

Inzet van groene waterstof in de vervoerssector

Kostenvergelijking van de raffinageroute
met opties voor direct gebruik

TNO 2024 R11701 – 11 oktober 2024

Inzet van groene waterstof in de vervoerssector

Kostenvergelijking van de raffinageroute met opties voor direct gebruik

Auteurs	Weeda, M.; de Wilde, H.; Lamboo, S.
Rubricering rapport	TNO Publiek
Aantal pagina's	45 (excl. voor- en achterblad)
Aantal bijlagen	1
Sponsor	Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat
Programmanaam	TNO Onderzoeksprogramma Kennis voor Energietransitie
Projectnaam	Correctiefactor raffinaderij reductie-eenheden
Projectnummer	060.61529

Dankwoord en verantwoording

Dit project is uitgevoerd bij de afdeling Energietransitie Studies (ETS) van de TNO unit Energie en Materialentransitie (EMT). Het project is gefinancierd door het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat als onderdeel van het onderzoeksprogramma Energietransitie Studies, wat onder regie valt van de directie Klimaat van het DG Energie en Klimaat van het ministerie van KGG met als doel het leveren van kennis voor energiebeleid.

In het kader van dit onderzoek zijn tussenresultaten gepresenteerd op bijeenkomsten van Vemobin, NLHydrogen en Energie-Nederland en zijn gesprekken gevoerd met het ministerie van Infrastructuur en Waterstof; RVO; ministerie van Klimaat en Groene Groei; Vemobin, Shell, TotalEnergies, Eneco, Air Liquide, HyCC, RWE, Ørsted, Fountain Fuel en Future Proof Shipping. De auteurs zijn de partijen erkentelijk voor de informatie en reflecties die zij uit deze contacten hebben mogen ontvangen.

Alle rechten voorbehouden

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

© 2024 TNO

Samenvatting

Achtergrond, aanleiding en onderzoeksvragen

In 2023 is de herziene Europese Hernieuwbare Energie Richtlijn (Renewable Energy Directive, REDIII) [1] van kracht geworden. De richtlijn draagt lidstaten onder andere op om brandstofleveranciers een verplichting op te leggen die moet leiden tot een aandeel hernieuwbare energie in het eindverbruik van energie in de vervoerssector. De verplichting bedraagt minimaal 29 % in 2030, of een reductie van de broeikasgasintensiteit van brandstoffen van ten minste 14,5 % tegen 2030. MinIenW heeft de keuze gemaakt om invulling te geven aan de 14,5% doelstelling voor broeikasgasintensiteit en is bezig beleid hiervoor te ontwikkelen.

Om naleving van de jaar- en reductieverplichting te kunnen vaststellen, zijn bedrijven verplicht om jaarlijks hun brandstofleveringen op te voeren in het Register Energie voor Vervoer van de Nederlandse Emissie Autoriteit. De hoogte van de verplichtingen wordt uitgedrukt in Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE's). Bij de overgang naar sturen op reductie van broeikasgasintensiteit van brandstoffen zal het huidige systeem van Hernieuwbare Brandstof Eenheden (HBE's) worden omgevormd tot een systeem met Emissie Reductie Eenheden (ERE's).

Nieuw in de REDIII ten opzichte van de vorige RED is dat een reductie moet worden behaald over alle geleverde brandstoffen in een lidstaat, dus ook over de brandstoffen geleverd aan de lucht- en zeevaart. De REDIII draagt lidstaten verder op om ervoor te zorgen dat in 2030 het gecombineerde aandeel van geavanceerde biobrandstoffen en RFNBO in de aan de vervoerssector geleverde energie ten minste 5,5 % bedraagt, waarvan minimaal 1% RFNBO is. Omdat bovengenoemde brandstoffen administratief dubbel mogen worden geteld betekent dat fysiek respectievelijk 2,75% en 0,5%. Voor Nederland komt het RFNBO-subdoel neer op ongeveer 5,5 PJ RFNBO in 2030.

RFNBO zijn gasvormige of vloeibare brandstoffen waarvan de energie-inhoud afkomstig is van andere hernieuwbare bronnen dan biomassa. Dit betreft waterstof die is geproduceerd door elektrolyse van water met hernieuwbare elektriciteit (niet geproduceerd met biomassa), en hiervan afgeleide verbindingen die worden geproduceerd op basis van deze hernieuwbare waterstof. Voorbeelden zijn zogenoemde electrofuels of e-fuels zoals e-kerosine, e-diesel en e-methanol. Ook ammoniak geproduceerd met hernieuwbare waterstof is een RFNBO.

Met het oog op de RFNBO-verplichting voor de vervoerssector is het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (MinIenW) voornemens om aparte subdoelverplichtingen in te stellen voor levering van RFNBO aan de vervoerssectoren land, binnenvaart, zeevaart en luchtvaart. Deze RFNBO-subdoelverplichtingen hebben tot doel om:

- het Europese RFNBO-subdoel uit de REDIII in te vullen, en
- de ontwikkeling van directe inzet van RFNBO in de diverse sectoren te stimuleren.

De REDIII staat toe dat het gebruik van RFNBO in raffinageprocessen voor productie van transportbrandstoffen meetelt bij de transportdoelen. Dit wordt de raffinageroute genoemd. Met de raffinageroute beoogt de REDIII de opschaling van elektrolysecapaciteit te stimuleren, wat ook de directe inzet van RFNBO ten goede komt. MinIenW ziet echter bij

voorkeur dat RFNBO direct worden ingezet in de vervoerssector omdat dit een grotere bijdrage levert aan de reductie van de broeikasgasintensiteit van brandstoffen. Hierbij speelt mee dat waterstofinzet via de raffinageroute wél meetelt voor de Europese REDIII RFNBO-subverplichting, maar níet meetelt voor het halen van de afspraken binnen het Nederlandse Klimaatakkoord voor inzet van hernieuwbare energie in mobiliteit. Het ministerie wil daarom slechts begrensd ruimte bieden aan het gebruik van de raffinageroute, zodanig dat er ook voldoende stimulans blijft om met directe inzet van RFNBO bij te dragen aan het halen van de RFNBO-subdoelverplichtingen. Om dit te bewerkstelligen wil MinIenW correctiefactoren instellen op gebruik van de raffinageroute door brandstofleveranciers voor invulling van de reductieverplichting door RFNBO voor de verschillende vervoerssectoren.

Dit onderzoek is uitgevoerd naar aanleiding van discussies met MinIenW over wat een goede grondslag zou kunnen zijn voor het vaststellen van correctiefactoren. Dit heeft geleid tot de volgende onderzoeksvragen:

1. Wat is een geschikte grondslag voor correctiefactoren die er voor kunnen zorgen dat direct gebruik van RFNBO in de verschillende segmenten van de vervoerssector een aantrekkelijkere optie is dan gebruik van hernieuwbare waterstof in de raffinageroute;
2. Wat betekenen de bevindingen met betrekking tot de grondslag om ervoor te zorgen dat de directe inzet van RFNBO in de luchtvaart een minstens even aantrekkelijke optie is als het gebruik van ERE-RFNBO uit de andere sectoren om invulling te geven aan de RFNBO-subdoelverplichting voor de luchtvaartsector?

Afbakening en aanpak

Per vervoerssector kan slechts één correctiefactor worden toegepast op de raffinageroute. Daarom zijn voor het onderzoek in overleg met MinIenW referentie- of voorkeursroutes gekozen voor direct gebruik van RFNBO in de verschillende vervoerssectoren. Dit zijn:

- **Land:** direct gebruik van hernieuwbare waterstof als brandstof in voertuigen met een brandstofcelsysteem of een waterstofverbrandingsmotor. Het RFNBO-subdoel voor de sector land is door MinIenW (vooralsnog) bepaald op 2 PJ.
- **Binnenvaart:** direct gebruik van hernieuwbare waterstof als brandstof voor binnenvaartschepen met een brandstofcelsysteem of waterstofverbrandingsmotor. Het RFNBO-subdoel voor de binnenvaart is 0,22 PJ.
- **Zeevaart:** direct gebruik van e-methanol als brandstof in dual-fuel motoren. Het RFNBO-subdoel voor de zeevaart is 1,72 PJ.
- **Luchtvaart:** direct gebruik van e-kerosine als *drop-in* brandstof in conventionele vliegtuigmotoren. Het RFNBO-subdoel voor de luchtvaart is 1,1 PJ.

Bij het opleggen van een verplichting zal de markt zoeken naar mogelijkheden om aan de verplichting te voldoen tegen de laagste kosten. Voor het onderzoek is daarom als voornaamste grondslag voor de correctiefactoren een inschatting gemaakt van de kosten voor levering van RFNBO aan eindgebruikers. Die zijn vergeleken met vergelijkbare kosten voor de raffinageroute. Dit onderzoek is uitgevoerd op basis van aanwezige kennis bij TNO aangevuld met literatuuronderzoek naar kostengegevens over verschillende elementen in de ketens. Daarnaast hebben gesprekken plaatsgevonden met een groot aantal stakeholders voor verificatie van aannames en reflectie op tussenresultaten.

Resultaten

De resultaten van de kostenanalyse zijn weergegeven in Tabel S.1. Voor de resultaten is rekening gehouden met de subsidiemogelijkheden voor een waterstoftankstation voor de vervoerssector Land. Ook voor de productie van hernieuwbare waterstof is impliciet rekening

gehouden met mogelijkheden voor subsidie en kostenreductie. Omdat de uiteindelijke kosten echter lastig zijn in te schatten is de analyse uitgevoerd met een ruime bandbreedte voor die kosten die varieert van zeer optimistisch tot conservatief voor de Nederlandse situatie. Tot slot is rekening gehouden met de vermeden kosten voor de fossiele brandstoffen die vervangen worden door gebruik van de RFNBO waardoor de onderlinge vergelijking plaatsvindt op meerkosten.

Tabel S.1: Samenvatting van de meerkosten voor gebruik van RFNBO via de raffinageroute en direct gebruik als brandstof in diverse vervoerssectoren ten opzichte van de fossiele referenties.

Sector / route	Kosten bij waterstof 5 €/kg [€/GJ]	Kosten bij waterstof 7,5 €/kg [€/GJ]	Kosten bij waterstof 10 €/kg [€/GJ]
Raffinageroute	23 – 27	44 – 48	64 – 68
Land	73 – 135	94 – 155	115 – 176
Binnenvaart	58 – 61	79 – 82	100 – 103
Zeevaart	45 – 60	69 – 86	93 – 112
Luchtvaart	38 – 63	63 – 92	87 – 121

Ongeacht de aanname blijken de waterstofkosten wel de dominante factor in de totale kosten. Vanwege de bandbreedte in de aanname van waterstofkosten laten de resultaten per keten dan ook een grote bandbreedte zien over de verschillende kosten van waterstof heen. Daarnaast zijn er echter nog diverse andere factoren die per gegeven kosten voor waterstof leiden tot aanzienlijke bandbreedtes in de resultaten. Die kunnen in de praktijk nog groter zijn omdat de precieze kosten van geval tot geval zullen verschillen vanwege locatie-specifieke omstandigheden.

De resultaten geven aan dat de kosten voor de raffinageroute de laagste zijn. Het ligt voor de hand om te veronderstellen dat de raffinageroute dan inderdaad de aantrekkelijkste optie zou zijn voor invulling van de RFNBO-verplichtingen als er geen aanvullende regulering plaatsvindt. Regulering zoals beoogd met een correctiefactor op de raffinageroute (RARE's) voor invulling van de RFNBO-verplichting lijkt dus op z'n plaats.

Tabel S.2 geeft een overzicht van de verhouding tussen de ingeschatte kosten voor de raffinageroute en routes voor direct gebruik van RFNBO in de verschillende vervoerssectoren. Dit vormt een maat voor de beoogde correctiefactoren. De resultaten zijn afgerond naar de dichtstbijzijnde eerste decimaal om geen grotere nauwkeurigheid te suggereren dan op basis van de onzekerheden in de kostenschattingen is te verantwoorden.

Tabel S.2: Overzicht van de kostenverhouding van de raffinageroute ten opzichte van de routes voor direct gebruik van RFNBO als functie van waterstofkosten.

Sector / route	Kostenverhouding bij 5 €/kg waterstof	Kostenverhouding bij 7,5 €/kg waterstof	Kostenverhouding bij 10 €/kg waterstof
Land	0,3 – 0,4	0,4 – 0,5	0,5 – 0,6
Binnenvaart	0,4 – 0,5	0,5 – 0,6	0,6 – 0,7
Zeevaart	0,4 – 0,6	0,5 – 0,7	0,6 – 0,7
Luchtvaart	0,4 – 0,7	0,5 – 0,8	0,5 – 0,8

Naast verschillen in kosten kunnen er per keten verschillen in gerealiseerde emissiereductie optreden. Dit is van belang omdat bij implementatie van de REDIII het inboeken van hernieuwbare energie geen credits meer oplevert op basis van hoeveelheid energie maar op basis van berekende gerealiseerde emissiereductie. Verschillen in emissiereductie kunnen dan invloed hebben op de onderlinge waarde van de routes voor gebruik van RFNBO. De raffinageroute kan hier in het voordeel zijn omdat het een relatief korte keten betreft. In de overige routes zijn na productie van de waterstof nog extra conversie- en transportstappen nodig die tot extra emissie kunnen leiden, en dus een lager niveau van emissiereductie. Omdat de minimale emissiereductie 70% is om te kunnen tellen als RFNBO kan het maximale verschil in emissiereductie een factor 1,4 (100%/70%) bedragen in het voordeel van de raffinageroute. Indien rekening wordt gehouden met deze factor in de kostenvergelijking dan levert dit de waarden in Tabel S.3. Deze waarden kunnen worden gezien als een maat voor de ondergrens van de correctiefactoren omdat het verschil in emissiereductie in de praktijk kleiner kan zijn.

Tabel S.3: Overzicht van de kostenverhouding van de raffinageroute ten opzichte van de routes voor direct gebruik van RFNBO met maximale correcte voor mogelijke verschillen in emissiereductie.

Sector / route	Kostenverhouding met correctie bij 5 €/kg waterstof	Kostenverhouding met correctie bij 7,5€/kg waterstof	Kostenverhouding met correctie bij 10 €/kg waterstof
Land	0,2 – 0,3	0,3 – 0,4	0,3 – 0,4
Binnenvaart	0,3 – 0,3	0,4 – 0,4	0,4 – 0,5
Zeevaart	0,3 – 0,4	0,4 – 0,5	0,4 – 0,5
Luchtvaart	0,3 – 0,5	0,3 – 0,5	0,4 – 0,6

De bandbreedtes in kosten in Tabel S.1 vertonen een aanzienlijke overlap, en de gemiddelden van de bandbreedtes voor met name de sectoren Binnenvaart, Zeevaart en Luchtvaart komen vrijwel overeen. Op basis van onderlinge vergelijking van meerkosten lijkt er daarmee geen aanleiding voor aanvullende correctiefactoren bij het gebruik van RFNBO-credits uit de binnenvaart en zeevaart voor invulling van de RFNBO-verplichting in de sector Luchtvaart. De kosten voor de vervoerssector Land liggen duidelijk hoger dan voor de luchtvaart. De onderlinge verhouding wordt wel kleiner met toenemende kosten van waterstof omdat waterstof dan een steeds groter aandeel vormt in de totale kosten. De resultaten suggereren dat een correctiefactor (of *multiplier*) in de orde van 1,5 te rechtvaardigen zou zijn op RFNBO-credits uit de sector Land bij gebruik ervan voor invulling van de RFNBO-verplichting in de sector Luchtvaart.

Overige bevindingen

Afhankelijk van de inschatting van wat de kosten van hernieuwbare waterstof in de praktijk zullen zijn, en het wel of niet rekening houden met mogelijke verschillen in emissiereductie tussen ketens, is er een aanzienlijke bandbreedte in mogelijkheden voor het vaststellen van de correctiefactoren. Om bepaling van de correctiefactoren op een zo breed mogelijke grondslag te baseren is daarom naar aanvullende overwegingen gekeken die van invloed zouden kunnen zijn op de correctiefactor. Hiervoor is nader gekeken naar de werking van de correctiefactor op de raffinageroute in samenhang met mogelijke ontwikkelingen in de markt. Uit de bevindingen volgt dat er zowel goede argumenten zijn voor een kleine als een grote correctiefactor, wat het vinden van een goede balans niet eenvoudig maakt.

Ongeacht de waarde leidt de correctiefactor tot een toename van het benodigde volume waterstof voor de raffinageroute, tenzij de volledige RFNBO-subdoelen ingevuld kunnen worden door routes voor direct gebruik van RFNBO. Routes voor direct gebruik kunnen

daarbij andere zijn dan de beoogde routes en kunnen ook via import van RFNBO tot stand komen, zoals bijmengen van e-methanol bij benzine of gebruik van e-ammoniak als brandstof voor de zeescheepvaart. De toename van het benodigde volume heeft in principe een positief effect op de benodigde elektrolysecapaciteit in Nederland, tenzij de waterstof goedkoper is te importeren dan in Nederland te produceren. Hoewel significante ontwikkeling van direct gebruik en import van RFNBO mogelijk is, is de verwachting dat de bijdrage van die opties in ieder geval tot en met 2030 beperkt zal zijn. Daarmee is de kans groot dat waterstof van binnenlandse elektrolysecapaciteit nodig is voor invulling van de RFNBO-doelen via de raffinageroute. Om ruimte te bieden aan meerdere partijen om projecten te realiseren zou dit kunnen pleiten voor een kleine factor die een grote multiplier levert op de benodigde capaciteit.

Hoe meer elektrolysecapaciteit er kan worden geïnstalleerd en hoe meer partijen daarbij betrokken zijn, hoe meer ervaring er kan worden opgedaan en hoe sneller kosten voor volgende projecten kunnen dalen. Meerdere projecten door meerdere partijen bevordert ook de concurrentie. Dit verlaagt de kans op ongewenste situaties met marktmacht van slechts een beperkt aantal partijen waardoor prijzen van RFNBO minder snel zouden kunnen dalen dan mogelijk.

