van 0,6 €/kg waterstof in 2030 en van 0,8 €/kg in 2035.

Van de meegenomen categorieën groene waterstof komt groene waterstof geïmporteerd uit Marokko als goedkoopst uit de bus in Scenario B in 2030 (7,3 €/kg), gevolgd door groene waterstof uit Spanje (7,4 €/kg) en Noorwegen (7,7 €/kg). Nederlandse wind op zee heeft een commodityprijs van 8,3 €/kg en is dus vergelijkbaar in prijs met geïmporteerde waterstof (gegeven alle aannames in de analyse). Nederlandse zon-pv is erg duur (26,6 €/kg), als gevolg van het lage aantal vollasturen van zon-pv en de elektrolyser.

²⁰ Dat is ook het geval als alle ammoniakproductie in Nederland blijft en dus (ten gevolge van afnameverplichting) de daarvoor benodigde waterstof deels vergroend dient te worden. Import van ammoniak ter vervanging van in Nederland geproduceerde ammoniak is als aparte variant geanalyseerd in deze studie.

²¹ PPA-prijzen van elektriciteit van wind op zee kunnen een stuk hoger zijn dan LCOE-waarden, omdat deze voor langere periodes worden afgesproken en onder andere een risico-opslag bevatten.

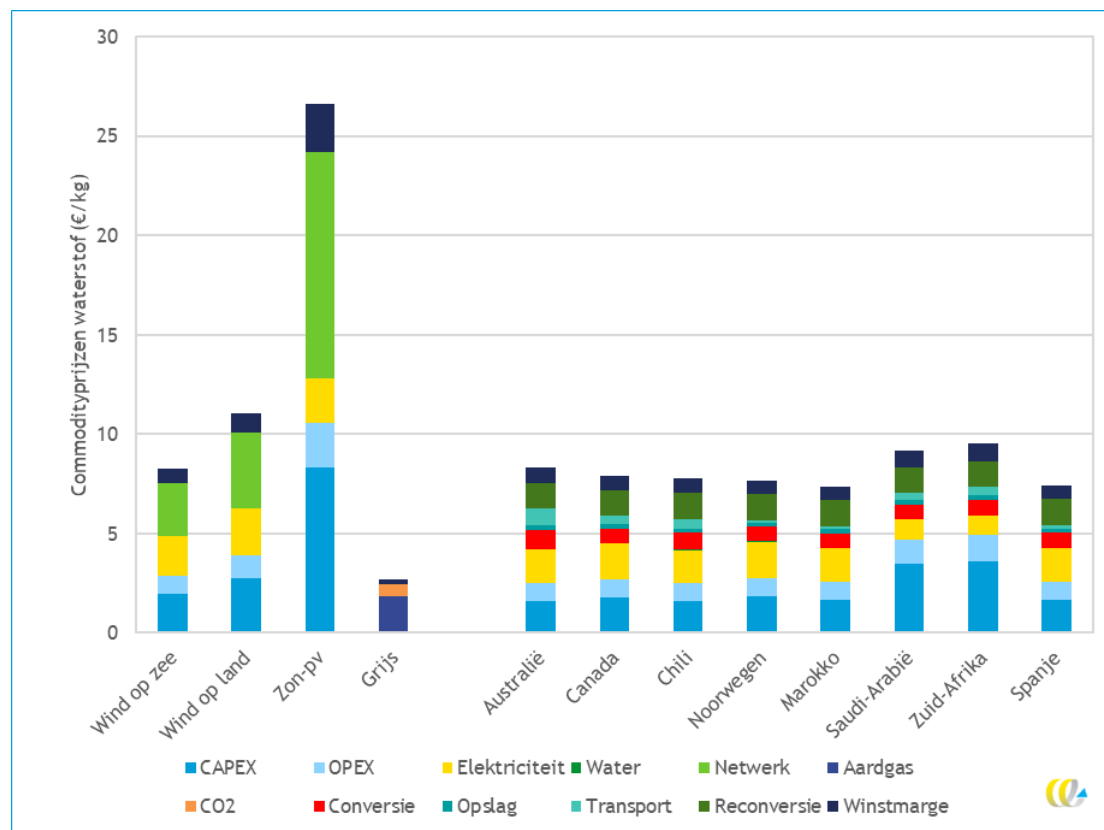
Potentiële waterstofafnemers geven aan dat aanbieders van groene waterstof voor de periode 2027-2030 prijsindicaties afgeven van 8 tot 15 €/kg, afhankelijk van de leveringsvoorwaarden en aangeboden volumes. De onderkant van deze bandbreedte komt overeen met de commodityprijs die is berekend in de analyse. Dit verschil kan gedeeltelijk worden verklaard doordat in de analyse LCOE-waarden van hernieuwbare elektriciteit zijn aangenomen in plaats van PPA-prijzen. Volgens een marktpartij is de huidige PPA-prijs voor wind op zee meer dan 80 €/MWh. Een korte gevoeligheidsanalyse leert dat een wind-op-zeeprijs van 80 €/MW in Scenario B in 2030 tot een kostencomponent van elektriciteit leidt van 4,0 €/kg (in plaats van 2,0 €/kg) en een commodityprijs van 10,5 €/kg (in plaats van 8,3 €/kg).

De nettarieven van aansluiting van de elektrolyser hebben een groot aandeel in de kostprijs: deze kostencomponent bedraagt in 2030 2,6 €/kg voor wind op zee, 3,8 €/kg voor wind op land en 11,4 €/kg voor zon-pv. Deze componenten zijn het resultaat van een omrekening van een elektriciteitsnettarief, die stijgt van 83 €/kW/jaar in 2023 en naar 229 €/kW/jaar in 2030²². Voor de periode 2030 t/m 2035 is aangenomen dat het tarief volgens dezelfde trend stijgt naar 257 €/kW/jaar in 2035.

Bij elk van de exportlanden is een gunstige elektriciteitsproductiemix van wind en zon aangenomen, die afkomstig is van het HyChain-model van Kalavasta. Importwaterstof zit zowel in 2030 als in 2035 op een gelijksoortig commodityprijsniveau als groene waterstof uit Nederlandse wind op zee. In beide zichtjaren is importwaterstof uit enkele landen goedkoper dan groene waterstof uit Nederlandse wind op zee, en uit andere landen duurder.

²² Berekend aan de hand van TenneT-nieuwsbericht over de ontwikkeling van de nettarieven in de komende jaren (www.tennet.eu/nl/nieuws/tennet-verwacht-verdere-stijging-transporttarieven-2024) en (PwC, 2021).

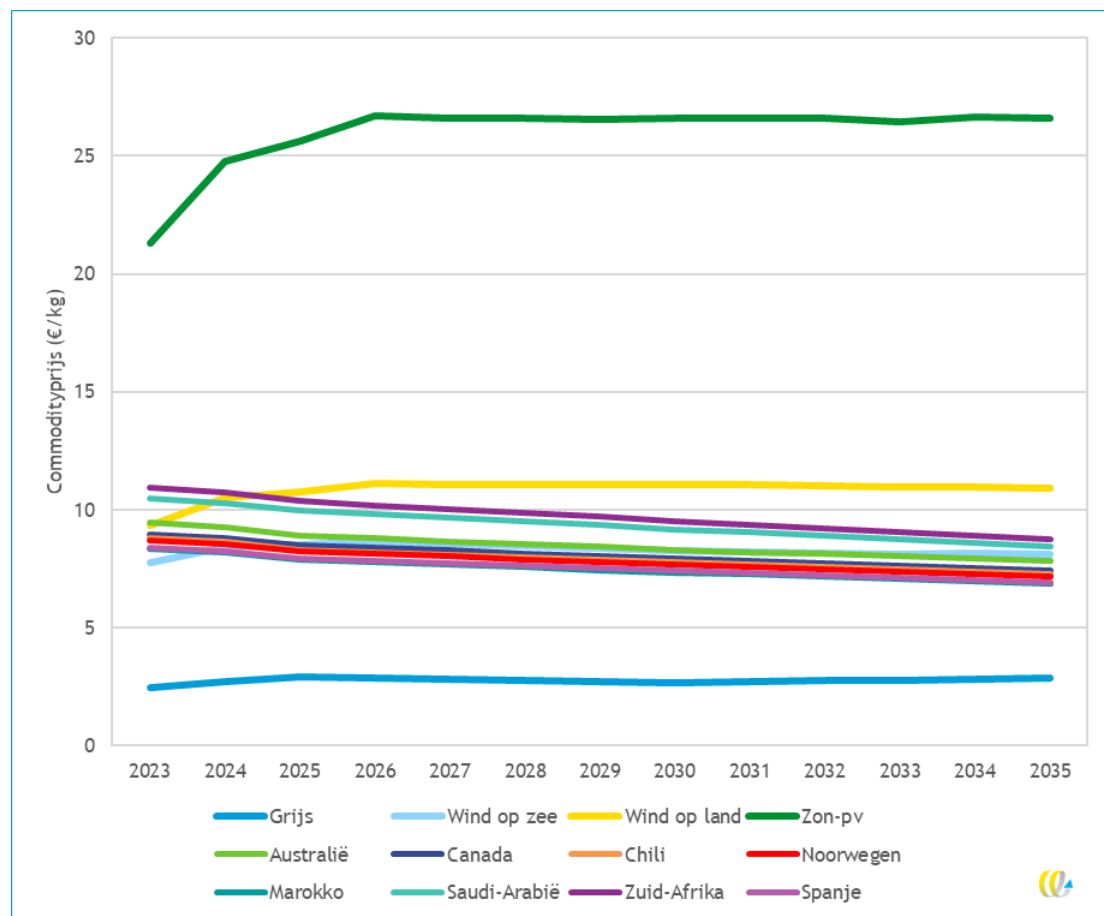
Figuur 10 - Commodityprijs groene en grijze waterstof in 2030 in het middenscenario (B)



Noot: De elektriciteitsmix in Saudi-Arabië en Zuid-Afrika wordt in Kalavasta (2019) gedomineerd door zon-pv, terwijl die in andere exportlanden wordt gedomineerd door wind op land. In werkelijkheid zal ook in deze landen een mix van wind en zon worden gebruikt en zal het aantal vollasturen hoger liggen. De commodity-prijzen voor Saudi-Arabië en Zuid-Afrika komen dan meer in lijn met die van de andere exportlanden.

In Figuur 11 is de ontwikkeling van de commodityprijsen over de tijd weergegeven voor Scenario B. Te zien is dat de prijs van grijze waterstof licht fluctueert als gevolg van veranderingen in de aardgasprijs en de CO₂-prijs. De prijzen van groene waterstof laten een lichte daling zien, die wordt veroorzaakt door de aannames van licht dalende elektriciteitsprijzen en dalende investeringskosten van de elektrolyser. De stijging van de Nederlandse groenewaterstofprijzen tussen 2023 en 2024 is het gevolg van het sterk gestegen elektriciteitsnettarief.

Figuur 11 - Ontwikkeling commodityprijzen groene en grijze waterstof in middenscenario (B)

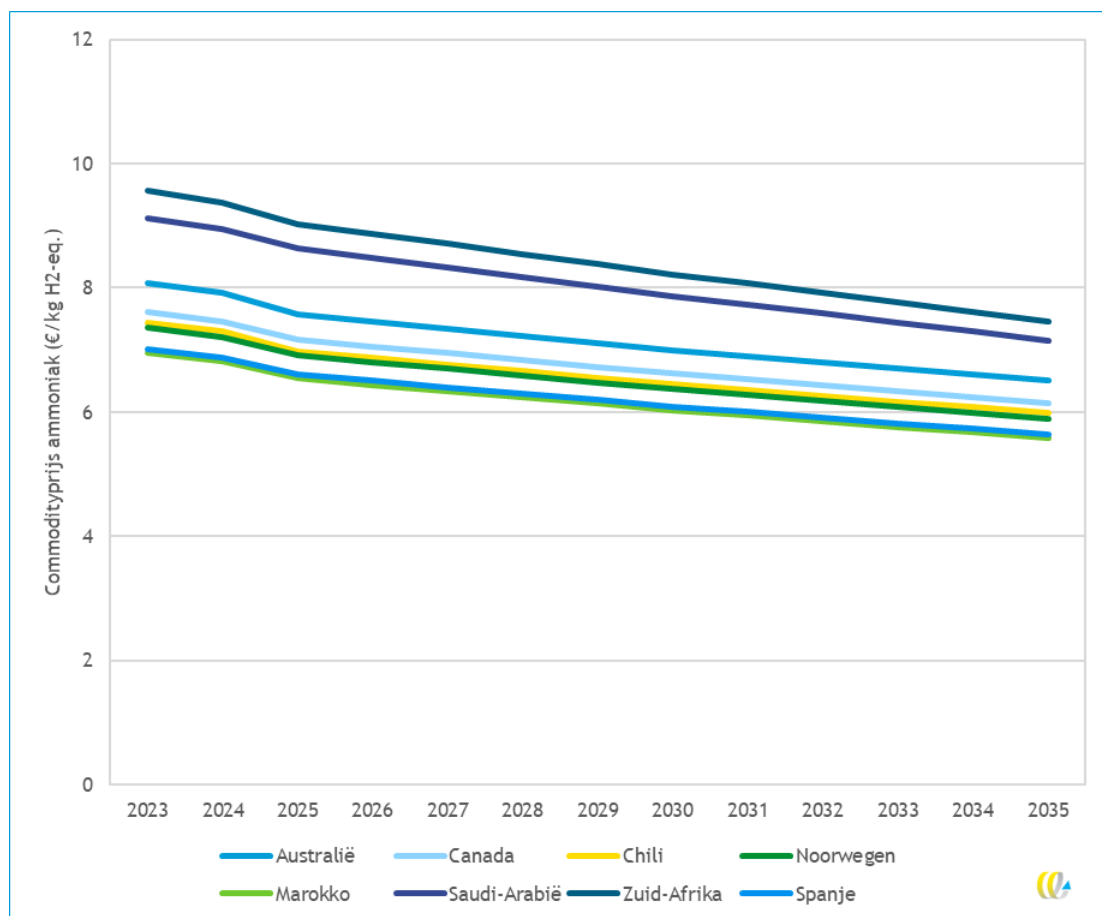


Noot: 'Wind op zee', 'Wind op land' en 'Zon-pv' betreffen productie in Nederland.

Aangenomen is dat groene waterstof wordt geïmporteerd in de vorm van ammoniak. Als deze ammoniak direct kan worden ingezet ter vervanging van in Nederland geproduceerde ammoniak, is geen reconversie naar groene waterstof nodig. Dit scheelt 1,3 €/kg H₂-equivalent (eq.)²³. In Figuur 12 laten we zien wat dat betekent voor de commodityprijzen van groene ammoniak. De gemiddelde commodityprijs van groene geïmporteerde ammoniak in Scenario B in 2030 is 6,8 €/kg H₂-eq. (1,2 €/kg NH₃), ten opzichte van gemiddeld 8,1 €/kg H₂-eq. (1,4 €/kg NH₃) als de ammoniak wordt omgezet in waterstof.

²³ Dit is berekend met behulp van CAPEX van een ammoniakkraker van 510 M\$ (440 M€) voor 200 ton waterstof per dag (Abdin et al., 2021).

Figuur 12 - Ontwikkeling commodityprijzen van geïmporteerde groene ammoniak in middenscenario (B)
(in €/kg H₂-eq.)



Noot: Deze commodityprijzen zijn exclusief de reconversiekosten, indien de ammoniak direct wordt toegepast ter vervanging van in Nederland geproduceerde ammoniak. Indien de (groene) ammoniak wordt gekraakt en wordt ingevoerd in de backbone als groene waterstof, zijn de reconversiekosten wel van belang.

4.3 Analyse aanbod groene waterstof

4.3.1 Inventarisatie productie in Nederland

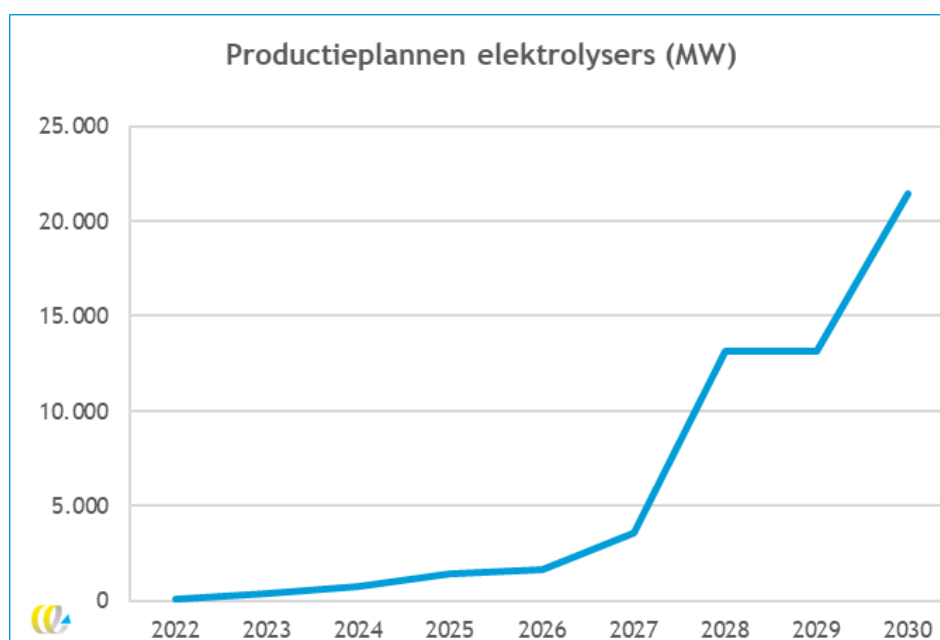
Een uitkomst van de analyse is dat de beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit uit wind op zee een grotere beperkende factor is voor de productie van groene waterstof in Nederland dan de uitbreiding van elektrolysecapaciteit²⁴. In onze vorige studie over de RFNBO-afnameverplichting zijn we uitgegaan van de aanwijzing van de ‘Stuurgroep extra opgave’ en cijfers uit VAWOZ voor de beschikbaarheid van elektriciteit uit wind op zee voor groenewaterstofproductie. Dit leidde tot een geschatte beschikbaarheid van 9,2 TWh in 2030 en van 15,4 TWh in 2031, gebaseerd op 6 GW additionele wind op zee in 2030 en 10 GW in 2031. De hoeveelheid van 15,4 TWh hernieuwbare elektriciteit voor groenewaterstofproductie is consistent met de ambitie uit het Klimaatakkoord om 3 tot 4 GW

²⁴ Daarnaast zijn de capaciteit van het elektriciteitsnetwerk en de beschikbaarheid en capaciteit van het landelijk waterstofnet ook mogelijke barrières. Deze ontwikkelingen vielen buiten de scope van de commodityprijs-analyse.

elektrolysercapaciteit te realiseren (CE Delft & TNO, 2022). In deze analyse nemen we deze schattingen over.

Nederland heeft in het Klimaatakkoord (als onderdeel van het waterstofprogramma, p. 173) de ambitie staan om in 2030 een elektrolysecapaciteit te hebben van 3 tot 4 GW. In 2022 is deze ambitie opgehoogd tot 8 GW in 2032. Een inventarisatie van huidige elektrolyserplannen leert dat de elektrolysecapaciteit in 2030 omvangrijker kan zijn. Het huidige portfolio met elektrolyserplannen telt op tot ruim 20 GW in 2030 (zie Figuur 13). Veel van deze plannen zijn afhankelijk van externe financiering, omdat de bedrijven zelf niet liquide genoeg zijn om het benodigde investeringsbedrag in te brengen. Daarnaast is voor het nemen van de definitieve beslissing een afnamecontract nodig, waterstofinfrastructuur en veiligheidswetgeving betreffende transport. Dit is kenmerkend voor een markt in de opstartfase, zoals de groenewaterstofmarkt. Bij het realiseren van de elektrolyserplannen zal de beleidsambitie van de Rijksoverheid leidend zijn, want deze is bepalend voor hoeveel financiële beleidssteun er komt (en dus ook hoeveel elektrolyserplannen gerealiseerd kunnen worden).

Figuur 13 - Aangekondigde plannen voor productiecapaciteit elektrolyzers in 2030



Noot: Zie de tekst onder de grafiek voor nadere toelichting.

In Tabel 10 staan de elektrolyserplannen uitgesplitst per projectfase. Voor veel van de elektrolyserplannen is nog geen final investment decision (FID) gemaakt²⁵. Daarnaast bevindt 98% van de elektrolyserplannen in Nederland zich in de concept- of haalbaarheidsfase. Deze plannen moeten nog worden geconcretiseerd en beoordeeld op haalbaarheid. De kans dat een dergelijk project niet wordt gerealiseerd, is substantieel. Het is dus nog zeer onzeker hoeveel ontwikkelplannen voor elektrolyzers daadwerkelijk volbracht gaan worden binnen Nederland.

²⁵ Het Holland hydrogen 1-project is het enige grote elektrolyserproject (200 MW) waarin nu een FID is gemaakt.

Tabel 10 - Elektrolyserplannen uitgesplitst per projectfase

Projectfase	Elektrolyserplannen in MW	Aandeel in %
Operationeel	3,8	0,0%
In opbouw (FID genomen)	219	1,0%
FEED	140	0,7%
Demo	1,3	0,0%
Haalbaarheidsstudie	9.194	43,3%
Concept	11.682	55,0%
Totaal	21.240	100%

FID = final investment decision; FEED = Front-End Engineering Design.

4.3.2 Inventarisatie import van groene waterstof

Om te kunnen voorzien in de waterstofbehoefte van Nederland, zal er groene waterstof geïmporteerd moeten worden uit het buitenland. Waterstof kan geïmporteerd worden via pijpleidingen van landen in of rondom Europa. Intercontinentale import zal waarschijnlijk plaats gaan vinden via schepen. Ook voor transport vanuit Spanje en Portugal wordt transport per schip voorzien, omdat de realisatie van pijplijn capaciteit met de rest van Europa lastig te realiseren is. Waterstof kan worden geïmporteerd als vloeibare waterstof, of door het te koppelen aan een chemische component als ammoniak of vloeibare organische waterstofdrager (LOHC). De Nederlandse havens hebben veel ervaring met het importeren van vloeistoffen, en lijken hier dus zeer geschikt voor. Momenteel is sprake van vijf groot-schalige ammoniakopslagtanks in havens en industrieterreinen. Echter, om grootschalige import van waterstof(dragers) mogelijk te maken, moet niet alleen extra importcapaciteit gerealiseerd worden, maar moeten ook de projecten van export van groene waterstof van de grond komen. Momenteel zijn er voornamelijk vrijblijvende Memoranda of Understanding getekend tussen (partijen in) Nederland en exportlanden (zie hieronder).

In totaal zijn er dertien ontwikkelplannen voor importterminals bij Nederlandse havens geïnventariseerd. Bij een groot deel van deze projecten is het onbekend wat de capaciteit van de importterminals gaat zijn. Om een benadering te kunnen maken van de verwachte importcapaciteit van groene waterstof(dragers) binnen Nederland is daarom gekeken naar de ambities van Nederlandse havens. Drie Nederlandse havens/gebieden hebben de ambitie uitgesproken om een bepaalde importcapaciteit voor groene waterstof te realiseren in 2030. Zie Tabel 11.

Tabel 11 - Ambitie importcapaciteit groene waterstof in 2030

Haven/gebied	Ambitie voor import groene waterstof in 2030	
	Mton H ₂ -eq./jaar	PJ/jaar
Port of Rotterdam	4	480
Port of Amsterdam	1	120
Schelde-Deltaregio/North Sea Port	0,5-0,9	59-107
Totaal	5,5-5,9	659-707

Noot: Inschatting is dat de groenewaterstofimport via Rotterdam in 2050 kan oplopen tot 18 miljoen ton.

Een substantieel deel daarvan is bestemd voor gebruik in omringende landen²⁶.

²⁶ www.portofrotterdam.com/nl/haven-van-de-toekomst/energietransitie/lopende-projecten/waterstof-rotterdam/import-van-waterstof.

De haalbaarheid van deze ambities en van het tijdpad van de ontwikkelplannen zijn nog onzeker. Het is nog niet bekend wat de exacte importcapaciteit van Nederland in de toekomst gaat zijn, ook omdat het onduidelijk is in welke mate de Nederlandse havens uitvoering gaan geven aan hun ambities. Wel geven de ambities van Nederlandse havens een eerste indicatie voor 2030.

De groenewaterstofketen zit nog in de opstartfase. De realisatie van nieuwe groenewaterstofproductie neemt ongeveer acht jaar in beslag (CE Delft & TNO, 2022). Om alvast waterstof te reserveren voor de importterminals, worden afspraken gemaakt met ontwikkelaars van productiefaciliteiten en/of overheden uit het buitenland. De intentie voor het toekomstig verhandelen van groene waterstof wordt vastgelegd in een Memorandum of Understanding (MoU) of Memorandum of Agreement (MoA). Hierbij is de MoU een vrijblijvende intentieovereenkomst, terwijl de MoA wettelijk bindend is.

De meeste intentieovereenkomsten zijn gedefinieerd als MoU. In totaal zijn er twaalf MoU's afgesloten met andere landen over de ontwikkeling van groenewaterstofexport naar Nederland. De lijst met landen is zeer divers. In Europa zijn er MoU's getekend met Spanje, Portugal, Ierland en IJsland. Voorbeelden van landen waarmee MoU's zijn overeengekomen buiten Europa, zijn: de Verenigde Arabische Emiraten, Australië, Oman, Chili, Uruguay, Mauritanië, en Marokko.

4.3.3 Aannames

Voor de inschatting van groenewaterstofproductie in Nederland in de periode tot en met 2035 hebben we de hiervoor genoemde lijst met elektrolyserplannen gebruikt. Voor ieder elektrolyserplan is geschat of deze daadwerkelijk wordt gerealiseerd op basis van een kans van 50% (voor wind op land en zon-pv) of 60% (voor wind op zee). Daarnaast is rekening gehouden met het jaar van in bedrijfname per elektrolyserplan en met de beschikbaarheid van elektriciteit uit wind op zee voor groenewaterstofproductie. Deze beschikbaarheid is voor de jaren 2030 en 2031 gebaseerd op onze vorige studie (CE Delft & TNO, 2022) en dit is geëxtrapoleerd naar de andere jaren (zie Bijlage A).

