



Prijseffecten ERE-systematiek

Verkenning van inzet van hernieuwbare
energie in vervoer richting 2030



Committed to the Environment

Prijseffecten ERE-systematiek

Verkenning van inzet van hernieuwbare energie in vervoer
richting 2030

Dit rapport is geschreven door:

Reinier van der Veen, Anouk van Grinsven, Kris Manna, Arno Schroten, Emiel van den Toorn, Koen van Dam

Delft, CE Delft, maart 2025

Publicatienummer: 25.240338.068

Opdrachtgever: Ministerie van I&W en RVO

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

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Reinier van der Veen (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

	Afkortingen	4
	Samenvatting	5
1	Inleiding	8
	1.1 Aanleiding	8
	1.4 Algemene aanpak en opzet van dit rapport	9
	1.5 Disclaimer	10
2	Beleidscontext	12
	2.1 De Nederlandse systematiek Hernieuwbare Energie voor Vervoer	12
	2.2 Prijsvorming HBE's/ERE's	17
	2.3 Overige ontwikkelingen	18
3	Modelbeschrijving	19
	3.1 Algemene beschrijving van model	19
	3.2 Vraagmodule	20
	3.3 Aanbodmodule	21
	3.4 Inzetmodule	23
	3.5 Prijsmodule	24
4	Scenario's	25
	4.1 Verhaallijnen	25
	4.2 Scenario's	29
5	Resultaten	33
	5.1 Fysieke inzet hernieuwbare energiedragers	33
	5.2 Meerkosten en kostenefficiëntie CO ₂ -reductie jaarverplichting	34
	5.3 Effect RED III-implementatie op pompprijzen	35
	5.4 Indicatie ERE-prijzen	40
	5.5 Gevoeligheidsanalyse	41
	5.6 Reflectie	44
6	Conclusies en aanbevelingen	46
	6.1 Conclusies	46
	6.2 Aanbevelingen voor verder onderzoek	47
	Literatuurlijst	48
A	Toelichting op modellerkeuzes	49
	A.1 Conceptueel model	49
	A.2 Invulling scenario's	52



	A.3 Aannames invoerwaarden	52
B	Dataverzameling	54
C	Invoer model	55
	C.1 Fysieke inzet energiedragers	55
	C.2 Beschikbaarheid hernieuwbare energiedragers	56
	C.3 Kost- en marktprijzen energiedragers	58
	C.4 Prijzen aan de pomp	59
	C.5 WTW CO ₂ -eq.-emissiefactoren	59
	C.6 Andere inputparameters	61
D	Overige ontwikkelingen	62

Afkortingen

Afkorting	Voluit
Annex IXA	Geavanceerde biograndstoffen opgenomen in Annex IXA van de Richtlijn hernieuwbare energie (Renewable Energy Directive)
Annex IXB	Biograndstoffen opgenomen in Annex IXB van de Richtlijn hernieuwbare energie (gebruikte oliën en vetten)
Bio-LNG	LNG gemaakt van biograndstoffen
CO ₂ -eq.	CO ₂ -equivalent
ERE	Emissiereductie-eenheid
ETS-2	Nieuw systeem voor emissiehandel gericht op reductie van CO ₂ -emissies van de gebouwde omgeving, wegvervoer en overige sectoren.
EU	Europese Unie
EU-ETS	European Emission Trading System
FAME	Fatty Acid Methyl Esther
FuelEU Maritime	Europese verordening over de verduurzaming van de zeevaart
GJ	Gigajoule
HBE	Hernieuwbare brandstofeenheid
HFO	Heavy Fuel Oil
HVO	Hydrotreated Vegetable Oil
JV	Jaarverplichting
KEV	Klimaat- en Energieverkenning
LNG	Liquefied natural gas (vloeibaar aardgas)
MAC	Marginal abatement cost (marginale reductiekosten)
MGO	Marine gas oil
Ministerie van I&W	Ministerie van Infrastructuur & Waterstaat
PJ	Petajoule
RED	Renewable Energy Directive (Richtlijn hernieuwbare energie)
ReFuelEU Aviation	Europese verordening over de verduurzaming van de luchtvaart
RFNBO	Renewable Fuel of Non-Biological Origin
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
SAF	Sustainable aviation fuel
UCO	Used Cooking Oil (gebruikt frituurvet)
WTW	Well-to-wheel