Hoe kleiner de factor, hoe hoger echter de kosten die vanuit de markt gedekt moeten worden. Dit kan door een verhoging van de brandstofprijzen, of door verlaging van de marge op brandstoffen, of door beide. De kosten worden zo gespreid over een grote hoeveelheid eindgebruikers en partijen wat op zich een gunstig element is van de verplichting. Dit is met name het geval zolang de hogere kosten zich vertalen naar hoogstens enkele eurocenten per liter brandstof, en het effect voor eindgebruikers en partijen dus beperkt blijft. Maar indien opties voor direct gebruik niet of voorlopig onvoldoende tot ontwikkeling komen, ondanks de correctiefactor en overige stimulering, kan dit leiden tot discussies over onnodig hoge kosten van de raffinageroute voor brandstofleveranciers en eindgebruikers. Dit zou pleiten voor een niet al te kleine factor waardoor de kostenverhoging beperkt kan blijven.

Tot slot levert een kleine factor wel meer ruimte voor partijen om elektrolyseprojecten te realiseren, maar ook meer risico om op termijn uit de markt gedrukt te worden. Hoewel om diverse redenen de bijdrage van direct RFNBO-gebruik naar verwachting nog beperkt zal zijn tot en met 2030, zal van een kleine factor wel een grotere stimulans uitgaan dan van een grote factor om initiatieven op dat gebied te ontwikkelen. Dit is in ieder geval wat wordt beoogd met de correctiefactor. Dit kan ook het geval zijn voor importopties. Beide hebben enige aanlooptijd nodig maar zouden na 2030 snel een grotere bijdrage kunnen gaan leveren aan invulling van RFNBO-doelen. Voorlopig gelden de doelen voor 2030, en hoewel iedereen begrijpt dat 2030 slechts een eerste stap is ontbreekt uitzicht op concrete doelen voor de periode na 2030. Indien doelen dan niet voldoende snel worden opgehoogd zou relatief dure elektrolysecapaciteit, die nu op basis van een kleine factor voor de raffinageroute wordt neergezet in Nederland, straks dan niet meer aan bod kunnen komen vanwege de plaats achterin de *merit order*. Voor projecten die streven naar zekerheid voor een zo lang mogelijke termijn kan dit vooruitzicht niet voldoende perspectief leveren om nu tot positieve investeringsbeslissingen te komen. Dit kan ook negatieve impact hebben op ontwikkeling van direct RFNBO-gebruik omdat ook die routes afhankelijk zijn van de realisatie van elektrolyseprojecten. Ook dit aspect zou ervoor kunnen pleiten om te starten met niet al te kleine of scherpe correctiefactoren. Bij uitzicht op concrete doelen voor de periode na 2030, en meer duidelijkheid over de ontwikkeling van direct gebruik en import van RFNBO kunnen RFNBO-subdoelen en correctiefactoren dan aangepast worden aan de situatie van dat moment.

Inhoudsopgave

Samenvatting.....	3
1 Inleiding.....	9
2 Resultaten.....	14
3 Discussie.....	25
4 Conclusies en bevindingen.....	36
Referenties.....	41
Bijlage	
Bijlage A: Overzicht e-methanol en e-fuel projecten	43

1 Inleiding

Deze rapportage bevat de resultaten van een onderzoek dat is uitgevoerd naar aanleiding van het voornemen van het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (MinIenW) om correctiefactoren toe te passen op de zogenoemde raffinageroute. Het onderzoek richt zich op het vinden van een grondslag voor die correctiefactoren en kijkt naar de effecten daarvan. Daartoe vergelijkt het onderzoek de onderlinge kosten voor verschillende routes van gebruik van zogenoemde hernieuwbare brandstoffen van niet biologische oorsprong (*renewable fuels of non-biological origin*, RFNBO)¹ in de vervoerssector. Deze kosten vormen een basis voor het kunnen vaststellen van een of meerdere factoren waarmee de onderlinge kosten van concurrerende opties op een vergelijkbaar niveau gesteld kunnen worden. Dit beoogt het gelijktijdig tot ontwikkeling kunnen komen van de verschillende RFNBO routes te bevorderen.

REDIII verplichtingen voor de vervoerssector

Op 21 november 2023 is de herziene Europese Hernieuwbare Energie Richtlijn (*Renewable Energy Directive*, REDIII) [1] van kracht geworden. De richtlijn draagt lidstaten onder andere op om brandstofleveranciers een verplichting op te leggen die moet leiden tot een aandeel hernieuwbare energie in het eindverbruik van energie in de vervoerssector. De verplichting bedraagt minimaal 29 % in 2030, of een reductie van de broeikasgasintensiteit van brandstoffen van ten minste 14,5 % tegen 2030. MinIenW heeft de keuze gemaakt om invulling te geven aan de 14,5% doelstelling voor broeikasgasintensiteit en is bezig beleid hiervoor te ontwikkelen [2, 3].

Nieuw in de REDIII ten opzichte van de vorige RED is dat een reductie moet worden behaald over alle geleverde brandstoffen in een lidstaat, dus ook over de brandstoffen geleverd aan de lucht- en zeevaart. De REDIII draagt lidstaten verder op om ervoor te zorgen dat in 2030 het gecombineerde aandeel van geavanceerde biobrandstoffen en RFNBO in de aan de vervoerssector geleverde energie ten minste 5,5 % bedraagt, waarvan minimaal 1% RFNBO is. Omdat bovengenoemde brandstoffen administratief dubbel mogen worden geteld betekent dat fysiek respectievelijk 2,75% en 0,5%. Voor Nederland komt het RFNBO-subdoel neer op ongeveer 5,5 PJ RFNBO in 2030.

Met het oog op de RFNBO verplichting voor de vervoerssector is MinIenW voornemens om aparte subdoelverplichtingen in te stellen voor levering van RFNBO aan de vervoerssectoren land, binnenvaart, zeevaart en luchtvaart. Deze RFNBO-subdoelverplichtingen hebben tot doel om:

- het Europese RFNBO-subdoel uit de REDIII in te vullen, en
- de ontwikkeling van directe inzet van RFNBO in de diverse sectoren te stimuleren.

¹ RFNBO zijn gasvormige of vloeibare brandstoffen waarvan de energie-inhoud afkomstig is van andere hernieuwbare bronnen dan biomassa. Dit betreft waterstof die is geproduceerd door elektrolyse van water met hernieuwbare elektriciteit (niet geproduceerd met biomassa), en hiervan afgeleide verbindingen die worden geproduceerd op basis van deze hernieuwbare waterstof. Voorbeelden zijn zogenoemde electrofuels of e-fuels zoals e-kerosine, e-diesel en e-methanol. Ook ammoniak geproduceerd met hernieuwbare waterstof is een RFNBO.

Direct gebruik van RFNBO en raffinageroute

De REDIII staat toe dat het gebruik van RFNBO, met name hernieuwbare waterstof², in raffinageprocessen om transportbrandstoffen te produceren meetelt bij de transportdoelen. Dit wordt de raffinageroute³ genoemd. Deze route wordt gezien als relatief laagdrempelige optie voor gebruik van hernieuwbare waterstof omdat het (gedeeltelijke) vervanging betreft van waterstof uit fossiele bron, die nu al in de raffinaderijen wordt gebruikt. Het betreft dus een bestaande grote toepassing waarvoor veel van de infrastructuur reeds voorhanden is. Hernieuwbare waterstof wordt geproduceerd door water te splitsen in zuurstof en waterstof door middel van elektrolyse. Vooralsnog komt de installatie van elektrolysecapaciteit maar moeizaam op gang in Nederland en elders. Met de raffinageroute beoogt de REDIII dan ook mede de opschaling van elektrolysecapaciteit te stimuleren, wat ook de directe inzet van RFNBO ten goede komt. Immers, ongeacht via welke route gebruik van RFNBO plaatsvindt, elke route begint met de productie van hernieuwbare waterstof.

MinIenW ziet bij voorkeur dat RFNBO direct worden ingezet in de vervoerssector omdat het ministerie zich richt op vervanging van fossiele brandstoffen door hernieuwbare varianten. Voor de toekomst ziet MinIenW dit als eindbestemming voor RFNBO. Hierbij speelt verder mee dat waterstofinzet via de raffinageroute wél meetelt voor de Europese REDIII RFNBO subverplichting, maar niet meetelt voor het halen van de Nederlandse klimaatakkoord afspraken voor inzet van hernieuwbare energie in mobiliteit.

Het vergt veel tijd om de nieuwe RFNBO energievoorzieningen te implementeren. Dit geldt eveneens voor het uitrollen van de (zo nodig) op de nieuwe RFNBO-brandstof aangepaste voer-, vaar- en vliegtuigen. Daarom is het zaak daar zo snel mogelijk mee te beginnen. MinIenW wil daarom begrensd ruimte bieden aan het gebruik van de raffinageroute, zodanig dat er ook voldoende stimulans blijft om met directe inzet van RFNBO substantieel bij te dragen aan het halen van de RFNBO-subdoelverplichtingen.

Creëren van een gelijk speelveld voor RFNBO-routes

Bij de overgang naar sturen op reductie van broeikasgasintensiteit van brandstoffen (zie de tweede alinea van dit hoofdstuk) zal het huidige systeem van Hernieuwbare Brandstof Eenheden (HBE's) worden omgevormd tot een systeem met Emissie Reductie Eenheden⁴ (ERE). Om naleving op RFNBO-subdoelen te kunnen monitoren komen er aparte ERE-RFNBO (RFNBO-credits) voor elk van de vervoerssectoren (Land, Binnenvaart, Zeevaart, Luchtvaart). Voor elke sector wordt een subverplichting gespecificeerd met, behalve voor de sector Luchtvaart, een bijbehorend ingroeipad van 2026 tot en met 2030. Het sectorspecifieke subdoel wordt verdeeld over de verplichtinghouders in de sector. Zij moeten jaarlijks voldoende ERE-RFNBO uit de sector inleveren om aan hun subverplichting te voldoen. Voor de sector luchtvaart geldt dat ook RFNBO-credits verkregen door directe inzet van RFNBO in de andere sectoren kan bijdragen aan invulling van het RFNBO-subdoel voor de luchtvaart.

² Onder hernieuwbare waterstof wordt in dit rapport alleen waterstof verstaan die wordt geproduceerd door elektrolyse van water met hernieuwbare elektriciteit. Dit is inclusief bijproduct-waterstof van het chlor-alkali proces voor chloorproductie wat ook een elektrolyseproces is.

³ De raffinageroute heeft betrekking op de inzet van hernieuwbare waterstof voor de productie van fossiele brandstoffen en biobrandstoffen, waarbij de hernieuwbare waterstof een bijdrage levert aan de invulling van het RFNBO-doel voor de vervoerssector, inclusief de luchtvaart en zeevaart.

⁴ Een ERE vertegenwoordigt een reductie van een kilogram CO₂-uitstoot in de gehele keten tot aan de eindgebruiker. Er komen specifieke ERE per vervoerssector (Land, Binnenvaart, Zeevaart en Luchtvaart) die kunnen worden aangemaakt bij directe levering van hernieuwbare waterstof of andere RFNBO aan de sectoren.

Daarnaast kunnen raffinaderijen bij gebruik van hernieuwbare waterstof Raffinage Reductie Eenheden (RARE) aanmaken. Verplichtinghouders uit alle sectoren kunnen deze eenheden aankopen en inzetten voor hun sectorspecifieke verplichtingen. Door deze ruimte te bieden voor het verhandelen van RARE's wordt beoogd investeringen in elektrolysecapaciteit in Nederland te stimuleren en het Europese RFNBO-subdoel zeker te stellen [2]. Maar om te voorkomen dat RARE meer waard worden dan de ERE voor de directe inzet van RFNBO in de vervoerssector is MinIenW voornemens een correctiefactor toe te passen op de RARE, zodat er voldoende stimulering overblijft voor de directe inzetroutes om tot ontwikkeling te komen. Om directe inzet van RFNBO in de luchtvaart een minstens even aantrekkelijke route te laten zijn als invulling van het RFNBO-subdoel voor de luchtvaart met RFNBO-credits uit andere sectoren zijn mogelijk ook correctiefactoren nodig.

Doelstelling en onderzoeksvragen

Naar aanleiding van de wens een gebalanceerd speelveld te creëren, waarop de diverse routes voor direct gebruik van RFNBO in de vervoerssector een minstens zo grote kans hebben om tot ontwikkeling te komen als de raffinageroute, is besloten daar in overleg met MinIenW onderzoek naar te doen. Het onderzoek beoogt een grondslag te bieden die met ministerie kan ondersteunen in het maken van beleidskeuzes ten aanzien van de correctiefactor(en) voor de raffinageroute met de volgende doelen:

- Correctiefactoren op RARE's voor invulling van RFNBO-subdoelverplichtingen van de verschillende sectoren zodanig dat invulling met ERE-RFNBO van direct gebruik van RFNBO in de verschillende sectoren aantrekkelijker is dan inzet van hernieuwbare waterstof via de raffinageroute;
- Correctiefactoren voor inzet van ERE-RFNBO uit de sectoren land, binnenvaart en zeevaart bij gebruik in de sector luchtvaart zo te bepalen dat directe inzet van RFNBO in de luchtvaart een minstens even aantrekkelijke optie is.

Dit levert de volgende onderzoeksvragen:

1. Wat is een geschikte grondslag waar MinIenW de keuze voor correctiefactoren op kan baseren die er voor kunnen zorgen dat direct gebruik van RFNBO in de verschillende segmenten van de vervoerssector een aantrekkelijkere optie is dan gebruik van hernieuwbare waterstof in de raffinageroute;
2. Wat betekenen de bevindingen met betrekking tot de grondslag voor eventueel aanvullende correctiefactoren, om ervoor te zorgen dat de directe inzet van RFNBO in de luchtvaart een minstens even aantrekkelijke optie is als het gebruik van ERE-RFNBO uit de andere sectoren om invulling te geven aan de RFNBO-subdoelverplichting voor de luchtvaartsector?

Afbakening van het aantal RFNBO-routes

Het staat niet op voorhand vast of er een of meerdere correctiefactoren nodig zijn voor het doel dat wordt nagestreefd. In ieder geval is er maar één correctiefactor mogelijk op de raffinageroute per sector (land, binnenvaart, zeevaart, luchtvaart). Dit vereist dat er referentieroutes of voorkeursroutes voor direct gebruik van RFNBO in alle 4 sectoren moeten worden gekozen, die steeds worden vergeleken met gebruik van hernieuwbare waterstof in de raffinageroute. Voor het onderzoek zijn de volgende referentieroutes en RFNBO-subdoelen voor 2030 als uitgangspunt genomen in overleg met MinIenW:

- **Land:** direct gebruik van hernieuwbare waterstof als brandstof in voertuigen met een brandstofcelsysteem of een waterstofverbrandingsmotor. De sector land omvat wegverkeer, mobiele werktuigen en pleziervaart. In dit onderzoek is alleen gekeken naar direct gebruik van waterstof in vrachtwagens. Het RFNBO-subdoel voor de sector land is door MinIenW (vooralnog) bepaald op 2 PJ.

- **Binnenvaart:** direct gebruik van hernieuwbare waterstof als brandstof voor binnenvaartschepen met een brandstofcelsysteem of waterstofverbrandingsmotor. Het RFNBO-subdoel voor de binnenvaart is 0,22 PJ.
- **Zeevaart:** direct gebruik van e-methanol als brandstof in dual-fuel motoren. Het RFNBO-subdoel voor de zeevaart is 1,72 PJ.
- **Luchtvaart:** direct gebruik van e-kerosine als *drop-in* brandstof in conventionele vliegtuigmotoren. Het RFNBO-subdoel voor de luchtvaart is 1,1 PJ.

Omdat de RFNBO-verplichting betrekking heeft op de levering van een aandeel hernieuwbare energie in het eindverbruik van energie in de vervoerssector is de conversietechnologie voor gebruik van de RFNBO niet van belang. Voor het onderzoek maakt het bijvoorbeeld niet uit of hernieuwbare waterstof in voertuigen in de vervoerssectoren land of binnenvaart wordt gebruikt in een brandstofcelsysteem of een verbrandingsmotor.

Voor de Nederlandse RFNBO-subdoelen in 2030 wordt, met uitzondering van de luchtvaart, per sector een ingroei-pad met een geleidelijk oplopende verplichting gedefinieerd dat waarschijnlijk start in 2026. Dit betekent dat de installaties die de RFNBO moeten produceren op z'n minst al in een vergevorderde staat van ontwikkeling moeten zijn om voor 2030 nog een bijdrage aan invulling van de verplichting te kunnen leveren. Dit onderzoek richt zich daarom op de huidige stand van de ontwikkeling en bijbehorende kosten.

Tot slot is het uitgangspunt voor het onderzoek dat productie van RFNBO in Nederland plaats vindt, in overeenstemming met het doel van de raffinage-eenheden om de capaciteit voor productie van hernieuwbare waterstof in Nederland te stimuleren, zoals gesteld in de '2^e Voortgangsbrief implementatie RED-III vervoer' van 17 juni 2024 aan de Tweede Kamer [2]. Hoewel het uitgangspunt binnenlandse kosten van de productie van RFNBO is, wordt de mogelijkheid voor de import van RFNBO niet uitgesloten.

Aanpak van het onderzoek

De markt zal zoeken naar opties voor invulling van de RFNBO-verplichtingen tegen de laagste kosten. Naar verwachting zal de onderlinge waarde van de diverse routes voor gebruik van RFNBO vooral bepaald worden door de kosten die samenhangen met de inzet van RFNBO via de raffinageroute en de overige routes. Brandstofleveranciers, de partijen met de verplichting, zullen daarom de kosten van RFNBO-inzet via de raffinageroute gaan vergelijken met de opties voor directe inzet van RFNBO in de vervoerssectoren.

Bij implementatie van de REDIII zal inboeken van hernieuwbare energie straks niet meer worden beloofd op basis van de hoeveelheid energie maar op basis van berekende gerealiseerde emissiereductie. De emissiereductie zal minimaal 70% moeten zijn ten opzichte van de fossiele referentie, maar kan variëren tussen 70% en 100%. De precieze emissiereductie zal per keten verschillen maar is op voorhand niet vast te stellen. Het kan echter wel invloed hebben op de onderlinge waarde van ketens. Met de focus op kosten wordt impliciet een gelijke emissiereductie voor de verschillende ketens verondersteld. Het mogelijke effect van onderlinge verschillen in emissiereductie is alleen als orde-grootte effect verkend.