Voor de inschatting van groenewaterstofimport hebben we als startpunt een totale Nederlandse ambitie van groenewaterstofimport in 2030 aangenomen van 707 PJ/jaar (zie Tabel 11). Maar vanwege de nog grote onzekerheid over daadwerkelijke realisatie en het tijdpad daarvan, en vanwege de doorvoer naar België en Duitsland die naar verwachting ook zal plaatsvinden, passen we een realisatiekans van 50% toe en een doorvoerpercentage van 50%. De importvolumes bedragen aldus een kwart van de ambitievolumes, te weten 177 PJ/jaar, met de kanttekening dat ook dit een getal is met een nog grote onzekerheidsmarge.

We onderscheiden acht exportlanden. Deze acht landen zijn geïdentificeerd als veelbelovende exportlanden voor groene waterstof (Buck Consultants International & CE Delft, 2022). Bovendien zijn dit landen waarmee Nederlandse havens MoU's hebben getekend. Het berekende gerealiseerde importvolume is toebedeeld aan de verschillende exportlanden en per land is een startjaar van export aangenomen. Afhankelijk van het realisatiejaar neemt het berekende importvolume toe tussen nu en 2035 tot maximaal 177 PJ/jaar in 2035. Dit is uitgewerkt in Tabel 12.

Tabel 12 - Aannames over verdeling en realisatiejaar van importhoeveelheden groene waterstof in 2035

Land	Toedelings- percentage	Importvolume (kton/jaar)	Importvolume (PJ/jaar)	Realisatiejaar
Australië	10%	148	18	2034
Canada	5%	74	9	2032
Chili	5%	74	9	2031
Noorwegen	10%	148	18	2030
Marokko	20%	295	35	2029
Saudi-Arabië	20%	295	35	2028
Zuid-Afrika	10%	148	18	2030
Spanje	20%	295	35	2028
Totaal	100%	1.475	177	

4.3.4 Resultaten

Met behulp van de aangenomen beschikbaarheid van elektriciteit uit Nederlandse wind op zee voor elektrolyse, de aangenomen lijst met elektrolyserplannen en realisatiekansen, schatten we de groenewaterstofproductie in Nederland in 2030 in op 23 PJ in 2030 en op 61 PJ in 2035. De beschikbare hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit voor groene-waterstofproductie is in de analyse de beperkende factor. Daarnaast zijn er andere mogelijke beperkingen, zoals tijdigheid van het verkrijgen van vergunningen en voldoende en tijdige zekerheid om FID's te kunnen nemen, en zijn er zorgen over de beschikbaarheid van elektrolyzers op de wereldmarkt.

De hoeveelheid geïmporteerde groene waterstof die bestemd is voor Nederland²⁷, is ingeschat op 142 PJ in 2030 en 177 PJ in 2035. Het betreft ambities waaraan serieus wordt gewerkt om ze te realiseren, maar waarvan de exacte mate van realisatie in 2030 en 2035 nog afhankelijk is van veel factoren. In totaal komt dit uit op een aanbod van 165 PJ in 2030 en 238 PJ in 2035. Dit is samengevat in Tabel 13. Dit totaal is vijf tot zes maal zoveel als de industrievraag, als gevolg van de afnameverplichting. Met de productie uit Nederland in 2030 kan circa 60% van de verwachte RFNBO-opgave inclusief mobiliteit van 39,5 PJ (zie Hoofdstuk 2) worden ingevuld; de rest moet dan uit import komen. Voor 2035 is de ingeschatte groenewaterstofproductie binnen Nederland bijna voldoende om in de verwachte RFNBO-opgave inclusief mobiliteit van 63,8 PJ te voorzien.

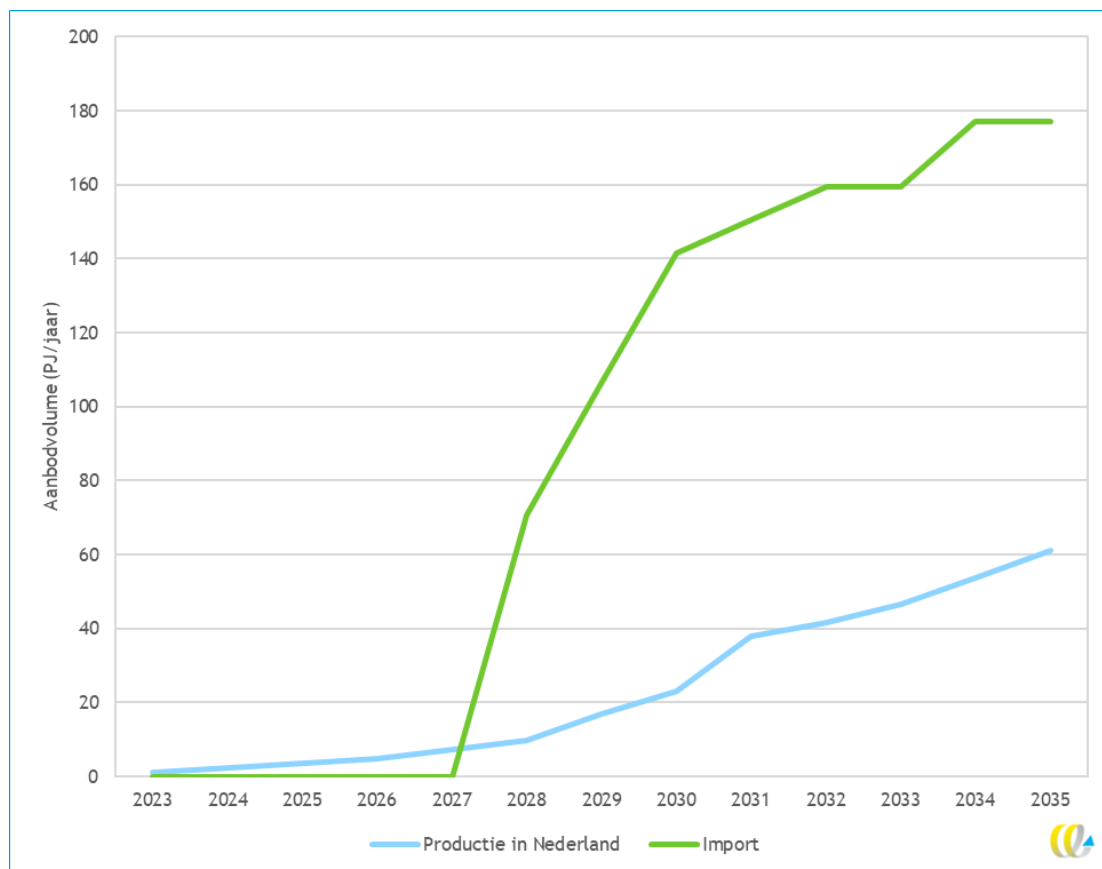
Tabel 13 - Ingeschatte aanbodvolumes groene waterstof uit nationale productie en import

Type aanbod	Volume in 2030 (PJ)	Volume in 2035 (PJ)
Productie in Nederland	23	61
Import	142	177
Totaal	165	238

Vanwege de verschillende realisatiejaren van verschillende elektrolyserprojecten en importprojecten neemt de inschatting van het totale aanbodvolume toe over de jaren. Dit is gepresenteerd in Figuur 14.

²⁷ Aangenomen is dat 50% van de gerealiseerde import wordt doorgevoerd naar België en Duitsland. Dit betekent dat het totale berekende importvolume 283 PJ bedraagt in 2030 en 354 PJ in 2035.

Figuur 14 - Ontwikkeling aanbod groene waterstof: productie in Nederland en geïmporteerde waterstof



4.4 Analyse meerkosten van groene waterstof voor de industrie

Om een compleet overzicht te krijgen van de meerkosten van groene waterstof en van inzet van groene waterstof in de procesindustrie, dienen de kosten voor zowel groene als grijze waterstof inzichtelijk gemaakt te worden. In een ideale markt benadert de HWI-prijs de volledige meerkosten van deze inzet. Hierbij gaan we er voor het gemak van uit dat er geen certificaten gespaard kunnen worden (banking), en geen boetes worden opgelegd. De kosten zijn vervolgens vergeleken, om te kunnen bepalen wat de meerkosten voor het gebruik van groene waterstof zijn. De meerkosten zijn opgebouwd uit drie deelcomponenten:

1. De eerste component in de meerkosten betreft de commodityprijzen, dat wil zeggen: de prijzen van de waterstof zelf. De commodityprijzen voor groene waterstof zijn hoger dan die van grijze waterstof, omdat opwekking van hernieuwbare elektriciteit en elektrolyse meer kosten met zich meebrengt dan waterstofproductie uit aardgas en bijbehorende CO₂-kosten.
2. De tweede kostencomponent bestaat uit de meerkosten voor het transport van groene waterstof. Denk bijvoorbeeld aan verschillen in de tarieven voor aansluiting op en het gebruik van het waterstofnet (ten opzichte van het aardgasnet).
3. De derde kostencomponent omvat de ombouwkosten voor groene waterstof. De huidige grijswaterstofproductie is geïntegreerd in de bestaande industriële procesinstallaties. Naarmate een groter aandeel groene waterstof nodig is, zal een deel van de huidige

productieprocessen moeten worden aangepast, wat zorgt voor extra OPEX en CAPEX²⁸. De mate waarin de productieprocessen aangepast moeten worden en de kostenintensiviteit van deze aanpassingen verschillen per bedrijf en sector.

4.4.1 Commoditykosten waterstof

De meerkosten die betrekking hebben op de commodityprijs van waterstof zijn ingeschat door de vraag naar groene waterstof te vergelijken met het aanbod van groene waterstof in 2030 en 2035. Het aanbod wordt gerangschikt op prijs in een aanbodcurve. Hieruit volgt een 'market clearing price'. Door vervolgens het verschil te nemen tussen de clearing price (commodityprijs) van groene waterstof en de commodityprijs van grijze waterstof, berekenen we de meerkosten gerelateerd aan de commodity waterstof.

Een belangrijk uitgangspunt voor de berekening is de vraag naar groene waterstof. Hier moet ook de vraag vanuit de mobiliteitssector worden meegenomen. Vanwege de onzekerheid over de vraag of het gebruik van geïmporteerde ammoniak wel of niet in de grondslag van de RFNBO-verplichting wordt opgenomen, rekenen we twee varianten door: een 'referentievariant' en een 'alternatievegrondslagvariant'. In deze laatste variant wordt aangenomen dat het volledige ammoniak- en methanolgebruik in Nederland wordt ingevuld door de import van blauwe ammoniak en methanol^{29,30}. De verduurzaming van de industrie (en de economische waarde daarvan) zal dan niet in Nederland plaatsvinden, maar in het buitenland. De aangenomen industrie- en mobiliteitsvraag naar RFNBO (RFNBO-opgave) staat in Tabel 14. Deze waarden volgen uit de voorgaande analyses uit deze studie.

Tabel 14 - RFNBO-opgave voor Nederland in 2030 en 2050

RFNBO-opgave (PJ)	Referentie		Alternatieve grondslag	
	2030	2035	2030	2035
Industrie	35	50	4,6	6,6
Mobiliteit	4,5	13,8	4,5	13,8
Totaal	39,5	63,8	9,1	20,4

Noot: Bij 'Alternatieve grondslag' is geïmporteerde ammoniak en methanol niet in de grondslag opgenomen.

Twee andere uitgangspunten voor de inschatting zijn de commodityprijsanalyse zoals gepresenteerd in Paragraaf 4.2 en de schatting van productie- en importvolumes uit Paragraaf 4.3. Op basis van deze prijzen en volumes is een aanbodcurve 'groene waterstof' opgesteld voor 2030 en 2035, waarin aanbodvolumes van verschillende categorieën groene waterstofvolumes (zoals Nederlandse wind op zee en import uit Marokko) zijn gerangschikt op 'meerkostprijs', dat wil zeggen: het verschil tussen de commodityprijs van groene waterstof en de commodityprijs van grijze waterstof. Deze aanbodcurve wordt vergeleken met de vraag naar groene waterstof in 2030 en 2035. De aanbodcurve en de vergelijking met de vraag voor 2030 is weergegeven in Figuur 15; voor 2035 is deze weergegeven in Figuur 16.

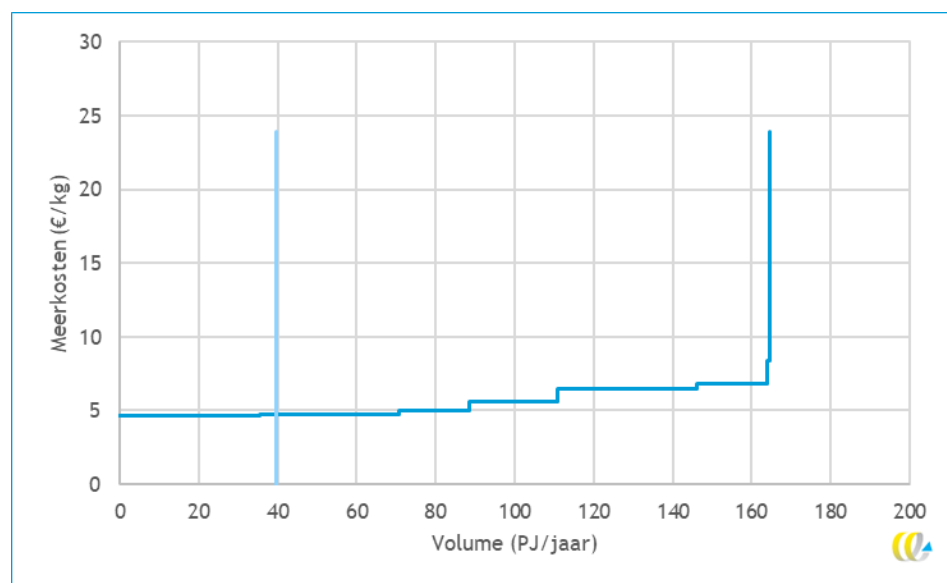
²⁸ Bij de ammoniaksector kan groene waterstof tot 20-25% bijgemengd worden (afhankelijk van de specifieke installatie), daarna moet het productieproces worden omgebouwd en zijn er grote aanpassingskosten. Bij de andere sectoren zijn ook omslagpunten te verwachten. Het begrip 'omslagpunt' wordt in Paragraaf 4.4 verder uiteengezet.

²⁹ Hierdoor daalt de grondslag, oftewel het waterstofgebruik in Nederland, maar telt de geïmporteerde ammoniak en methanol niet mee in de invulling van de RFNBO-opgave.

³⁰ Dit is slechts één van de mogelijke varianten. Er zou ook een gedeeltelijke import van ammoniak en methanol tot stand kunnen komen.

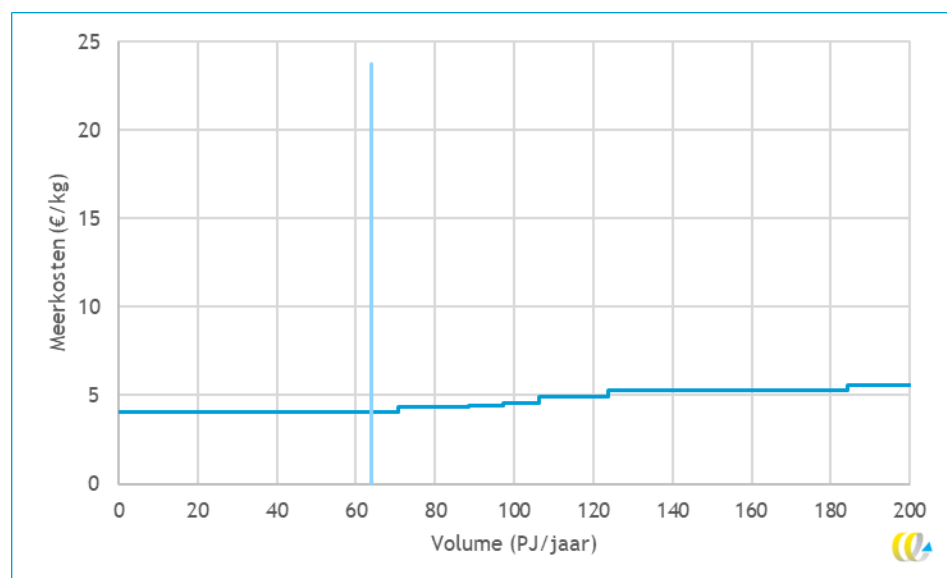
Uit de analyse volgt dat de vraag voortkomend uit de RFNBO-opgaves voor de industrie en de mobiliteit in 2030 voor 58% kan worden ingevuld met in Nederland geproduceerde groene waterstof (23 PJ van 39,5 PJ). In 2035 kan 96% worden ingevuld met Nederlandse groene waterstof (61 PJ van 63,8 PJ). In de alternatievegondslagvariant kan de volledige RFNBO-opgave (industrie plus mobiliteit) worden ingevuld met Nederlandse groene waterstof, zowel in 2030 als in 2035.

Figuur 15 - Inschatting meerkostprijs groene waterstof voor industrie in middenscenario (B) in 2030



Noot: De meerkostprijs betreft het verschil in kostprijs tussen groene en grijze waterstof.

Figuur 16 - Inschatting meerkosten groene waterstof voor industrie in middenscenario (B) in 2035



Noot: De meerkostprijs betreft het verschil in kostprijs tussen groene en grijze waterstof.

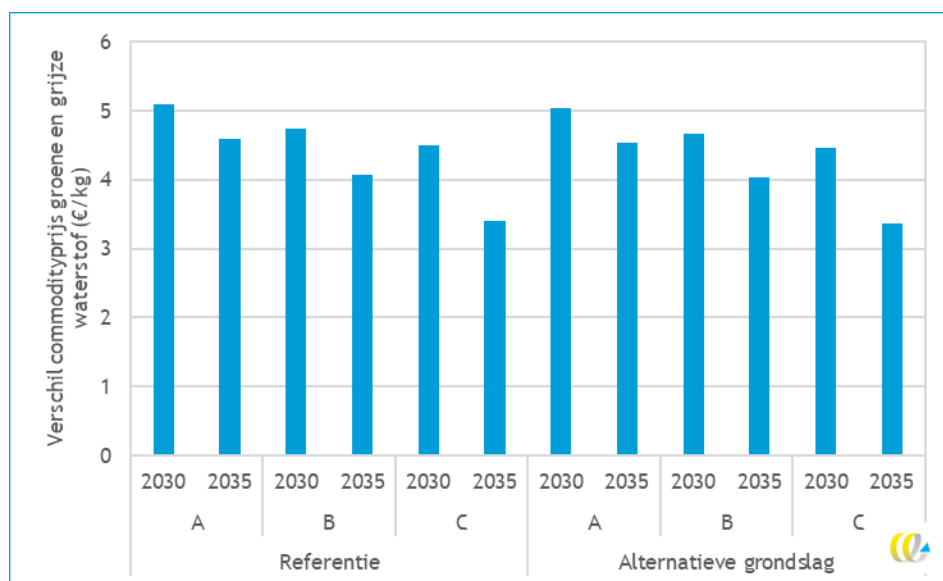
De berekende ‘commoditymeerkosten’ voor de verschillende scenario’s zijn gepresenteerd in Tabel 15. Ter referentie zijn hierin ook de kostprijzen grijze waterstof gegeven. Dit laat zien dat de geschatte commoditymeerkosten in 2030 groter zijn dan de commodityprijzen van grijze waterstof en dat de kostprijs van groene waterstof meer dan twee keer zo hoog is als van grijze waterstof.

Een vergelijking van de resultaten tussen de referentievariant en de alternatievegrondslagvariant (waarin is aangenomen dat alle gebruikte ammoniak wordt geïmporteerd en dat dit niet meetelt voor de grondslag van de RFNBO-verplichting voor de industrie) laat zien dat de lagere groenewaterstofvraag in de alternatievegrondslagvariant niet of nauwelijks tot lagere commoditymeerkosten leidt. Zie Figuur 17.

Tabel 15 - Ingeschatte meerkosten voor de commodity waterstof voor de industrie in verschillende prijsscenario’s en zichtjaren (referentievariant)

Scenario	2030		2035	
	Verschil groen en grijs (€/kg)	Prijs grijze H ₂ (€/kg)	Verschil groen en grijs (€/kg)	Prijs grijze H ₂ (€/kg)
A	5,1	3,0	4,6	3,0
B	4,7	2,7	4,1	2,9
C	4,5	2,1	3,4	2,5

Figuur 17 - Ingeschatte meerkosten voor de commodity waterstof, voor referentievariant en alternatievegrondslagvariant



De totale meerkosten van de commodity in 2030 en 2035 per industriesector zijn opgenomen in Tabel 18 en Tabel 19 in Paragraaf 4.5.

4.4.2 Transportkosten groene waterstof Waterstof Netwerk Nederland

De transportkosten voor groene waterstof zijn gerelateerd aan de aansluiting op het waterstofnet. Momenteel bestaat er nog geen grootschalig netwerk voor waterstof. Gasunie-dochter HyNetwork Services (HNS) zal per 2031 optreden als netbeheerder met de exclusieve taak het landelijk waterstofnet te beheren. De kosten voor de opbouw van het waterstofnet worden uitgesmeerd over het waterstofgebruik van de Nederlandse industrie. In deze analyse zullen we een waterstofnettarief van 42,27 eurocent per kilogram waterstof hanteren; dit is een eerste tariefvoorstel van het ministerie van EZK (Ministerie van EZK, 2023).

De overige kosten die gerelateerd zijn aan het transport van groene waterstof, worden behandeld in andere delen van het rapport. De eenmalige aansluitkosten voor de aanleg van infrastructuur voor de invoer van groene waterstof wordt behandeld in Paragraaf 4.4.3, omdat we dit definiëren als onderdeel van inpassingskosten. De reconversiekosten van groene waterstof (naar ammoniak of LOHC) voor het transport van groene waterstof, zijn opgenomen als element in de kostprijs van groene waterstof. Hierover is meer informatie opgenomen in Bijlage A.6.

4.4.3 Kosten procesinpassing bij huidige waterstofgebruikers

De integratie van groene waterstof in de productieprocessen van de huidige waterstofgebruikers vereist meerdere procesaanpassingen. De procesaanpassingen variëren van relatief simpele interventies tot complexe, grondige aanpassing van de bestaande productieprocessen. In totaal zijn er vijf procesaanpassingen geïdentificeerd die relevant zijn voor het bepalen van de meerkosten van groene waterstof:

1. **Inkoop van externe CO₂:** (bij ammoniakindustrie) bij de productie van grijze waterstof komt CO₂ vrij. Deze CO₂ wordt later in andere bedrijfsprocessen gebruikt als grondstof, onder andere voor ureumproductie en AdBlue-productie in de kunstmestindustrie. Ook voor rechtstreekse toepassingen, zoals levering aan kassen, droogijs en verdovingsmiddel in slachterijen en voor ruimingen heeft de CO₂ een waarde. Door over te schakelen naar groene waterstof vanuit de backbone (of uit eigen productie) vervalt (een deel van) de CO₂-productie. In plaats daarvan zal dan externe CO₂ moeten worden ingekocht voor die bedrijfsprocessen.
2. **Aansluiting op Waterstof Netwerk Nederland:** om groene waterstof extern te kunnen inkopen, dienen de huidige waterstofgebruikers infrastructuur aan te leggen naar de backbone (ook wel bekend als Waterstof Netwerk Nederland). Dit vergt een eenmalige investering plus een jaarlijkse OPEX.
3. **Versnelde afschrijving reformers:** grijze waterstof wordt geproduceerd in reformers (vooral SMR's, en ATR's) op basis van aardgas. Dit zijn kapitaalintensieve machines. Door de afnameverplichting zullen waterstofgebruikers overgaan op groene waterstof en de productie van grijze waterstof afschalen. Hierdoor zal een deel van de reformers buiten gebruik worden gesteld, waarbij het ammoniaksynthesedeel middels ombouw in bedrijf kan blijven.
4. **Warmtederving reformer:** bij de productie van grijze waterstof wordt ook warmte en stoom geproduceerd. Die stoom en warmte wordt gebruikt in de processen, bijvoorbeeld om de fabriek van warmte te voorzien en compressoren aan te drijven. Wanneer groene waterstof ingekocht wordt, zal in die behoefte op een andere manier moeten worden voorzien. De meeste reformers in Nederland vormen een integraal onderdeel van een productiesite en leveren energie aan andere fabrieken op een site.
5. **Specifiek bij ammoniakproductie:** in de tweede processtap bij de SMR's die nu worden gebruikt voor ammoniakproductie, wordt lucht toegevoegd voor het syntheseproces. Bij overstap op groene waterstof moet stikstof met een luchtsplitser worden geproduceerd en toegevoegd aan het proces. Voorbeelden van ombouwkosten voor de ammoniak-

synthese zijn: waterstofzuiveringstappen, menggasaandrijving elektrificeren, ombouw van het stoomsysteem (nieuwe boilers en leidingen), en het plaatsen van een stoomturbine en generator.

6. **Branderaanpassing:** dit is relevant voor bedrijven die nu aardgas gebruiken voor warmte- of stoomproductie (dus niet voor feedstock, maar als brandstof), en in de toekomst over willen schakelen op waterstof. Door de brander aan te passen, kan ook gebruik gemaakt worden van groene waterstof om warmte of stoom te produceren. Dit vergt een aanpassing aan de brander en dus ombouwkosten. Dit is niet zozeer relevant voor de huidige waterstofgebruikers, als wel om impacts na te gaan voor de verschillende beleidspakketten op potentiële toekomstige waterstofgebruikers.