Het onderzoek is uitgevoerd op basis van aanwezige informatie en kennis bij TNO aangevuld met literatuuronderzoek naar kostengegevens over verschillende elementen in de ketens. Daarnaast hebben gesprekken plaatsgevonden met een groot aantal stakeholders, die op verschillende wijze en met verschillende belangen betrokken zijn. Kostengegevens zijn verwerkt in analyses om onderling vergelijkbare kosten te kunnen bepalen. Op diverse

momenten tijdens het onderzoek zijn aanpak en resultaten voorgelegd en besproken met marktpartijen en andere stakeholders voor verificatie van aannames en reflectie op tussenresultaten..

Leeswijzer

In Hoofdstuk 2 wordt de kostenanalyse voor inzet van RFNBO gepresenteerd per vervoerssector. Na presentatie per keten worden de kosten van inzet van RFNBO in de raffinageroute vergeleken met de kosten van directe inzet van RFNBO in de verschillende vervoerssectoren. Daarnaast is het effect op de onderlinge waarde verkend van het maximaal mogelijke verschil in emissiereductie tussen de raffinageroute en de overige ketens. De resultaten van hoofdstuk leveren een basis voor bepaling van correctiefactoren op de raffinageroute per vervoerssector. Hoofdstuk 3 bespreekt in algemene zin de werking en effecten van de correctiefactor en benoemt een aantal aandachtspunten die meegewogen zouden moeten worden bij de definitieve vaststelling van de correctiefactoren door het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat. Hoofdstuk 4, tot slot, geeft een overzicht van de voornaamste resultaten en bevindingen.

2 Resultaten

Dit hoofdstuk bevat een overzicht van de uitgangspunten, aannames en gegevens die zijn gebruikt voor de kostenanalyse. Tot slot worden de resultaten van de kostenanalyse gepresenteerd.

Analysekader voor de kostenvergelijking

Tabel 2.1 schetst de ketens voor gebruik van RFNBO via de raffinageroute en de diverse routes voor direct gebruik van RFNBO in de vier vervoerssectoren, aan de hand van de kostenelementen die een rol kunnen spelen bij een onderlinge vergelijking. Naast kostenelementen die samenhangen met gebruik van RFNBO geeft de tabel ook een overzicht van kosten die worden vermeden. Voor deze vermeden kosten wordt gecorrigeerd in de onderlinge kostenvergelijking tussen RFNBO-gebruik via de raffinageroute en de overige routes. De vergelijking vindt dus plaats op basis van meerkosten.

Tabel 2.1: Overzicht van elementen voor een kostenvergelijking van de inzet van RFNBO via de raffinageroute en diverse routes voor direct gebruik van RFNBO in vervoerssectoren.

Sector / route	Kostenelementen inzet RFNBO	Vermeden kostenelementen
Raffinageroute	<ul style="list-style-type: none"> Productie van hernieuwbare waterstof Maatregelen voor implementatie variabel aanbod van hernieuwbare waterstof 	<ul style="list-style-type: none"> Productie van fossiele waterstof op basis van aardgas Kopen emissierechten voor de CO₂ die vrijkomt bij productie van fossiele waterstof
Land	<ul style="list-style-type: none"> Productie van hernieuwbare waterstof Vullen tubetrailers met waterstof en transport naar tankstations Tankinstallaties voor tanken op 350 of 700 bar waterstof 	<ul style="list-style-type: none"> Kosten van diesel
Binnenvaart	<ul style="list-style-type: none"> Productie van hernieuwbare waterstof Vullen van verwisselbare containers en transport van productie- en vullocatie naar havenlocaties Aan boord brengen van containers en huur-, of lease-kosten voor gebruik van de containers 	<ul style="list-style-type: none"> Kosten van (low sulphur) marine gasoil (LS)MGO
Zeevaart	<ul style="list-style-type: none"> Productie van e-methanol op basis van hernieuwbare waterstof en CO₂ Transport van e-methanol van de productie- naar de bunkerlocatie Bunkerfaciliteiten voor e-methanol 	<ul style="list-style-type: none"> Kosten van very low sulphur fuel oil (VLSFO, grote vaart)
Luchtvaart	<ul style="list-style-type: none"> Productie van e-kerosine op basis van hernieuwbare waterstof en CO₂ Mengen e-kerosine bij kerosine Transport van e-kerosine van de productie- naar de bunkerlocatie Bunkerfaciliteiten voor e-kerosine 	<ul style="list-style-type: none"> Kosten van fossiele kerosine

In de volgende secties worden per sector en route de uitgangspunten en aannamen voor de kostenvergelijking nader toegelicht.

Productiekosten van hernieuwbare waterstof

Alle routes starten met de productie van hernieuwbare waterstof door middel van elektrolyse. Wat netto precies de kosten zijn van de productie van deze waterstof is lastig in te schatten. De kosten van de eerste projecten blijken hoger dan aanvankelijk ingeschat en de kosten van materialen, arbeid, energie en kapitaal nemen op het ogenblik eerder toe dan af. Er zijn brede ranges aan kostenschattingen:

- In een recente studie van TNO [4] is een bandbreedte gevonden voor *levelized cost of hydrogen* (LCOH₂) van ruim 9 €/kg tot bijna 16 €/kg op basis van projecten die in Nederland in ontwikkeling zijn, met “middenwaarden” van 13,7 €/kg en 12,8 €/kg voor elektrolyse-installatie met een elektrische capaciteit van respectievelijk 100 MW en 200 MW.
- Op basis van projectgegevens die zijn ingediend voor een tender van de European Hydrogen Bank is voor zeven projecten uit Nederland een gemiddelde LCOH₂ berekend van 9,8 €/kg [5].
- Het Planbureau voor de Leefomgeving komt in het eindadvies voor de SDE++ 2024 voor diverse systeemconfiguraties tot basisbedragen, die een maat zijn voor de productiekosten, variërend van 9,8 €/kg tot 17,4 €/kg [6].

In de praktijk zullen er echter ook factoren zijn die de kosten drukken. Daarbij kan onder andere worden gedacht aan:

- Subsidies van Nederlandse en Europese regelingen zoals DEI+, IPCEI, SDE++ en de OWE;
- Inkomsten van gratis emissierechten die aan elektrolyse voor productie van hernieuwbare waterstof worden toegekend;
- Mogelijkheden voor een korting op het transporttarief voor elektriciteit bij het afsluiten van een aansluit- en transportovereenkomst (ATO) waarbij levering van volledig vermogen niet altijd wordt gegarandeerd (*non-firm* ATO);
- Verplichtingen voor gebruik van hernieuwbare waterstof vanuit de overheid waardoor vraag wordt gecreëerd, wat een mate van zekerheid in verdienmodellen levert en zo financieringskosten kan verlagen;
- Optimalisatie van de kosten voor elektriciteit met verkoop van elektriciteit wanneer prijzen hoger zijn dan (via PPA) ingekochte elektriciteit en extra inkoop van elektriciteit als prijzen laag zijn, en aanbieden van bijbehorende regelcapaciteit op de onbalansmarkt (mits daarbij de geproduceerde waterstof nog steeds te certificeren is als RFNBO).

Verdere kostendalingen zijn te verwachten wanneer realisatie van elektrolyse-installaties in Nederland en wereldwijd op gang komt door optimalisatie in ontwerp, realisatie, uitvoering en bedrijfsvoering van installaties op basis van praktijkervaring, en door opschaling (effecten van schaalgrootte en grotere aantallen) en automatisering van fabricage. Gelet op de beperkte aantallen installaties die op het ogenblik worden gerealiseerd of waarvoor al een besluit is genomen tot realisatie, wordt van deze factoren echter weinig bijdrage verwacht in de beperkte tijd die nog rest tot 2030.

Gelet op voorgaande overwegingen is voor dit onderzoek gekozen om te werken met een bandbreedte voor de kosten van hernieuwbare waterstof. Gekozen is voor een bandbreedte van 5 €/kg tot 10 €/kg. Bij een energie-inhoud van 120 MJ/kg levert dit een bandbreedte van 42 €/GJ tot 83 €/GJ.

Hierbij vertegenwoordigt de onderkant van een bandbreedte een zeer optimistische schatting voor projecten in Nederland, maar een schatting die realistisch zou kunnen zijn voor productie van waterstof onder gunstige condities elders als basis voor productie van e-methanol of e-kerosine. Het kan ook de basis zijn voor productie van e-ammoniak voor de import van waterstof. Maar terugwinning van waterstof uit e-ammoniak voor gebruik van de waterstof via de raffinageroute of voor direct gebruik als brandstof doet naar verwachting het kostenvoordeel ten opzichte van binnenlands geproduceerde hernieuwbare waterstof teniet. De bovenkant van de bandbreedte vertegenwoordigt daarentegen een schatting die aan de conservatieve kant ligt gelet op de geschetste bandbreedtes voor LCOH₂ en de factoren die kunnen bijdrage aan lagere kosten. De projecten die tegen de laagste LCOH₂ kunnen produceren zullen namelijk als eerste in aanmerking komen voor ondersteuning bij reguleringen met toekenning van subsidie op basis van laagste kosten; dus projecten die aan de onderkant van de LCOH₂ bandbreedtes zitten.

Bij hanteren van een bandbreedte voor de kosten van hernieuwbare waterstof van 5 €/kg (42 €/GJ) tot 10 €/kg (83 €/GJ) ligt de werkelijk waarde in de praktijk naar verwachting ergens rond het midden tussen beide waarden. Alle berekeningen zijn daarom ook uitgevoerd met een middenwaarde van 7,5 €/kg (63 €/GJ).

RFNBO-kosten voor de raffinageroute

Naast de kosten voor productie van hernieuwbare waterstof kunnen er voor raffinaderijen met een eigen waterstof productie op basis van aardgas door een *Steam Methane Reformer* (SMR) kosten verbonden zijn aan implementatie van variabel aanbod van hernieuwbare waterstof voor de raffinageroute. Dit heeft te maken met de impact op de stoombalans binnen een raffinaderij waar de overmaat stoomproductie van een SMR deel van uitmaakt. Bij beperkte percentages inpassing van hernieuwbare waterstof wordt vanuit de sector de investeringskosten voor mitigerende maatregelen ruwweg geschat op enkele miljoenen.

Het mogelijke effect van de implementatiekosten is bekeken met de volgende aannamen:

- Implementatiekosten variërend van 2 tot 4 miljoen euro per raffinaderij;
- 3 raffinaderijen met een eigen SMR die ongeveer 60% van de raffinagecapaciteit in Nederland vertegenwoordigen;
- Invulling van RFNBO-verplichting via de raffinageroute bedraagt 25% tot 100% van het totaal van de RFNBO-subdoelen (totaal van voorgenomen subdoelen is 5,04 PJ);
- Een terugverdientijd voor de investeringen van 5 tot 15 jaar;
- Een WACC van 8%.

Bij deze aannamen bedragen de laagste specifieke implementatiekosten 0,2 €/GJ bij investeringskosten van 2 miljoen euro, 15 jaar terugverdientijd en 100% invulling van de RFNBO-subdoelen via de raffinageroute. De hoeveelheid hernieuwbare waterstof vervangt dan ordegrrootte 15% van de totale SMR productiecapaciteit. De hoogste specifieke implementatiekosten zijn 4 €/GJ bij investeringskosten van 4 miljoen euro, 5 jaar terugverdientijd en 25% invulling van de RFNBO-subdoelen via de raffinageroute. In dit geval vervangt de hoeveelheid hernieuwbare waterstof minder dan 5% van de totale SMR productiecapaciteit. Deze kosten zijn meegenomen in de bandbreedte van kosten voor de raffinageroute.

Naast extra kosten zijn er vermeden kosten voor productie van waterstof op basis van aardgas. Dominant in deze kosten zijn de kosten voor aardgas en de kosten voor CO₂-emissierechten. Beide variëren continu en vooral de prijs van aardgas varieerde de laatste

jaren sterk. Voor de Russische inval in Oekraïne lag de groothandelsprijs historisch laag rond 5 €/GJ. Na de inval is die prijs gaan stijgen tot een niveau rond de 55 €/GJ met een korte piek tot wel 80 €/GJ. Sinds de tweede helft van 2023 daalt de prijs weer en bedraagt op het ogenblik iets minder dan 10 €/GJ (HHV). De prijs van CO₂-emissierechten laat een enigszins vergelijkbare ontwikkeling zien. Begin 2021 lag de prijs nog rond 30 €/ton CO₂. Daarna is de prijs continu gestegen tot een niveau van 80 à 90 €/ton CO₂ in 2022 en 2023 met korte pieken en dalen naar 60 en 100 €/ton CO₂. Sinds het najaar van 2023 daalt de prijs weer geleidelijk en ligt op het ogenblik rond 64 €/ton CO₂.

Meenemen van de uitersten voor de vermeden kosten zou leiden tot een bandbreedte van 10 tot 132 €/GJ (LHV). Dit staat niet in verhouding tot de inschatting voor productiekosten voor hernieuwbare waterstof. Het zou met de huidige aannames ook tot negatieve kosten leiden wat niet realistisch is. Daarom is er voor gekozen de schatting voor vermeden kosten te baseren op de meest recente gegevens voor aardgas- en CO₂-prijs. Dit levert kosten voor productie van 2,3 €/kg, omgerekend 19 €/GJ (LHV). In Tabel 2.2 zijn alle kostenelementen omgerekend en samengevat tot een totale bandbreedte voor de meerkosten van de raffinageroute. Deze kosten vormen het vergelijkingsmateriaal voor de kosten van de routes voor direct gebruik van RFNBO in de verschillende vervoerssectoren.

Tabel 2.2: Samenvatting van kosten voor gebruik van hernieuwbare waterstof in de raffinageroute

Kostenelementen	Kosten [€/GJ (LHV)]
Productie hernieuwbare waterstof	42 - 83
Implementatiekosten	0 - 4
Vermeden kosten productie fossiele waterstof	19
Netto meerkosten	23 - 68

RFNBO-kosten voor de sector Land

Naast de kosten voor hernieuwbare waterstof zijn er voor de sector land kosten verbonden aan het vullen van trailers met waterstof bij de productielocatie, het transport van de waterstof van de productielocatie naar tankstations, en de distributie van de waterstof via afgiftesystemen voor tanken op 350 of 700 bar waterstof. In onderstaande tabellen staan de aannames die zijn gebruikt om een schatting te maken van de kosten die samenhangen met het direct gebruik van waterstof in voertuigen, zoals vrachtwagens en bestelauto's.

Tabel 2.3 geeft een overzicht van gegevens voor berekening van de kostenbijdrage van een waterstoftankstation aan een kilogram waterstof. Berekeningen zijn gedaan voor stations met een capaciteit van 500 en 1000 kilogram waterstof per dag. Schattingen voor de investeringskosten komen uit [7]. De kosten voor bedrijfsvoering en onderhoud zijn nog aanzienlijk. De ordegrrootte van de schatting is geverifieerd in gesprekken met een marktpartij. Verder is de benuttingsgraad is een belangrijke factor. Gekozen is voor 30%, de minimum benuttingsgraad die is voorgeschreven om in aanmerking te komen voor subsidie onder de SWIM-regeling (Subsidie Waterstof in Mobiliteit) [8], [9]. Het elektriciteitsverbruik houdt verband met koeling van de waterstof om snel te kunnen tanken en compressie voor tanken op 350 bar en 700 bar. De elektriciteitsprijs is gerelateerd aan de hoeveel waterstof die geleverd wordt en komt van CBS (tarief zakelijk verbruik, exclusief BTW, inclusief belastingen, 2^e helft 2023) [10]. De kosten zijn bepaald voor een situatie zonder subsidie en een situatie met een subsidie van 40% zoals mogelijk onder de SWIM-regeling. Voor de berekening is een terugverdientijd gehanteerd van 15 jaar met een WACC van 8%.

Tabel 2.3: Gebruikte aannamen voor berekening van specifieke kosten van een waterstoftankstation

	Eenheid	Tankstation 500 kg/d	Tankstation 1000 kg/d
Investeringskosten	mln €	2,5	4
Aandeel directe kosten	%	50%	50%
Bedrijfsvoering en onderhoud	% van directe kosten	10 – 15%	10 – 15%
Specifiek elektriciteitsverbruik	kWh/kg	5	5
Elektriciteitsprijs	€/kWh	0,25	0,22
Benuttingsgraad	%	30%	30%
Subsidie	%	0 – 40%	0 – 40%
Specifieke kosten tankstation	€/kg	4,0 – 10,0	3,3 – 8,8

Tabel 2.4 geeft een overzicht van gegevens voor de logistiek om waterstof te leveren aan tankstations vanaf de locatie van waterstofproductie. De aannames zijn gebaseerd op gefragmenteerde informatie uit diverse gesprekken met marktpartijen. Exacte waarden van de verschillende factoren kunnen van geval tot geval variëren, maar de orde grootte van kosten worden onderschreven. De specifieke kosten van de logistiek zijn een combinatie van de kosten voor het vullen van trailers, voornamelijk kosten voor compressie, en de kosten voor transport van de waterstof naar een tankstation. De aanname hierbij is dat alle waterstof aan een klant wordt geleverd. Verder zitten alle kosten voor afschrijving, onderhoud en brandstof voor truck en trailer verwerkt in de *total cost of ownership* (TCO).

Tabel 2.4: Gebruikte aannamen voor levering van waterstof aan tankstations

Factoren logistiek	Eenheid	Waarde
Kosten terminal / vullen trailers	€/kg	1,5
Levering per keer	Kg	500
TCO truck inclusief trailer	€/km	1,5 – 2,5
Duur <i>round-trip</i> levering	Uur	8
Tarief chauffeur/operator	€/uur	50
Specifieke kosten logistiek	€/kg	3,0 – 3,4

De vermeden kosten voor de sector land zijn kosten voor diesel. De kosten hiervoor zijn geschat op 19 à 21 €/GJ exclusief BTW, accijnzen en marges op basis van gegevens over brandstofprijzen van CBS [11] en Bovag [12]. In Tabel 2.5 zijn alle kostenelementen omgerekend en samengevat tot een totale bandbreedte voor de kosten van direct gebruik van hernieuwbare waterstof als brandstof voor voertuigen in de vervoerssector Land.

Tabel 2.5: Samenvatting van de kosten voor direct gebruik van hernieuwbare waterstof als brandstof in de vervoerssector Land.

Kostenelementen	Kosten tankstation 500 kg/d [€/GJ (LHV)]	Kosten tankstation 1000 kg/d [€/GJ (LHV)]
Productie hernieuwbare waterstof	42 – 83	42 - 83
Logistiek waterstof	25 – 28	25 - 28
Waterstoftankstation	34 – 84	27 - 68
Vermeden kosten	19 – 21	19 - 21
Netto meerkosten	79 - 176	73 - 160

RFNBO-kosten voor de sector Binnenvaart

De binnenvaartschepen op waterstof die in de vaart of in aantocht zijn maken allemaal gebruik van verwisselbare waterstofcontainers. In tegenstelling tot direct gebruik van waterstof in de vervoerssector Land is er dan geen tankstation nodig. Hoewel niet is uit te sluiten dat er voor de binnenvaart op termijn ook waterstoftankstations nodig zijn die zijn afgestemd op de binnenvaart is in dit onderzoek alleen uitgegaan van verwisselbare containers. Op het ogenblik betreft het containers of tanktainers die ongeveer 500 kilogram waterstof bevatten op 300 bar. Op termijn wordt gestreefd naar 800 tot 1000 kilogram per tanktainer. Voor de logistieke kosten zijn vergelijkbare aannames gebruikt als voor de vervoerssector land, maar is naast tanktainers met een capaciteit van 500 kilogram ook vast rekening gehouden met tanktainers van 1000 kilogram. Verder is in plaats van kosten voor een tankstation een bedrag gerekend voor huur van de tanktainers die gedurende enige tijd in gebruik zijn op het binnenvaartschip. Een bijdrage van 0,75 €/kg, grofweg de helft van de kosten voor transport, wordt gezien als 'een juiste orde van grootte'.

De vermeden kosten voor de sector Binnenvaart zijn de kosten voor laagzwavelige diesel voor de scheepvaart (MGO of LSMGO, low sulphur marine gasoil). De prijs hiervoor wordt geraamd 750 \$/ton [13]. Omgerekend is dit 15,6 €/GJ. Omdat dit een prijs is zal er een marge op zitten, maar deze is naar verwachting klein. Voor de kostenschätzung wordt 15 €/GJ gebruikt. In Tabel 2.6 zijn alle kostenelementen omgerekend en samengevat tot een totale bandbreedte voor de kosten van direct gebruik van hernieuwbare waterstof als brandstof voor binnenvaartschepen.

Tabel 2.6: Samenvatting van de kosten voor direct gebruik van hernieuwbare waterstof als brandstof in de vervoerssector Binnenvaart.

Kostenelementen	Kosten [€/GJ (LHV)]
Productie van hernieuwbare waterstof	42 - 83
Logistiek waterstof	25 - 28
Huur tanktainers	6
Vermeden kosten	15
Netto meerkosten	58 - 103

RFNBO-kosten voor de sector Zeevaart

Voor de zeevaart wordt methanol voorlopig gezien als de alternatieve brandstof. Onder standaard condities is methanol een vloeistof, en de transportkosten daarvan zijn laag. Op het ogenblik is er al een uitgebreide infrastructuur voor transport en opslag voor methanol. In Nederland wordt op het ogenblik weliswaar geen methanol meer geproduceerd, maar het wordt op grote schaal geïmporteerd. Daarnaast is er een uitgebreide infrastructuur beschikbaar voor bunkering van schepen met vloeibare brandstoffen. Voor dit onderzoek is daarom aangenomen dat er geen significante extra kosten zijn voor bunkering van e-methanol en dat de kosten voornamelijk worden bepaald door de productiekosten van e-methanol op basis van hernieuwbare waterstof en CO₂ [14].

Voor onderlinge consistentie is voor het inschatten van de productiekosten voor e-methanol gebruik gemaakt van eigen aannames voor de kosten van hernieuwbare waterstof (dat wil zeggen 5 tot 10 €/kg) en kosten voor CO₂ (65 tot 150 €/ton). Voor de bijdrage van de investering in een fabriek voor productie van e-methanol op basis van waterstof en CO₂, en voor de vaste jaarlijkse kosten van bedrijfsvoering en onderhoud aan productie van een

eenheid e-methanol, is gebruik gemaakt van TNO-technology factsheets [15]. Deze zijn gebaseerd op analyse van diverse literatuurbronnen en leveren de invoergegevens voor de energiesysteemmodellen bij TNO. De gegevens in de factsheet zijn voor een fabriek met een capaciteit van 500 kiloton e-methanol (10 PJ). Omdat de bijdragen van genoemde elementen erg bescheiden bleken ten opzichte van vooral de kosten van waterstof zijn extra rapporten geraadpleegd om de ordegrrootte te verifiëren [16, 17, 18]. De rapporten bevestigden het beeld. Tabel 2.7 geeft een overzicht van de parameters die zijn gebruikt voor de analyse. Voor vertaling van de investeringskosten naar een bijdrage in jaarlijkse kosten is gerekend met een terugverdientijd van 25 jaar en een WACC van 8%.

Tabel 2.7: Overzicht van parameters voor berekening van de bijdrage van vaste kosten voor productie van hernieuwbare e-methanol in een installatie met een capaciteit van 500 kiloton per jaar.

Parameter	Eenheid	Waarde
Investeringskosten	mln € ₂₀₂₃	140 – 290
Aandeel directe kosten	%	50%
Bedrijfsvoering en onderhoud	% van directe kosten	4%
Waterstofgebruik	MJ _{waterstof} / MJ _{methanol}	1,15 – 1,25
CO ₂ -gebruik	kg _{CO2} / kg _{methanol}	1,5

De vermeden kosten voor de sector Zeevaart zijn de kosten voor laagzwavelige stookolie (VLSFO, very low sulphur fuel oil) voor de scheepvaart [13]. De prijs hiervoor wordt geraamd 550 \$/ton. Omgerekend is dit 12 €/GJ. In Tabel 2.8 zijn alle kostenelementen omgerekend en samengevat tot een totale bandbreedte voor de kosten van direct gebruik van e-methanol als brandstof in dual-fuel motoren in de zeescheepvaart. Meer nog dan in de routes voor direct gebruik van RFNBO in de vervoersectoren Land en Binnenvaart is in deze route de kosten van hernieuwbare waterstof dominant.

Tabel 2.8: Samenvatting van de kosten voor direct gebruik van hernieuwbare e-methanol als brandstof in de sector Zeevaart.

Kostenelement	Kosten [€/GJ (LHV)]
Investerings- en kapitaalkosten	1 – 3
Bedrijfsvoering en onderhoud	3 – 6
Waterstof	48 – 104
CO ₂	5 – 11
Vermeden kosten VLSFO	12
Netto meerkosten	45 - 112

RFNBO-kosten voor de sector Luchtvaart

De aanpak en aannamen voor inschatting van de kosten voor direct gebruik van RFNBO in de luchtvaart zijn vergelijkbaar met die voor de zeevaart. Ook voor de luchtvaart is de aanname dat er geen specifieke of significante extra kosten zijn voor bunkering van e-kerosine, inclusief het mengen van e-kerosine bij kerosine, en dat de kosten voornamelijk worden bepaald door de productiekosten van e-kerosine op basis van hernieuwbare waterstof en CO₂ via een Fisher-Tropsch proces. Het Fisher-Tropsch levert een diverse brandstoffen in verschillende verhoudingen afhankelijk van de procescondities en gebruikte katalysator(en). Bij optimalisatie kan naar verwachting 60 tot 65% kerosine worden geproduceerd. De rest is

voornamelijk benzine en diesel. Die zouden als RFNBO bijgemengd kunnen worden bij fossiele benzine en diesel. Bij berekening van de kosten is geen onderscheid gemaakt tussen de brandstoffen en zijn de kosten gelijk verdeeld over alle brandstof. Tabel 2.9 geeft een overzicht van de parameters die zijn gebruikt voor analyse van de kosten van een fabriek met een jaarlijkse productie van 10 PJ brandstof. Dat is circa 230 kiloton, 290 miljoen liter of 1,8 miljoen vaten brandstof. Voor vertaling van de investeringskosten naar een bijdrage in jaarlijkse kosten is gerekend met een terugverdiëntijd van 25 jaar en een WACC van 8%.

Tabel 2.9: Overzicht van parameters voor berekening van de bijdrage van vaste kosten voor productie van hernieuwbare e-kerosine in een installatie met een capaciteit van circa 230 kiloton brandstof per jaar.

Parameter	Eenheid	Waarde
Investeringskosten	mln € ₂₀₂₃	200 - 530
Aandeel directe kosten	%	50%
Bedrijfsvoering en onderhoud	%	4%
Waterstofgebruik	MJ _{waterstof} / MJ _{kerosine}	1,19 - 1,38
CO ₂ -gebruik	kg _{CO2} / kg _{kerosinel}	3,2 - 3,7

De vermeden kosten voor de sector Luchtvaart zijn de kosten voor fossiele kerosine [19]. De prijs hiervan fluctueerde sterk in de afgelopen jaren met uitersten van 460 tot 1760 \$/ton. Gemiddeld, omgerekend en rekening houdend met een kleine marge levert dit 22 €/GJ die is gebruikt voor vermeden kosten. In Tabel 2.10 zijn alle kostenelementen omgerekend en samengevat tot een totale bandbreedte voor de kosten van direct gebruik van e-kerosine als brandstof de luchtvaart.

Tabel 2.10: Samenvatting van de kosten voor direct gebruik van hernieuwbare e-kerosine als brandstof in de sector Luchtvaart.

Kostenelementen	Kosten [€/GJ [LHV]]
Investerings- en kapitaalkosten	2 - 5
Bedrijfsvoering en onderhoud	4 - 11
Waterstof	49 - 115
CO ₂	5 - 13
Vermeden kosten	22
Netto meerkosten	38 - 122

Samenvatting van de kostenanalyse

Tabel 2.11 geeft een samenvatting van de netto meerkosten voor inzet van de diverse RFNBO in de raffinageroute en verschillende vervoerssectoren voor drie verschillende netto productiekosten van hernieuwbare waterstof. Voor elke combinatie is er een bandbreedte die is gebaseerd op verschillende factoren:

- Voor de raffinageroute is de bandbreedte het resultaat van de mogelijke implementatiekosten voor inpassing van variabel aanbod van hernieuwbare waterstof
- Voor de vervoerssector land is de bandbreedte veruit het grootst. Een belangrijke factor in de bandbreedte is het wel of niet meenemen van de maximale subsidie die kan worden verkregen onder de SWIM-regeling. Verder is de bandbreedte het gevolg van bandbreedtes in investeringskosten in tankstation van verschillende capaciteit,

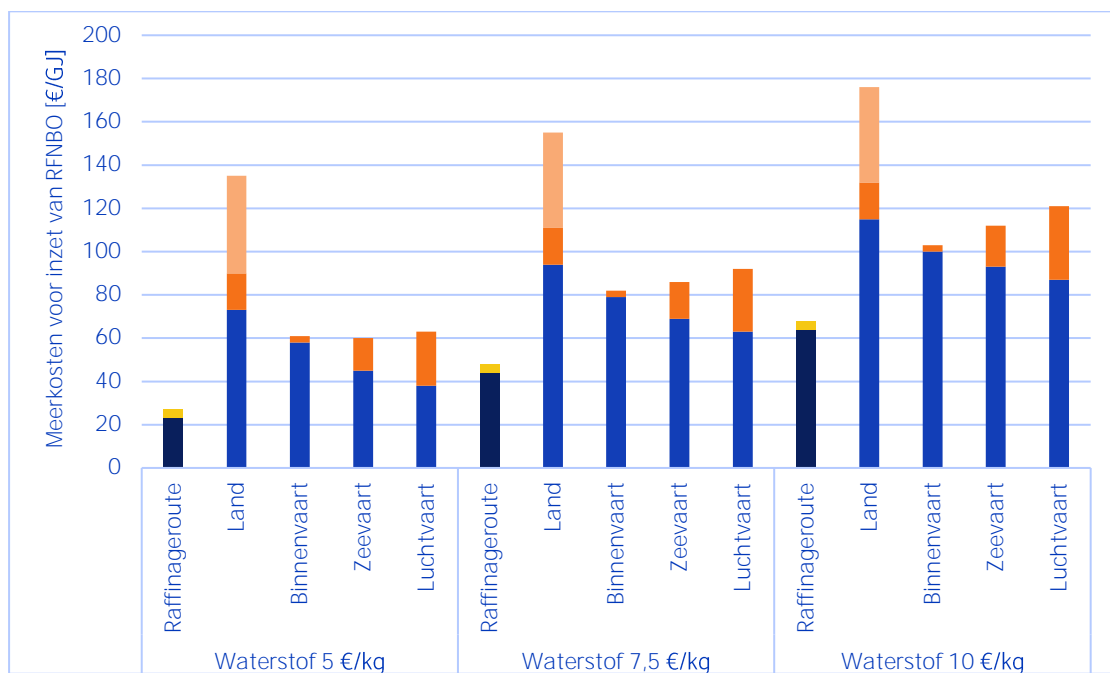
en in de kosten van bedrijfsvoering en onderhoud van een tankstation en de kosten voor de logistiek rond waterstof. Wordt verondersteld dat tankstations voorlopig alleen met subsidie gerealiseerd zullen worden met het maximale percentage van 40% dan zakt de bovenkant van de bandbreedte in alle gevallen met 44 €/GJ.

- De bandbreedte voor de binnenvaart is alleen het gevolg van een bandbreedte in aannamen voor de logistieke kosten rond waterstof.
- De bandbreedte voor zowel de sector Zeevaart als de sector Luchtvaart is het gevolg van bandbreedtes in de veronderstelde investeringskosten, het specifiek waterstof gebruik voor productie van de brandstoffen en een bandbreedte in kosten voor CO₂.

Tabel 2.11: Samenvatting van de meerkosten voor gebruik van RFNBO via de raffinageroute en direct gebruik als brandstof in diverse vervoerssectoren ten opzichte van de fossiele referenties.

Sector / route	Kosten bij waterstof 5 €/kg [€/GJ]	Kosten bij waterstof 7,5 €/kg [€/GJ]	Kosten bij waterstof 10 €/kg [€/GJ]
Raffinageroute	23 – 27	44 – 48	64 – 68
Land	73 – 135	94 – 155	115 – 176
Binnenvaart	58 – 61	79 – 82	100 – 103
Zeevaart	45 – 60	69 – 86	93 – 112
Luchtvaart	38 – 63	63 – 92	87 – 121

In Figuur 2.1 zijn de gegevens uit Tabel 2.11 grafisch weergegeven. De kosten van inzet van hernieuwbare waterstof in de raffinageroute is daarbij in een andere kleur weergegeven dan de routes voor direct gebruik van RFNBO in de vervoerssectoren. De blauwe balkjes zijn een indicatie voor de minimale kosten. De oranje en gele delen geven de bandbreedte. Voor de sector Land geeft het lichter gekleurde deel van de bandbreedte een indicatie van het effect van de subsidie voor waterstoftankstations onder de SWIM-regeling. De bovenkant van de bandbreedte is dan voor het geval er geen rekening wordt gehouden met de subsidie.



Figuur 2.1 Overzicht van meerkosten voor inzet van RFNBO in de raffinageroute en diverse vervoerssectoren.

Er zit een aanzienlijke onzekerheid in veel van de cijfers die zijn gebruikt voor de kostenanalyse. Tegelijkertijd laten de resultaten zien dat de kosten van hernieuwbare waterstof de grootste factor zijn, zo niet dominant zijn in de totale kosten. Omdat de waterstofkosten in alle routes gelijk zijn gehouden zijn de kostenniveaus onderling toch goed te vergelijken. In de praktijk zullen de kosten echter van geval tot geval verschillen als gevolg van locatie specifieke omstandigheden. Dit zal een verdere bijdrage aan de bandbreedte leveren die nu niet is te kwantificeren. Daarnaast is eerder al aangegeven dat bij implementatie van de REDIII inboeken van hernieuwbare energie niet meer zal worden beloofd op basis van de hoeveelheid energie maar op basis van berekende gerealiseerde emissiereductie. Dit zal per keten verschillen en invloed hebben op de onderlinge waarde van de routes voor gebruik van RFNBO. Omdat de raffinageroute een relatief korte keten betreft kan de gerealiseerde emissiereductie voor de keten groter zijn dan bij bijvoorbeeld direct gebruik van de waterstof als brandstof. In de keten voor direct gebruik zijn nog verschillende compressiestappen nodig en transport van de waterstof per vrachtwagen naar een tankstation. Ook dit zal in de praktijk een extra bandbreedte geven die nu niet echt te kwantificeren is. Beide factoren zullen wel van invloed zijn op de onderlinge waarde van de raffinageroute en de routes voor direct gebruik en zouden een rol kunnen spelen in nadere afwegingen om te kiezen voor de ene of andere correctiefactor.

Los van de hiervoor genoemde factoren leveren de gepresenteerde kosten een basis voor het vaststellen van een of meerdere correctiefactoren voor de raffinageroute. De correctiefactor volgt dan uit de onderlinge verhouding van de meerkosten voor de raffinageroute en de routes voor direct gebruik. Omdat de meerkosten van de routes voor direct gebruik verschillen levert dat per route ook een andere waarde voor de correctiefactor. Daarbij varieert de uitkomst afhankelijk van de aanname voor de meest waarschijnlijke netto kosten voor productie van hernieuwbare waterstof; 5, 7,5 of 10 €/kg, of nog een waarde daartussenin. Verder is er nog de keuze om de bandbreedtes wel of niet in de onderlinge verhouding te betrekken of slechts een deel van de bandbreedte. Gezien de onzekerheid in alle gegevens, en de variatie in uitkomst afhankelijk van diverse opties voor berekening, zal voor bepaling van de correctiefactor vooral de orde grootte van de uitkomst van belang zijn. Hierbij kunnen mogelijk aanvullende overwegingen de keuze voor de ene of de andere waarde bepalen.

Tabel 2.12 geeft een overzicht van de verhouding tussen de ingeschatte kosten voor de raffinageroute en routes voor direct gebruik van RFNBO in de verschillende vervoerssectoren, als functie van de kosten voor hernieuwbare waterstof. De bandbreedte is het gevolg van vergelijking van de hoogste kosten voor de raffinageroute met de laagste kosten van de routes voor direct gebruik van RFNBO, en omgekeerd. Toepassing van aldus verkregen waarden op de raffinageroute trekken de kosten voor de raffinageroute gelijk met die van de routes voor direct gebruik. De resultaten zijn afgerond naar de dichtstbijzijnde eerste decimaal om geen grotere nauwkeurigheid te suggereren dan op basis van onzekerheden in de kostenschattingen is te verantwoorden.