De kostenintensiviteit van de aanpassingen voor het gebruik van groene waterstof verschilt per bedrijf en sector. Ook de mate waarin de aanpassingen relevant zijn, kan verschillen per bedrijf of sector. Daarom zetten we voor elke waterstofgebruikende sector een sector-specifieke casestudie op.

Binnen de casestudies zijn de huidige processen van de waterstofgebruikers in kaart gebracht. Vervolgens is inzichtelijk gemaakt hoe de productieprocessen aangepast moeten worden voor de integratie van groene waterstof. De casestudies met de onderliggende aannames staan beschreven in Bijlage A.6.

4.4.4 Berekening afnemerskosten

De afnemerskosten omvatten zowel de transportkosten van groene waterstof als de ombouwkosten binnen de processen van waterstofgebruikers. De afnemerskosten bestaan uit zowel OPEX als CAPEX.

4.4.5 Aannames

Het uitgangspunt voor het berekenen van de totale meerkosten (evenals de inpassingskosten) in deze analyse is dat de verschillende sectoren hun eigen waterstofgebruik proberen te vergroenen voor het aandeel dat is benoemd in de afnameverplichting (bijvoorbeeld 42 en 60%)³¹.

Voor het in kaart brengen van de CAPEX zijn de investeringskosten berekend op basis van annuïteiten. Hierbij is uitgegaan van een WACC van 7,5% en een levensduur van 30 jaar voor de kapitaalinvesteringen. Vervolgens zijn de annuïteitskosten bepaald voor respectievelijk de jaren 2030 en 2035, omdat dit de zichtjaren zijn in de analyse van de meerkosten.

Bij het berekenen van de OPEX is aangenomen dat het totale waterstofgebruik constant blijft en op basis van de verschillende RFNBO-beleidsvarianten de inpassing van groene waterstofvolumes is berekend. Deze waterstofvolumes zijn vervolgens gebruikt om de OPEX te berekenen. Dit zijn jaarlijkse cashflows die samenhangen met de overgang van grijze naar groene waterstof. De OPEX en CAPEX worden in Figuur 18 en Figuur 19 alleen getoond voor de zichtjaren 2030 en 2035³².

³¹ Hier is aangenomen dat de grondslag voor de RFNBO-verplichting in de loop der jaren niet verandert.

³² Bij het berekenen van de OPEX en CAPEX is er geen rekening gehouden met een discontovoet. De bedragen zijn dus niet gedisconteerd.

Inputgegevens investeringsbedragen

Voordat de jaarlijkse CAPEX-kosten voor de zichtjaren 2030 en 2035 berekend kunnen worden, moeten de totale investeringsbedragen voor de kapitaalgoederen voor ombouw in kaart gebracht worden. De investeringsbedragen voor de ombouw van het proces zijn vooral geconcentreerd bij de ammoniaksector, omdat daar het grootste deel van de afnameverplichting wordt neergelegd. Bij de andere sectoren beperkt de CAPEX zich tot de investeringskosten voor een fysieke aansluiting. De redeneerstappen achter deze aanname staan beschreven in bijlage A.6.

In Tabel 16 en Tabel 17 staan de investeringsbedragen in miljoenen euro's tot 2030 en 2035 beschreven. Dit zijn de totale benodigde investeringsbedragen voor de zichtjaren 2030 en 2035. De investeringsbedragen zijn zowel in kaart gebracht voor beleidsvariant b met een RFNBO-verplichting van 42 en 60%, alsmede Variant a met een schot (RFNBO-verplichting van 21 en 30%). Informatie over de oorsprong van deze beleidsvarianten staat in Paragraaf 3.3.

Tabel 16 - Investeringsbedragen in miljoenen euro's tot 2030 en 2035 onder RFNBO 42 en 60% (middenprijsscenario)

Sector	Component	Tot 2030	Tot 2035
Ammoniak	Afschrijving SMR	59,8	59,8
Ammoniak	Fysieke aansluiting backbone	29,8	42,6
Ammoniak	Luchtsplitser	67,9	67,9
Ammoniak	Ammoniaksynthese	405,0	405,0
Raffinaderijen	Fysieke aansluiting backbone	2,0	2,8
Methanol	Fysieke aansluiting backbone	6,7	9,6
Overig	Aansluitkosten lokaal waterstofnet	4,1	4,1

Aangenomen is dat de investeringsbedragen op basis van een annuïteit uitgesmeerd worden over een periode van 30 jaar. Dit is belangrijk voor de duiding van de afnemerskosten, omdat de CAPEX-kosten daardoor maar een klein deel uitmaken van de totale afnemerskosten in 2030 en 2035. Verder is aangenomen dat de totale investeringen voor de benodigde groenewaterstofcapaciteit in 2035 al wordt gedaan in 2030. Dan hoeft het productieproces maar één keer langdurig stil te liggen.

Dit betreft een gunstig scenario. Het ombouwen van het productieproces, zodat groene waterstof geïntegreerd kan worden, is nog onontgonnen gebied en daarom treden er mogelijk onverwachte risico's op, die het ombouwproces kunnen vertragen. Ook zijn er veel stappen te zetten voor de ombouw (onderzoek naar benodigde ombouwstappen, engineering, vergunning aanvragen, businesscase opstellen, capital value process en uitvoering). Het is dus nog onzeker wanneer de ombouw op zijn vroegst gerealiseerd kan worden.

Tabel 17 - Investeringsbedragen in miljoenen euro's tot 2030 en 2035 onder RFNBO 21 en 30% (middenprijsscenario)

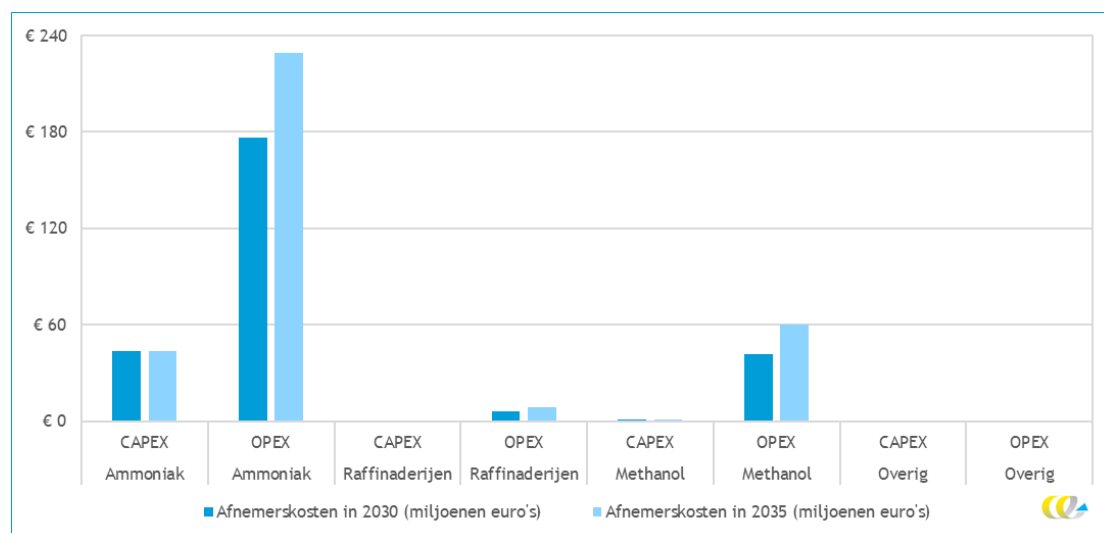
Sector	Type installatie	Tot 2030	Tot 2035
Ammoniak	Afschrijving SMR	36,5	36,5
Ammoniak	Fysieke aansluiting backbone	14,9	21,3
Ammoniak	Luchtsplitser	34,0	34,0
Ammoniak	Ammoniaksynthese	270,0	270,0
Raffinaderijen	Fysieke aansluiting backbone	1,0	1,4
Methanol	Fysieke aansluiting backbone	3,4	4,8
Overig	Aansluitkosten lokaal waterstofnet	2,0	2,0

4.4.6 Resultaten

In Figuur 18 staan de *jaarlijkse* afnemerskosten voor de beleidsvariant met een RNBO-verplichting van 42 en 60% (Variant b). Hierin valt af te lezen dat veruit het grootste deel van de jaarlijkse afnemerskosten is geconcentreerd bij de ammoniaksector (jaarlijkse CAPEX € 43,6 miljoen; jaarlijkse OPEX € 176 miljoen). De ammoniaksector gebruikt ook de meeste waterstof en zal daarom, uitgaand van een keuze voor binnenlandse productie, ook de grootste vergroeningsopgave kennen.

Een andere sector die significante afnemerskosten kent, is de methanolsector (jaarlijkse CAPEX € 0,8 miljoen; jaarlijkse OPEX € 42 miljoen)³³. Dit komt door de OPEX voor de CO₂, die ingekocht dient te worden voor de productie van methanol en de transportkosten van groene waterstof. De kosten voor de overige sectoren zijn in verhouding tot deze sectoren beperkt. Hier bestaan de kosten voornamelijk uit OPEX voor het transport van waterstof en CAPEX voor de fysieke aansluiting op het net.

Figuur 18 - Afnemerskosten in miljoenen euro's bij een RFNBO-verplichting van 42 en 60% - (middenprijsscenario, Variant b)



³³ De CAPEX voor de methanolsector vallen mogelijk nog hoger uit. Bij de methanolsector staan twee SMR's. Dit is niet meegenomen in de kostenanalyse, door een gebrek aan gegevens. Hier is aanvullend onderzoek nodig.

In Figuur 18 staan de afnemerskosten voor de beleidsvariant met een RFNBO-verplichting van 21 en 30% (Variant a). De afnemerskosten voor de ammoniaksector zijn in deze beleidsvariant nog steeds het grootst (jaarlijkse CAPEX € 27,5 miljoen; jaarlijkse OPEX € 83 miljoen). Dit kan als opvallend gezien worden. De RFNBO-verplichting gaat van 42 naar 21% (en neemt dus met 50% af), terwijl de CAPEX slechts met 36% afnemen. Dit kan verklaard worden door ‘omslagpunten’ in het productieproces van de ammoniaksector.

Het belang van omslagpunten voor het bepalen van de afnemerskosten

Het gebruik van groene waterstof in de bestaande industriële processen en daarmee samenhangende kosten, kan niet als een lineaire relatie worden gemodelleerd. In de procesintegratie van groene waterstof bestaan omslagpunten. Dit zijn omschakelpunten waarboven verregaande ingrepen nodig zijn in de productieprocessen van waterstofgebruikers, voor de verdere integratie van groene waterstof. Bij de ammoniaksector kan bijvoorbeeld een ammoniakplant terug worden geschakeld tot circa 80% van de bestaande capaciteit, daarna zal er geïnvesteerd moeten worden om de ammoniakplant gereed te maken voor een groter gebruik van groene waterstof. Deze investeringen zijn voornamelijk gericht op de back-end voor de ammoniaksector (ofwel de kapitaalgoederen voor de ammoniak-synthese en alternatieve warmte- en elektriciteitsbronnen). In de situatie met een RFNBO-verplichting van 21 (nipt) en 30% zal voor het betreffende bedrijf in de ammoniaksector het omslagpunt dus worden overschreden, waarna substantieel meer investeringen moeten worden gedaan om tot verdere integratie over te gaan. De CAPEX-kosten voor het aanpassen van het productieproces volgt dus niet een lineair groeipad, maar kent een zaagtandverloop. De omslagpunten zijn bepalend voor de mate waarin de fossiele productie van ammoniak wordt afgeschaald en hebben daardoor ook impact op de OPEX (nog afgezien van de meerkosten van de groene waterstof ten opzichte van grijze waterstof). Zo moet er bijvoorbeeld extern CO₂ ingekocht worden en vindt er warmtederving plaats.

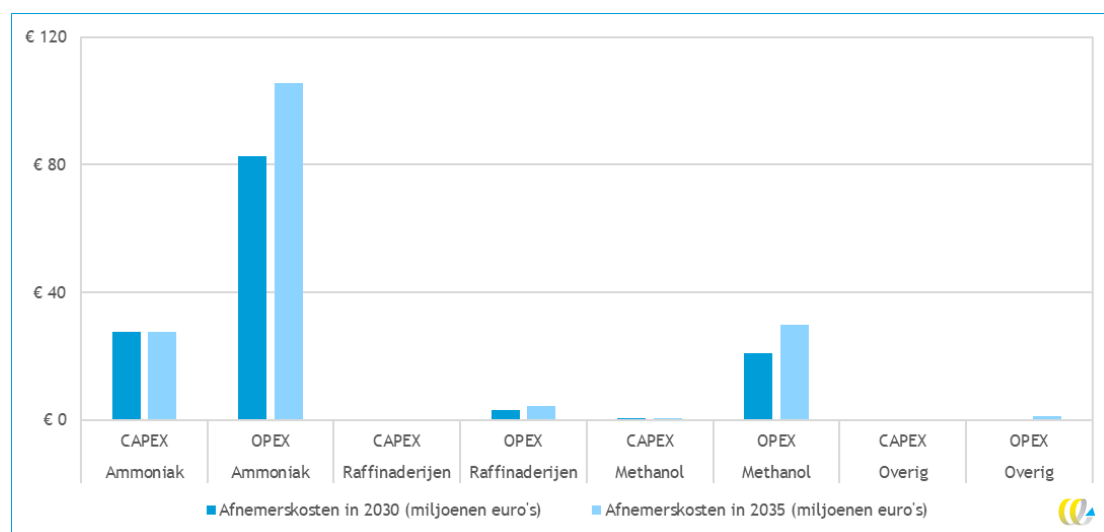


Ook voor de raffinaderijen zijn omslagpunten van belang. We hebben hier een eigen analyse op uitgevoerd, die echter niet uitgebreid is geverifieerd bij alle raffinaderijen. De raffinaderijen kennen binnen de afnameverplichting een grondslag van 32 kt/a, omdat een groot deel is uitgesloten vanwege transport en de raffinaderijen veelal gebruikmaken van rest-gassen en waterstofbijproduct dat is uitgezonderd van het industriedoel. In 2035 moet 60% van de grondslag vergroend worden: 19kt/a. Dit is 11% van de totale SMR-capaciteit van de Nederlandse raffinaderijen, waarbij opgemerkt moet worden dat niet elke raffinaderij eigen SMR's heeft; er zijn ook raffinaderijen die hun waterstof door leveranciers geleverd krijgen. Bijmengen van groene waterstof (in plaats van ombouwen van de productie-installatie) lijkt voor beide situaties de voordeligste optie.

De afnemerskosten voor de raffinaderijen beperken zich dan tot transportkosten en de kosten voor een fysieke aansluiting op de backbone. Doordat er een beperkt deel van de waterstof onder de RFNBO-verplichting valt, leidt de verplichting er in onze analyse niet toe dat omslagpunten binnen de productieprocessen van de raffinaderijen worden overschreden, waardoor de afnemerskosten relatief beperkt blijven³⁴. De afnemerskosten bij groot-schalige ombouw van de raffinaderijensector kunnen echter zeer groot zijn wanneer deze omslagpunten wel worden overschreden.

³⁴ Ook vanuit andere kanten wordt er verduurzamingsbeleid bij de raffinaderijen opgelegd. Wanneer er wordt gekeken naar de vergroeningsopgave vanuit het totale beleidsinstrumentarium (dus ook naast de RFNBO-verplichting), worden de omslagpunten bij de raffinaderijen mogelijk wel overschreden. Dit kan echter niet volledig worden toegerekend aan de RFNBO-verplichting en is daarom ook niet tot uiting gebracht in de hier berekende afnemerskosten.

Figuur 19 - Afnemerskosten in miljoenen euro's bij een RFNBO-verplichting van 21 en 30% (middenprijsscenario, Variant a)



4.5 (Meer)kosten bij industrie

De afnameverplichting legt extra kosten neer bij industriële producenten van ‘waterstof-producten’, zoals nafta, kunstmest, melanine, methanol, en ammoniak. De manieren waarop de kosten worden neergelegd bij partijen binnen deze waardeketen zijn afhankelijk van de marktkenmerken in samenhang met de beleidsinterventies. Er zijn verschillende beleidsinterventies mogelijk. We gaan eerst in op de inschatting van totale meerkosten per beleidspakket. Daarna behandelen we kwalitatief de marktgevolgen en beoordelen of er verschillen zijn tussen de beleidspakketten. Ten slotte gaan we dieper in op de effecten van meerkosten op de concurrentiepositie.

In Tabel 18 en Tabel 19 staan de jaarlijkse meerkosten van de RFNBO-verplichting per sector beschreven voor beide beleidsvarianten. Hierbij staan de commoditymeerkosten en afnemerskosten afzonderlijk vermeld. De meeste kosten (71% van de totale meerkosten) concentreren zich bij de ammoniaksector. Deze percentages zijn beduidend lager voor de methanolsector (15%), raffinaderijen (5%) en de overige sector (9%).

Tabel 18 - Jaarlijkse meerkosten in miljoenen euro's per sector voor beleidsvariant b, RFNBO 42 en 60% (middenprijsscenario)

	Commodity-meerkosten 2030	Commodity-meerkosten 2035	Afnemers meerkosten 2030	Afnemers meerkosten 2035
Ammoniak	€ 975	€ 1.215	€ 230	€ 293
Methanol	€ 215	€ 268	€ 51	€ 64
Raffinaderijen	€ 66	€ 82	€ 16	€ 20
Overig	€ 116	€ 144	€ 27	€ 35
Totaal	€ 1.371	€ 1.709	€ 324	€ 412

Tabel 19 - Jaarlijkse meerkosten in miljoenen euro's, per sector voor beleidsvariant a, RFNBO 21 en 30% (middenprijsscenario)

	Commodity-meerkosten 2030	Commodity-meerkosten 2035	Afnemers meerkosten 2030	Afnemers meerkosten 2035
Ammoniak	€ 487	€ 593	€ 119	€ 149
Methanol	€ 107	€ 131	€ 26	€ 33
Raffinaderijen	€ 33	€ 40	€ 8	€ 10
Overig	€ 58	€ 70	€ 14	€ 18
Totaal	€ 686	€ 834	€ 168	€ 210

4.5.1 Kwantitatieve beoordeling meerkosten

De totale kosten van de RFNBO-verplichting zijn uit twee componenten opgebouwd.

1. De commoditymeerkosten van groene waterstof ten opzichte van grijze waterstof.
2. De OPEX-kosten en de CAPEX-kosten voor het inpassen van groene waterstof.

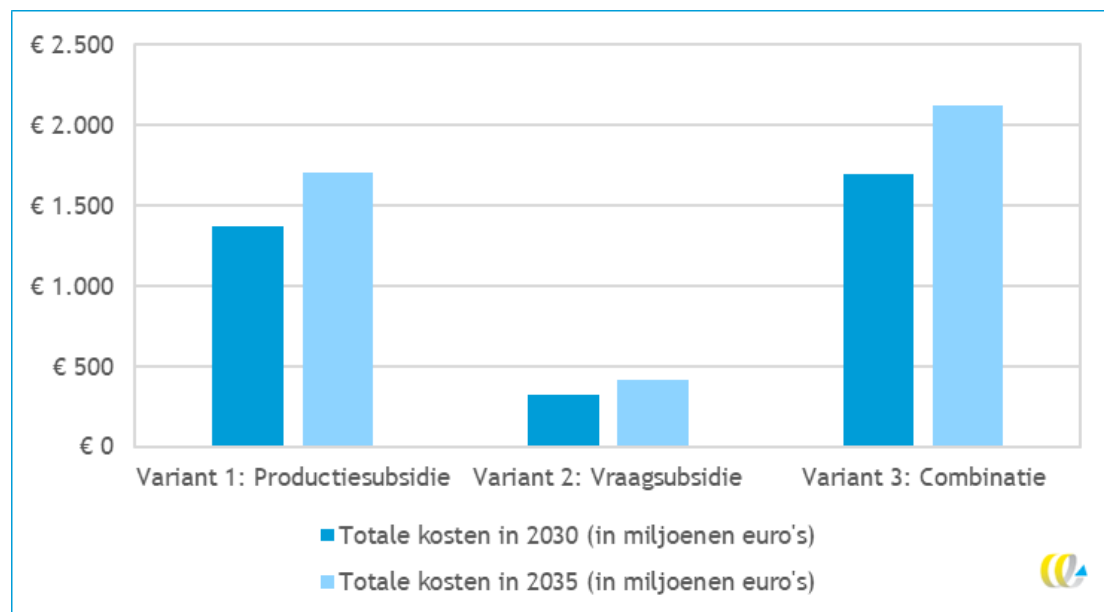
Afnemende bedrijven kopen de groene waterstof in via de backbone. De meerkosten ten opzichte eigen productie van grijze waterstof komen daarmee voor rekening van de afnemende bedrijven. Naast de kosten aan de aanbodkant zijn er ook kosten aan de vraagkant. Dit zijn de kosten voor het aanpassen van het productieproces van bestaande waterstofgebruikers, zodat groene waterstof geïntegreerd kan worden in bestaande processen. De OPEX- en CAPEX-kosten zijn reeds beschreven in Paragraaf 4.4.2 en 4.4.3. Tezamen met de commoditykosten aan de aanbodkant vormen de OPEX- en CAPEX-kosten de totale meerkosten voor de industrie.

In Figuur 20 staan de totale kosten van de RFNBO-verplichting 42% en 60% op basis van het middenprijsscenario. De totale meerkosten (dat wil zeggen: commodity plus transport en inpassing) bedragen € 1,7 miljard in 2030 en € 2,1 miljard in 2035. De totale meerkosten nemen na verloop van tijd toe, omdat er meer groene waterstof gebruikt moet worden om te voldoen aan de RFNBO-verplichting.

Het overgrote deel van de totale meerkosten komt voort uit meerkosten aan de aanbodkant. In totaal resulteert het verschil in de commoditykostprijs van groen ten opzichte van grijze waterstof voor € 1,37 miljard in het zichtjaar 2030 en € 1,7 miljard in het zichtjaar 2035. De kosten aan de vraagkant, zijnde OPEX- en CAPEX-kosten voor het inpassen van groene waterstof, bedragen € 324 miljoen (2030) en € 411 miljoen (2035).

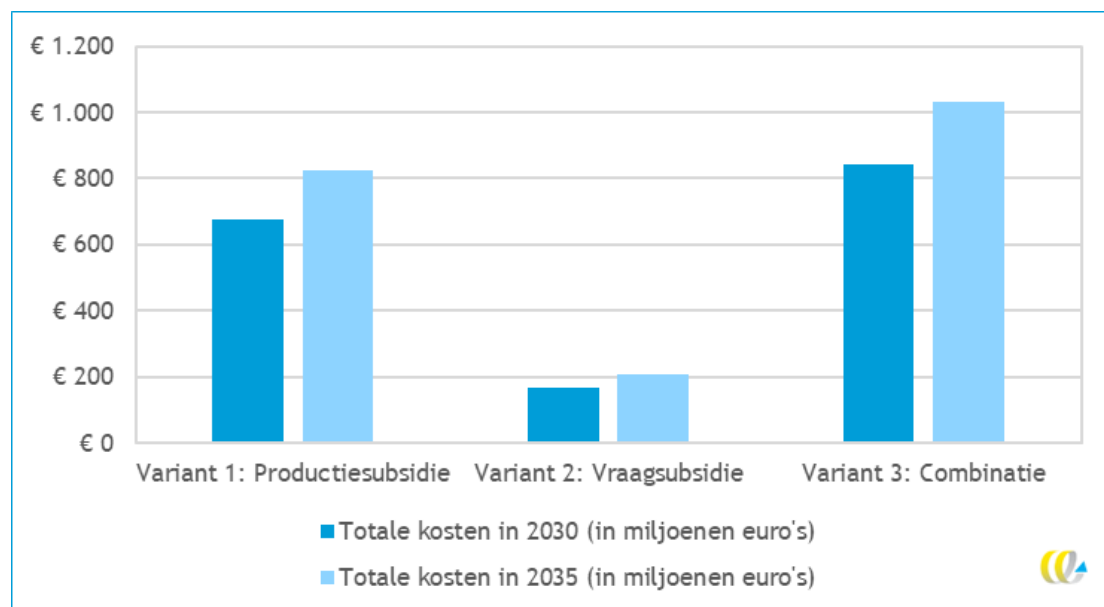
Het is van belang om te vermelden dat deze meerkosten jaarlijks terugkeren. Bij een RFNBO-verplichting van 42 en 60% variëren de jaarlijkse meerkosten tussen de € 1,7 tot 2,1 miljard (uitgaande van het middenprijsscenario). De totale gesommeerde meerkosten bedragen ongeveer € 10 miljard vanaf 2030 tot en met 2035. Dit is een indicatieve berekening (op basis van een lineair oplooppad) om een verwachting te geven van de orde grootte.

Figuur 20 - Totale kosten van de RFNBO-verplichting 42 en 60% voor de industrie (middenprijsscenario)



In Figuur 20 staan de totale kosten van de RFNBO-verplichting 21 en 30% op basis van het middenprijsscenario. De kosten voor de industrie zijn lager in dit scenario, omdat er minder groene waterstof ingekocht hoeft te worden en geïntegreerd dient te worden in de bestaande productieprocessen. De totale meerkosten van de afnameverplichting bedragen respectievelijk € 853 miljoen (2030) en € 1 miljard (2035).