Vanwege hoge investeringskosten voor waterstoftankstations en onzekere vooruitzichten over marktontwikkeling (o.a. discussie waterstof versus batterijen) is voor de bandbreedte van de vervoersector land verondersteld dat tankstations alleen gerealiseerd worden met ondersteuning uit de SWIM-regeling. Het licht oranje gedeelte in Figuur 2.1 is daarbij buiten beschouwing gelaten. Zou dit wel meegeteld worden dan komt de onderkant van de bandbreedte op respectievelijk 0,2, 0,3 en 0,4 te liggen bij oplopende waterstofkosten.

Tabel 2.12: Overzicht van de kostenverhouding van de raffinageroute ten opzichte van de routes voor direct gebruik van RFNBO als functie van waterstofkosten.

Sector / route	Kostenverhouding bij 5 €/kg waterstof	Kostenverhouding bij 7,5 €/kg waterstof	Kostenverhouding bij 10 €/kg waterstof
Land	0,3 – 0,4	0,4 – 0,5	0,5 – 0,6
Binnenvaart	0,4 – 0,5	0,5 – 0,6	0,6 – 0,7
Zeevaart	0,4 – 0,6	0,5 – 0,7	0,6 – 0,7
Luchtvaart	0,4 – 0,7	0,5 – 0,8	0,5 – 0,8

Tot slot zou rekening kunnen worden gehouden met verschillen in emissiereductie in de verschillende ketens. De minimale emissiereductie die behaald moet worden om te kunnen kwalificeren als RFNBO is 70% ten opzichte van de fossiele referentie. De maximale emissiereductie is 100%. Zoals eerder betoogd heeft productie van hernieuwbare waterstof in Nederland met inzet van de waterstof in de raffinageroute de kortste keten en kan daarmee naar verwachting een grotere emissiereductie worden gerealiseerd dan met de overige ketens. De waarde van de raffinageroute in termen van emissiereductie (per eenheid energie) kan daarmee groter zijn dan de waarde van de overige routes. Dit zou maximaal tot een factor 1,4 extra verschil kunnen leiden (100%/70%). Indien rekening wordt gehouden met deze factor in de kostenvergelijking dan levert dit de waarden in Tabel 2.13. De onderkant van de bandbreedte voor de sector Land is ook hier gebaseerd op kosten met ondersteuning vanuit de SWIM-regeling. Wordt die ondersteuning niet meegeteld waardoor de kosten voor de sector Land hoger worden dan zou de onderkant van de bandbreedte uitkomen op respectievelijk 0,1, 0,2 en 0,3 bij oplopend waterstofkosten.

Tabel 2.13: Overzicht van de kostenverhouding van de raffinageroute ten opzichte van de routes voor direct gebruik van RFNBO met maximale correctie voor mogelijke verschillen in emissiereductie.

Sector / route	Kostenverhouding met correctie bij 5 €/kg waterstof	Kostenverhouding met correctie bij 7,5€/kg waterstof	Kostenverhouding met correctie bij 10 €/kg waterstof
Land	0,2 – 0,3	0,3 – 0,4	0,3 – 0,4
Binnenvaart	0,3 – 0,3	0,4 – 0,4	0,4 – 0,5
Zeevaart	0,3 – 0,4	0,4 – 0,5	0,4 – 0,5
Luchtvaart	0,3 – 0,5	0,3 – 0,5	0,4 – 0,6

De bandbreedtes in kosten in Tabel 2.11 vertonen een aanzienlijke overlap, en de gemiddelden van de bandbreedtes voor met name de sectoren Binnenvaart, Zeevaart en Luchtvaart komen vrijwel overeen. Op basis van onderlinge vergelijking van meerkosten lijkt er daarmee geen aanleiding voor aanvullende correctiefactoren bij het gebruik van RFNBO-credits uit de binnenvaart en zeevaart voor invulling van de RFNBO-verplichting in de sector Luchtvaart. De kosten voor de vervoerssector Land liggen duidelijk hoger dan voor de luchtvaart. De onderlinge verhouding wordt wel kleiner met toenemende kosten van waterstof omdat waterstof dan een steeds groter aandeel vormt in de totale kosten. De resultaten suggereren dat een correctiefactor (of *multiplier*) in de orde van 1,5 te rechtvaardigen zou zijn op RFNBO-credits uit de sector Land bij gebruik ervan voor invulling van de RFNBO-verplichting in de sector Luchtvaart.

3 Discussie

De kostenanalyse laat een aanzienlijke bandbreedte in de resultaten zien. Verder kunnen verschillen in emissiereductie tussen ketens, die nu lastig zijn te bepalen, in de praktijk nog een behoorlijke invloed hebben op de onderlinge waarde van RFNBO-credits. Dit bemoeilijkt de keuze voor bepaling van correctiefactoren op de raffinageroute. In dit hoofdstuk komen een aantal aanvullende overwegingen en aandachtspunten aan bod die meegewogen zouden kunnen worden in de uiteindelijke bepaling van de correctiefactoren binnen of aansluitend aan de bandbreedtes die zijn geschetst.

Werking van de markt op basis van de kostenanalyse

Hogere kosten die volgen uit een verplichting voor levering van alternatieve brandstoffen door een brandstofleverancier zullen bij voorkeur volledig worden doorgelegd naar eindgebruikers via de brandstofprijzen. Als dat bijvoorbeeld uit concurrentieoverwegingen niet zou kunnen, dan gaat dat ten koste van de marge van de brandstofleverancier, en dus van de winstgevendheid van de activiteiten. Doorleggen van de kosten zal lastiger zijn naarmate de kosten hoger zijn. Bij een verplichting zal de markt dus zoeken naar de opties met de laagste kosten om aan de verplichting te voldoen.

Uit de resultaten van de kostenvergelijking blijkt dat gebruik van hernieuwbare waterstof via de raffinageroute in alle gevallen de goedkoopste optie is, ongeacht de kosten van hernieuwbare waterstof. Dit is ook nog zonder rekening te houden met de mogelijke situatie dat de emissiereductie die voor de REDIII behaald kan worden met de raffinageroute groter kan zijn dan met directe inzet van diverse RFNBO in de verschillende vervoersectoren. Direct gebruik van hernieuwbare waterstof in de vervoerssector Land is de duurste optie. In de analyse is dit ook nog het geval wanneer rekening wordt gehouden met het maximale subsidiepercentage op de investeringskosten voor een tankstation onder de SWIM-regeling. Het ligt voor de hand om te veronderstellen dat de raffinageroute de aantrekkelijkste optie wordt voor invulling van de RFNBO-verplichtingen als er geen aanvullende regulering plaatsvindt. Regulering zoals beoogd met de correctiefactor lijkt dus op z'n plaats..

Werking van de correctiefactor

Voor regulering van de raffinageroute is MinIenW voornemens een correctiefactor op de raffinageroute toe te passen. Bovendien kunnen credits voor die route alleen bijdragen aan invulling van de RFNBO-subdoelen. Door de correctiefactor wordt de hoeveelheid emissiereductie verkleind die met inzet van hernieuwbare waterstof via de raffinageroute voor de REDIII mag worden meegeteld. Een emissiereductie-eenheid (ERE) die met direct gebruik van RFNBO kan worden gerealiseerd (of directe levering gezien vanuit het perspectief van de brandstofleverancier), wordt zo equivalent aan een aantal raffinagereductie-eenheden (RARE's) die worden aangemaakt bij inzet van hernieuwbare waterstof via de raffinageroute. Indien een brandstofleverancier een tekort aan ERE-RFNBO wil of moet aanvullen met RARE's zullen er dus meerdere RARE's per ERE-RFNBO moeten worden ingekocht. De correctiefactor heeft zo een volume-effect op de benodigde hoeveelheid hernieuwbare waterstof, en daarmee op de benodigde capaciteit aan elektrolyzers.

Het volume-effect van de correctiefactor:

Stel dat direct gebruik niet van de grond komt en brandstofleveranciers zijn aangewezen op RARE's voor de totale invulling van de RFNBO-verplichtingen van circa 5 PJ. Zonder correctiefactor, of een factor van 1, zou dan inzet van 5 PJ hernieuwbare waterstof via de raffinageroute nodig zijn. Productie van 5 PJ hernieuwbare waterstof vereist een capaciteit van ordegrootte 500 MW elektrolyse (op basis van elektrisch invoervermogen). Bij een correctiefactor kleiner dan 1 wordt voor invulling van hetzelfde doel de benodigde capaciteit een factor $1/CF$ groter. Hoe kleiner de correctiefactor, hoe groter de benodigde capaciteit. Bij een correctiefactor van bijvoorbeeld 0,25 zou dan een capaciteit van ordegrootte $500 \text{ MW}/0,25$ nodig zijn. Dat is 2 GW. Indien zonder factor bijvoorbeeld toch 1 PJ aan direct gebruik gerealiseerd zou worden dan zou via de raffinageroute nog 4 PJ (circa 400 MW) moeten worden ingevuld. Met een factor 0,25 levert dit een totale benodigde capaciteit van 1,7 GW. Het is minder dan 2 GW, maar nog steeds ruim meer dan 500 MW. Door de correctiefactor ontstaat er dus meer behoefte aan hernieuwbare waterstof en dus meer ruimte voor partijen om te investeren in elektrolysecapaciteit.

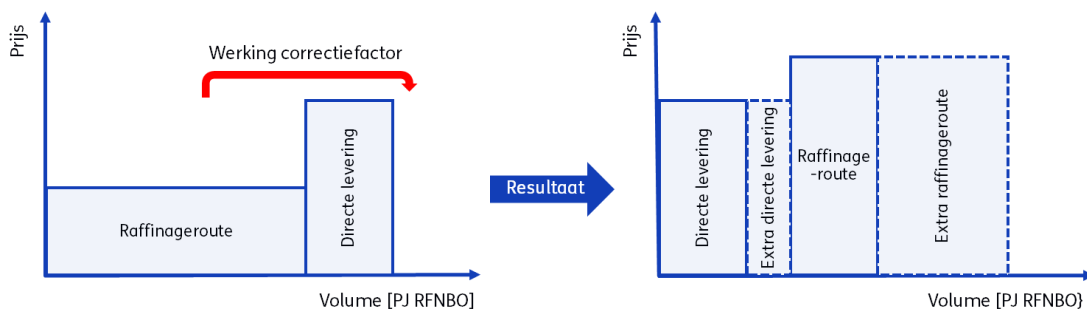
Naast een volume-effect is er echter ook een kosten- of prijseffect. In principe zal de correctiefactor zo worden gekozen dat de kosten van de RARE's minimaal zo hoog zijn als de kosten die vanuit het perspectief van de brandstofleverancier samenhangen met direct gebruik van RFNBO, dus met de directe levering van RFNBO aan eindgebruikers. Partijen zullen hogere kosten van RFNBO willen doorberekenen aan hun klanten. Producenten van waterstof zullen hun kosten gedekt willen zien door inkomsten uit verkoop van waterstof voor direct gebruik en/of uit verkoop aan raffinaderijen. Raffinaderijen zullen de kosten van inkoop of zelf geproduceerde waterstof weer via verkoop van RARE's gedekt willen zien. Op hun beurt zullen brandstofleveranciers de kosten voor levering van RFNBO en van ingekochte ERE's en RARE's uiteindelijk willen doorberekenen aan hun klanten. Omdat de benodigde elektrolysecapaciteit groter wordt naarmate de waarde van de correctiefactor kleiner wordt, zal dit resulteren in een toenemende kostenbijdrage van hernieuwbare waterstof in de prijs van brandstof. Door de grote hoeveelheid brandstof die jaarlijks wordt gebruikt zal het effect op de prijs in de beginfase beperkt zijn. Bij toename van de verplichting en afname van de hoeveelheid brandstof door efficiencyverbetering en elektrificatie zal het effect significant kunnen worden. Daling van de productiekosten van hernieuwbare waterstof als gevolg van opschaling, en daling van overige kosten, bijvoorbeeld door toename van de benutting van waterstoftankstations, zal dan moeten zorgen voor beperking van het prijseffect.

Het volume- en prijseffect worden geïllustreerd in Figuur 3.1. De linkerkant van de figuur toont conceptueel de *merit order* voor de raffinageroute en direct gebruik zonder correctiefactor. De kosten van de raffinageroute zijn duidelijk lager en in dit voorbeeld wordt een groter deel van de RFNBO-subverplichting ingevuld via de raffinageroute. Door de correctiefactor worden de kosten van de raffinageroute voor de brandstofleverancier verhoogd en komt de raffinageroute in de *merit order* voor de brandstofleverancier achter direct gebruik, of directe levering, van RFNBO. Als er voldoende aanbod is van voor RFNBO geschikte vervoersmiddelen en er is voldoende animo bij bedrijven om daar mee aan de slag te gaan dan is dat de goedkoopste optie voor invulling van de verplichting.

Het prijseffect van de correctiefactor

De RFNBO-subdoel verplichting voor de sector Land bedraagt 2 PJ. Stel dat 1 PJ kan worden ingevuld door direct gebruik en 1 PJ moet worden ingevuld via de raffinageroute met een correctiefactor van 0,5. In totaal is voor de sector Land dan 300 MW capaciteit aan elektrolyse nodig waarvan 200 MW voor de raffinageroute. De kosten voor direct gebruik worden in principe gedekt door verkoop van waterstof aan eindgebruikers. Voor de overige 1 PJ moeten brandstofleveranciers RARE's kopen. De prijs hiervan zal de kosten van de hernieuwbare waterstof voor de raffinaderijen in principe moeten dekken. Voor 200 MW Bij specifieke investeringskosten van 3000 €/kW, 50% subsidie op investeringskosten, een WACC van 8% en een terugverdientijd van 15 jaar levert dat gedurende die tijd een jaarlijkse kostenpost van ongeveer 30 miljoen euro. Op het ogenblik wordt er voor het wegverkeer ongeveer 10,5 à 11 miljard liter brandstof afgezet in Nederland. Met ongeveer 0,3 €ct per liter kunnen die kosten dan worden gedekt. Terugverdienen van de investering inclusief kapitaalkosten is echter slechts een deel van de totale kosten waarvoor dekking nodig is. Voor de raffinageroute liggen de totale kosten bij waterstofkosten van 7,5 en 10 €/kg een factor 3 tot 5 hoger. In totaal dus ordegrrootte 1 tot 1,5 €ct per liter Dit bedrag kan worden gehaald uit een verhoging van de brandstofprijs, maar ook uit de marge op brandstof. Het bedrag wordt lager als de investeringskosten voor elektrolyse dalen of als er bijvoorbeeld een hoger percentage subsidie wordt toegepast. De kosten zullen toenemen naarmate de correctiefactor kleiner is omdat dan de benodigde elektrolysecapaciteit toeneemt.

De rechterkant van de figuur toont het resultaat van een fictieve correctiefactor. De raffinageroute is nu de duurdere optie en het deel van de verplichting dat met dezelfde elektrolysecapaciteit kan worden gedekt is gereduceerd. Omdat de raffinageroute nu de duurdere optie is kan er bij brandstofleveranciers meer ruimte ontstaan voor initiatieven voor direct gebruik. In de figuur is dit weergegeven door de gestippelde rechthoek met de tekst 'Extra directe levering'. Dit is nog wel steeds afhankelijk van het aanbod van geschikte vervoersmiddelen en de animo bij bijvoorbeeld logistieke bedrijven om gebruik te maken van de voertuigen voor de alternatieve brandstof. De hernieuwbare waterstof die hiervoor nodig is gaat ten koste van de elektrolysecapaciteit die zonder correctiefactor geïnstalleerd zou zijn (linkerkant van de figuur). Afhankelijk van de mate waarin extra realisatie van direct gebruik van RFNBO plaatsvindt zal voor een resterend deel van de verplichting aanvullende capaciteit voor de raffinageroute nodig zijn. Een maat voor die capaciteit wordt gegeven door de gestippelde rechthoek met de tekst 'Extra raffinageroute'.



Figuur 3.1: Schematische weergave van de werking van een correctiefactor op de merit order van opties voor invulling van een RFNBO-verplichting voor brandstofleveranciers

Figuur 3.1 gaat uit van een homogene raffinageroute en toepassing van direct gebruik dat overall tegen dezelfde kosten plaatsvindt. Dat zal niet de praktijk zijn. De kosten zullen locatie, situatie en bedrijfsspecifiek zijn. Raffinaderijen met eigen productie van fossiele waterstof en hernieuwbare waterstof zullen meer flexibiliteit hebben om kosten te optimaliseren dan raffinaderijen die beide niet hebben. Partijen die over eigen capaciteit voor productie van hernieuwbare elektriciteit beschikken zullen mogelijk elektriciteit tegen lagere kosten kunnen benutten voor elektrolyse dan waterstofproducenten die afhankelijk zijn van andere marktpartijen voor de elektriciteit. Hoe groter het deel van de keten waarin een partij actief is hoe meer flexibiliteit er is om kosten te optimaliseren. In de praktijk zullen de blokken dus opgesplitst zijn in aparte blokken van partijen met ieder hun eigen kostenkarakteristieken. Figuur 3.1 schets dus eigenlijk de situatie waarin slechts 1 partij RARE's levert. Dit kan de situatie zijn waarin de verplichting nog laag is en de correctiefactor een hoge waarde heeft waardoor er maar behoefte is aan een beperkte hoeveelheid elektrolysecapaciteit. Dit is een situatie die vanuit het oogpunt van marktmacht (geen of weinig concurrentie) minder wenselijk is.

Subsidiebudget kan tot significant direct RFNBO-gebruik leiden

Een positief punt voor de vervoerssector Land is dat de eerste subsidieronde van de SWIM-regeling heeft geleid tot indiening van projecten met een omvang die bijna tweemaal groter is dan het beschikbare budget. Dit geeft aan dat er op het ogenblik voldoende marktpartijen zijn met vertrouwen dat er binnen afzienbare termijn voldoende voertuigen voor direct gebruik van waterstof als brandstof beschikbaar komen. Als dit doorzet dan zal er dus een zekere mate van direct gebruik gerealiseerd gaan worden. Tabel 3.1 geeft een overzicht van het aantal vrachtvoertuigen dat op de weg gebracht moet worden voor het RFNBO-subdoel voor de vervoerssector Land van 2 PJ. Dit is gedaan op basis van een inschatting van typisch dagelijks verbruik van de verschillende type voertuigen uit bijlage 3 van de subsidieregeling zero-emissie mobiliteit [9]. De tabel geeft ook een indicatie van het gemiddelde subsidiebedrag dat beschikbaar is per voertuig bij de aanname dat de totale SWIM-regeling 200 miljoen euro bedraagt en 2/3 van dit bedrag beschikbaar is als subsidie voor voertuigen.

Tabel 3.1: Aantal voertuig nodig voor 2 PJ gebruik aan waterstof en gemiddeld beschikbare subsidie per voertuig bij een totale subsidie van 199 miljoen euro in de SWIM-regeling.

Type bedrijfsauto	Categorie	Verbruik [kg/d]	Aantal [#]	Gemiddelde subsidie [€/voertuig]
Bestelwagen, <3500 kg	N1	3	15.220	8.700
Vrachtauto, >3500 kg	N2	8,2	5.570	23.800
Trekker-oplegger en bakwagen, <30 ton	N3	15	3.040	43.500
Trekker-oplegger en Bakwagen, >30 ton	N3	25	1.830	72.600

Op het ogenblik zijn er in Nederland 30 bestelwagens op de weg en 41 zware vrachtauto's. Daarnaast zijn er 624 personenauto's en 64 bussen [20]. Met de cijfers uit de regeling leveren die een waterstofgebruik van bijna 0,2 PJ. Vooropgesteld dat er voldoende aanbod is van voertuigen, en er voldoende (logistieke) bedrijven zijn die willen investeren, kan aanzienlijk extra direct gebruik van waterstof worden gerealiseerd met de beschikbare subsidie. Op basis van de indicatieve meerkosten van vrachtauto's en bestelwagens (zie Tabel 3.2 in de volgende sectie), en rekening houdend met een maximale subsidie van 80% per voertuig, wordt dit geschat op orde grootte 1 PJ. Samen met het bestaande gebruik betekent dit al meer dan 1 PJ. Verder is bij de schatting een gelijkmatige verdeling van realisatie over de voertuigcategorieën verondersteld. Mochten er in eerste instantie vooral voertuigen, met name vrachtauto's, met een verbrandingsmotor op de markt komen, dan

zijn er meer voertuigen te realiseren met het beschikbare budget. Verder zou het verbruik bij een verbrandingsmotor iets hoger kunnen liggen dan bij een brandstofcelsysteem wat tot meer direct gebruik per voertuig zou leiden. Hierdoor kan het RFNBO-subdoel worden gerealiseerd met minder voertuigen. Als het budget voornamelijk zou worden benut voor vrachtauto's met een verbrandingsmotor en een hoog dagelijks verbruik, dan zou dit zelfs tot ruim meer dan 2 PJ direct gebruik van waterstof kunnen leiden.

Iets vergelijkbaars is mogelijk voor de sector Binnenvaart. Het energiegebruik van een binnenvaartschip wordt geschat op 17.500 GJ/jaar [21]. Voor het RFNBO-subdoel van 0,22 PJ zijn dan 12 à 13 schepen nodig. Op het ogenblik is er al een schip in de vaart en zijn er nog twee bijna gereed. Er zijn dus 9 à 10 schepen extra nodig. Met meerkosten van 5 miljoen euro per schip (zie Tabel 3.2 in de volgende sectie) zou dit 36 à 40 miljoen subsidie vergen (bij 80% subsidie op meerkosten). Dit past goed binnen de reservering van 75 miljoen euro uit het Klimaatfonds voor een subsidieregeling voor varen op waterstof.

Kanttekening bij bovenstaande cijfers is dat de budgettaire bijlage van het Hoofdlijnenakkoord van het huidige kabinet [22] een reductie op het budget voor waterstof en batterijen bevat van 1,2 miljard euro die naar rato is te verdelen over beide onderwerpen. Omdat er weinig budget voor batterijen is, slaat het grootste deel van de reductie neer bij waterstof. Bij welke budgetten voor waterstof de reductie wordt gerealiseerd is nog niet duidelijk. Gedacht wordt onder andere aan een reductie naar rato van alle budgetten voor waterstof. De genoemde budgetten zouden dus iets kleiner kunnen worden. Maar ook dan zou in principe een significante hoeveelheid direct gebruik van waterstof als brandstof in de vervoerssectoren Land en Binnenvaart gerealiseerd kunnen worden.

Hoe meer direct RFNBO-gebruik wordt gerealiseerd hoe minder er gebruik hoeft te worden gemaakt van de raffinageroute en hoe minder elektrolyse capaciteit er nodig is. Om toch voldoende ruimte te bieden aan meerdere partijen om elektrolyseprojecten te realiseren zou vanuit dit perspectief een kleine correctiefactor (grote *multiplier* op de resterende capaciteit voor de raffinageroute) de voorkeur hebben.

Brandstofleveranciers hebben de verplichting maar hebben geen of weinig grip op vraag en aanbod

Voor zowel de raffinageroute als voor direct gebruik van RFNBO is productie van hernieuwbare waterstof nodig. Voor het halen van de verplichting is direct gebruik van RFNBO wel wenselijk, maar niet noodzakelijk. Afgezien van de kosten biedt de mogelijkheid voor afzet van hernieuwbare waterstof via de raffinageroute daarmee meer zekerheid voor de brandstofleverancier voor invulling van de RFNBO-verplichting dan directe afzet aan geschikte voertuigen waarvan de marktuitrol een extra onzekerheid levert. Daarbij komt dat een aantal grote leveranciers van brandstoffen zelf beschikt over een raffinaderij.

Door aanscherping van regelgeving op het gebied van broeikasgas- en overige emissies voor alle vervoersmiddelen worden fabrikanten wel langzaam maar zeker gedwongen om voertuigen, schepen en vliegtuigen te produceren die tot minder uitstoot van CO₂, en minder luchtverontreiniging leiden. Zo kan worden verwacht dat door de stedelijke nul-emissie zones en de voor 2026 beoogde vrachtwagenheffing met hoge korting voor nul-emissie voertuigen [23] de vraag naar deze voertuigen zal toenemen. Maar of alle vervoersmiddelen wat betreft hun energievraag aansluiten bij de diverse beoogde RFNBO en de snelheid waarmee ze voor de markt beschikbaar komen ligt niet vast.

Naast aanbod van de juiste vervoersmiddelen zijn brandstofleveranciers verder afhankelijk van de snelheid en mate waarin eindgebruikers met de opties aan de slag willen. Afgezien van de sector Luchtvaart hebben eindgebruikers in de overige vervoerssectoren namelijk niet alleen te maken met hogere kosten van de RFNBO, maar ook met hogere kosten van de voer- en vaartuigen die nodig zijn voor direct gebruik van de RFNBO. Tabel 3.2 bevat een overzicht van indicatieve extra kosten voor vervoersmiddelen voor direct gebruik van RFNBO als brandstof. Voor de wegvoertuigen zijn de cijfers een inschatting voor de periode 2025 tot en met 2030 onder de aanname dat serieproductie op gang komt en significante aantallen voertuigen op de weg komen. Als dit niet het geval is dan zullen de extra kosten naar verwachting aan de hoge kant van de bandbreedte blijven hangen. Het is onderdeel van het bekende kip-ei probleem; door hogere zullen partijen terughoudend zijn om ermee aan de slag te gaan, maar bij beperkte implementatie blijven de kosten langer hoog.

Afgezien van de uiteindelijk beschikbare subsidiebudgetten, het aanbod van voertuigen en het animo bij marktpartijen zal ook de factor tijd nog een rol spelen bij de mate waarin opties tot ontwikkeling komen. Zo vergen onder andere het regelen van vergunningen; het verkrijgen van aanvullende financiering; de levering van apparatuur, installaties en voertuigen; en de bouwtijd van tankstations allemaal tijd die impact kunnen hebben op wat er gerealiseerd kan worden tot en met 2030. Na realisatie kunnen ook het inregelen van installaties en mogelijke kinderziektes die optreden nog effect hebben op de hoeveelheid RFNBO die daadwerkelijk in praktijk gebracht kan worden.

Zolang de opties voor direct gebruik niet of onvoldoende tot ontwikkeling komen zijn brandstofleveranciers aangewezen op de raffinageroute voor invulling van de RFNBO-verplichting. Mocht dit voorlopig de praktijk zijn, dan zal dit leiden tot discussies over onnodig hoge kosten omdat het enige effect van een correctiefactor dan verhoging is van de kosten van de raffinageroute voor leveranciers en eindgebruikers. Vanuit dit perspectief heeft een factor met een grote waarde de voorkeur omdat dan de kostenverhoging beperkt blijft.

Tabel 3.2: Indicatieve extra kosten van alternatieve aandrijflijnen, inclusief opslag, in vervoersmiddelen voor direct gebruik van RFNBO ten opzichte van de 100% fossiele referentie in de periode 2025 - 2030.

Type voertuig	Categorie	Conversiesysteem	Meerkosten [mln €]
Bestelwagen	N1	Brandstofcel	0,04 – 0,08
Vrachtwagen	N3	Brandstofcel	0,12 – 0,22 [24]
Vrachtwagen	N3	Verbrandingsmotor	0,05 – 0,1
Binnenvaartschip	Containerschip (135 x 11,3 m)	Brandstofcel	3,3 – 5 [25]
Binnenvaartschip	Containerschip (135 x 11,3 m)	Verbrandingsmotor	1,5 – 3 [25]
Zeevaart	Alle die VLSFO of MGO gebruiken	Dual-fuel motor	17-47% t.o.v. ref. ⁵
Vliegtuig	Alle die kerosine gebruiken	Turbine	0

⁵ TNO en Marin [30] schatten voor een “general cargo” schip van 112 x 18,2 m, met een aandrijflijn op methanol, de meerkosten voor de motorisering en aandrijflijn op 17-47%, (t.o.v. de standaardmotorisering met “medium speed” MGO motor). De lage kostenschätzung is gekoppeld aan een ontwerp waarin de methanol-motorisering mag leiden tot een substantiële afname in het vaarbereik (vanwege de lagere energiedichtheid van methanol t.o.v. MGO).

De mogelijke rol van import en alternatieve RFNBO-opties

Figuur 3.1 schetst voor een vervoerssector de situatie dat er 2 opties zijn voor invulling van de RFNBO-verplichting: direct gebruik van een RFNBO als brandstof of de raffinageroute. Aanvullend perspectief hierbij is dat zowel de productie van hernieuwbare waterstof als de productie van RFNBO op basis daarvan in Nederland plaatsvindt. Het is echter de vraag of dat ook de praktijk zal zijn.

In Nederland is er een aanzienlijk aantal partijen dat projecten voor productie van hernieuwbare waterstof via elektrolyse in ontwikkeling heeft. Initiatieven voor productie van e-methanol en e-kerosine zijn er veel minder. Die zijn ook veel kleinschaliger en minder ver in de ontwikkeling; er is in ieder geval weinig informatie over voortgang van ontwikkeling van initiatieven te vinden. Verwarrend in het geval van brandstof voor de luchtvaart is daarbij dat zowel voor *sustainable aviation fuel* als voor *synthetic aviation fuel* de afkorting SAF wordt gebruikt. Alleen in het tweede geval gaat het over e-kerosine, maar de meeste initiatieven en projecten gaan tot nu toe over de productie van bio-kerosine die onder *sustainable* valt.

Bijlage a geeft een overzicht van projecten op het gebied van e-methanol en *e-fuels* uit de IEA database van waterstofprojecten. Het betreft projecten die in bedrijf (lijken te) zijn of waarvoor al een beslissing is genomen om het project te realiseren. Dit is echter niet altijd een garantie dat een project ook daadwerkelijk wordt gerealiseerd, zoals onlangs duidelijk werd toen Ørsted aankondigde om de realisatie van een groot e-methanol project stop te zetten 2 jaar nadat FID was genomen [26]. Als reden is aangegeven dat er op het ogenblik niet voldoende marktperspectief is. Recent was er dan weer de aankondiging van een gigantisch e-methanolproject in Brazilië, waarvoor ongeveer 1,6 GW aan groene waterstof nodig is [27]. Vanwege dit soort tegenstrijdige signalen is het op het ogenblik lastig te duiden waar de ontwikkeling van de productie van e-methanol en *e-fuels* werkelijk staat.

Gezien de stand van de ontwikkeling en de relatief korte tijd die nog rest tot 2030 is het de vraag of een significante bijdrage is te verwachten van e-methanol en e-kerosine voor invulling van de RFNBO-verplichting voor de sectoren Zeevaart en Luchtvaart.⁶ Mocht die bijdrage er wel komen dan komt dat waarschijnlijk eerder van projecten elders, en dus van import, dan van productie in Nederland. De elektrolysecapaciteit voor die RFNBO staat in dat geval niet in Nederland. De reden dat import voor deze RFNBO meer voor de hand ligt is dat waterstof elders tegen lagere kosten kan worden geproduceerd, vooral vanwege betere condities voor hernieuwbare energie en daarmee goedkopere hernieuwbare elektriciteit. Weliswaar is er meer transport nodig, maar de transportkosten voor grote hoeveelheden vloeibare brandstoffen zijn relatief beperkt. Mogelijk aandachtspunt is of de brandstoffen die elders worden geproduceerd kunnen voldoen aan de randvoorwaarden voor certificering als RFNBO, en of de emissiereductie bij gebruik van die brandstoffen kan voldoen aan de eis van minimaal 70% reductie over de keten inclusief alle transport. Een casestudie voor e-fuels productie in Uruguay en Chili lijkt die vraag echter wel positief te beantwoorden [28].

Bij goedkope import van e-methanol zal die optie concurreren met in Nederland geproduceerde hernieuwbare waterstof voor de raffinageroute. Hiervoor kan in Figuur 2.1 het resultaat van de kosten voor de zeevaart bij 5 €/kg worden vergeleken met de kosten van de raffinageroute bij 7,5 en 10 €/kg. Als de correctiefactor wordt gebaseerd op de resultaten voor waterstofkosten in de orde van 7,5 tot 10 €/kg en de geïmporteerde methanol heeft aanzienlijk lagere kosten als basis, dan kan dat de raffinageroute met

⁶ Technologie voor e-SAF wordt nu nog nergens ter wereld op commerciële schaal toegepast. Er is nog aanvullende innovatie nodig is om binnen afzienbare tijd over e-SAF te beschikken. Luchtvaart heeft in de voorgestelde systematiek daarom nog geen RFNBO-subverplichting tot 2030.

Nederlandse waterstof op grote achterstand zetten. Bij onvoldoende beschikbaarheid van e-methanol en overige opties kan dit tot relatief hoge kosten leiden voor brandstofleveranciers die dan zijn aangewezen op RARE's voor invulling van hun RFNBO-verplichting.

Import van goedkope e-methanol kan ook aanzienlijke impact hebben op invulling van de RFNBO-verplichting voor de sector Land. Bijmengen van methanol bij benzine zou dan namelijk een goedkopere optie kunnen zijn voor invulling van de RFNBO-verplichting dan direct gebruik van waterstof als brandstof. Dit geldt zeker als de correctiefactor alleen van toepassing is op de raffinageroute en niet op andere, mogelijk goedkopere alternatieven.⁷

Op zich is het bijmengen van e-methanol een route voor direct gebruik van RFNBO en vanuit die optiek (voor MinIenW) geen bezwaar. Verder is bijmenging van methanol bij benzine gebonden aan een bovengrens van 3% (op basis van volume), en dus begrensd. Maar ook voor de combinatie van methanol- en ethanol-bijmenging is er een bovengrens. Die wordt op het ogenblik grotendeels ingevuld door ethanol dat telt als biobrandstof. Gedeeltelijke vervanging van ethanol door e-methanol kan dus ook gevolgen hebben voor de mogelijkheden voor inzet van biobrandstoffen om aan de jaarverplichting voor emissiereductie te voldoen.

Mogelijke impact van het bijmengen van e-methanol bij benzine.

Methanol kan worden bijgemengd bij benzine. Op het ogenblik wordt er in Nederland jaarlijks ongeveer 5 miljard liter benzine geleverd. Bij 3 volume procent kan er dan 150 miljoen liter methanol worden bijgemengd. Met een energie-inhoud van 15,6 MJ/l levert dat 2,3 PJ. Indien voldoende e-methanol beschikbaar komt zou dus het volledige RFNBO-subdoel voor de sector Land ingevuld kunnen worden door bijmengen van methanol bij benzine

Andere mogelijke alternatieven voor met name de sectoren Land en Binnenvaart zijn:

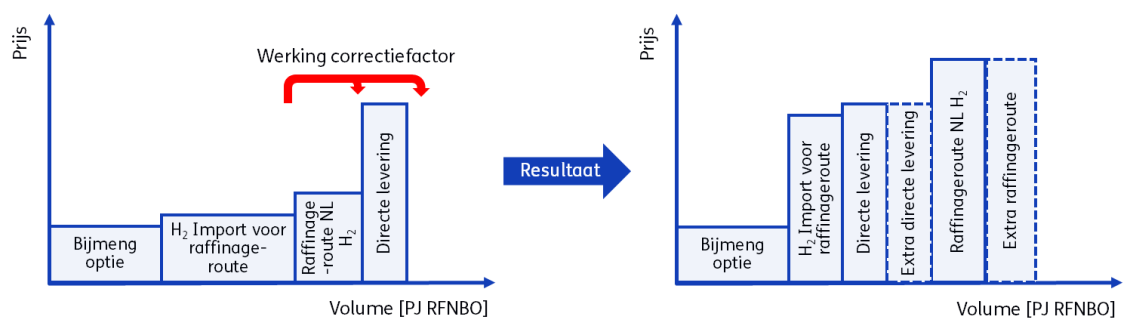
- Bijmenging van e-benzine en e-diesel bij conventionele brandstof. Deze brandstoffen zijn bijproducten bij de productie van e-kerosine via het Fisher-Tropsch proces. Gezien de beperkte initiatieven op het gebied van e-kerosine lijkt deze optie op korte termijn minder voor de hand te liggen. De productsamenstelling van het Fisher-Tropsch proces kan echter ook worden afgestemd op maximale productie van diesel en benzine. Dit is mogelijk een verder ontwikkelde variant van het proces die sneller is te realiseren.
- Productie van e-methaan dat vloeibaar gemaakt kan worden en bijgemengd kan worden bij LNG. Methanisatie, de reactie van CO₂ met waterstof tot methaan, is een bekend en commercieel beschikbaar proces dat daarom relatief snel te realiseren is als er een aantrekkelijk verdienmodel is.
- Import van hernieuwbare waterstof die goedkoper is dan productie van waterstof in Nederland. Als import op korte termijn plaatsvindt dan is dat waarschijnlijk in de vorm van ammoniak. De waterstof moet daar dan nog uit worden teruggewonnen. De installaties daarvoor moeten nog worden gerealiseerd en de technologie is op het ogenblik alleen nog op kleine schaal toegepast. Verder ontwikkelt het beeld rond grootschalige import van ammoniak voor waterstof zich ook nog niet in positieve zin vanwege de hoge toxiciteit van ammoniak, de zorgen rond omgevingsveiligheid en de discussies over stikstofemissies. Het is dan ook de vraag of, hoe snel en in welke mate import via deze route tot ontwikkeling kan komen, en of de kosten van de

⁷ Er is geen wettelijke grondslag voor andere correctiefactoren voor bijvoorbeeld e-methanol. Er is alleen onderscheid mogelijk tussen direct gebruik van RFNBO en de raffinageroute..

waterstof uiteindelijk echt lager zullen zijn dan van binnenlandse productie. Gezien alle initiatieven rond ammoniak is het echter niet uitgesloten dat de optie toch tot ontwikkeling komt. Als de waterstof via deze route inderdaad veel goedkoper is kan binnenlandse productie uit de markt worden gedrukt. Afhankelijk van het kostenniveau zou daarnaast inzet via de raffinageroute nog steeds tegen lagere kosten kunnen dan direct gebruik van waterstof ondanks dat de correctiefactor ook op deze waterstof van toepassing is.