Figuur 21 - Totale kosten van de RFNBO-verplichting 21 en 30% voor de industrie (middenprijsscenario)

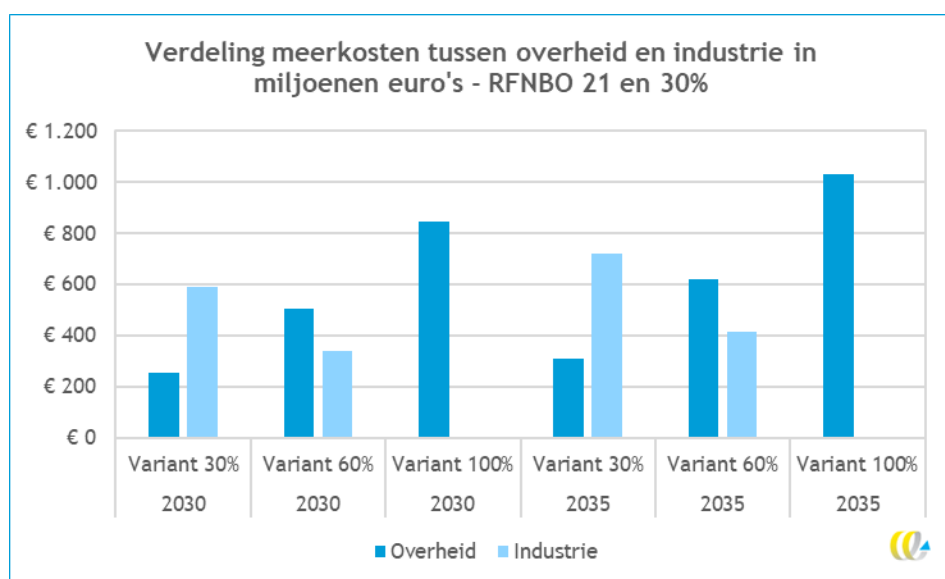
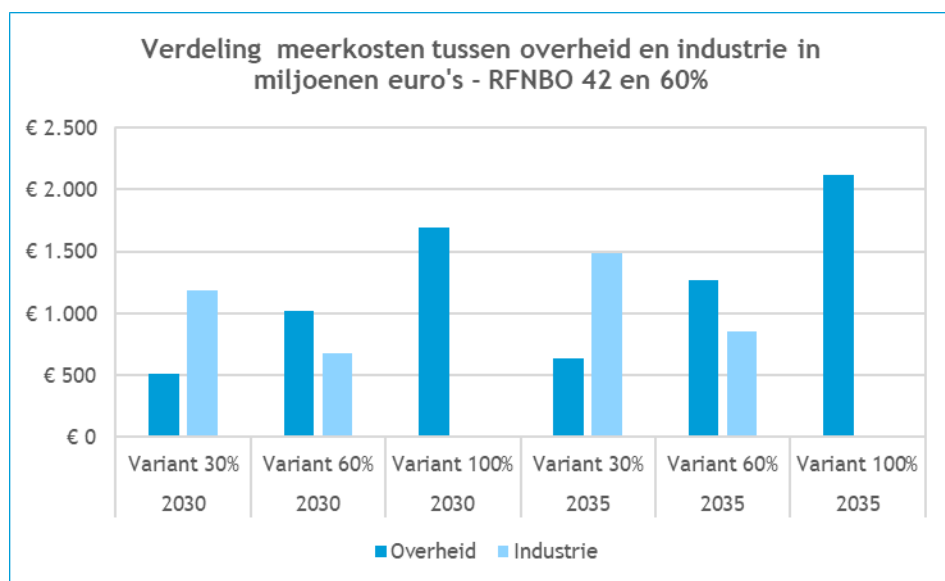


4.5.2 Verdeling van kosten tussen overheid en industrie

De overheid dekt mogelijk een deel van de meerkosten van de industrie. Bij de analyse van de verdeling van de kosten tussen de overheid en de industrie is gekeken naar drie varianten:

1. **Variant 30%:** De overheid draagt 30% van de meerkosten van de RFNBO-verplichting, de overige 70% van de kosten komen voor rekening van de industrie.
2. **Variant 60%:** De overheid draagt 60% van de meerkosten van de RFNBO-verplichting. De overige 40% van kosten komen voor rekening van de industrie.
3. **Variant 100%:** De overheid draagt alle meerkosten van de RFNBO-verplichting.

Figuur 22 - Verdeling jaarlijkse meerkosten van RFNBO-verplichting tussen overheid en industrie, de bovenste figuur voor een RFNBO-verplichting van 42 en 60% (middenprijsscenario), de onderste figuur voor 21 en 30% (middenprijsscenario)



In Figuur 22 staat de verdeling van de kosten van de RFNBO-verplichting tussen de overheid en industrie. De kosten voor de industrie variëren sterk tussen de verschillende overheidssteunvarianten. Bij de volledige dekking van de kosten van de RFNBO-verplichting (Variant 100%) door de overheid zijn er geen kosten voor de industrie.

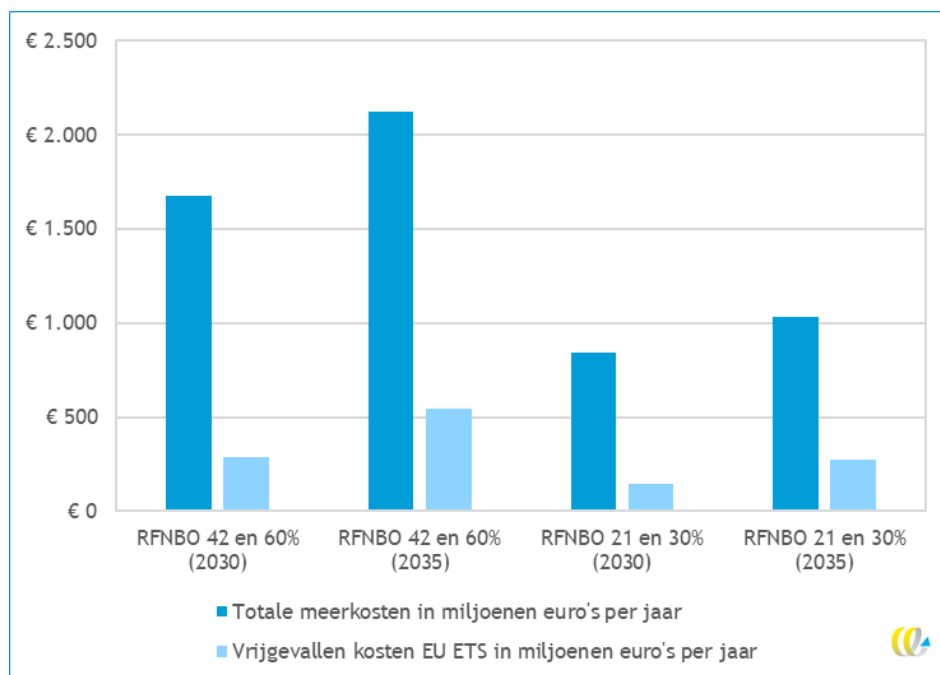
Bij de Variant 60% zijn de kosten gelijkmatiger verdeeld tussen de overheid en de industrie. De jaarlijkse kosten voor de industrie bedragen € 678 miljoen in 2030 en € 848 miljoen in 2035 (RFNBO 42 en 60%); € 341 miljoen in 2030 en € 414 miljoen in 2035 (RFNBO 21 en 30%). In de beleidsvariant waarbij de overheid 30% van de totale meerkosten dekt, bedragen de jaarlijkse meerkosten € 1,2 miljard (2030) en € 1,5 miljard (2035) bij een RFNBO-verplichting van 42 en 60%; de jaarlijkse kosten voor de industrie bedragen bij een RFNBO-verplichting van 21 en 30% € 597 miljoen (2030) en € 742 miljoen (2035).

In deze scenario's is ervan uitgegaan dat de subsidiesteun wordt doorgerekend in de prijzen van groene waterstof door de producenten van waterstof. Zoals eerder vermeld, heeft de overheid verschillende mogelijkheden om de waterstofketen te subsidiëren, zijnde de vraag- en productiesubsidie.

4.5.3 Vrijval kosten EU ETS

De industriële partijen vallen binnen het EU ETS-systeem en zullen daarom compliancekosten hebben, omdat ze rechten moeten inkopen (of kunnen verkopen bij een overschot). Door hun productieprocessen te vergoeden met groene waterstof, stoten de industriële partijen minder CO₂ uit. Deze vergroening zorgt ervoor dat de compliancekosten van het EU ETS lager worden voor de Nederlandse industrie. In Figuur 23 staan de vrijgevallen kosten van het EU ETS door het gebruik van groene waterstof gevisualiseerd.

Figuur 23 - Vrijgevallen EU ETS-kosten ten opzichte van de totale meerkosten voor de Nederlandse industrie (middenprijsscenario)



In 2030 valt er respectievelijk € 289 miljoen (RFNBO 42 en 60%) en € 144 miljoen (RFNBO 21 en 30%) vrij aan EU ETS-kosten door de inzet van groene waterstof. In 2035 neemt dit bedrag toe tot respectievelijk € 544 miljoen (RFNBO 42 en 60%) en € 271 miljoen. Geconcludeerd kan worden dat de vrijgevallen kosten vanuit het EU ETS een substantieel deel van de totale meerkosten van de industrie compenseren.

4.6 Kwalitatieve beoordeling: analyse van groene waterstofmarkt

Groene waterstof bevindt zich nog in de opschalingsfase. In deze fase gaat het om projecten in de schaalgrootte van één tot enkele tientallen MW's die nu worden opgestart, met de kanttekening dat hard wordt gewerkt aan verdere opschaling van de vermogens. De bouw van de 200 MW elektrolyser Holland Hydrogen I van Shell is daar een voorbeeld van. Technische en commerciële risico's zijn nog groot.

In de opstartfase is er echter een beperkt aantal spelers dat waterstof kan aanbieden, en afnemers die waterstof als grondstof inzetten in de industrie. De waterstofmarkt, gezien vanuit zowel de vraag- als aanbodkant, heeft (nog) kenmerken van een oligopolistische markt. Gelijktijdig zijn er aanzienlijke investeringen nodig om toe te treden tot de waterstofmarkt, wat kan duiden op substantiële toetredingsbarrières aan de aanbodzijde. In een oligopolistische markt met omvangrijke toetredingsbarrières, dient rekening gehouden te worden met marktmacht en strategisch gedrag.

De markt voor RFNBO kent dus andere kenmerken dan de markt voor aardgas. In deze fase is de markt weinig liquide³⁵. Langjarige afnamecontracten met subsidie zijn nodig in de businesscase om tot FID (final investment decision) te komen voor producenten. Die zijn op hun beurt nodig om het aantrekkelijk te maken tot uitbreiding van productiecapaciteit te komen, en het aantal spelers te vergroten.

In een goed werkende HWI-markt nemen we aan dat prijzen gelijk zijn aan de marginale meerkosten van inzet van groene waterstof. Gezien bovengenoemde marktkenmerken in de opstartfase, liggen aanzienlijke technische risico- en marktopslagen voor de hand. Daar waar de beoogde inkoopvolumes simpelweg nog niet gecontracteerd kunnen worden voor 1 januari 2026 (geplande startdatum afnameverplichting), valt te verwachten dat toekomstige prijzen hoger zullen liggen dan de hier gepresenteerde commodityprijzen. Het is echter niet duidelijk hoe groot deze marktopslagen zijn. Op termijn zal de prijsvorming van RFNBO in langjarige contracten meer richting marktevenwicht tenderen als het aantal markttransacties toeneemt en vraag en aanbod zich verder ontwikkelen.

Gezien de lange ontwikkeltijd (gemiddeld acht jaar) van nieuwe elektrolyseprojecten, dient daarbij rekening te worden met een aanloopfase, waarin een afnameverplichting nog niet in staat is om nieuwe capaciteit in de markt los te trekken. In deze fase zal het oplooppad vooral 'volgend' zijn op de autonome ontwikkeling van nieuwe productiecapaciteit op de markt. Op deze wijze kan het oplooppad adaptatief zijn op de marktontwikkeling, maar wel voldoende zekerheid bieden aan marktpartijen om nieuwe investeringen te doen.

³⁵ Markt met weinig transacties tussen vragers en aanbieders.

Verticale marktintegratie

Een ander punt van aandacht is dat waterstofafnemers nu veelal ‘verticaal geïntegreerd’ zijn en de afname van groene waterstof vermoedelijk, op zijn minst, voor een deel geoutsourcet wordt. Hierdoor zal de RFNBO-markt een amalgaam zijn van afnemers die zelf produceren, 100% inkopen, en gedeeltelijk inkopen. Daarom gedraagt de markt zich niet zoals de standaard tekstboeken economie voorspellen. Het volstaat dus niet om te kijken naar de werking van afnameverplichtingen in andere markten (met volkomen concurrentie), maar er moet specifiek worden gekeken naar de verwachte werking van de afnameverplichting binnen de waterstofmarkt.

4.6.1 Interactie met afnameverplichting

Door invoering van een afnameverplichting (zonder flexibiliteit) wordt de vraag naar groene waterstof inelastischer. Onafhankelijk van de prijs zal de verplichte afname van groene waterstof bepalend zijn voor de omvang van de vraag. De waterstofverbruikers hebben namelijk RFNBO nodig om te kunnen voldoen aan de afnameverplichting. Hierdoor kunnen de producenten van RFNBO een hogere prijs vragen, zonder dat het de vraag beïnvloedt. Strategisch gedrag als gevolg van beperkte aanbieders kan erin gelegen zijn dat producenten anticiperen op de toekomstige aanscherping van het oplooppad door hogere contractprijzen voor de betreffende leveringsjaren te vragen.

Mitigerende maatregelen

Om schadelijke gevolgen van strategisch gedrag te beperken, zijn meerdere opties beschikbaar. Gedacht kan worden aan een adaptief oplooppad, een buy-outmogelijkheid en het verruimen van spaarmogelijkheden voor HWI's. In alle gevallen bestaan er voor afnemers meer mogelijkheden dan alleen fysieke inkoop van RFNBO om aan de jaarverplichting te voldoen.

4.6.2 Variant 1: Productiesubsidie

Bij een productiesubsidie ontvangen de producenten van elektrolyzers een subsidie. Productiesubsidies kunnen op verschillende manieren worden gegeven: SDE++, opschalingstenders, en investeringssteun. Het risico bestaat bij deze variant dat - zonder mitigerende maatregelen - de RFNBO-leveranciers, door gebrek aan concurrentie, de subsidie niet of gedeeltelijk doorberekenen in een verlaging van de HWI-prijs. De subsidie wordt dan niet doorgegeven aan de industriële afnemers, waar deze beoogd was om nadelige concurrentie-effecten te voorkomen. Dit risico is aanzienlijk in een RFNBO-markt die nog in ontwikkeling is en waar knelpunten ontstaan in de toeleveringsketen³⁶. Indien productiesubsidies gekoppeld worden aan een (in eerste instantie inelastische) vraag geïnduceerd door de afnameverplichting, dan bestaat het risico dat producentenwinsten worden opgedreven. Zoals eerder gesteld, dient men bij de vormgeving van een productiesubsidie rekening te houden met deze mogelijkheid. Indien productiesubsidies niet worden doorbelast, zijn deze ineffectief voor het behoud van de concurrentiepositie. Mitigerende maatregelen zouden hier wel soelaas kunnen bieden. De meerkosten van RFNBO worden zonder deze maatregelen niet gecorrigeerd door de subsidie in de gehele waardeketen, maar enkel bij de producenten.

³⁶ De technologie is nog geen volle TRL-9 en de commerciële readiness is op onderdelen beperkt.

Na 2030

Indien aan de voorwaarden van een goed werkende RFNBO-markt met voldoende aanbieders en te contracteren volumes kan worden voldaan, dan wordt het bovengenoemde risico weggenomen. Dat zal naar verwachting rond 2030 het geval zijn, wanneer meer concurrentie kan ontstaan tussen elektrolyseprojecten met en zonder financiële ondersteuning. Het voorkomt dat er een opwaartse druk op de HWI-marktprijzen ontstaat door een gebrek aan RFNBO-aanbod.

Beschikbaarheid IPCEI-subsidies voor afnameverplichting

De aanvraagprocedure voor IPCEI-projecten is op dit moment afgerond. Wij achten het niet realistisch dat deze projecten een aanvraag hebben gedaan op basis van de waarde van HWI's. De mogelijkheid dat deze projecten zullen leveren aan de afnemende industrie en daarmee aan de verplichting invulling te kunnen geven, is klein. Overigens heeft maar één IPCEI-project FID genomen. De overige projecten moet nog besloten worden en zijn dus (nog) niet in aanbouw.

Weglek naar buitenland

Nadeel is het risico op het verdwijnen van gesubsidieerd aanbod van groene waterstof naar afnemers in landen met een hogere betalingsbereidheid. Beleidsconcurrentie ligt hierbij op de loer.

4.6.3 Variant 2a en 2b: Vraagsubsidie

Een vraagsubsidie lijkt effectiever voor het behoud van de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie, omdat de subsidie dan direct terecht komt bij de industriële gebruiker. Dit verbetert dus direct de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie, daar waar een productiesubsidie alleen ten goede komt aan de concurrentiepositie indien er geen marktknelpunten zich aandienen en de subsidie 'doorgegeven' kan worden. Binnen deze studie is de vraagsubsidie echter gericht op het wegnemen van financiële knelpunten bij het ombouwen van het proces om RFNBO te kunnen integreren. Bij deze beperking blijft het noodzakelijk ook de meerkosten van de inkoop van RFNBO te overbruggen. Zonder deze overbrugging blijven er concurrentie-effecten bestaan voor de afnemende industrie.

Vanwege de grote investeringen in Variant b (zonder schot) is de CAPEX-subsidie een geschikte manier om financiële knelpunten in deze ombouw weg te nemen. Dit geldt ook voor Variant a (met schot), maar zal de mate waarin productieprocessen daadwerkelijk omgebouwd worden afhankelijk zijn van de effectiviteit van de vraagsubsidie.

Bij Variant 2a en 2b treedt het risico op dat de productieplannen voor elektrolyzers niet rendabel zijn door het ontbreken van een (productie)subsidie, en dus onvoldoende van de grond komen³⁷. Dit zal afhankelijk zijn van de effectiviteit van de vraagsubsidie in combinatie met de afnameverplichting. Een vraagsubsidie is in deze studie gedefinieerd als een subsidie gericht op het (gedeeltelijk) vergoeden van *de inpassingskosten* (en dus niet op inkoop).

³⁷ Om een investeringsbesluit (FID) te nemen voor een elektrolyser of kraker, is een gegarandeerde afname voor een langere tijd nodig (circa tien jaar). Er moet dan een afspraak gemaakt worden tussen producent en afnemer voordat producent afspraken kan maken met de elektrolyserleverancier en met de leverancier van elektriciteit (afhankelijk van timing tender Wind op Zee).

4.6.4 Variant 3a en 3b: Combinatie

Een combinatie van een vraag- en productiesubsidie is ook mogelijk. Hierbij treden beide effecten op. De mate waarin de effecten ‘vermengen’ is afhankelijk van de hoogte van de vraag- en productiesubsidie en de elasticiteit van beide producten. Een combinatie van vraag- en aanbodsubsidies biedt duidelijke voordelen in termen marktontwikkeling aan de aanbod- en vraagzijde en zal de liquiditeit van te verhandelen certificaten groter maken.

4.7 Concurrentie-effecten

De afnameverplichting leidt - afhankelijk van de variant - tot meerkosten voor de beschouwde sectoren en producten ten opzichte van een situatie waarin er geen verplichting is tot het gebruik van groene waterstof. Dit kan nadelige effecten hebben voor de concurrentiepositie van de sectoren. Uit Paragraaf 4.6 volgt dat dit met name zal spelen bij varianten zonder vraagsubsidie, hoewel dit ook afhangt van de hoogte van de steun en van de mate waarin producenten van elektrolyzers deze steun als overwinst incasseren. Hoe groot dit effect op de productiekosten is, hangt dus af van een aantal factoren.

In Paragraaf 3.5 is geconstateerd dat waterstofgebruikers concurrentiegevoelige bulkproducten produceren die gemakkelijk te transporteren zijn. Daarmee zijn de sectoren gevoelig voor prijsstijgingen en kunnen kosten niet gemakkelijk worden doorgerekend. Wel kan het zo zijn dat afnemers bereid zijn om meer te betalen voor ‘groene’ producten, waardoor meerkosten toch (deels) kunnen worden doorberekend.

Op basis van de analyse van de meerkosten van groene waterstof en ammoniak ten opzichte van grijze waterstof hebben we een indicatieve inschatting gemaakt van het procentuele effect op de productiekosten. Hierbij nemen we zowel de hogere commoditykosten als de afnemerskosten (procesinpassing en transportkosten) mee. De inschatting is gebaseerd op de analyse uit (CE Delft & TNO, 2022) en gaat uit van een situatie zonder vraag- en productiesubsidies.

Tabel 20 geeft een inschatting van de effecten en geeft zo een idee van de ordegrrootte van de effecten. Het valt hierbij op dat de relatieve effecten op de productiekosten voor de raffinaderijen beperkt zijn (hoewel het wel om grote bedragen gaat), maar dat procentuele effecten op de productkosten van kunstmest en methanol significant zijn.

Tabel 20 - Indicatie meerkosten eindproducten in situatie zonder vraag- en productiesubsidies ten opzichte van situatie zonder afnameverplichting, middenprijsscenario

	2030 (21%-42%)	2035 (30%-60%)
Kunstmest	40-55%	45-65%
Raffinaderijen (exclusief mobiliteit)	1-2%	1-2%
Methanol	>35-45%	>40-55%

Unilaterale kostprijsstijgingen kunnen een nadelig effect hebben op de internationale concurrentiepositie. Dit kan resulteren in een afname van de export en een toename van de import. Dit kan gevolgen hebben voor productie en werkgelegenheid. Grote effecten op de kostprijs spelen met name bij kunstmest en methanol. Relatieve kostprijsstijgingen bij raffinaderijen zijn dus beperkt, maar ook deze sector is prijsnemer en er is sprake van overcapaciteit voor raffinageproducten. Hier kunnen beperkte relatieve kostprijsstijgingen toch een grote impact hebben op de winstgevendheid van de sector. Extra kosten bedragen naar

schatting zo'n € 120-150 miljoen in 2030. Uit een analyse in (CE Delft & TNO, 2022) volgt dat de bedrijfskosten die aan industrieproducten (dus exclusief transportbrandstoffen) kunnen worden toegerekend in de raffinagesector ruim € 9 miljard bedroegen in 2018 en dat de winst daarop gemiddeld zo'n € 100 miljoen per jaar bedroeg in 2016-2018.

Als Nederlandse producten worden vervangen door buitenlandse producten met meer CO₂-uitstoot, kan er sprake zijn van koolstoflekage. De raffinagesector is zeer internationaal met handel over de gehele wereld. Belangrijke handelspartners voor Nederland zijn België en Duitsland. Ook zij krijgen met de verplichtingen uit de RED II te maken, hetgeen impliceert dat hun waterstofgebruik ook moet vergroenen. Uit Paragraaf 3.4 blijkt dat met name Duitsland inzet op subsidies om het volledige kostenverschil te overbruggen. De inzet van subsidies in omliggende landen kan dit speelveld verstoren en nadelige concurrentie-effecten hebben voor de Nederlandse industrie.

Belangrijkste Nederlandse handelspartners rondom kunstmest zijn de omliggende landen Duitsland, België en Frankrijk. Buiten Europa zijn Brazilië, Verenigd Koninkrijk en de Verenigde Staten belangrijke afnemers. Rusland was een belangrijke importpartner (CBS, 2023a). Ook Algerije en Marokko zijn belangrijke importpartners voor de EU (Berenschot, 2023). Minder export en meer import heeft nadelige gevolgen voor de Nederlandse kunstmestproductie. Als dit vervangen wordt door productie buiten de EU, kan dit leiden tot extra CO₂-uitstoot als de eisen rond vergroening minder sterk zijn. Methanol wordt momenteel niet geproduceerd in Nederland.

4.8 HWI-prijsvorming

De HWI-prijs reflecteert de betalingsbereidheid van een bedrijf voor een HWI, ervan uitgaande dat het verplicht aandeel RFNBO wordt ingevoerd. De betalingsbereidheid is afhankelijk van de marginale kosten voor het inpassen van een extra eenheid groene waterstof. De marginale kosten voor het inpassen van groene waterstof bestaan uit de commoditykosten en OPEX voor het inpassen van groene waterstof. De CAPEX zijn niet relevant voor de HWI-prijsvorming. Deze kunnen gezien worden als 'sunk costs' en bepalen niet op korte termijn de beslissing om groen te produceren³⁸.

De meerkosten van RFNBO sturen de productiekeuzes binnen de waterstofmarkt. Bij de evenwichtscertificaatprijs (HWI-prijs), waarbij de certificaatprijs de meerkosten van het gebruik van groene waterstof reflecteren, zal een deel van de bedrijven groene waterstof gaan inkopen/produceren en een deel van de bedrijven certificaten gaan inkopen. De beslissing voor het wel of niet integreren van groene waterstof wordt dus al in een vroeg stadium gedaan. De meest efficiënte partijen zullen waterstof gaan integreren in hun productieprocessen en hiervoor de benodigde investeringen doen³⁹. Het instrument zorgt via de HWI-prijs dat het doel (42% in 2030 en 60% in 2035) tegen de laagste maatschappelijke kosten wordt gehaald.

4.8.1 Totstandkoming HWI-prijs bij een afnameverplichting

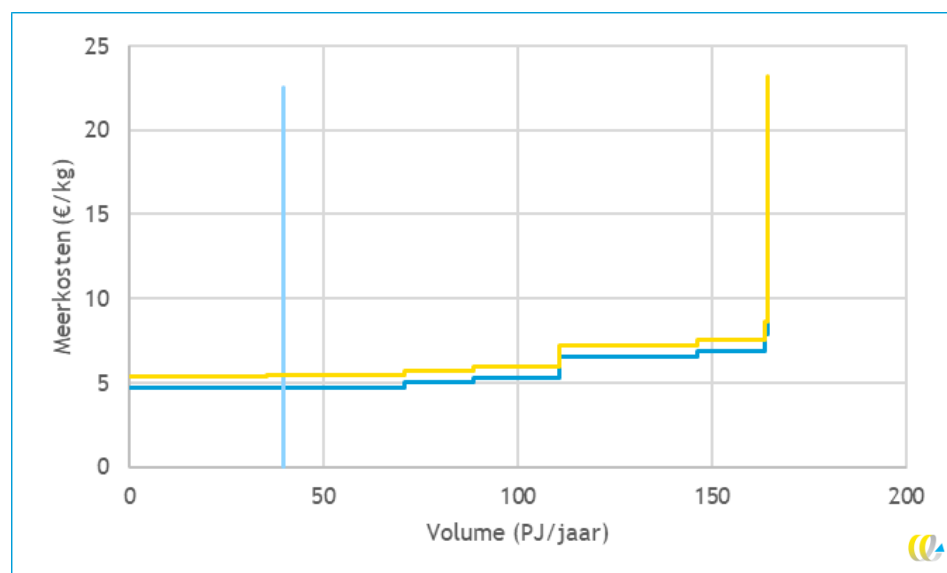
De HWI-prijs is berekend door de OPEX-meerkosten op te tellen bij de commodity-meerkosten. Dit is gevisualiseerd in een aanbodcurve. De OPEX-meerkosten zijn uitgedrukt per kilogram waterstof, zodat de HWI-prijs ook berekend kan worden per kilogram water-

³⁸ De FID's voor de kapitaalgoederen aan de afnemerskant zijn daarom voorafgaand aan de afnameverplichting al gedaan, zodat er tijdig voldoende waterstof geïntegreerd en HWI's aangeboden kunnen worden. Deze CAPEX zijn dus al verzonken en niet marginaal, en daarom niet relevant voor de HWI-prijsvorming.

³⁹ Dat zal alleen het geval zijn bij een doordacht en voorspelbaar oplooppad van de verplichting.

stof. De OPEX-meerkosten vertegenwoordigen een klein aandeel (13%) ten opzichte van de commoditymeerkosten (87%). De HWI-prijs wordt dus voornamelijk bepaald door de commoditymeerkosten.

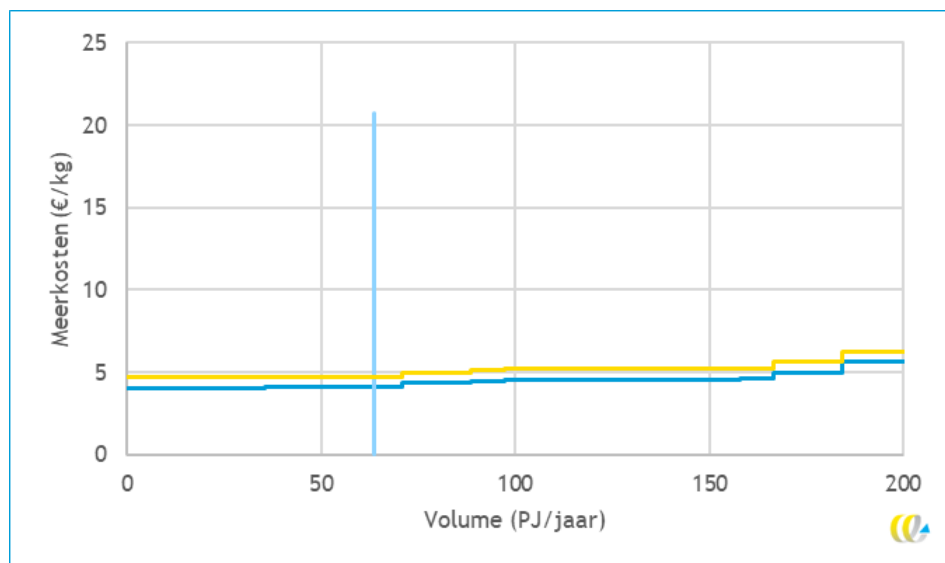
Figuur 24 - HWI-prijs voor de RFNBO-verplichting in 2030 (42%)- middenprijsscenario, Variant b



In Figuur 24 presenteren we de HWI-prijs voor 2030. De afnameverplichting bepaalt de vraag naar groene waterstof, en de aanbodcurve is opgebouwd uit inkoop van commodity en OPEX-meerkosten van de inpassing van groene waterstof. In 2030 resulteert dit in een HWI-prijs van € 5,50 per kg waterstof.

Figuur 25 presenteert de HWI-prijs voor de RFNBO-verplichting in 2035. In 2035 ligt de HWI-prijs lager: € 4,8 per kg waterstof. De HWI-prijs in 2035 ligt lager, omdat groene waterstof voor een lagere prijs geproduceerd kan worden (omdat de aanbodkant zich verder ontwikkelt), dit zorgt voor lagere commoditymeerkosten. Ook kunnen de OPEX-meerkosten over meer kilogram groene waterstof worden verdeeld. Dit heeft echter een kleine impact op de totale HWI-prijs.

Figuur 25 - HWI-prijs voor de RFNBO-verplichting in 2035 (60%), middenprijsscenario, Variant b



Het verschil tussen de HWI-prijzen bij de RFNBO-verplichting van 42 en 60% (Variant b) en 21 en 30% (Variant a) is zeer gering. De RFNBO-verplichting 21 en 30% heeft een HWI-prijs van € 5,45 in 2030 en € 4,7 in 2035. Het verschil is maar enkele eurocenten tussen de beide beleidsvarianten. Dit komt doordat de OPEX en commoditymeerkosten (vrijwel volledig) variabel zijn. De OPEX en commoditymeerkosten worden namelijk gedeeld door het gebruik van groene waterstof om te komen tot een HWI-prijs. Het verschil in het groenewaterstofgebruik heeft daarom vrijwel geen impact HWI-prijs op de markt.

Ook deze observatie berust op de aanname van een goed werkende markt. Bij een oligopolistische markt kan een ambitieuzere afnameverplichting (Variant b) zorgen voor meer vraag naar groene waterstof, wat ook de vraag naar HWI's stimuleert. Wanneer het aanbod van groene waterstof en HWI's is geconcentreerd bij enkele partijen, dan resulteert dit mogelijk in hogere HWI-prijzen (ten opzichte van Variant a met een RFNBO-verplichting van 21 en 30%).

Marktpartijen geven aan in de periode 2026-2028 groene waterstof te kunnen leveren in een prijsrange van € 7 tot 13 per kg, afhankelijk van volumes en kwaliteit. De onderkant van deze range komt overeen met de gebruikte 'kostprijs+'-benadering in dit rapport. Aanbieders willen eerst de afname contractueel hebben vastgelegd alvorens te investeren in grootschalige productie van groene waterstof.

Tekstbox 3 - Omslagpunten voor de ammoniaksector

In deze tekstbox zijn de omslagpunten voor de ammoniaksector uitgerekend. Hierbij is het totale waterstofgebruik van de ammoniaksector als basis genomen en is de aanname gedaan dat de oudste ammoniakplants als eerst EOL (end-of-life) gaan. Dit is daarom een illustratieve berekening: in werkelijkheid zullen de ammoniakplants mogelijk in een andere volgorde EOL gaan, wat invloed heeft op het verloop van de omslagpunten. De omslagpunten voor de ammoniaksector zijn 12 PJ; 22 PJ; 29 PJ; 39 PJ; 50 PJ. Stel dat de ammoniaksector haar eigen waterstofgebruik wil gaan vergroenen met groene waterstof, dan wordt het vierde omslagpunt (net) niet geraakt in 2035. De vergroeningsopgave voor de ammoniaksector op basis van haar eigen waterstofgrondslag is namelijk 24 PJ in 2030 en 35,4 PJ in 2035 bij een RFNBO-verplichting van 42% en 60%.

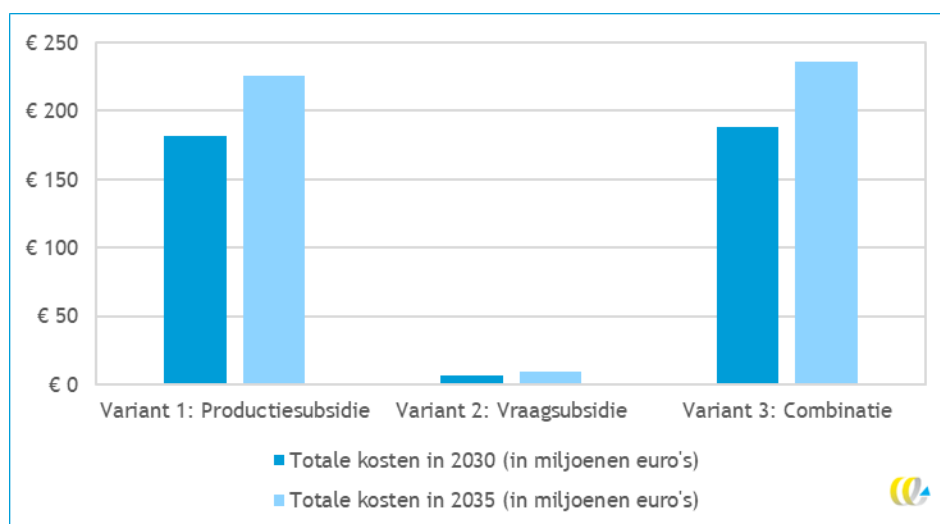
4.9 Import blauwe ammoniak en methanol (blauw-scenario)

De ammoniak- en methanolsector kan er ook voor kiezen om blauwe ammoniak en methanol te importeren. Deze variant wordt het *blauw-scenario* genoemd in dit onderzoek.

Het blauw-scenario is ontworpen om de hoekpunten van de mogelijke impacts vast te leggen. Bij de keuze voor de volledige import van blauwe ammoniak en methanol verdwijnen de ammoniak en methanolbedrijven uit de RFNBO-grondslag. Dit wordt ook wel het *soufflé-effect* genoemd, omdat de RFNBO-grondslag dan alleen betrekking heeft op de raffinaderijen en de overige sector.

Momenteel worden in de VS grootschalige blauwewaterstof- en ammoniakproductieprojecten aangekondigd, mede als effect van de recente Inflation Reduction Act (IRA) in de VS dat 85 dollar per gereduceerde ton CO₂ levert als financiële steun. Het steunmechanisme kan er zelfs toe leiden dat het goedkoper wordt om blauwe waterstof of ammoniak in de VS te produceren, dan grijze waterstof of ammoniak in Europa (IEA, 2022).

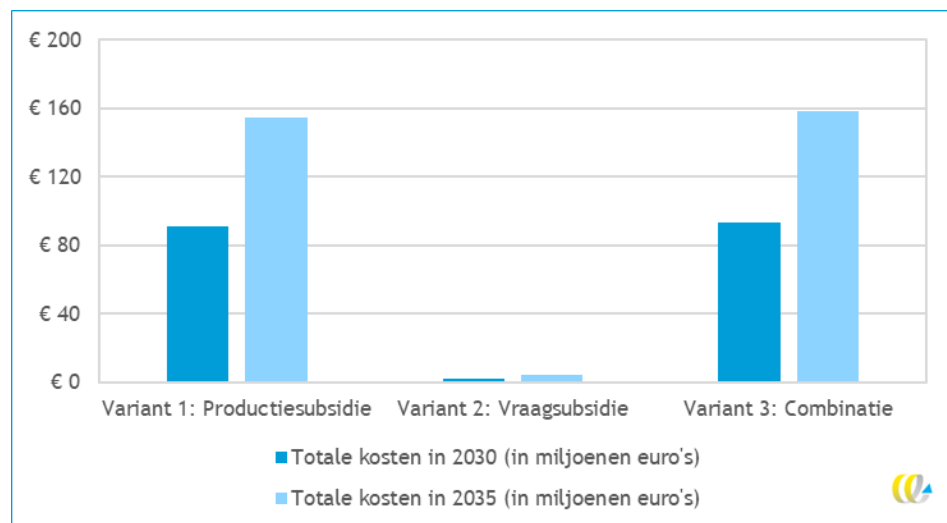
Figuur 26 - Totale meerkosten voor de industrie bij import blauw (RFNBO 42 en 60%, middenprijsscenario)



De commodity-, OPEX en CAPEX-meerkosten blijven constant voor de raffinaderijen en de overige sector. Dit heeft ook impact op de totale meerkosten van de RFNBO-verplichting (zie Figuur 26 en Figuur 27). De totale meerkosten bedragen slechts € 188 miljoen in 2030 en € 235 miljoen in 2035 bij een RFNBO-verplichting van 42 en 60%. De OPEX- en CAPEX-meerkosten verdwijnen bijna in zijn geheel, omdat aanpassingen aan de productieprocessen voor raffinaderijen en de overige sector minder relevant zijn. De OPEX- en CAPEX-meerkosten bedragen daarom slechts € 6,8 miljoen in 2030 en € 9,5 miljoen in 2035. De commoditymeerkosten vertegenwoordigen dus vrijwel alle meerkosten voor de industrie bij het blauw-scenario (€ 176,5 miljoen, 2030; € 217,5 miljoen, 2035).

Bij de RFNBO-verplichting 21 en 30% zijn de totale meerkosten bij het blauw-scenario € 92 miljoen in 2030 en € 158 miljoen in 2035. De OPEX- en CAPEX-kosten voor het inpassen van groene waterstof zijn respectievelijk € 2 en 3,8 miljoen in 2030 en 2035. De commoditymeerkosten bedragen € 90,8 miljoen in 2030 en € 154,6 miljoen in 2035 bij het blauw-scenario.

Figuur 27 - Totale meerkosten voor de industrie bij import blauw (RFNBO 21 en 30%, middenprijsscenario)



5 Waterstofinfrastructuur

5.1 Inleiding

Voor het creëren van een groene waterstofmarkt zoals nodig is bij een afnameverplichting, zullen verscheidene randvoorwaarden gegarandeerd moeten worden. Twee belangrijke onderdelen zijn de waterstofbackbone en de landelijke waterstofopslag, die flexibiliteit voor de backbone biedt. Hiernaast zijn ook secundaire voorwaarden, zoals certificering en marktregulering, van belang, evenals voorwaarden die gelden voor de Nederlandse productie van groene waterstof, zoals opschaling groene elektriciteit, vergunningen, netverzwaring elektriciteit, etc.)

We gaan in dit hoofdstuk in op de planning van de waterstofbackbone en de landelijke waterstofopslag.

5.2 Waterstof Netwerk Nederland (de ‘backbone’)

HyNetwork Services (HNS, een 100% dochteronderneming van Gasunie) en partners hebben tot doel om een nationaal dekkend waterstofnetwerk te ontwikkelen. Er wordt zoveel mogelijk gebruik gemaakt van bestaande aardgasleidingen, die geschikt kunnen worden gemaakt voor het transport van waterstof. Naar schatting zal circa 85% van het landelijke netwerk bestaan uit hergebruikte aardgasleidingen (Gasunie, 2022).

HNS ontwikkelt het Waterstof Netwerk Nederland (ook bekend als onder de eerdere benaming: de ‘backbone’) en zal dit ook gaan beheren. Vanwege de verwachte groei van de productie van waterstof via windparken op de Noordzee, gaat de minister onderzoeken of er ook een publiek waterstofnet op zee moet komen.

Na een definitieve investeringsbeslissing duurt de ontwikkeling drie jaar, waarvan het grootste deel voor vergunningverlening en levertijd van infrastructuurcomponenten. Als een nieuwe pijplijn buiten gereserveerd gebied moet worden aangelegd, is de ontwikkeltijd significant langer, vanwege aankoop van land en langere vergunningsprocedures (CE Delft & TNO, 2022).

Het Waterstof Netwerk Nederland wordt stap voor stap ontwikkeld en delen komen vanaf 2025 beschikbaar. Volgens het meest recente uitrolplan van HNS zijn vanaf 2028/2029 de vijf industrie clusters verbonden met elkaar, met opslag (hystock) en met het buitenland. Indien de afnameverplichting een fysieke verplichting is, zullen de afnemers verbonden moeten zijn via het Waterstof Netwerk Nederland met locaties, waar in Nederland geproduceerde groene waterstof, dan wel geïmporteerde groene waterstof, wordt ingevoerd. Dit betekent in de praktijk dat de vijf industriële clusters van Nederland per 2030 met de kustgebieden verbonden moeten zijn.

Voor de ontwikkeling van het waterstofnetwerk in de Schelde-Deltaregio Zeeland/West-Brabant (Waterstofnetwerk Zuidwest-Nederland) is het besluitvormingsproces gestart, waarin onder andere een participatieproces is opgenomen. Dit traject tot en met het definitieve projectbesluit loopt van maart 2023 tot eind 2025. Realisatie start eind 2025/begin 2026. In 2027 is dit netwerk dan klaar voor gebruik.

Voor de ontwikkeling van het waterstofnetwerk in de Schelde-Deltaregio Zeeland/West-Brabant en Rijnmond, is het besluitvormingsproces gestart, waarin onder andere een participatieproces is opgenomen. Dit traject tot en met het definitieve projectbesluit loopt van maart 2023 tot eind 2025.

In de haven van Rotterdam zijn de voorbereidingen gestart voor de ontwikkeling van een waterstoftransportleiding die eveneens onderdeel wordt van de backbone. Zo zijn de eerste materialen besteld en zijn proefsleuven gegraven. De waterstofleiding tussen Pernis en de Maasvlakte moet eind 2024/begin 2025 gereed zijn. De eerste klant is vastgelegd, te weten het groene waterstofproject Holland Hydrogen I van Shell (Gasunie, 2022).

De recente inzichten zijn dat de timing van realisatie van de backbone iets zal wijzigen ten opzichte van eerdere meldingen, met een verschuiving naar achter in tijd van grosso modo één tot twee jaar, als volgt, zie ook Figuur 28:

- Fase 1: 2025-2027 Start in de kustclusters.
- Fase 2: 2028-2029 Verbinden.
- Fase 3: 2030 en verder Uitbreiding van het netwerk.

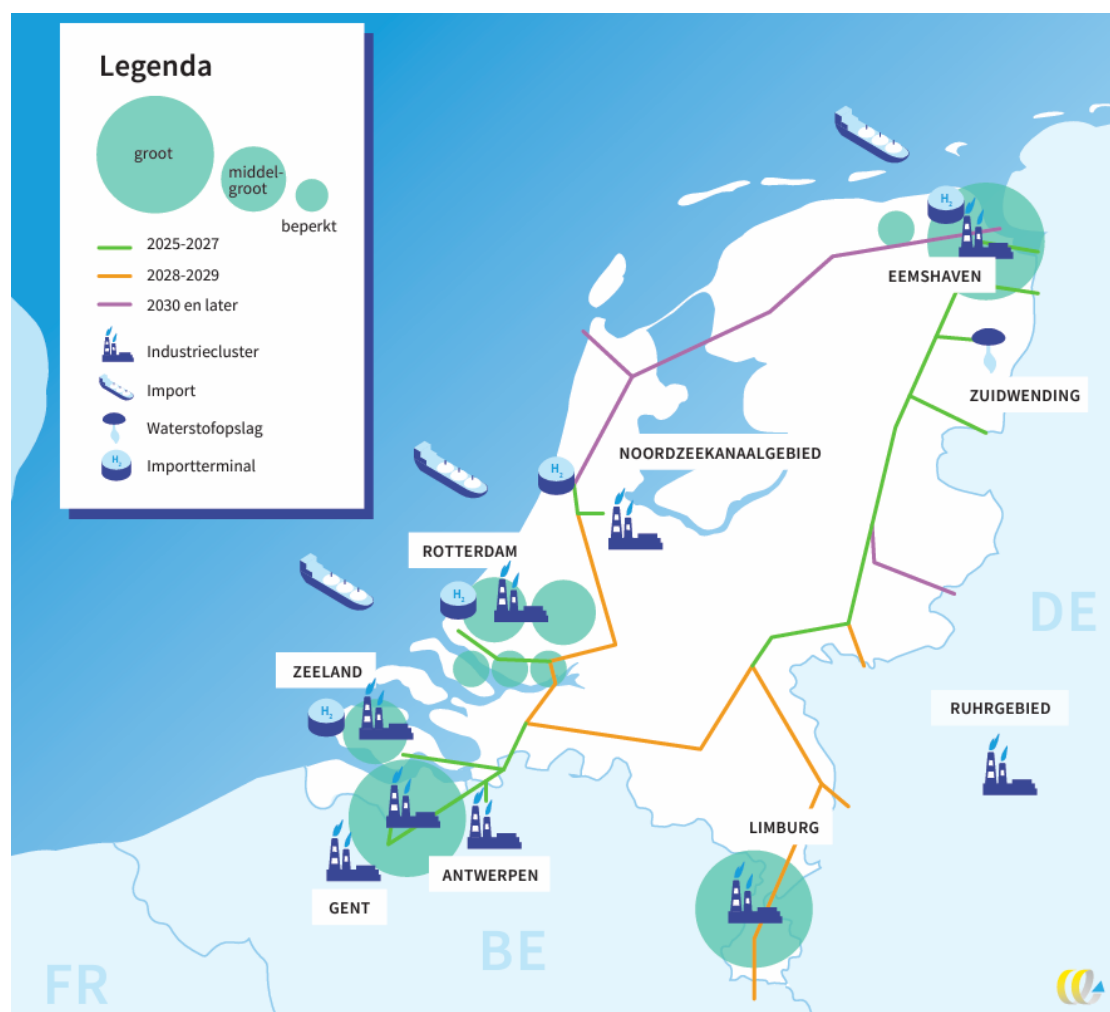
Toegepast op de voorgenomen afnameverplichting waterstof voor de industrie, zien we dat de ammoniakproductielocatie van Yara in Zeeland in 2025-2027 kan worden aangesloten en die in Chemelot van OCI in 2028-2029. Dat is net op tijd voor de lidstaatverplichting in 2030. Het laat echter nauwelijks tijd voor een op looppad met een leertijd voor het omgaan met een afnameverplichting. Mogelijke oplossingen daarvoor kunnen zijn om bedrijven die nog niet op de backbone kunnen worden aangesloten een tijdelijke vrijstelling te geven⁴⁰, om alternatieve manieren te bieden om toch alvast aan de verplichting te kunnen voldoen op een administratieve manier, zonder dat ze zelf de fysieke RFNBO inzetten, en/of ruimhartige mogelijkheden te bieden tot verschuiven in de tijd van de verplichting van bedrijven.

De huidige waterstofgebruikende industrieën kunnen in principe allemaal aangesloten worden op het waterstofnetwerk. Voor de nieuwe gebruikers buiten de huidige industrieclusters, waaronder 'Cluster 6' (fabrieken die niet onderdeel zijn van de vijf grote industrieclusters), is dat niet het geval.

De nationale waterstofbackbone met recente inzichten over de verschillende fases van realisatie en een schematische indicatie van het totale huidige waterstofgebruik in de industrieclusters is getoond in Figuur 28.

⁴⁰ Alsnog vasthouden aan de oorspronkelijke realisatieplanning levert ook meer ruimte voor leertijd voor een afnameverplichting.

Figuur 28 - Ontwikkeling van de nationale waterstofbackbone in de tijd, en huidige volumes waterstofgebruik per cluster *



* De lijnen vertegenwoordigen de waterstofbackbone en de cirkels de waterstofconsumptie in de industrieclusters. Volumes zijn gebaseerd op huidige waterstofverbruik. NB: Van het waterstofgebruik in raffinaderijen valt slechts voor een deel onder de industrieverplichting.

5.3 Landelijke waterstofopslag Zuidwending ⁴¹

Het landelijke waterstofsysteem zal behoefte hebben aan flexibiliteit in het systeem, om mismatches in tijd tussen vraag en aanbod op te lossen. Eén van de oplossingen daarvoor is de grootschalige opslag van waterstof in zoutcavernes. Andere oplossingen zijn bijvoorbeeld flexibiliteit tussen eigen waterstofproductie en afname uit de backbone bij grote waterstofgebruikers (zoals ammoniakfabrieken), en opslag in lege aardgasvelden. De verwachting is dat er in 2030 een flexibiliteitsbehoefte is van de omvang van drie tot negen 'standaard zoutcavernes', afhankelijk van de scenario-aannames. De behoefte aan flexibiliteit zal na 2030 verder toenemen.

⁴¹ Deze informatie is verkregen van Gasunie.

In het project HyStock ontwikkelt Gasunie momenteel vier zoutcavernes in het Groningse Zuidwending. Eind 2028 zal de eerste naar verwachting geheel gereed zijn, inclusief aansluiting op de backbone. Deze caveerne is reeds vergund en inmiddels geloofd. Het streven van Gasunie is om de andere drie in 2031 gereed te hebben. Dit laatste is onder andere afhankelijk van de vergunningverlening.

De totale doorlooptijd van de toekenning van vergunningen, van het boren en uitlogen tot het ombouwen van de caveerne en aansluiting op de backbone, is ongeveer zeven jaar. Het vergunningentraject duurt waarschijnlijk twee tot drie jaar, daarna kan een definitieve FID genomen worden. Het boren en uitlogen duurt vervolgens circa 3 jaar, en het geheel operationeel maken nog een half tot een heel jaar. De opslagcapaciteit van één 'standaard caveerne' is circa 0,9 PJ.

6 Conclusies

Grondslag voor Nederland van RFNBO-lidstaatverplichting

Ten opzichte van het oorspronkelijke voorstel van de Europese Commissie is de lidstaatverplichting voor gebruik van groene waterstof in 2030 omlaaggegaan. Bij de industrie zijn uitzonderingen toegevoegd en is het verplichte percentage verlaagd van 50% naar 42% in 2030, wel met een verhoging naar 60% in 2035. Ook voor de transportsector is de doelstelling verlaagd van oorspronkelijk 29 PJ in 2030 naar tenminste 4,5 PJ, en 14 PJ in 2035.

Hierdoor is de totale RFNBO-verplichting in 2030 voor Nederland naar beneden gegaan van 78-127 PJ in het oorspronkelijke voorstel (waarvan 29 PJ voor transport), naar 40 PJ, waarvan 35 PJ voor de industrie en (tenminste) 4,5 voor de transportsector. Voor 2035 is de verwachte verplichting voor de industrie 50 PJ, daar bovenop komt de verwachte verplichte vraag voor de sector Transport van ongeveer 14 PJ in 2035. Dit resulteert in een totaal in 2035 van (ten minste) 64 PJ. Daarnaast zal RFNBO naar verwachting nodig zijn voor doorvoer naar omliggende landen zoals Duitsland.