- Hoewel e-methanol voornamelijk grotere kansen wordt toegedicht als brandstof voor de zeevaart, zeker op korte(re) termijn, zijn er toch ook veel partijen die een toekomst zien voor ammoniak als brandstof. Naast import van e-ammoniak voor productie van waterstof zou (een deel van de) invulling van de RFNBO-verplichting voor de zeevaart dus ook via direct gebruik van e-ammoniak als brandstof kunnen plaatsvinden. Of de kosten hiervan aan de kant van levering tegen lagere kosten kan dan van e-methanol is niet duidelijk. In ieder geval loopt de ontwikkeling van motoren voor deze brandstof achter op de ontwikkeling voor methanol. Het is dan ook de vraag of deze optie een rol kan spelen voor 2030. Wat beide opties wel gemeen hebben is dat de brandstofroute loopt via import en dat als deze opties een rol gaan spelen bij invulling van de verplichting er voor dat deel geen elektrolysecapaciteit in Nederland nodig is.

De kern van bovenstaande overwegingen is dat er, naast hernieuwbare waterstof van Nederlandse projecten voor inzet via de raffinageroute en via voor routes voor direct gebruik van RFNBO als brandstof, nog diverse andere opties zijn voor invulling van de RFNBO-verplichting met mogelijke lagere kosten. De plaats van die opties in de *merit order* en de verschuiving van de *merit order* bij toepassing van een correctiefactor op de raffinageroute zouden goed moeten worden meegewogen in de bepaling van de correctiefactor(en). Dit om te voorkomen dat opties voor invulling van de verplichtingen met in Nederland geproduceerde hernieuwbare waterstof helemaal achterin de *merit order* terechtkomen. Dit zou de kans op ontwikkeling van zowel inzet van in Nederland geproduceerde waterstof via de beoogde opties voor direct gebruik van RFNBO als via de raffinageroute aanzienlijk kunnen verkleinen. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 3.2.



Figuur 3.2: Schematische weergave van het mogelijke effect van relatief goedkope opties van RFNBO-import.

De linkerkant van Figuur 3.2 schetst weer conceptueel de *merit order* voor een situatie zonder correctiefactor waarbij er een goedkope import-optie is voor bijmengen van RFNBO bij conventionele fossiel brandstof en ook import van waterstof tegen lagere kosten kan dan lokale productie. In het voorbeeld komen alle opties aan bod. Dit veronderstelt beperkte beschikbaarheid van de import-opties en voldoende animo (betalingsbereidheid) bij eindgebruikers om met vervoersmiddelen voor direct RFNBO-gebruik aan de slag te gaan.

De rechterkant schetst de situatie na toepassing van een correctiefactor op de raffinageroute. De factor is hierbij afgestemd op de verhouding tussen de kosten voor de raffinageroute en direct RFNBO-gebruik bij in Nederland geproduceerde hernieuwbare waterstof. Omdat de correctiefactor niet van toepassing is op de bijmengoptie wordt dat verreweg de goedkoopste optie voor invulling van de RFNBO-verplichting. Geïmporteerde waterstof voor de raffinageroute blijft mogelijk goedkoper dan de optie van direct gebruik, maar bij gelijk aanbod wordt de bijdrage aan invulling van de verplichting wel kleiner. Doordat direct gebruik opschuift in de *merit order* kan er bij brandstofleveranciers meer ruimte ontstaan om deel te nemen aan initiatieven voor die optie. In de figuur is dit weergegeven door de gestippelde rechthoek met de tekst 'Extra directe levering'. Dit is nog wel steeds afhankelijk van het aanbod van geschikte vervoersmiddelen en de animo bij logistieke bedrijven. De hernieuwbare waterstof die hiervoor nodig is gaat ten koste van de elektrolysecapaciteit die zonder correctiefactor geïnstalleerd zou zijn (linkerkant van de figuur). Afhankelijk van de mate waarin extra realisatie van direct gebruik van RFNBO plaatsvindt zal voor een resterend deel van de verplichting aanvullende capaciteit voor de raffinageroute nodig zijn. Een maat voor die capaciteit wordt weergegeven door de gestippelde rechthoek met de tekst 'Extra raffinageroute'.

Zoals aangegeven komen in het voorbeeld alle opties aan bod voor invulling van de RFNBO-verplichting. Maar of dit ook de praktijk zal zijn hangt af van het volume dat elke optie kan leveren. Zoals eerder geïllustreerd kan met ongeveer 150 miljoen liter e-methanol het RFNBO-subdoel voor de sector Land worden ingevuld. Dat is 120 kiloton e-methanol wat ordegrrootte 10 à 15% is van de capaciteit van de conventionele methanolfabriek die in Delfzijl staat. Dat is geen onoverkomelijke hoeveelheid en zou investeringen in die richting kunnen stimuleren. Er is dan nog wel steeds elektrolysecapaciteit nodig in Nederland of elders, maar aanzienlijk minder dan voor de raffinageroute. Verder vormt de beoogde optie voor direct gebruik van waterstof in deze situatie geen aantrekkelijk perspectief meer voor brandstofleveranciers. Een zelfde redenering geldt indien er tijdig voldoende aanbod zou kunnen zijn van geïmporteerde waterstof die tegen lagere kosten geleverd kan worden dan binnenlands geproduceerde waterstof. Dit laatste zou kunnen pleiten voor zodanig kleine correctiefactoren dat ook de laagste projecties van kosten voor geïmporteerde waterstof na de beoogde opties voor direct RFNBO-gebruik terechtkomen in de *merit order*. Dit zou wel de kansen voor concurrerende binnenlandse elektrolysecapaciteit weer verder verkleinen.

Als er meerdere opties nodig zijn voor invulling van het RFNBO-subdoel is het de vraag wat de laatste optie is – de marginale optie - die nodig is om aan de verplichting te voldoen. De kosten van deze laatste optie zal een prijsopdrijvend effect kunnen hebben op de RFNBO voor de opties met lagere kosten en zal bepalend zijn voor de prijs waarvoor RFNBO-credits in de markt verhandeld kunnen worden. Hierbij zijn twee extreme gevallen mogelijk van zogenaamde overwinsten:

- In het ene geval weten de aanbieders van RFNBO de prijs zodanig op te schroeven dat de kosten voor de bijbehorende route voor gebruik van RFNBO gelijk worden aan de kosten van de marginale optie. De RFNBO wordt dan met extra winst verkocht. Als dit RFNBO van import betreft dan komt die overwinst buiten Nederland terecht.
- In het andere geval weten brandstofleverancier meer van de goedkope RFNBO in te kopen dan ze zelf nodig hebben voor hun verplichting en daarmee het volledige aanbod van die RFNBO uit de markt op te nemen. De extra credits die ze daarmee kunnen genereren kunnen dan worden aangeboden aan brandstofleveranciers die nog een tekort hebben. Deze zijn dan sowieso aangewezen op duurdere opties waardoor de credits tegen een hogere prijs kunnen worden verkocht dan de prijs waarvoor de RFNBO is ingekocht. De overwinst komt dan bij brandstofleveranciers, en/of tussenhandelaren in RFNBO-credits, terecht in Nederland.

In de praktijk zal de situatie ergens tussen deze twee extremen liggen. Het tot stand komen van goedkopere alternatieve RFNBO-routes dan de beoogde routes, al dan niet via import, is met een correctiefactor op de raffinageroute niet te voorkomen. Het zal ook lastig zijn om te voorkomen dat er ergens wat overwinsten ontstaan. Maar als die routes ontstaan dan zal de kans op overwinsten en de omvang van de winsten wel toenemen naarmate de correctiefactor kleiner is. Dit pleit dan weer voor een niet al te kleine, of juist wat grotere correctiefactor.

4 Conclusies en bevindingen

Achtergrond en onderzoeksvragen

Voor invulling van de RFNBO-verplichting voor de vervoerssector uit de REDII ziet het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat bij voorkeur dat RFNBO direct worden ingezet als brandstof in de vervoerssector omdat het ministerie zich richt op vervanging van fossiele brandstoffen door hernieuwbare varianten. Voor de toekomst ziet het ministerie dit als eindbestemming voor RFNBO. Voor ontwikkeling van routes voor direct gebruik van RFNBO zullen subdoelen voor vervoerssector Land als voor de sectoren Binnenvaart, Zeevaart en Luchtvaart worden ingesteld. Bij levering van RFNBO aan die sectoren kunnen credits worden aangemaakt die nodig zijn om naleving van de verplichting aan te kunnen tonen.

De ontwikkeling van geschikte vervoersmiddelen voor direct gebruik en de uitrol van deze opties vergt tijd. Mede om de kans op het halen van het RFNBO-doel te verhogen biedt de REDIII de mogelijkheid om het gebruik van hernieuwbare waterstof in raffinageprocessen voor productie van transportbrandstoffen mee te tellen voor het doel. Deze raffinageroute wordt gezien als een relatief laagdrempelige optie voor toepassing van hernieuwbare waterstof wat ook realisatie van elektrolyseprojecten voor productie ervan kan stimuleren. Dit is van belang omdat realisatie van die projecten ook een voorwaarde is om fossiele brandstoffen - waar nodig - te kunnen vervangen door RFNBO-varianten. Vanuit dat perspectief wil ook het ministerie het gebruik van de raffinageroute toestaan. Maar om voldoende stimulans te behouden dat ook routes voor direct gebruik van RFNBO in de verschillende vervoerssectoren op korte termijn tot ontwikkeling komen wil het ministerie slechts begrensd ruimte bieden aan de raffinageroute.

Het ministerie is voornemens om de ruimte voor de raffinageroute te begrenzen door een correctiefactor toe te passen op de waarde van de raffinageroute voor de markt. Daarbij is op voorhand de verwachting dat mogelijk ook correctiefactoren nodig zijn om directe inzet van RFNBO in de luchtvaart een minstens even aantrekkelijke route te laten zijn als invulling van het RFNBO-subdoel voor de luchtvaart met RFNBO-credits uit andere sectoren. Dit heeft geleid tot de volgende twee onderzoeksvragen:

1. Wat is een geschikte grondslag waar het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat de keuze van correctiefactoren op kan baseren die er voor kunnen zorgen dat direct gebruik van RFNBO in de verschillende segmenten van de vervoerssector een aantrekkelijker optie is dan gebruik van hernieuwbare waterstof in de raffinageroute;
2. Wat betekenen de bevindingen met betrekking tot de grondslag voor eventueel aanvullende correctiefactoren, om ervoor te zorgen dat de directe inzet van RFNBO in de luchtvaart een minstens even aantrekkelijke optie is als het gebruik van ERE-RFNBO uit de andere sectoren om invulling te geven aan de RFNBO-subdoelverplichting voor de luchtvaartsector?

Conclusies met betrekking tot de onderzoeksvragen

De verplichting wordt opgelegd aan brandstofleveranciers. Hogere kosten die zij daarvoor moeten maken zullen ze aan eindgebruikers willen doorberekenen. Die zijn echter vooral geïnteresseerd in brandstof tegen een zo laag mogelijke prijs. De markt zal daarom zoeken

naar opties voor invulling van de verplichting tegen zo laag mogelijke kosten. De kosten die samenhangen met de inzet van hernieuwbare waterstof in de raffinageroute en het direct gebruik van RFNBO in de verschillende vervoerssectoren lijkt daarom de aangewezen basis voor het kunnen bepalen van correctiefactoren. De onderlinge verhouding tussen de kosten van de raffinageroute en de routes voor direct gebruik van RFNBO in de verschillende vervoerssectoren vormt dan een maat voor de gewenste correctiefactoren. In dit onderzoek zijn daarom onderling vergelijkbare schattingen gemaakt van de naar verwachting grootste kostenposten in de verschillende ketens voor inzet van RFNBO. Omdat inzet van fossiele brandstoffen niet meer nodig is bij gebruik van RFNBO is in de analyse gecorrigeerd voor de vermeden kosten van de brandstoffen. De vergelijking vindt daardoor plaats op basis van meerkosten.

Een belangrijke parameter voor schatting van de kosten is de netto productiekosten van hernieuwbare waterstof. De precieze kosten zijn echter hoogst onzeker. Daarom is een ruime bandbreedte gehanteerd voor de kostenanalyse van 5 €/kg (42 €/GJ) tot 10 €/kg (83 €/GJ). De onderkant van de bandbreedte betreft een zeer optimistische schatting voor productie in Nederland. Die zou wel de basis kunnen vormen voor de kosten van import van waterstof of van op waterstof gebaseerde RFNBO. De bovenkant van de bandbreedte betreft een meer conservatieve schatting gezien enkele recente publicaties over de productiekosten van hernieuwbare waterstof waarbij geen rekening is gehouden met mogelijke inkomsten zoals van subsidies en gratis CO₂-emissierechten voor elektrolyse.

De resultaten van de kostenanalyse zijn weergegeven in Tabel 4.1 als functie van verschillende kosten van hernieuwbare waterstof. De kosten van hernieuwbare waterstof blijkt een dominante factor in de totale kosten. Vanwege de bandbreedte in de aanname van waterstofkosten is er per keten een grote bandbreedte over de verschillende kosten van waterstof heen. Daarnaast zijn er echter nog diverse andere factoren die per gegeven kosten voor waterstof leiden tot aanzienlijke bandbreedtes in de resultaten. Die kunnen in de praktijk nog groter zijn omdat de precieze kosten van geval tot geval zullen verschillen vanwege locatie specifieke omstandigheden.

Tabel 4.1: Samenvatting van de meerkosten voor gebruik van RFNBO via de raffinageroute en direct gebruik als brandstof in diverse vervoerssectoren ten opzichte van de fossiele referenties.

Sector / route	Kosten bij waterstof 5 €/kg [€/GJ]	Kosten bij waterstof 7,5 €/kg [€/GJ]	Kosten bij waterstof 10 €/kg [€/GJ]
Raffinageroute	23 – 27	44 – 48	64 – 68
Land	73 – 135	94 – 155	115 – 176
Binnenvaart	58 – 61	79 – 82	100 – 103
Zeevaart	45 – 60	69 – 86	93 – 112
Luchtvaart	38 – 63	63 – 92	87 – 121

De resultaten laten zien dat de kosten voor de raffinageroute de laagste zijn. Het ligt voor de hand om te veronderstellen dat de raffinageroute dan inderdaad de aantrekkelijkste optie zou zijn voor invulling van de RFNBO-verplichtingen als er geen aanvullende regulering plaatsvindt. Regulering zoals beoogd met de correctiefactor lijkt dus op z'n plaats.

Tabel 4.2 geeft een overzicht van de verhouding tussen de ingeschatte kosten voor de raffinageroute en routes voor direct gebruik van RFNBO in de verschillende vervoerssectoren. Dit vormt een maat voor de beoogde correctiefactoren. De resultaten zijn afgerond naar de

dichtstbijzijnde eerste decimaal om geen grotere nauwkeurigheid te suggereren dan op basis van de onzekerheden in de kostenschattingen is te verantwoorden.

Tabel 4.2: Overzicht van kostenverhouding van de raffinageroute en de routes voor direct gebruik van RFNBO als functie van waterstofkosten.

Sector / route	Kostenverhouding bij 5 €/kg waterstof	Kostenverhouding bij 7,5 €/kg waterstof	Kostenverhouding bij 10 €/kg waterstof
Land	0,3 – 0,4	0,4 – 0,5	0,5 – 0,6
Binnenvaart	0,4 – 0,5	0,5 – 0,6	0,6 – 0,7
Zeevaart	0,4 – 0,6	0,5 – 0,7	0,6 – 0,7
Luchtvaart	0,4 – 0,7	0,5 – 0,8	0,5 – 0,8

Naast verschillen in kosten kunnen er per keten verschillen in gerealiseerde emissiereductie optreden. Dit is van belang omdat bij implementatie van de REDIII inboeken van hernieuwbare energie geen credits meer oplevert op basis van hoeveelheid energie maar op basis van berekende gerealiseerde emissiereductie. Verschillen in emissiereductie kunnen dan invloed hebben op de onderlinge waarde van de routes voor gebruik van RFNBO. De raffinageroute kan hier in het voordeel zijn omdat het een relatief korte keten betreft. In de overige routes zijn na productie van de waterstof nog extra conversie- en transportstappen nodig die tot extra emissie kunnen leiden, en dus een lager niveau van emissiereductie. Omdat de minimale emissiereductie 70% is om te kunnen tellen als RFNBO kan het maximale verschil in emissiereductie een factor 1,4 (100%/70%) bedragen in het voordeel van de raffinageroute. Indien rekening wordt gehouden met deze factor in de kostenvergelijking dan levert dit de waarden in Tabel 4.3. Deze waarden kunnen worden gezien als een maat voor de ondergrens van de correctiefactoren omdat het verschil in emissiereductie in de praktijk kleiner kan zijn.