Tabel 21 - Inschatting van RFNBO-opgave voor de industrie, uitgesplitst naar toepassing ⁴²

	RFNBO grondslag [PJ]	RFNBO-opgave in 2030: 42% [PJ]	RFNBO-opgave in 2035: 60% [PJ]
Ammoniak	59		
Methanol	13 ⁴³		
Raffinaderijen	4 ⁴⁴		
Overig	7		
Totaal industrie	83	35	50

Mogelijke import van ammoniak en methanol

De grondslag voor de afnameverplichting industrie bestaat voor 87% uit waterstofgebruik voor de productie van ammoniak en methanol (zie Tabel 21) door twee industriële partijen (Yara en OCI). Ammoniak als methanol kunnen ook volledig worden geïmporteerd en ingezet ter rechtstreekse vervanging van productie in Nederland. Dat laatste is belangrijk; 'groene' ammoniak, mits het voldoet aan de EU-eisen, is ook een kansrijke waterstofdrager voor RFNBO-import over zee naar Nederland. Na kraken ('uitpakken') kan het als groene waterstof worden ingevoerd in de backbone.

Of ammoniak wordt geïmporteerd en rechtstreeks wordt ingezet ter vervanging van productie in Nederland gebeurt, en de mate waarin, is afhankelijk van beleidskeuzes in Nederland

⁴² NB: De opgave geldt per lidstaat. De schatting in de tabel is gebaseerd op geïnstalleerde capaciteiten aan waterstofproductie in combinatie met geverifieerde aannames voor langjarig gemiddelde capaciteitsfactoren. De afnameverplichting zoals die beoogd is, zal naar verwachting voorzien worden van een mogelijkheid om onderling te handelen tussen de Nederlandse industrieën.

⁴³ Het deel met inzet voor industrie, niet als transportbrandstof. NB: Partijen werken ook aan inzet van ammoniak als transportbrandstof.

⁴⁴ Het deel dat onder de industrieverplichting valt (dus niet het waterstofgebruik voor productie van transportbrandstoffen).

en keuzes van de beide bedrijven. In het geval van volledige import van ammoniak en methanol, zou de verplichting voor gebruik van groene waterstof in 2030 dalen van 35 PJ naar minder dan 5 PJ⁴⁵. We hebben geconstateerd dat er nog geen exacte interpretatie is over de uitwerking van import van ammoniak en methanol op de grondslag van de lidstaat-verplichting.

Marktkenmerken van groenewaterstofmarkt

De waterstofmarkt zit op dit moment in een opstartfase met een beperkt aanbod van RFNBO. Zeker voor de heel korte termijn zijn er nog maar weinig harde investeringsbeslissingen genomen voor RFNBO-productie of -import, omdat er nog geen afzetmarkt is. De onzekerheid vertaalt zich door in de keten naar afnemers.

De groenewaterstofmarkt heeft in de opstartfase kenmerken van een oligopolistische markt, met omvangrijke toetredingsbarrières, marktmacht en mogelijk strategisch gedrag, anticiperend op het oplooppad van de verplichting. Deze marktmacht geldt zowel voor de aanbod- als de vraagzijde van groene waterstof. Tevens is het de vraag of beoogde inkoopvolumes gecontracteerd kunnen worden voor 1 januari 2026 (beoogde startdatum afnameverplichting). Het ligt daarbij voor de hand dat technische risico- en marktopslagen weer spiegeld worden in prijzen voor groene waterstof en daarmee in de HWI-prijs. Het valt te verwachten dat toekomstige prijzen hoger zullen liggen dan de commodityprijzen in deze studie (dat wil zeggen: kostprijsgebaseerd, inclusief marge). Naarmate de markt meer volwassen wordt, het aantal markttransacties is toegenomen en er voor afnemers bij meer waterstofleveranciers gecontracteerd kan worden, verwachten wij dat contractprijzen meer de hier geraamde commodityprijzen zullen benaderen.

De consequentie is dat in de eerste jaren de afnameverplichting vooral volgend op de marktontwikkeling (verwachte aanbod van RFNBO) zou moeten worden ingericht, terwijl wel voldoende zekerheid blijft bestaan over de verwachte afnamevolumes. Er is een evenwichtig oplooppad nodig. Na een opstartfase kan het instrument meer trekkend (nieuwe aanbod RFNBO) worden ingericht. Dit impliceert dat in de eerste jaren het oplooppad adaptief is aan marktontwikkelingen en er voldoende flexibiliteit kan worden geboden in de afnameverplichting. Flexibiliteit kan in de loop der jaren worden verminderd als het aanbod van RFNBO toeneemt. Om het RFNBO-aanbod toe te laten, nemen zijn wel investeringsbeslissingen voor elektrolyse of importcapaciteit nodig. Met een minder trekkende verplichting zijn deze investeringsbeslissingen mogelijk meer aangewezen op subsidie.

Mitigerende maatregelen

Om deze effecten te mitigeren, zijn meerdere opties beschikbaar. Gedacht kan worden aan een evenwichtig en adaptief oplooppad (volgend op nieuwe productiecapaciteit), een buy-outmogelijkheid en het verruimen van spaarmogelijkheden voor HWI's. In alle gevallen bestaan er voor afnemers meer mogelijkheden om via fysieke inkoop van RFNBO en (extra) certificaten aan de jaarverplichting te voldoen. Deze maatregelen hebben wel een negatief effect op doelbereik van de lidstaatverplichting, de businesscase voor aanleg van nieuwe elektrolysecapaciteit en daarmee op snelheid van opbouw van de waterstofeconomie.

⁴⁵ Mogelijk bestaat voor de industrie die de resterende grondslag vormt ook nog een risico van afschaling/verplaatsing.

Analyse vier mogelijke beleidspakketten

De analyse van impacts gaat uit van vier beleidspakketten, die bestaan uit een afnameverplichting met een vraagsubsidie, aanbodsubsidie of een combinatie. Hierbij wordt een variant onderscheiden met een schot (21% in 2030) en zonder een schot (42% in 2030). Ten slotte is een vierde beleidsvariant onderzocht, die de verplichting verder in de keten doorlegt bij alle producten die gebaseerd zijn op (groene) waterstof. Voor ammoniak zou dit bijvoorbeeld betekenen dat een kunstmestproduct via certificaten moet kunnen aantonen welk aandeel van de grondstof vergroend is, om aan de norm te voldoen. Teneinde invulling te kunnen geven aan de lidstaatverplichting, moet de variant echter gelden voor alle producten, niet alleen kunstmest. We vatten de resultaten samen in Tabel 22.

Tabel 22 - Overzicht beoordeling van de beleidspakketten

Nr.	Hoofdvariant	Flankerend beleid	Beoordeling	Concurrentie-effecten
1	Afnameverplichting HWI (42%)	Stimulering aanbod	– maakt snelle opschaling capaciteit mogelijk; – in onvolkomen markt worden subsidies mogelijk niet (volledig) doorgegeven in marktprijs, daarvoor zijn extra waarborgen nodig; – hierdoor onzekerheid afnemende industrieprijzen.	– nadelige concurrentie-effecten zeer waarschijnlijk; – in onvolkomen markt geen compensatie voor meerkosten waterstofinkoop; – geen compensatie van inpassingskosten voor afnemers.
2a	Afnameverplichting HWI (21%)	Stimulering van vraag	– geen of nipte omslagpunten; – meerkosten inpassing beperkt, maar nog onduidelijkheid over meerkosten waterstofinkoop; – onzekerheid doelbereik lidstaatverplichting.	– geen vergoeding meerkosten inkoop RFNBO; – nadelige concurrentie-effecten zeer waarschijnlijk.
2b	Afnameverplichting HWI (42%)		– wel omslagpunten; – meerkosten inpassing beperkt, maar nog onduidelijkheid over meerkosten waterstofinkoop; – zekerheid doelbereik is groter, maar wel afhankelijk van randvoorwaarden.	– geen vergoeding meerkosten inkoop RFNBO; – nadelige concurrentie-effecten zeer waarschijnlijk.
3a	Afnameverplichting HWI (21%)	Combinatie	– geen of nipte omslagpunten; – meerkosten beperkt; – onzekerheid doelbereik lidstaatverplichting.	– effecten op concurrentiepositie relatief beperkt.
3b	Afnameverplichting HWI (42%)		– wel omslagpunten; – meerkosten beperkt; – zekerheid doelbereik is groter, maar wel afhankelijk van randvoorwaarden.	– effecten op concurrentiepositie is afhankelijk van % subsidiabele meerkosten.
4	Afnameverplichting bij afnemers van alle producten waar groene H ₂ in verwerkt is (doorleggen in de keten)	Geen	– beoordeling is lastig; – kanttekening bij uitvoerbaarheid, vanwege groot aantal partijen en (gebrek aan) internationale kwaliteitseisen aan ketencertificering.	– effecten op concurrentiepositie zijn hier het kleinst.

We trekken de volgende conclusies uit de analyse van de beleidspakketten:

- Een belangrijk inzicht bij de analyse van beleidspakketten is dat de markt voor RFNBO nog in vroege fase van ontwikkeling is. Dit betekent dat bij aanvang de afnameverplichting vooral volgend is en dat de trekkracht moet komen van flankerende subsidies voor zowel aanbod als vraag. Na enkele jaren zal het accent meer komen te liggen op de trekkracht van de afnameverplichting zelf en zal flankerend beleid meer ondersteunend zijn⁴⁶.
- Een buy-outoptie (afkoopsom of boete) kan ervoor zorgen dat partijen die nog niet aan de verplichting kunnen voldoen, toch op een min of meer gelijk speelveld opereren met partijen die er al wel aan kunnen voldoen. Dit zorgt ervoor dat er een maximumprijs komt voor de HWI's. Dit gaat wel ten koste van doelbereik voor de overheid.
- Productiesubsidies zijn mogelijk ineffectief in het behoud van de concurrentiepositie van de afnemende industrie in een onvolkomen markt. Productiesubsidies zijn echter wel noodzakelijk om de waterstofproductiecapaciteit op te schalen en voor voldoende te contracteren aanbod te komen.
- Vraagsubsidies zijn effectief om behoud van concurrentiepositie van de afnemende industrie te bereiken, maar dekken niet de volledige meerkosten van RFNO-inkoop. In deze studie laten we zien dat er zowel CAPEX- als OPEX-meerkosten overbrugd moeten worden om de groene waterstof in te kunnen passen. Na een omslagpunt (indien meer inpassing dan circa 20% van de bestaande productiecapaciteit van een SMR) zijn majeure aanpassing noodzakelijk om het waterstofgebruik verder te vergroenen. Dit impliceert dat de vraag na een omslagpunt alleen ontwikkeld kan worden met serieuze overbrugging van de CAPEX-kosten van de producenten. Deze omslagpunten zijn voor ammoniakproductie in beeld gebracht.
- Ten slotte heeft een combinatie van aanbod- en vraagsubsidies de beste papieren om de keten van de gehele markt tot ontwikkeling te brengen, aangezien zich op dit moment serieuze knelpunten in zowel de *supplyketen* als *demandketen* van groene waterstof aandienen.
- De variant van een schot (21%) heeft als grote voordeel dat de vraagflexibiliteit aanzienlijk groter is dan bij 42%, aangezien de verplichting in dat geval naar verwachting nog voor het eerste omslagpunt ligt.

Criteria voor succesvolle invoering van afnameverplichting

Het kabinet is voornemens om de lidstaatverplichting door te leggen naar de waterstofgebruikende industrie: de 'afnameverplichting', met daarbij flankerend beleid, zoals productie- en/of vraagsubsidies. Er dient een hele keten te worden opgebouwd en opgeschaald, van productie tot en met gebruik van RFNBO. In deze studie zijn we nagegaan wat de consequenties zijn van vier beleidspakketten, en op welke wijze de afnameverplichting succesvol kan worden ingevoerd.

'Succesvol' relateert daarbij aan het genoemde oorspronkelijke doel van dit deel van het RED-beleid. Om aldus succesvol te zijn, moet aan de volgende criteria worden voldaan voor invoering van een afnameverplichting:

1. De kosten van de overstap naar groene waterstof moeten zodanig worden verdeeld dat ze niet het level playing field van de bedrijven ten opzichte van concurrenten binnen en buiten de EU ondergraven. Dat omvat zowel de kosten van de groene waterstof zelf als de benodigde kosten van de inpassing ervan in de industriële installaties.

⁴⁶ Met *trekkend* en *volgend* bedoelen we hier: extra productiecapaciteit uitlokken c.q. het bestaand aanbod van capaciteit volgend.

2. De productie- en importvolumes moeten tijdig en voldoende beschikbaar zijn om in de afnameverplichting te kunnen voorzien. Dit vergt voldoende investeringszekerheid. Dat vergt ook dat er bijvoorbeeld voldoende groene elektriciteit beschikbaar is, dat er voldoende elektrolyzers te koop zijn, dat elektriciteitsinfrastructuur tijdig beschikbaar is, dat vergunningen tijdig rondkomen, etc.
3. De infrastructuur tussen productie (en import) en afname moet tijdig zijn gerealiseerd, inclusief systeemflexibiliteit (zoals opslag, en flexibiliteit bij afnemers), en inclusief tijdige spelregels over toegang en kosten.
4. Er moeten voldoende aanbieders en afnemers zijn voor een liquide markt, zowel voor de fysieke handel in groene waterstof als voor de handel in waterstofgebruiks-certificaten (HWI's).
5. Er moet voldoende tijd zijn om te kunnen leren omgaan met het nieuwe beleidsinstrument van een afnameverplichting groene waterstof, zowel bij de overheid, bij de uitvoeringsinstantie (de NEa) als bij de marktspelers.

Als we dan kijken naar de geformuleerde criteria dan constateren we:

- **Kosten:** er zijn substantiële meerkosten gemoeid met de overstap van grijze naar groene waterstof, zowel bij de 'commodity' als bij de inpassing in de industriële installaties. De totale meerkosten (middenscenario) van de commodity bedragen € 1,4 miljard per jaar in 2030 (35 PJ) en € 1,7 miljard in 2035 (50 PJ). Daar bovenop komen kosten aan de inpassingszijde (CAPEX⁴⁷+OPEX) van € 320 miljoen per jaar in 2030 en € 410 miljoen per jaar in 2035. Vóór 2030 zijn de meerkosten per jaar afhankelijk van het precieze oplooppad naar 2030 toe. De meerkosten nemen in de tijd toe tussen 2030 en 2035, omdat er meer groene waterstof gebruikt moet worden om te voldoen aan de RFNBO-verplichting. Het RED-doel van 42% groene waterstof in 2030 kan in Nederland niet worden behaald zonder grootschalige technische aanpassingen in de bestaande ammoniakproductie-installaties bij blijvende ammoniakproductie in Nederland. De inpassingskosten lopen daarbij sterk op boven de circa 20%-inpassing van groene waterstof. Ook de onzekerheid van die kosten loopt boven dat punt sterk op, omdat zo'n ombouw nog nergens gerealiseerd is. De industrie kan de meerkosten van de overstap niet verwerken in de prijzen, vanwege de concurrentie met andere producenten buiten en binnen de EU; dat laatste afhankelijk van het beleid van de andere lidstaten. Om de meerkosten van een afnameverplichting draaglijk te houden, kan de Nederlandse overheid het merendeel voor haar rekening nemen, dit in afstemming op het beleid in andere lidstaten met concurrerende bedrijven. Onderliggend daarbij is de keuze of Nederland de productie van ammoniak en andere stoffen waarvoor waterstof nodig is, in Nederland wil behouden. Voor de langere termijn kan worden ingezet op het in EU-verband verder doorleggen van verplichtingen in alle ketens, zodat uiteindelijk de gebruikers betalen voor groene producten. Dit is in de brandstoffenmarkt al mogelijk met de zogenoemde raffinageroute: brandstofleveranciers kunnen conventionele brandstoffen kopen, die geproduceerd zijn met groene waterstof. De verplichting is al doorgelegd, en de meerkosten worden betaald door de eindgebruiker.
- **Zekerheid volumes:** er wordt gewerkt aan zowel opbouw van de Nederlandse productie als van import. Het streefdoel voor binnenlandse productie is 4 GW elektrolyse in 2030 en 8 GW in 2032. Voor het nemen van FID's aan de aanbodzijde is tenminste voldoende zekerheid over het vraagvolume nodig. Eén van de mogelijkheden voor creatie van vraag om het oplooppad van een afnameverplichting vorm te geven, zou kunnen liggen in het tijdelijk beschikbaar stellen van een deel van de vergroening van het waterstofgebruik bij brandstoffenproductie, als daar ruimte voor is. De afnameverplichting plus flankerend (subsidie)beleid heeft tot doel te zorgen voor zekerheid zodat de keten wordt opgebouwd. Naast zorgen over voldoende zekerheid aan de vraagzijde, is er sprake van

⁴⁷ CAPEX is daarbij omgerekend naar jaarlijkse kosten op basis van annuïteit over termijn van 30 jaar.

zorg over de tijdige beschikbaarheid van elektrolyzers op de wereldmarkt. Gezien de doorlooptijden die nodig zijn voor realisatie begint de tijd te dringen.

- **Infrastructuur:** Gasunie HNS is bezig met de realisatie van de nationale ‘backbone’. De recente inzichten zijn dat de ammoniakproductielocatie in Zeeland in 2025-2027 wordt aangesloten op een regionale tak en die in Chemelot in 2028-2029, in de fase waarin ook de verschillende regionale takken worden gekoppeld. Dat lijkt net op tijd voor de lidstaatverplichting in 2030, maar laat nauwelijks tijd voor een oplooppad met een leertijd voor het omgaan met een afnameverplichting. Mogelijke oplossingen daarvoor kunnen zijn om bedrijven die nog niet op de backbone kunnen worden aangesloten, een tijdelijke vrijstelling te geven⁴⁸, om alternatieve manieren te bieden om toch alvast aan de verplichting te kunnen voldoen (zie ook bij ‘zekerheid volumes’), en/of ruimhartige mogelijkheden te bieden tot verschuiven in de tijd van de verplichting.
- **Liquide markt:** die is er nu nog niet, zowel aan afnemerszijde als aan productiezijde. Reden om zo spoedig mogelijk te starten met de opbouw van de keten. Een afnameverplichting, plus flankerend beleid en adequate randcondities, helpt om afnamezekerheid te bieden, en dient in de aanloopjaren voldoende flexibiliteit te bevatten om te kunnen omgaan met de beperkte handelsvolumes. De hoogte van de verplichting houdt dan gelijke tred met de aangeboden volumes. De afnameverplichting is in die aanloopfase dan vooral volgend op de productiecapaciteit in planning, en nog niet trekkend (uitlokken extra productiecapaciteit). Een manier om hoge HWI-prijzen te reguleren is het bieden van een buy-outoptie voor bedrijven of verruimen van spaartegoeden. Deze maatregelen hebben wel een negatief effect op doelbereik van de lidstaatverplichting, de businesscase voor aanleg van nieuwe elektrolysecapaciteit en daarmee op snelheid van opbouw van de waterstofeconomie.
- **Leertijd:** het omgaan met een instrument als een afnameverplichting heeft een leertijd nodig, zeker in de nog onvolwassen fase waarin de keten zich nu nog bevindt. Om een afnameverplichting een bijdrage te laten leveren aan realisatie van de lidstaatverplichting in 2030 is het zaak die zo snel mogelijk in te richten, maar wel met een zodanig oplooppad dat er voldoende flexibiliteit is om er mee om te gaan.

⁴⁸ Alsnog vasthouden aan de oorspronkelijke realisatieplanning levert ook meer ruimte voor leertijd voor een afnameverplichting.

Referenties

- Abdin, Z., Tang, C., Liu, Y., & Catchpole, K. (2021). Large-scale stationary hydrogen storage via liquid organic hydrogen carriers. *IScience*, 24(9).
- Air Liquide. (2021). Air Liquide viert opstart next generation SMR-X waterstoffabriek.
- Berenschot. (2023). *Verduurzaming grondstoffen in de chemie*.
- BMWK. (2023). *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie*.
- Buck Consultants International, & CE Delft. (2022). *Potentieel voor een waterstofhub Schelde-Deltaregio ; Management samenvatting*.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2020). *The national hydrogen strategy*.
- CBS. (2023a). *Exportwaarde kunstmest 57 procent hoger in 2022*. <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2023/15/exportwaarde-kunstmest-57-procent-hoger-in-2022>
- CBS. (2023b). *StatLine: Bedrijven; bedrijfstak*.
- CBS. (lopend, 15 juli 2022). *Statline: Arbeidskosten; structuur arbeidskosten, bedrijfsklasse SBI2008, 2016*. CBS. <https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/84157NED>
- CBS Statline. (2023). *Aardoliegrondstoffen- en aardolieproductenbalans; aanbod en verbruik*.
- CE Delft. (2021a). *Groeiprojecties energie-intensieve industrie*.
- CE Delft. (2021b). *Groeiprojecties energie-intensieve industrie. Referentiescenario's voor impactanalyse klimaatbeleid*.
- CE Delft. (2021c). *Impact of FuelEU Maritime on the Dutch Maritime Sector*.
- CE Delft, & TNO. (2022). *50% green hydrogen for Dutch industry: Analysis of consequences draft RED3*.
- Council of the European Union. (2022). EU climate action: provisional agreement reached on Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM). In: Council of the European Union.
- CSIS. (2021). *Germany's hydrogen industrial strategy*.
- EURACTIV. (2023). *France finally satisfied with EU deal on renewables directive*.
- Europese Commissie. (2023). *Delegated Regulation on Union methodology for RFNBOs*.
- Eurostat. (2020, 06 06). *Energy from Renewable Sources; SHARES Complete energy balances*.
- FOD Economie. (2022). *Waterstof visie en strategie, update oktober 2022*.
- Fuel Cells and Hydrogen Observatory. (ongoing). *Hydrogen Demand*. <https://fchobservatory.eu/observatory/technology-and-market/hydrogen-demand>
- Gasunie. (2022). *Waterstofnetwerk Nederland*. Gasunie.
- Hanfei Zhang, L. W., Jan Van herle, François Maréchal, Umberto Desideri,. (2020). Techno-economic comparison of green ammonia production processes. *Applied energy*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114135>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919318227>)
- IEA. (2022). *Inflation Reduction Act 2022: Sec. 13104 Extension and Modification of Credit for Carbon Oxide Sequestration*.
- Industry and energy. (2022). Air Liquide builds energy efficient air separation unit in Moerdijk.
- Intratec. (2023). *Oxygen price*.
- ISPT. (2020). *Gigawatt green hydrogen plant : State-of-the-art design and total installed capital costs, public report*.
- Jakobsen, D., & Åtland, V. (2016). *Concepts for Large Scale Hydrogen Production*.
- Kalavasta. (2019). *HyChain 2: Cost implications of importing renewable electricity, hydrogen and hydrogen carriers into the Netherlands from a 2050 perspective*.
- Lazard. (2021). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 15.0*.
- Lazard. (2023). *2023 Levelized Cost Of Energy+*.



- Ministère de l'Industrie. (2023). *Accélérer le déploiement de l'hydrogène, clé de voûte de la décarbonation de l'industrie*.
- Ministerie van EZK. (2021). *Kamerstuk 32813, Kabinetsaanpak Klimaatbeleid*.
- Ministerie van EZK. (2023). *Kennisgeving dienst van algemeen economisch belang aanleg en beheer landelijk waterstofnet (niet openbaar)*.
- Netbeheer Nederland. (2023). *Integrale infrastructuurverkenning 2030 -2050*.
- PBL. (2020). *MIDDEN: Manufacturing Industry Decarbonisation Data Exchange Network*.
pbl.nl/en/middenweb
- PBL. (2022a). *Eindadvies Basisbedragen SDE++ 2022*.
- PBL. (2022b). *Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2022*.
- PwC. (2021). *De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders*.
- RHDHV & PDC. (2020). *Project 6-25 Technology Validation*.
- Strategy&. (2023). *Speelveldtoets 2023*.
- TNO. (2020). *Technology factsheet, H2 industrial boiler*. https://energy.nl/wp-content/uploads/2020/09/H2IndustrialBoiler_28092020.pdf
- TNO. (2022). *Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO) for transport - Exploration of options to fulfil the obligation in the Netherlands*.
- Vemobin. (2022). *Het potentieel van low carbon liquid fuels in de Nederlandse raffinage in 2050*.

A Inputs voor analyse van impacts

In deze bijlage geven we de inputs weer die zijn gebruikt voor de analyse van commodity-prijzen groene en grijze waterstof, aanbod groene waterstof en meerkosten in Hoofdstuk 4.

A.1 Prijsontwikkelingen 2026, 2030, 2035

De prijsontwikkeling van aardgas, elektriciteit en CO₂ is belangrijk voor de kostprijs van grijze en groene waterstof. Momenteel gebruiken veel van de productietechnologieën van grijze waterstof aardgas als grondstof⁴⁹. De aardgasprijs is dus belangrijk voor de kostprijs van grijze waterstof, omdat dit een groot deel van de inkoopkosten beslaat. Daarnaast moeten de producenten van grijze waterstof een vergoeding betalen voor hun CO₂-uitstoot (op basis van het EU ETS en de Nederlandse CO₂-heffing voor de industrie), wat resulteert in extra kosten. De kostprijs van groene waterstof is afhankelijk van elektriciteitsprijzen, omdat groene waterstof gebruik maakt van duurzame elektriciteitsbronnen. Hernieuwbare waterstof moet geproduceerd worden met hernieuwbare elektriciteit. Voor de productie van groene waterstof gelden specifieke eisen vanuit de RED II over additionaliteit, gelijktijdigheid en nabijheid. In de analyse van kostprijzen voor groene waterstof in Hoofdstuk 4 gebruiken we specifieke elektriciteitsprijzen voor groenewaterstofproductie met elektriciteit van wind op zee, wind op land en zon-pv.

De langetermijnmarktprijzen van elektriciteit, aardgas en CO₂ zijn inzichtelijk gemaakt op basis van de KEV. In de KEV staan alleen prijsdata voor 2021, 2025, 2030 en 2040. Om een volledig beeld te krijgen van de lange termijn marktprijzen, zijn de KEV-gegevens lineair geëxtrapoleerd voor de ontbrekende jaren. Binnen de KEV worden meerdere prijsscenario's gehanteerd voor de aardgas, elektriciteit en CO₂ in 2030. Deze scenario's schetsen de verwachte bandbreedte waarbinnen de aardgas, elektriciteits- en CO₂-prijzen zich gaan begeven in 2030. Binnen deze prijsforecast zijn de bandbreedtes van de KEV doorgetrokken naar 2040 (in tegenstelling tot de KEV, die slechts één waarde geeft voor 2040). Deze keuze is gemaakt, omdat het inschatten van prijzen in de toekomst vaak samenhangt met een grote onzekerheidsmarge. Daarnaast hebben de langetermijnprijzen van aardgas, elektriciteit en CO₂ een grote impact op de kostprijs van groene waterstof en aardgas. Door meerdere prijsscenario's te hanteren, kunnen de verschillende kostprijsontwikkelingen van groene en grijze waterstof inzichtelijk gemaakt worden.

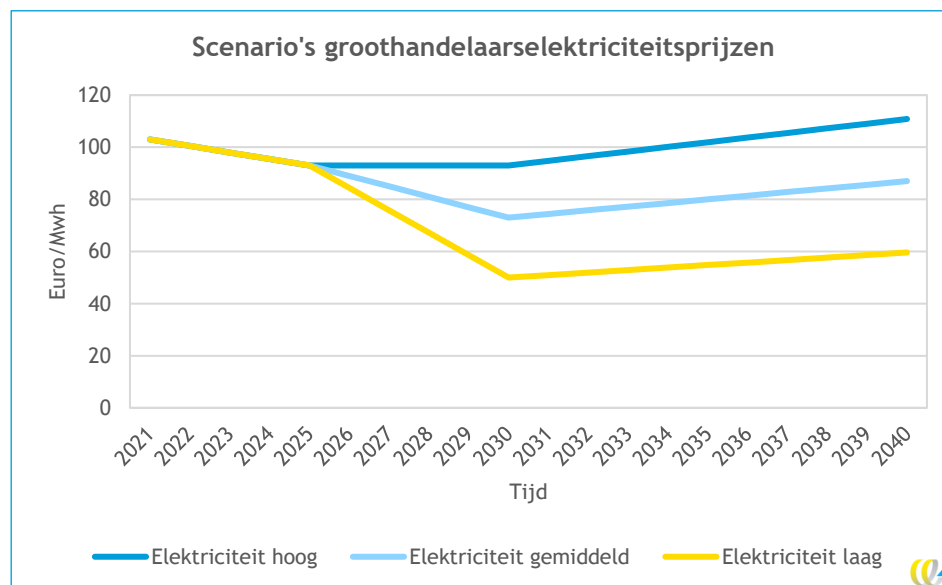
Aannames CO₂, elektriciteit, aardgas

De groothandelselectriciteitsprijzen zijn in het scenario met hoge prijzen vrij constant en bewegen zich tussen de € 90 en 110 per MWh (zie Figuur 29). In het middenscenario vindt er een kleine daling plaats tussen 2025 en 2030 van € 93 per MWh naar € 73. Tussen 2025 en 2030 wordt elektriciteit nog gedeeltelijk geproduceerd uit fossiele bronnen, maar neemt het aandeel van hernieuwbare elektriciteit toe. Dit zorgt voor een lagere elektriciteitsprijs.

De elektriciteitsprijs stijgt daarna elk jaar licht, met als hoogtepunt een elektriciteitsprijs van € 87 per MWh. In het laagscenari is een zelfde soort ontwikkeling zichtbaar als bij het middenscenario. Hierbij is alleen de daling van de elektriciteitsprijs tussen 2025 en 2030 sterker: van € 93 per MWh naar € 50 per MWh.

⁴⁹ Om preciezer te zijn: de waterstof die een SMR produceert, komt deels uit het aardgas en deels uit stoom.

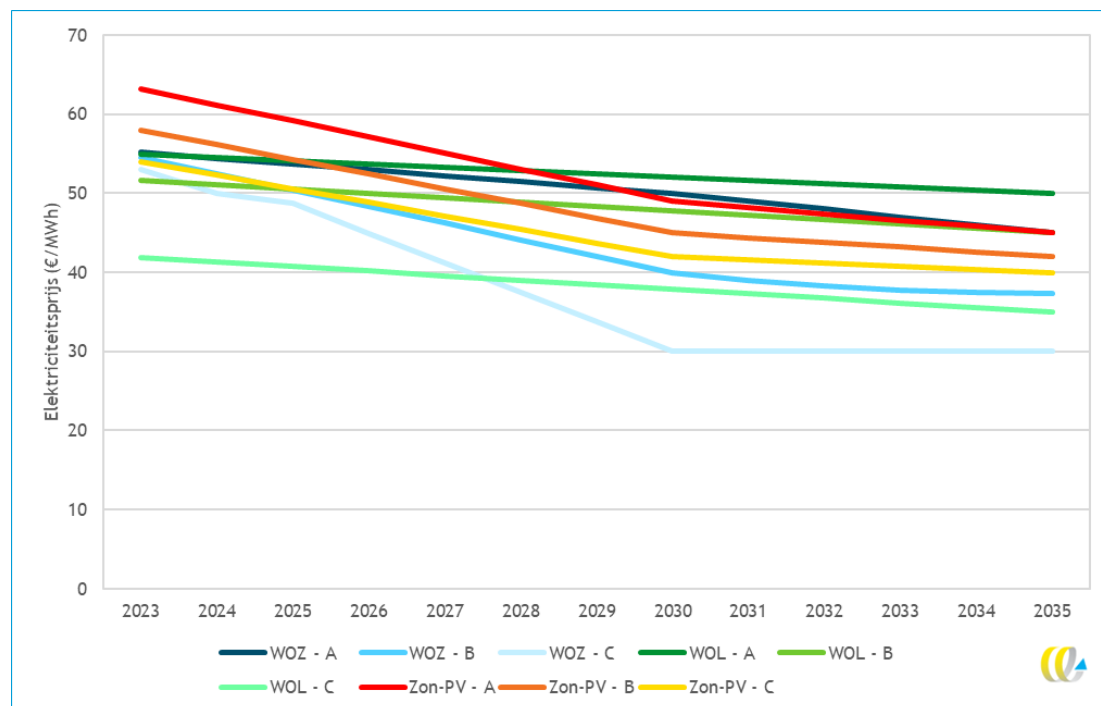
Figuur 29 - Ontwikkeling groothandel-elektriciteitsprijzen



Door Power Purchase Agreements (PPA) kunnen grootverbruikers ook direct groene stroom inkopen bij verschillende marktpartijen. Grootverbruikers kunnen bijvoorbeeld direct stroom inkopen bij een windpark. Binnen PPA's worden de prijzen en volumes vaak voor langere tijd (tien tot vijftien jaar) overeengekomen. Hierdoor komen de prijzen voor elektriciteit voor langere tijd vast te liggen. Dit heeft een dempende werking op de fluctuaties binnen de marktprijzen voor elektriciteit.

In de analyse van commodityprijzen groene waterstof in Hoofdstuk 4 gebruiken we specifieke hernieuwbare elektriciteitsprijzen. Deze staan in Figuur 30. De exacte waarden en de aangenomen elektriciteitsprijzen in exportlanden zijn te vinden in Bijlage A.2. De aangenomen hernieuwbare elektriciteitsprijzen zijn gebaseerd op projecties van de levelised cost of electricity (LCOE)-waarden uit de literatuur, niet op PPA-prijzen. PPA-prijzen van elektriciteit van wind op zee kunnen een stuk hoger zijn dan LCOE-waarden, omdat deze voor langere periodes worden afgesproken en onder andere een risico-opslag bevatten. Volgens een marktpartij ligt de PPA-prijs momenteel boven de 80 €/MWh.

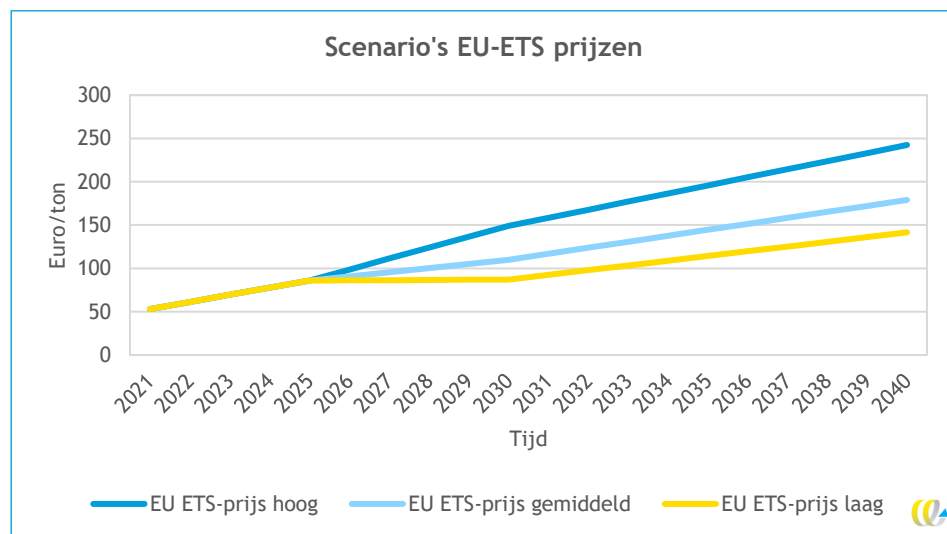
Figuur 30 - Ontwikkeling hernieuwbare-elektriciteitsprijzen in Nederland



Noot: WOZ = wind op zee; WOL = wind op land; A = hogeprijsscenario; B = middenscenario; C = lageprijsscenario.

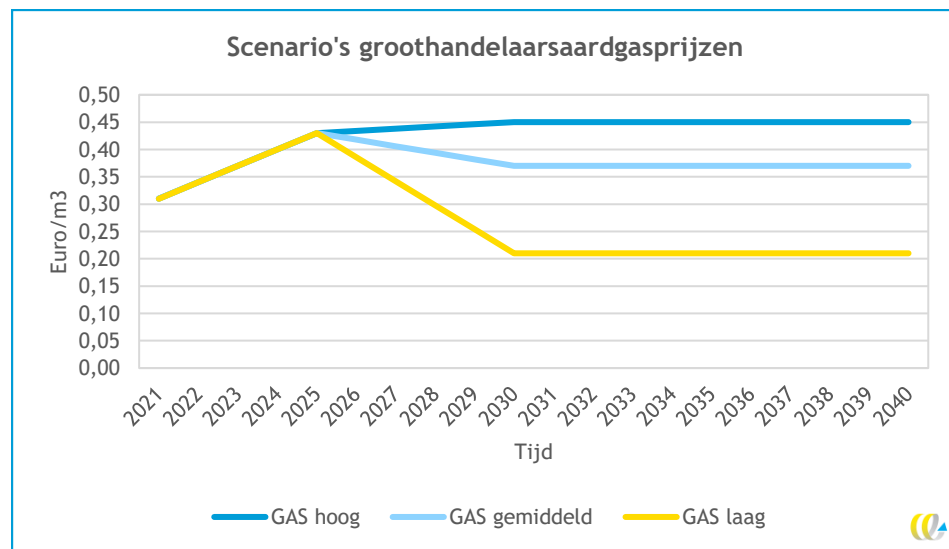
In Figuur 31 staat de langetermijnprijsontwikkeling van het EU ETS. De ETS-prijs is relevant voor de kostprijs van CO₂-intensieve productietechnologieën, bijvoorbeeld van grijze waterstof. In alle scenario's is te zien dat de ETS-vergoeding per ton uitstoot CO₂ toeneemt naarmate de tijd verstrijkt. Deze ligt in 2040 tussen de circa € 150 per ton en € 250 per ton CO₂. Alleen in het laagscenario is er een periode (2025 tot en met 2030), waarin de ETS-prijs per ton CO₂-uitstoot redelijk constant blijft. Een stijging van de EU ETS-prijs valt te verwachten, doordat in het EU ETS elk jaar het aantal beschikbare CO₂-emissierechten wordt ingeperkt tot uiteindelijk nul in 2034.

Figuur 31 - Ontwikkeling EU ETS-prijzen



Tot slot presenteert Figuur 32 de langetermijngroothandelprijzen voor aardgas. Deze prijzen zijn met name relevant voor grijze waterstof, omdat de productie van grijze waterstof draait op aardgas. De prijsontwikkeling van aardgas lijkt onzeker. In het hoogscenario nemen de langetermijn-aardgasprijzen licht toe ten opzichte van 2025. Terwijl in het middenscenario de langetermijnprijzen afnemen ten opzichte van 2025. In het laagscenario is deze daling nog veel sterker. De onzekerheid in de aardgasprijzen wordt zichtbaar wanneer er gekeken wordt naar de bandbreedte van de aardgasprijzen in 2040: 0,45 €/m³ (hoog), 0,37 €/m³ (midden) en 0,21 €/m³ (laag).

Figuur 32 - Ontwikkeling groothandelsaardgasprijzen



A.2 Marktprijzen en WACC

Tabel 23 - Elektriciteitsprijs wind op zee in Nederland (€/MWh)

Scenario	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
A	55,2	54,5	53,7	53,0	52,2	51,5	50,7	50,0	49,0	48,0	47,0	46,0	45,0
B	54,5	52,4	50,4	48,3	46,2	44,1	42,1	40,0	39,0	38,3	37,8	37,5	37,4
C	53,0	50,0	48,7	45,0	41,2	37,5	33,7	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0

Tabel 24 - Elektriciteitsprijs wind op land in Nederland (€/MWh)

Scenario	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
A	55,0	54,6	54,2	53,8	53,3	52,9	52,5	52,1	51,7	51,3	50,8	50,4	50,0
B	51,7	51,1	50,6	50,0	49,5	48,9	48,4	47,8	47,2	46,7	46,1	45,6	45,0
C	41,9	41,3	40,8	40,2	39,6	39,0	38,5	37,9	37,3	36,7	36,2	35,6	35,0

Tabel 25 - Elektriciteitsprijs zon-PV in Nederland (€/MWh)

Scenario	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
A	63,2	61,2	59,1	57,1	55,1	53,1	51,0	49,0	48,2	47,4	46,6	45,8	45
B	58,0	56,1	54,3	52,4	50,6	48,7	46,9	45,0	44,4	43,8	43,2	42,6	42
C	54,0	52,3	50,6	48,9	47,1	45,4	43,7	42,0	41,6	41,2	40,8	40,4	40

Tabel 26 - Aardgasprijs (€/m³)⁵⁰

Scenario	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
A	0,37	0,40	0,43	0,43	0,44	0,44	0,45	0,45	0,44	0,43	0,43	0,42	0,41
B	0,37	0,40	0,43	0,42	0,41	0,39	0,38	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
C	0,37	0,40	0,43	0,39	0,34	0,30	0,25	0,21	0,23	0,24	0,26	0,27	0,29

Tabel 27 - CO₂-prijs (€/ton)

Scenario	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
A	70	78	86	86	86	87	87	87	96	105	115	124	133
B	70	78	86	91	96	100	105	110	117	124	131	138	145
C	70	78	86	99	111	124	136	149	152	155	158	161	164

Tabel 28 - Weighted average cost of capital (WACC)

Variabele	Waarde	Bron
WACC	7,5%	(PBL, 2022b)

⁵⁰ Groothandelsmarktprijs exclusief netwerkkosten.

A.3 Hernieuwbare elektriciteit en elektrolyser

Tabel 29 - Vollaasturen en realisatiekansen opwektechnieken

Techniek	Vollaasturen (uren/jaar)	Realisatiekansen	Toelichting
Wind op zee	4.300	60%	De vollaasturen zijn gebaseerd op (PBL, 2022b). De realisatiekansen zijn eigen aannames.
Wind op land	3.000	50%	
Zon-pv	1.000	50%	

Noot: De realisatiekansen betreft een Nederlands elektrolyserproject dat gebruik maakt van de betreffende opwektechniek.

Tabel 30 - Beschikbare hernieuwbare elektriciteit voor groene waterstofproductie

Variabele	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Beschikbare elektriciteit (TWh/jaar)	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	4,0	7,0	9,2	15,4	17	19	22	25

Noot: Waarden voor 2030 en 2031 op basis van aanwijzing 'Stuurgroep extra opgave' en cijfers VAWOZ (CE Delft & TNO, 2022). Waarde voor 2035 gebaseerd op bandbreedte voor 2040 uit Netbeheer Nederland (2023). Exponentiële groei tot 2030 aangenomen.

Tabel 31 - Kenmerken elektrolyser (Deel 1)

Variabele	Scenario	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Elektriciteitsverbruik elektrolyser (kWh/kg)		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
CAPEX elektrolyser (€/kW _e)	A	2.500	2.458	2.417	2.375	2.333	2.292	2.250	2.208	2.167	2.125	2.083	2.042	2.000
	B	2.000	1.958	1.917	1.875	1.833	1.792	1.750	1.708	1.667	1.625	1.583	1.542	1.500
	C	1.500	1.438	1.375	1.313	1.250	1.188	1.125	1.063	1.000	938	875	813	750
CAPEX vervanging stack (€/kW _e)		750	738	725	713	700	688	675	663	650	638	625	613	600
Nettarief EHS (€/kW/jaar)		83	153	176	202	207	214	221	229	234	239	243	252	257

Noot: EHS = extra hoogspanning. De waarden in de tabel zijn gebaseerd op een alkaline elektrolyser. CAPEX-waarden zijn nog zeer onzeker en zijn gebaseerd op onder andere ISPT (2020), Lazard (2021) en interviewgesprekken tijdens de studie. Het nettatarief is gebaseerd op een nieuwsbericht van TenneT⁵¹ en (PwC, 2021).

Tabel 32 - Kenmerken elektrolyser (Deel 2)

Variabele	Waarde	Eenheid	Toelichting
Vervangingskosten stack als percentage van CAPEX elektrolyser	30%	–	Op basis van (Lazard, 2023).
Levensduur elektrolyser	20	jaren	
Levensduur stack	60.000	uren/jaar	
OPEX elektrolyser (percentage van CAPEX)	2%	–	(CE Delft & TNO, 2022).

⁵¹ www.tennet.eu/nl/nieuws/tennet-verwacht-verdere-stijging-transporttarieven-2024



A.4 Grijs waterstof

Tabel 33 - Kenmerken steam methane reformer (SMR)

Variabele	Waarde	Eenheid	Toelichting
Rendement SMR	82-85%	–	Schatting op basis van (Jakobsen & Åtland, 2016). Het rendement stijgt van 82% in 2023 naar 85% in 2035.
CAPEX SMR	161.753	€/ (ton H ₂ /dag)	Berekend op basis van een nieuwsbericht van Air Liquide uit 2021 (Air Liquide, 2021).
Vollasturen SMR	8.000	uren/jaar	
Levensduur SMR	30	jaren	Expertinschatting.
OPEX SMR (percentage van CAPEX)	2%	–	

A.5 Import groene waterstof

Tabel 34 - Parameters voor berekening van totaal importvolume groene waterstof

Variabele	Waarde	Eenheid	Toelichting
Maximale importvolume groene waterstof	707	PJ H ₂ -eq./jaar	Op basis van ambities PoR, PoA en SDR-regio voor 2030. Het gerealiseerde importvolume is lager vanwege beperkte realisatiekansen en doorvoer.
Realisatiekans	50%	percentage	Eigen aanname.
Doorvoer naar achterland (België en Duitsland)	50%	percentage	Eigen aanname. Doorgevoerde waterstof wordt gecontracteerd door andere landen en niet beschikbaar voor Nederland.

Tabel 35 - Groenewaterstofproductie in exportlanden

Groene waterstof uit verschillende exportland	Toedelingspercentage	Realisatiejaar
Australië	10%	2034
Canada	5%	2032
Chili	5%	2031
Noorwegen	10%	2030
Marokko	20%	2029
Saudi-Arabië	20%	2028
Zuid-Afrika	10%	2030
Spanje	20%	2028
Totaal	100%	

Noot: Een landspecifieke mix van wind- en zonopwek is aangenomen, welke afkomstig is van (Kalavasta, 2019).

Tabel 36 - Vollasturen opwektechnieken in exportlanden

Land	Waarde	Eenheid	Bron
Australië	5.114	uren/jaar	(Kalavasta, 2019)
Canada	4.668	uren/jaar	
Chili	5.183	uren/jaar	
Noorwegen	4.534	uren/jaar	
Marokko	5.027	uren/jaar	
Saudi-Arabië	2.411	uren/jaar	

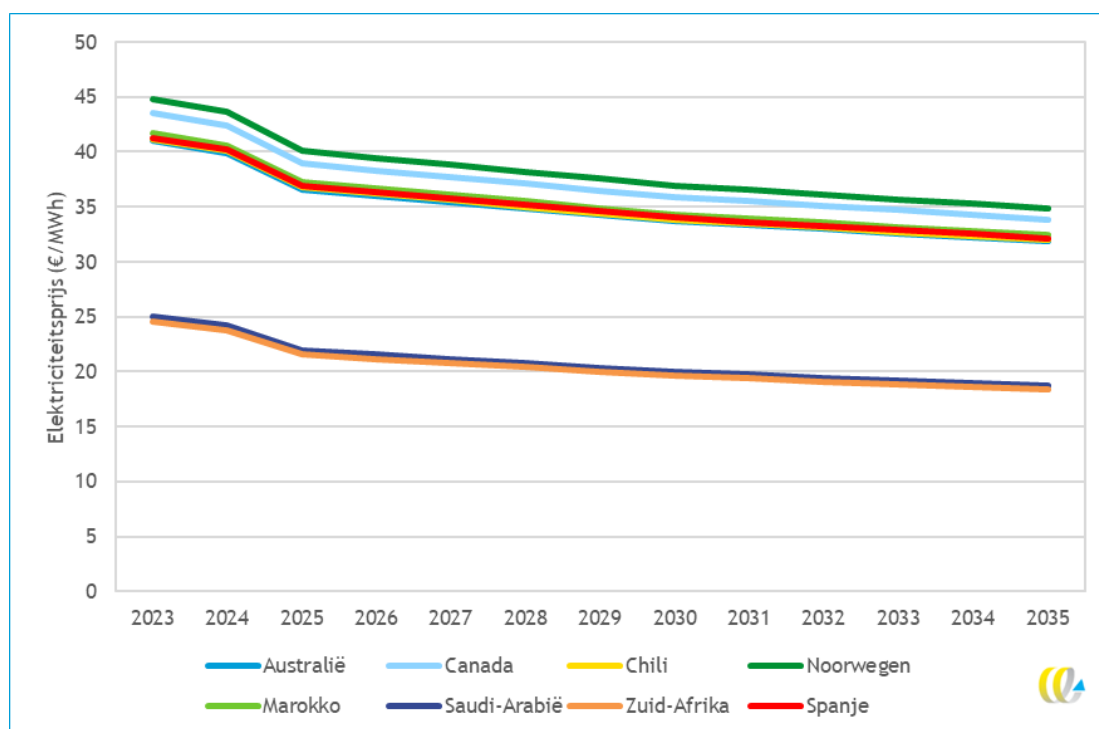
Land	Waarde	Eenheid	Bron
Zuid-Afrika	2.302	uren/jaar	
Spanje	4.923	uren/jaar	

Noot: De elektriciteitsmix in Saudi-Arabië en Zuid-Afrika wordt in Kalavasta (2019) gedomineerd door zon-pv, terwijl die in andere exportlanden wordt gedomineerd door wind op land. In werkelijkheid zal ook in deze landen een mix van wind en zon worden gebruikt en zal het aantal vollasturen hoger liggen.

Tabel 37 - Hernieuwbare-elektriciteitsprijzen in exportlanden (€/MWh)

Exportland	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Australië	41,0	39,9	36,6	36,0	35,4	34,9	34,3	33,7	33,4	33,0	32,6	32,2	31,8
Canada	43,5	42,4	38,9	38,3	37,7	37,1	36,5	35,9	35,5	35,1	34,7	34,3	33,9
Chili	41,1	40,0	36,7	36,2	35,6	35,0	34,4	33,9	33,5	33,1	32,7	32,3	32,0
Noorwegen	44,8	43,6	40,1	39,4	38,8	38,2	37,6	36,9	36,5	36,1	35,7	35,3	34,9
Marokko	41,7	40,6	37,2	36,6	36,1	35,5	34,9	34,3	33,9	33,5	33,2	32,8	32,4
Saudi-Arabië	25,0	24,2	21,9	21,5	21,2	20,8	20,4	20,0	19,7	19,5	19,2	18,9	18,7
Zuid-Afrika	24,5	23,8	21,5	21,2	20,8	20,4	20,0	19,6	19,4	19,1	18,9	18,6	18,4
Spanje	41,3	40,2	36,9	36,3	35,7	35,2	34,6	34,0	33,6	33,3	32,9	32,5	32,1

Figuur 33 - Hernieuwbare-elektriciteitsprijzen in exportlanden (€/MWh)



Tabel 38 - Elektriciteitsnettarief in exportlanden

Variabele	Waarde	Toelichting
Nettarief als percentage van dat in Nederland	0%	Aanname dat exportprojecten voor groene waterstof stand-alone-projecten zijn die niet aan het elektriciteitsnet zijn gekoppeld.

A.6 Aannames afnemerskosten

Om de afnemerskosten te berekenen zijn er allerlei aannames gedaan. Deze worden hieronder besproken per sector.