Tabel 4.3: Overzicht van kostenverhouding van de raffinageroute en de routes voor direct gebruik van RFNBO met maximale correctie voor mogelijke verschillen in emissiereductie.

Sector / route	Kostenverhouding met correctie bij 5 €/kg waterstof	Kostenverhouding met correctie bij 7,5€/kg waterstof	Kostenverhouding met correctie bij 10 €/kg waterstof
Land	0,2 – 0,3	0,3 – 0,4	0,3 – 0,4
Binnenvaart	0,3 – 0,3	0,4 – 0,4	0,4 – 0,5
Zeevaart	0,3 – 0,4	0,4 – 0,5	0,4 – 0,5
Luchtvaart	0,3 – 0,5	0,3 – 0,5	0,4 – 0,6

De bandbreedtes in kosten in Tabel 4.1 vertonen een aanzienlijke overlap, en de gemiddelden van de bandbreedtes voor met name voor de sectoren Binnenvaart, Zeevaart en Luchtvaart komen vrijwel overeen. Op basis van onderlinge vergelijking van meerkosten lijkt er daarmee geen aanleiding voor aanvullende correctiefactoren bij het gebruik van RFNBO-credits uit de binnenvaart en zeevaart voor invulling van de RFNBO-verplichting in de sector Luchtvaart. De kosten voor de vervoerssector Land liggen duidelijk hoger dan voor de luchtvaart. De onderlinge verhouding wordt wel kleiner met toenemende kosten van waterstof omdat waterstof dan een steeds groter aandeel vormt in de totale kosten. De resultaten suggereren dat een correctiefactor (of *multiplier*) in de orde van 1,5 te rechtvaardigen zou zijn op RFNBO-credits uit de sector Land bij gebruik ervan voor invulling van de RFNBO-verplichting in de sector Luchtvaart.

Overige bevindingen en aandachtspunten

Afhankelijk van de inschatting van wat de kosten van hernieuwbare waterstof in de praktijk zullen zijn, en het wel of niet rekening houden met mogelijke verschillen in emissiereductie tussen ketens, is er een aanzienlijke bandbreedte in mogelijkheden voor het vaststellen van de correctiefactoren. Om bepaling van de correctiefactoren op een zo breed mogelijke grondslag te baseren is daarom naar aanvullende overwegingen gekeken die van invloed zouden kunnen zijn op de keuze voor de ene of andere factor. Hiervoor is nader gekeken naar de werking van de correctiefactor op de raffinageroute in samenhang met mogelijke ontwikkelingen in de markt. Uit de bevindingen volgt dat er zowel goede argumenten zijn voor een kleine als een grote correctiefactor wat het vinden van een goede balans niet eenvoudig maakt.

Ongeacht de waarde leidt de correctiefactor tot een toename van het benodigde volume waterstof voor de raffinageroute, tenzij de volledige RFNBO-subdoelen ingevuld kunnen worden door routes voor direct gebruik van RFNBO. Routes voor direct gebruik kunnen daarbij andere zijn dan de beoogde routes die ook via import van RFNBO tot stand kunnen komen, zoals bijmengen van e-methanol bij benzine of gebruik van e-ammoniak als brandstof voor de zeescheepvaart. De toename van het benodigde volume heeft in principe een positief effect op de benodigde elektrolysecapaciteit in Nederland, tenzij de waterstof goedkoper is te importeren dan in Nederland te produceren. Hoewel significante ontwikkeling van direct gebruik en import van RFNBO mogelijk is, is de verwachting dat de bijdrage van die opties in ieder geval tot en met 2030 beperkt zal zijn. Daarmee is de kans groot dat waterstof van binnenlandse elektrolysecapaciteit nodig is voor invulling van de RFNBO-doelen via de raffinageroute. Om ruimte te bieden aan meerdere partijen om projecten te realiseren zou dit kunnen pleiten voor een kleine factor die een grote multiplier levert op de benodigde capaciteit.

Hoe meer elektrolysecapaciteit er kan worden geïnstalleerd en hoe meer partijen daarbij betrokken zijn, hoe meer ervaring er kan worden opgedaan en hoe sneller kosten voor volgende projecten kunnen dalen. Meerdere projecten door meerdere partijen bevordert ook de concurrentie. Dit verlaagt de kans op ongewenste situaties met marktmacht van slechts een beperkt aantal partijen waardoor prijzen van RFNBO minder snel zouden kunnen dalen dan mogelijk.

Hoe kleiner de factor, hoe hoger echter de kosten die vanuit de markt gedekt moeten worden. Dit kan door een verhoging van de brandstofprijzen, of door verlaging van de marge op brandstoffen, of door beide. De kosten worden zo gespreid over een grote hoeveelheid eindgebruikers en partijen wat op zich een gunstig element is van de verplichting. Dit is met name het geval zolang de hogere kosten zich vertalen naar hoogstens enkele eurocenten per liter brandstof, en het effect voor eindgebruikers en partijen dus beperkt blijft. Maar indien opties voor direct gebruik niet of voorlopig onvoldoende tot ontwikkeling komen, ondanks de correctiefactor en overige stimulering, kan dit leiden tot discussies over onnodig hoge kosten van de raffinageroute voor brandstofleveranciers en eindgebruikers. Dit zou pleiten voor een niet al te kleine factor waardoor de kostenverhoging beperkt kan blijven.

Tot slot levert een kleine factor wel meer ruimte voor partijen om elektrolyseprojecten te realiseren, maar ook meer risico om op termijn uit de markt gedrukt te worden. Hoewel om diverse redenen de bijdrage van direct RFNBO-gebruik naar verwachting nog beperkt zal zijn tot en met 2030, zal van een kleine factor wel een grotere stimulans uitgaan dan van een grote factor om initiatieven op dat gebied te ontwikkelen. Dit is in ieder geval wat wordt beoogd met de correctiefactor. Dit kan ook het geval zijn voor importopties. Beide hebben

enige aanlooptijd nodig maar zouden na 2030 snel een grotere bijdrage kunnen gaan leveren aan invulling van RFNBO-doelen. Voorlopig gelden de doelen voor 2030, en hoewel iedereen begrijpt dat 2030 slechts een eerste stap is ontbreekt uitzicht op concrete doelen voor de periode na 2030. Indien doelen dan niet voldoende snel worden opgehoogd zou relatief dure elektrolysecapaciteit, die nu op basis van een kleine factor voor de raffinageroute wordt neergezet in Nederland, straks dan niet meer aan bod kunnen komen vanwege de plaats achterin de *merit order*. Voor projecten die streven naar zekerheid voor een zo lang mogelijke termijn kan dit vooruitzicht niet voldoende perspectief leveren om nu tot positieve investeringsbeslissingen te komen. Dit kan ook negatieve impact hebben op ontwikkeling van direct RFNBO-gebruik omdat ook die routes afhankelijk zijn van de realisatie van elektrolyseprojecten. Ook dit aspect zou ervoor kunnen pleiten om te starten met niet al te kleine of scherpe correctiefactoren. Bij uitzicht op concrete doelen voor de periode na 2030, en meer duidelijkheid over de ontwikkeling van direct gebruik en import van RFNBO kunnen RFNBO-subdoelen en correctiefactoren dan aangepast worden aan de situatie van dat moment.

Referenties

- [1] EU, „DIRECTIVE (EU) 2023/2413,” Brussel, 2023.
- [2] Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, „2e voortgangsbrief voortgang implementatie RED-III vervoer,” 17 juni 2024. [Online]. Available: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2024/06/17/tweede-voortgangsbrief-implementatie-red-iii-vervoer>.
- [3] Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, „Kamerbrief over voortgang implementatie RED-III vervoer,” 26 april 2024. [Online]. Available: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2024/04/26/voortgang-implementatie-red-iii-vervoer>.
- [4] L. Eblé en M. Weeda, „Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the Netherlands: Renewable Hydrogen Cost Element Evaluation Tool (RHyCEET),” TNO 2024 R10766, The Hague, 2024.
- [5] European Commission, „European Hydrogen Bank pilot auction results,” 2024. [Online]. Available: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding_en. [Geopend 10 October 2024].
- [6] PBL, „Eindadvies basisbedragen SDE++ 2024,” 1 maart 2024. [Online]. Available: <https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-03/pbl-2024-eindadvies-sde-plus-plus-2024-5040.pdf>. [Geopend 3 oktober 2024].
- [7] Ekinetix, „Multimodale waterstof vulinstallaties voor weg en water: Potentie van geïntegreerde installaties voor tanken en bunkeren van gasvormige waterstof voor wegtransport en scheepvervoer in Nederland,” (nog te publiceren), 2024.
- [8] RVO, „Subsidieregeling Waterstof in mobiliteit (SWIM),” [Online]. Available: <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/waterstof-mobiliteit>. [Geopend 19 augustus 2024].
- [9] Staatscourant, „Regeling van de Minister van Infrastructuur en Waterstaat van 17 juni 2024, nr. IENW/BSK-2024/160167, houdende vaststelling van de Tijdelijke subsidieregeling zero-emissie mobiliteit,” 24 juni 2024. [Online]. Available: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2024-19712.pdf>.
- [10] CBS, „Statline; Eindverbruikersprijzen aardgas en elektriciteit,” [Online]. Available: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/85666NED/table?ts=1727955134872>. [Geopend 5 september 2024].
- [11] CBS, „Pompprijzen motorbrandstoffen; brandstofsoort, per kwartaal,” [Online]. Available: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/84991NED/table?ts=1727943927043>. [Geopend 19 augustus 2024].
- [12] Bovag en RAI Vereniging, „Mobiliteit in Cijfers Auto's 2023-2024,” 2023.
- [13] Ship & Bunker, „Rotterdam Bunker Prices,” [Online]. Available: <https://shipandbunker.com/prices/emea/nwe/nl-rtm-rotterdam#VLSFO>. [Geopend 19 augustus 2024].
- [14] T. Hajonides van der Meulen en T. D. R. G. E. Speelman, „Green maritime methanol,” TNO 2023 R11326, The Hague, 2023.

- [15] TNO, „Energy.nl Datasheets,” [Online]. Available: <https://energy.nl/datasheets/>. [Geopend 1 October 2024].
- [16] IEA, „The Role of E-fuels in Decarbonising Transport,” 2023.
- [17] IRENA, „Innovation Outlook Renewable Methanol,” 2021.
- [18] BloombergNEF, „Scaling Up Hydrogen: The Case for Low-Carbon Methanol,” 2024.
- [19] Business Analytiq, „Kerosene price index,” [Online]. Available: <https://businessanalytiq.com/procurementanalytics/index/kerosene-price-index/>. [Geopend 19 augustus 2024].
- [20] RVO, „Dashbord Electric Vehicles,” [Online]. Available: <https://duurzamemobiliteit.databank.nl/>. [Geopend 15 september 2024].
- [21] A. Usla, W. Marcel, R. Verbeek, R. Detz en d. W. Hein, „Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO) for transport - Exploration of options to fulfil the obligation in the Netherlands,” TNO 2022 P10989, The Hague, 2022.
- [22] Kabinet Schoof, „Kabinetsformatie,” 16 mei 2024. [Online]. Available: <https://www.kabinetsformatie2023.nl/documenten/publicaties/2024/05/16/budgettaire-bijlage-hoofdlijnenakkoord>.
- [23] Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, „Programma vrachtwagenheffing > veelgestelde vragen,” [Online]. Available: <https://www.vrachtwagenheffing.nl/veelgestelde-vragen>. [Geopend 3 oktober 2024].
- [24] TNO, *Informatie uit TEHUB-model*, 2024.
- [25] M. Traa, R. Verbeek, J. G. Geilenkirchen en J. Harmsen, „KLIMAATNEUTRALE BINNENVAART IN 2050 - Een verkenning van beelden en paden daar naartoe,” PBL, Den Haag, 2024.
- [26] R. Parkes en B. Radowitz, „Hydrogen Insight,” [Online]. Available: <https://www.hydrogeninsight.com/production/orsted-scraps-flagship-one-green-hydrogen-to-methanol-project-two-years-after-fid/2-1-1692994>. [Geopend 15 augustus 2024].
- [27] L. Collins, „Hydrogen Insight,” [Online]. Available: https://www.hydrogeninsight.com/production/e-fuels-pioneer-announces-giant-e-methanol-project-in-brazil-requiring-about-1-6gw-of-green-hydrogen/2-1-1715170?utm_campaign=2024-09-26&utm_content=hydrogen&utm_medium=email&utm_source=email_campaign&utm_term=re. [Geopend 25 september 2024].
- [28] Hincio, „RFNBO compliance analysis of products produced from renewable hydrogen and different sources of CO₂ in Uruguay and Chile with the EU's Renewable Energy Directive,” Brussel, 2024.
- [29] ICCT, „Current and future cost of e-kerosene in the United States and Europe,” 2022.
- [30] TNO & Marin, „Validation scheme for the Green Deal for Shipping, Inland Shipping and Ports (C-230) - Validation of alternative fuels, hydrogen in a combustion engine,” TNO 2021 R10947, The Hague, 2021.

Bijlage A

Overzicht e-methanol en e-fuel projecten

Deze bijlage bevat een overzicht van e-methanol en e-fuel projecten die op basis van beschikbare informatie in bedrijf zijn of waarvan binnenkort met de bouw gestart zou moeten worden. De informatie over e-methanol en e-fuels is gesplitst in twee secties en de informatie over installaties die in bedrijf (lijken te) zijn en in aanbouw zouden moeten zijn is opgenomen in aparte tabellen.

Informatie over 'Date online' en 'Announced size' is afkomstig uit nieuwsartikelen en de IEA-database.

e-Methanol

Tabel A.1: Overzicht van e-methanol installaties die op basis van beschikbare informatie in bedrijf zijn.

Project name	Country	Date online	Announced size ton methanol/year	Electrolyser capacity MWeI
Commercial Plant Svartsengi/ George Olah plant	IS	2012	4000	6
MEFCO2	DE	2019	365	1
Power2Met	DK	2020	264	0.25
Fine Chemical Industry Park Lanzhou (<i>demonstration scale</i>)	CN	2020	1000	4,6
Hydrogen Lab Leuna (<i>demonstration scale</i>)	DE	2021	n.a.	1
Haru Oni, phase 1 (* <i>demonstration scale</i>)	CL	2022	600	1
NTPC-Technip-L&T MeOH project, Vindhyachal	IN	2023	3650	5

Tabel A.2: Overzicht van e-methanol projecten waarvoor FID is genomen en die op basis van eerdere aankondigingen in aanbouw (hadden moeten) zijn.

Project name	Country	Date online	Announced size ton methanol/year	Electrolyser Capacity_MWel
Green lab skive (Phase I)	DK	2023	n.a.	6
Green lab skive (Phase II)	DK	2024	n.a.	18
Liquid Wind, FlagshipONE (project 'shelved' August 2024)	SE	2024	50,000	70
Power to Methanol (ENGIE) (project 'scrapped' February 2024)	BE	2024	8,000	n.a.
INEOS Köln site	DE	2025	n.a.	100
Port of Aabenraa	DK	2023	10,000	50
China Coal Ordos Energy and Chemical	CN	2025	100,000	370
Songyuan hydrogen energy	CN	2025	n.a.	640

Opmerkingen:

- **Liquid Wind, FlagshipONE:** Oorspronkelijk ontwikkeld door 'Liquid Wind' maar overgenomen door Ørsted met nieuwe naam. FID is genomen in 2022 maar Ørsted heeft de ontwikkeling van het FlagshipONE eMethanol-project (in aanbouw in Noord-Zweden) stopgezet, met als reden de trage marktontwikkeling en het niet kunnen sluiten van langetermijncontracten voor afname; [Orsted scraps FlagshipONE green hydrogen-to-methanol project, two years after FID | Hydrogen Insight](#)
- **The Power to Methanol:** Het (pilot) project is in februari 2024 geannuleerd; [Government-backed green hydrogen-to-methanol pilot in Belgium scrapped due to 'escalating costs' | Hydrogen Insight](#)
- **Port of Aabenraa:** Geen informatie beschikbaar dat de is gestart.
- **INEOS Köln site:** Geen verder nieuws over het project
- **Songyuan hydrogen energy - Ammonia & Methanol:** Announced to come online 2025. In aanbouw Completion date still expected 2025.

E-Fuels

Tabel A.3: T Overzicht van e-fuels installaties die op basis van beschikbare informatie in bedrijf zijn.

Project name	Country	Date online	Announced size ton e-fuel/year	Electrolyser Capacity_MWel
Fairfuel Atmosfair	DE	2021	350	1,3
Haru Oni phase 1	CL	2022	100	1.2.
Multiply (EU funded pilot project)	NL	2023	n.a.	2.5
Infinium e-Fuels part of PathFinder	US	2024	n.a.	n.a.

Opmerking

- E-Fuels project van Infinium wordt gepresenteerd als hun eerste project voor e-fuels op commerciële schaal, maar geen concrete informatie over capaciteiten.

Tabel A.4: Overzicht van e-fuels projecten waarvoor FID is (of lijkt te zijn) genomen en die op basis van aankondigingen in aanbouw (hadden moeten) zijn, of concrete informatie over bouw hebben gegeven..

Project name	Country	Date online	Announced size ton e-fuel/year	Eelectrolyser capacity MWel
Ineratec PtX plant in Frankfurt (<i>under construction</i>)	DE	2023*	3650 4.6 mln l/yr	10
Repsol Bilbao port synfuels project (<i>e-kerosene</i>)	ES	2024	2100	10
Synhelion (<i>not started yet</i>)	DE	2024	120	
Twelve Moses Lake SAF - AirPlant One project	US	2024	145 40,000 gallons/y	0,8
Norsk e-Fuel Phase 1 (<i>both e-kerosene and e-naptha</i>)	NO	2026	9,900 15.5 mln l/yr	50

Opmerkingen:

- **Ineratec PtX plant in Frankfurt:** nog in aanbouw
- **Synhelion:** Aangekondigd dat de bouw in 2026 zal beginnen
- **Norsk e-Fuel Phase 1:** Recente overeenkomsten met Norwegian Air Shuttle en andere partners om langetermijnafname en investeringen veilig te stellen.

Energy & Materials Transition

Radarweg 60
1043 NT Amsterdam
www.tno.nl

TNO innovation
for life