Ammoniak

– Versnelde afschrijving SMR's

- SMR kan beperkt worden teruggeschoefd tot 80% van de capaciteit. Daarna gaat de SMR uit.
- Kostprijs SMR's is € 83 miljoen (productie € 56.000 m³/u) gebaseerd op basis van een SMR-X waterstoffabriek van Airliquide (Air Liquide, 2021). De aanschafwaarde van de ammoniakplants wordt berekend op basis van deze kostprijs en de huidige capaciteit.
- Drukeenheid SMR staat gelijk aan één bar, dus rekenen met conversiefactor (0,09 kg/m³ waterstof). Conversiefactor m³ naar kg is afhankelijk van druk, ofwel bars).
- Omzeteenheid ammoniak per kg waterstof = (5,63 kg ammoniak per kg waterstof).
- Lineaire afschrijving tot restwaarde.
- Aantal bedrijfsuren 8.000 uren/jaar. Dit is op basis van 365 werkdagen: 21,91 uur per dag.
- Capaciteit SMR's en gebruiksduur gebaseerd op middendatabase.

Tabel 39 - Aannames afschrijving SMR's

	Restwaarde	Levensduur	Vrijval OPEX
Scenario A	5% van aanschafwaarde	15 jaar	1,5% van aanschafwaarde
Scenario B	10% van aanschafwaarde	30 jaar	2% van aanschafwaarde
Scenario C	15% van aanschafwaarde	35 jaar	2,5% van aanschafwaarde

– Inkoop externe CO₂

- CO₂-aanbod (2,2 Mt OCI; 3,2 Mt Yara en gebruik van CO₂ voor ureum (0,4 Mt OCI; 0,9 Mt Yara) gebaseerd op middendatabase.
- Ook rekening gehouden met levering van CO₂ aan glastuinbouw en frisdranksector. Ordegrootte 0,4 Mt.
- CO₂-prijs gebaseerd op Prodcom als € 50. In andere variant € 80 genomen, omdat het gaat om high-purity CO₂.

– Transportkosten en aansluiting backbone

- Periodieke kosten voor netaansluiting zijn gebaseerd op € 0,40 tot € 0,50 per kg waterstof.
- Eenmalige aansluitkosten backbone zijn gebaseerd op 20-40 €/kW.

– Warmtederving

- De KEV 2022 verwacht dat aardgaskosten zullen stabiliseren bij 0,2-0,4 €/m³, oftewel 6.3-12.6 miljoen €/PJ bij verbrandingswaarde van 31.65 TJ/miljoen m³.
- Beschikbare warmte voor verkoop gebaseerd op stoomproductie uit middendatabase (6,5 PJ Yara en 4,2 PJ OCI).
- Hierbij is de aanname gedaan dat de stoom als eerst gebruikt wordt voor hoogwaardig gebruik, namelijk de energetische aandrijving van de compressoren. Het laagwaardig gebruik, zijnde warmtelevering aan externen en de fabriek, wordt als eerst afgeschaald.

- **Luchtsplitser**
 - 2.220 kt stikstof nodig in zijn totaliteit. Voor deze capaciteit worden één luchtsplitser of meerdere luchtsplitters aanschaf.
 - Kostprijs gebaseerd op luchtsplitser in Moerdijk van Airliquide, op basis van capaciteit doorgetrokken (Industry and energy, 2022).
 - Opslag berekend van 40% voor het hoogscenario, omdat er mogelijk meerdere luchtsplitters per productielijn geplaatst dienen te worden, dan minder schaalvoordelen. Ook in een andere studie (Hanfei Zhang, 2020) worden hogere kosten genoemd voor luchtsplitser.
- **Ammoniaksynthese**
 - Kosten voor ammoniaksynthese gebaseerd op (Hanfei Zhang, 2020). In deze studie zijn de kosten voor een greenfield ammoniakplant op basis van groene waterstof becijferd.
 - De genoemde kosten van deze studie (€ 20 miljoen meerkosten voor ammoniaksynthese) zijn geëxtrapoleerd naar de capaciteit van een gemiddelde Nederlandse ammoniakplant. Dit geeft een kostenindicatie van € 120 miljoen per productielijn.
 - Er is een opslag gerekend van 25%, omdat het gaat om het verbouwen van een bestaande fabriek en niet om nieuwbouw.
- **Verkoop O₂ uit luchtsplitser**
 - Door de stikstofproductie uit de luchtsplitser komen er ook andere stromen vrij, zoals O₂. In totaal komt er 250.779.989 m³ vrij aan O₂.
 - Uitgaande van een O₂-prijs van 0,15 USD en een wisselkoers van 1 USD = 0,91 €⁵² zorgt dit voor substantiële jaarlijkse inkomsten.
 - De verwachte inkomsten uit O₂-verkoop variëren tussen de € 17 en 35 miljoen.
 - Deze inkomsten zijn niet meegenomen in analyse van de meerkosten voor de industrie, omdat het nog niet duidelijk is of er voldoende afnemers zijn voor de O₂.

Raffinaderijen

De raffinaderijen kennen binnen afnameverplichting industrie een grondslag van 32 kt/a, omdat een groot deel is uitgesloten vanwege transport en de raffinaderijen veelal gebruik maken van restgassen en waterstofbijproduct dat is uitgezonderd van het de industrie-grondslag van Artikel 22a. Ook voor de raffinaderijen zijn omslagpunten van belang. We hebben hier een eigen analyse op uitgevoerd, die echter niet uitgebreid is geverifieerd bij alle raffinaderijen.

60% van deze grondslag moet worden vergroend in 2035, oftewel 19,2 kt/a. Dit is 11% van de totale SMR-capaciteit van de Nederlandse raffinaderijen, waarbij opgemerkt dat drie van de vijf Nederlandse raffinaderijen een eigen SMR hebben (die weer deels gebruik maken van methaanrijk raffinagegas), er zijn dus ook raffinaderijen die hun waterstof door externe leveranciers geleverd krijgen. Bijmengen van groene waterstof (in plaats van ombouwen van de productie-installatie) lijkt voor beide situaties de voordeligste optie wanneer alleen rekening gehouden hoeft te worden met de RFNBO-industrieverplichting. Kosten beperken zich dan tot transportkosten en de kosten voor een fysieke aansluiting op de backbone.

⁵² Conversierate is gebaseerd op 12 juli 2023 23 en de O₂-prijs is afkomstig van Intratec (Intratec, 2023).

- **Transportkosten en aansluiting backbone**
 - Periodieke kosten voor netaansluiting zijn gebaseerd op € 0,40 tot € 0,50 per kg waterstof.
 - Eenmalige aansluitkosten backbone zijn gebaseerd op 20-40 €/kW.
- **Afschrijving SMR**
 - Aannemelijk in onze analyse dat SMR niet buiten gebruik wordt gesteld door alleen de RFNBO-verplichting, SMR's zitten dan nog steeds op meer dan 80% van capaciteit (namelijk 89% van SMR-capaciteit).
- **CO₂- en stoomderving**
 - Stoomderving vereist het afstellen van de warmteconfiguratie. De verwachting is dat dit geen grote kosten met zich meebrengt.
 - Pernis levert aan OCAP, met mogelijke derving van inkomsten, maar er lijkt voldoende CO₂ aanwezig en er is ook sprake van lagere ETS-kosten in geval van gebruik van RFNBO (balanceert elkaar ruwweg uit).

Methanol

De methanolproductie maakt gebruik van (fossielgebaseerd) syngas met een bepaalde C-H-verhouding. Bij gebruik van groene waterstof, dient nog een C-bron toegevoegd te worden in de vorm van (bijvoorbeeld afgevangen) CO₂. Dit moet in evenwicht gebracht worden om syngas te maken dat geschikt is voor de methanolproductie. Van waterstof en CO₂ kan (thermodynamisch) direct methanol worden gemaakt. Reactievergelijking: $\text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$.

Dit vergt buiten de inkoop van externe CO₂, aansluitkosten en transportkosten geen majeure aanpassingen. Wel wordt er mogelijk een SMR vervroegd afgeschreven, wat zorgt voor additionele kosten. NB: Er is ook nog een andere route voor het vergroenen van methanolproductie via vergassing van biomassa, die we hier niet nader hebben geanalyseerd.

- **Inkoop afgevangen CO₂**
 - Voor deel waar groene waterstof wordt gebruikt, komt geen CO₂ vrij. Deze CO₂ moet extern worden aangevuld.
 - Per 3 mol fossiele H₂ komt 1 mol CO₂ vrij.
 - CO₂-prijs gebaseerd op Prodcom: 50 €/ton CO₂. In de andere variant is uitgegaan van € 80/ton CO₂, omdat het gaat om high-purity CO₂.
- **Transportkosten en aansluiting backbone**
 - Periodieke kosten voor netaansluiting zijn gebaseerd op € 0,40 tot € 0,50 per kg waterstof.
 - Eenmalige aansluitkosten backbone zijn gebaseerd op 20-40 €/kW.
- **Mogelijke vervroegde afschrijving SMR**
 - Ook bij de methanolsector staan twee SMR's die mogelijk vervroegd afgeschreven worden door de RFNBO-verplichting.
 - Deze kosten zijn niet in kaart gebracht en ontbreken dus in de analyse van de meerkosten. Hier is aanvullend onderzoek nodig.

Overig

In de regel geen noemenswaardige inpassingskosten bij deze categorie, want zij kopen rechtstreeks in bij het lokale waterstofnetwerk van AirLiquide en Linde, daardoor zijner alleen andere transport- en inpassingskosten. Een knelpunt voor deze categorie - die voornamelijk in cluster 6 is gesitueerd - is dat zij waarschijnlijk niet of niet tijdig worden aangesloten op de backbone.

— Transport waterstofnetwerk

- Kosten gebaseerd op eerdere case waarbij de kosten voor een lokaal waterstofnetwerk zijn doorgerekend.
- Aantal waterstofgebruikers in sector 'Overig' die vallen onder RFNBO-verplichting is nog onbekend. Aangenomen dat het gaat om 10 (laag) en 20 (hoog) waterstofgebruikers.
- Veel van de infrastructuur ligt er al. Daarom is aangenomen dat 20 tot 40% nog aangesloten moet worden op het lokale waterstofnet.

B Mogelijke nieuwe waterstofvraag in Nederland in 2030-2035

De inschatting van de verplichting voor RFNBO-gebruik in de industrie in Nederland is gebaseerd op het huidige gebruik van waterstof in de industrie. Er is een apart RFNBO-doel voor de vervoerssector, maar in de praktijk zal er grote samenhang tussen beide doelen zijn. De productie van RFNBO voor het transportdoel vindt waarschijnlijk voor een groot deel plaats in de industrie, en de waterstof die nodig is voor de RFNBO voor beide doelen maakt deel uit van dezelfde waterstofmarkt.

Naast de RFNBO en bijbehorende waterstof die nodig is, geredeneerd vanuit huidig gebruik van waterstof in de industrie en projectie van het energiegebruik in de transportsector in 2030, kan er richting 2030 mogelijk additioneel gebruik van waterstof ontstaan. Opties zijn:

- vervanging van aardgas door waterstof in de industrie voor hogetemperatuurwarmte (HTW);
- waterstofgebruik in nieuwe industriële processen;
- inzet van waterstof voor flexibele productie van nul-emissie elektriciteit in gascentrales;
- vervanging van aardgas door waterstof voor verwarming in de gebouwde omgeving.

B.1 Overzicht met ruwe inschattingen van mogelijk extra gebruik van waterstof in 2030 en kort daarna

Tabel 40 - Overzicht van mogelijk extra gebruik van waterstof in de periode 2030-2035

Type extra gebruik	2030 - 2035	Opmerkingen
HTW industrie	54-66	Hiervan 51 PJ in Chemie en 3-15 PJ in zesde industriecollier, met name in bouwmaterialenindustrie (glas, baksteen en asfalt). Zie toelichting hieronder.
Nieuw gebruik Tata	0-12	Haalbaarheidsstudie TSN IJmuiden (september 2021) geeft 97 kiloton (12 PJ) voor eerste fase ombouw. Ondertussen wijziging van plannen en start met aardgas. Nog geen duidelijkheid vanuit Europese Commissie of waterstof van interne aardgasreforming in DRI-schacht bij grondslag voor industrie telt.
Nieuw gebruik overig (voornamelijk transport-gerelateerd)	5-14	Schatting gebruik waterstof voor nieuwe productie biobrandstof in NL (TNO, 2022). Verder nog initiatieven waarvan de status niet duidelijk is: onder andere Enerkem (Rotterdam); Synkero en Gidara Energy - Advanced Methanol (Amsterdam); Getec (Emmen).
Nul-emissie-elektriciteit	0-38	Subsidieregeling voor ombouw aardgascentrales is in de maak. Rapport 'Alles uit de kast' (april 2022) van werkgroep Extra Opgave vermeld behoefte van mogelijk al 14 TWh voor 2030 (88 PJ bij efficiency van 57%). TNO-scenario's ADAPT en TRANSFORM geven 12 TWh in 2040 (76 PJ; aanname maximaal 50% voor 2030-2035).
Gebouwde omgeving	0	Voorlopig alleen pilots en demonstratie; nog geen structureel grootschalig gebruik verwacht. Geen zicht op inzet via bijmengroute, evenals inzet in piekcentrales voor warmtenetten.
Totaal	Ca. 60-130	Bij realisatie kan 54-78 PJ hiervan bij de industriegrondslag en toename met een factor 1,7 tot bijna een verdubbeling t.o.v. de huidige situatie.

B.2 Toelichting op inschatting waterstof voor hoge temperatuur warmte in de industrie

Voor vervanging van aardgas door waterstof is alleen gekeken naar processen en activiteiten waarbij warmte nodig is van temperaturen boven 250 °C. De aanname is dat voor lagere temperaturen opties voor directe elektrificatie voorhanden zijn die de voorkeur genieten. Volgens (RHDHV & PDC, 2020) vallen hiermee sectoren als de papier- en voedingsmiddelen-industrie (VGI)⁵³ buiten de scope.

De belangrijkste sectoren voor hoge temperatuur warmte zijn de chemie, de basismetaal, raffinaderijen en de bouwmaterialenindustrie met onder andere de glasindustrie, de keramische industrie (bakstenen, tegels, etc.), en de asfalt- en cementindustrie. Voor deze analyse zijn raffinaderijen en basismetaal buiten beschouwing gelaten. Die hebben weliswaar een grote hogetemperatuurwarmtevraag, maar die wordt voornamelijk ingevuld met restgassen. Daarbij wordt de basismetaalindustrie in Nederland gedomineerd door Tata, waar veranderingen op komst zijn, die op een andere manier tot extra waterstofgebruik leiden. Om vergelijkbare redenen zijn ammoniak, methanol en de industriële gasen-industrie buiten de analyse voor de chemie gehouden.

De inschattingen voor vervanging van aardgas door waterstof, inclusief aardgas dat wordt ingezet in wkk's voor stoomproductie, zijn onder meer gebaseerd op:

1. Indicaties voor het huidige aardgasverbruik (CBS en MIDDEN-rapporten/database).
2. Sector- en technologiedata MIDDEN-database.
3. Ontwikkeling van het landelijk waterstoftransportnet en de locatie van bedrijven.

Voor de asfalt-, baksteen-, en glasindustrieën is er voor 2030 een selectie gemaakt van bedrijven die vanwege hun ligging mogelijk al een aansluiting zouden kunnen krijgen op het landelijke waterstoftransportnet als deze op tijd wordt gerealiseerd. Cement en chemie vallen volledig binnen de vijf grote industrieclusters en daar is voor aangenomen dat er in 2030 al een aansluiting mogelijk is op het waterstoftransportnet. Met deze aannamen en aanpak komt een ruwe schatting voor additioneel waterstofgebruik in de industrie uit op zo'n 55 PJ in 2030 en 66 PJ in 2035.

Op basis van informatie van de sector is voor de glasindustrie al rekening gehouden met gedeeltelijke elektrificatie; 20% van de warmtevraag. Waarschijnlijk zijn er voor meer industrie sectoren opties voor geheel of gedeeltelijke elektrificatie, ook voor temperaturen boven 250 °C. Tegelijkertijd zullen er specifieke bedrijven met een hogetemperatuurwarmtevraag binnen andere sectoren gemist zijn met de beschreven aanpak. Tot slot is inzet van groen gas als mogelijk alternatief niet beschouwd en is geen rekening gehouden met onderlinge kosteneffectiviteit van verschillende alternatieven. Door al deze factoren zal de schatting significant anders uit kunnen vallen.

Of vervanging daadwerkelijk kan en zal plaatsvinden, is afhankelijk van het tijdig beschikbaar komen van infrastructuur. Maar ook moeten de volumes waterstof tijdig beschikbaar zijn. Verder is de economische haalbaarheid van belang. Deze is voornamelijk afhankelijk van:

1. Het verschil tussen aardgasprijs en de waterstofprijs.
2. Het verschil tussen transportkosten per eenheid energie van aardgas en waterstof.
3. De productiesubsidie op hernieuwbare en koolstofarme waterstofproductie.
4. De aanpassingskosten voor overschakeling van aardgas naar waterstof.
5. De CO₂-prijs (voor bedrijven onder het ETS).

Als de gebruiker waterstof kan afnemen tegen grijswaterstofkosten (onrendabele top voor hernieuwbare en koolstofarme waterstof wordt volledig weggenomen door een productie-

⁵³ Mogelijk is dit te kort door de bocht voor de voedingsmiddelenindustrie. Bekend is dat bijvoorbeeld het branden van cacaobonen in de VGI-industriesector temperaturen boven 250 °C vergt. Mogelijk ook het branden van koffiebonen en vergelijkbare processen. Dit detailniveau valt echter buiten de scope van deze studie.

subsidie), de aanpassingskosten voor overschakeling van aardgas naar waterstof vrijwel nihil zijn, en de transportkosten van aardgas de helft bedragen van de transportkosten voor waterstof zoals verondersteld in deze studie (0,35-0,40 €/kg), dan leert een eenvoudige analyse dat bij aardgasprijzen in de bandbreedte die wordt gehanteerd in de KEV 2022 (circa 20-50 €/MWh), waterstof een aantrekkelijke optie kan worden bij CO₂-prijzen in de orde van 55 tot 105 €/ton CO₂. Hoewel dit alleszins realistische CO₂-prijzen zijn, is het zeer twijfelachtig of in 2030 tegelijk aan alle hierboven gestelde randvoorwaarden kan worden voldaan. Het wordt daarmee niet realistisch geacht dat in 2030 al een significant deel van het geschetste mogelijke additionele waterstofgebruik gerealiseerd zal worden. Niettemin is het voorstelbaar dat de behoefte aan waterstof voor invulling van deze warmtevraag kort daarna toch tot ontwikkeling komt, gezien de indicaties van EU-klimaatdoelen voor 2040 (90% emissiereductie) en het feit dat de CO₂-uitstoot van bedrijven onder het ETS vóór 2040 naar nul moet conform het afbouwpad van CO₂-emissierechten. Niettemin is het voorstelbaar dat de behoefte aan waterstof voor invulling van deze warmtevraag kort daarna toch tot ontwikkeling komt, gezien de indicaties van EU-klimaatdoelen voor 2040 (90% emissiereductie) en het feit dat de CO₂-uitstoot van bedrijven onder het ETS vóór 2040 naar nul moet, conform het afbouwpad van CO₂-emissierechten.

Tabel 41 - Overzicht van schattingen voor potentieel mogelijke vervanging van aardgas door waterstof voor HTW in industrie

Industriesector	Aardgasverbruik (PJ)	Waterstofverbruik (PJ)
	Finaal energetisch/Inzet wkk	2030/2035
Chemie	60,9/58	50,9/50,9
Baksteen	7,9/-	0,4/7,9
Glas	6,2/-	0,9/5,0
Asfalt	2,1/-	0,8/2,1
Cement	0,5/-	0,5/0,5

C Verdringingseffect op e-boilers

Deze bijlage gaat over mogelijke verdringing van e-boilers (dat wil zeggen: elektrificatie in de industrie) door waterstofboilers als gevolg van stimulering van de productie en het gebruik van waterstof. Er zijn meerdere factoren die invloed hebben op de verhouding tussen e-boilers en waterstofboilers, zoals:

1. Het type ondersteuning voor waterstof: productiesubsidies of afnamesubsidies?
2. De elektriciteitsprijs.
3. De aardgasprijs.
4. Wel of geen subsidies voor e-boilers.

In Figuur 34 is een vergelijk gemaakt tussen meerdere cases. Voor e-boilers is er een case doorgerekend met SDE++-subsidie en een case zonder subsidie. De kosten voor productie van warmte zijn uitgezet als functie van de elektriciteitsprijs. De kosten voor warmte zijn uitgerekend met het model voor de onrendabele top van de SDE++ 2023 (PBL, 2022a). Zie ook de aannames in Tabel 42. De kosten met subsidie zijn ook uitgerekend op basis van de SDE++. De subsidie is afhankelijk van het basisbedrag en het correctiebedrag. Het basisbedrag in de SDE++ 2023 is gebaseerd op een elektriciteitsprijs van 61,9 €/MWh inclusief ODE. Het correctiebedrag is afhankelijk van de aardgasprijs. In deze analyse is een maximale subsidie gebruikt door als correctiebedrag de bodemprijs uit de SDE++ 2023 te gebruiken: 30 €/MWh HHV TTF voor aardgas. Bij lage gemiddelde elektriciteitsprijzen zijn de productiekosten met subsidie zodanig laag dat de kosten voor het gebruik van de e-boiler negatief zijn.

Voor waterstofboilers zijn er vier cases uitgerekend:

1. H₂-boiler met waterstof uit elektrolyse.
 - zonder subsidie;
 - met maximale SDE++-subsidie (€ 400 per vermeden ton CO₂);
 - met een subsidie van € 1.000 per vermeden ton CO₂ (op basis van de limiet voor de opschalingsregeling elektrolyse).
2. H₂-boiler met waterstof referentieprijs op basis van de aardgasprijs uit de KEV 2022.
 - projectie aardgasprijs in 2030 uit de KEV 2022: 0,2-0,5 €/m³ of ongeveer 21-51 €/MWh HHV.

De kosten van een waterstofboiler zijn gebaseerd op de TNO-factsheet hierover (TNO, 2020).

De productiekosten voor waterstof uit elektrolyse zijn gebaseerd op de SDE++ 2023. Voor cases 1b en 1c zijn de maximale subsidiebedragen bepaald op basis van de SDE++. Deze zijn omgerekend op basis van een CO₂-emissiefactor van 0,229 kg CO₂/kWh H₂ HHV en komen uit op 91,6-229 €/MWh H₂ HHV. Dit komt overeen met 3,6-9,0 €/kg H₂ HHV.

Tabel 42 - Overzicht aannames voor berekeningen op basis van de SDE++ 2023 en TNO-factsheet over industriële waterstofboiler

Parameter	Eenheid	Elektrolyse (netgekoppeld) SDE++ 2023	Grootschalige e-boiler SDE++ 2023	Industriële waterstofboiler
Vermogen	MW _{input}	100	20	20
CAPEX	€/kW	2.200	214	120 + 30 voor aansluiting HNS
Vaste OPEX	€/kW/jaar	224,1	152	4
Variabele O&M	€/MWh _e	52,9	61,9	Variabel
Efficiency	%	67,5%	99%	90%
Levensduur	jaar	15	15	15
Basisbedrag		260 €/MWh H ₂ HHV	105,1 €/MWh _{th}	–
Correctiebedrag bodem		44,8 €/MWh H ₂ HHV	30 €/MWh _{th}	–
Maximale subsidie		91,6 €/MWh H ₂ HHV (begrensd op 400 €/t vermeden CO ₂)	75,1 €/MWh _{th}	–

Bron: (TNO, 2020).

De vergelijking laat zien dat de SDE++-subsidie voor waterstof uit elektrolyse door het plafond van 400 €/ton CO₂ (donkerblauwe lijn) onvoldoende is om de onrendabele top ten opzichte van waterstof uit aardgas te dekken (stippellijnen). Een subsidie van 1.000 €/ton CO₂ (lichtblauwe lijn) zorgt er echter voor dat de waterstofkosten dusdanig laag worden dat waterstofboilers de goedkopere optie worden vergeleken met e-boilers. In het geval van gesubsidieerde e-boilers (oranje lijn) geldt dit tot elektriciteitsprijzen van ongeveer 50 €/MWh. Voor ongesubsidieerde e-boilers (gele lijn) geldt dit zelfs bij gemiddelde elektriciteitsprijzen tot boven de 100 €/MWh.

De kosten voor warmte uit waterstof op basis van de projecties voor aardgasprijzen uit de KEV 2022, zijn niet afhankelijk van de elektriciteitsprijzen en zijn daarom vlak. De waterstofkosten zijn uitgerekend op basis van de methode voor het berekenen van de correctiebedragen voor waterstof in de SDE++ 2023. Deze methode is gebaseerd op de kosten van de productie van waterstof met een SMR en zijn afhankelijk van de aardgasprijs.

De stippellijnen geven een bandbreedte aan van de kosten van warmte uit waterstof, waar de waterstof gesubsidieerd wordt om de onrendabele top ten opzichte van waterstof uit SMR te dekken. Ongesubsidieerde e-boilers zijn dan aantrekkelijk bij hoge gasprijzen en lage gemiddelde elektriciteitsprijzen (<40 €/MWh). Gesubsidieerde e-boilers blijven de aantrekkelijke optie bij gemiddelde elektriciteitskosten tot ongeveer 70 €/MWh, zelfs bij lage gasprijzen.

Hoge subsidies voor waterstofproductie of -afname kunnen dus wel degelijk zorgen voor verdringing van e-boilers. Of en wanneer dit gebeurt, is naast het soort en de hoogte van de waterstofsubsidies ook afhankelijk van subsidies voor e-boilers, de elektriciteitsprijs en de aardgasprijs die als referentie geldt voor de correctiebedragen in de SDE++.

Figuur 34 - Vergelijking kosten van warmte uit een waterstofboiler en een e-boiler