Samenvatting

Introductie

Als gevolg van de herziene Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED III) verandert de Nederlandse overheid de systematiek Hernieuwbare Energie Vervoer, waarbij vanaf 2026 gestuurd zal gaan worden op broeikasgasemissiereductie (over de gehele keten; ‘well-to-wheel’) in plaats van op volumes hernieuwbare energie. De huidige handelbare hernieuwbare brandstofeenheden (HBE’s) worden hiermee vervangen door emissiereductie-eenheden (ERE’s). Daarnaast worden afzonderlijke CO₂-reductieverplichtingen ingesteld voor vier sub-sectoren in de transportsector: land, zeevaart, binnenvaart en luchtvaart. Momenteel heeft enkel de wegsector een verplichting. Het ministerie van I&W en RVO hebben CE Delft de opdracht gegeven om inzicht te geven in de effecten van het gewijzigde systeem Hernieuwbare Energie Vervoer (ERE-systematiek) op de inzet van hernieuwbare energie en de pompprijzen met behulp van een rekenmodel.

Scenario's

Binnen deze studie zijn drie verhaallijnen en bijbehorende scenario's ontwikkeld die staan voor verschillende macro-economische ontwikkelingen richting 2030: ‘regionale handel’, ‘gematigde markt’ en ‘mondiale handel’ (zie Figuur 1). In de gekwantificeerde scenario's worden de beschikbaarheid en prijzen van hernieuwbare brandstoffen, de inzet van elektriciteit en HVO in de sector land, de inzet van biobrandstoftypen in zeevaart en de olie- en gasprijzen gevarieerd, passend bij de macro-economische ontwikkelingen.

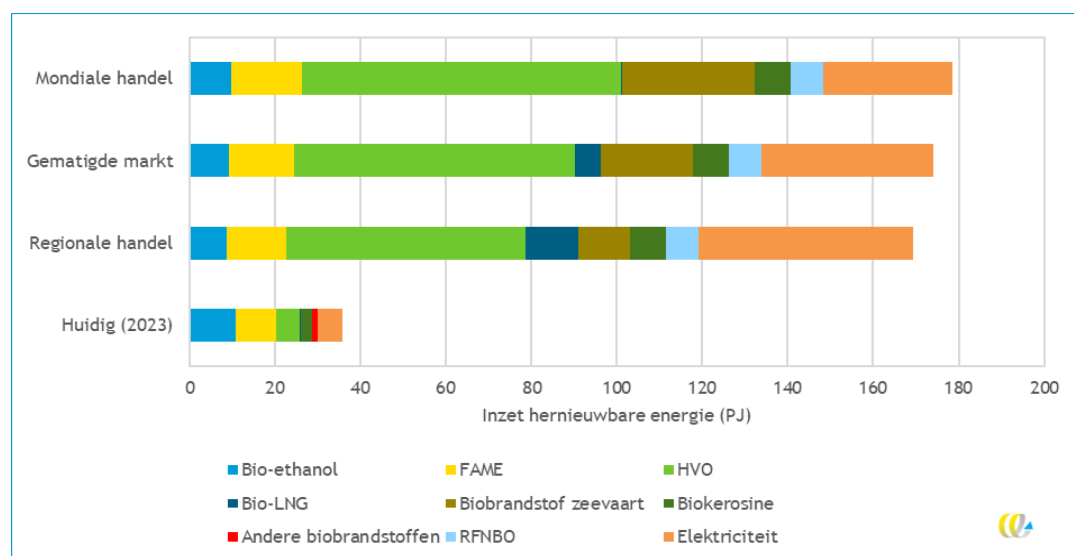
Figuur 1 - Overzicht van de verhaallijnen



Resultaten en conclusies

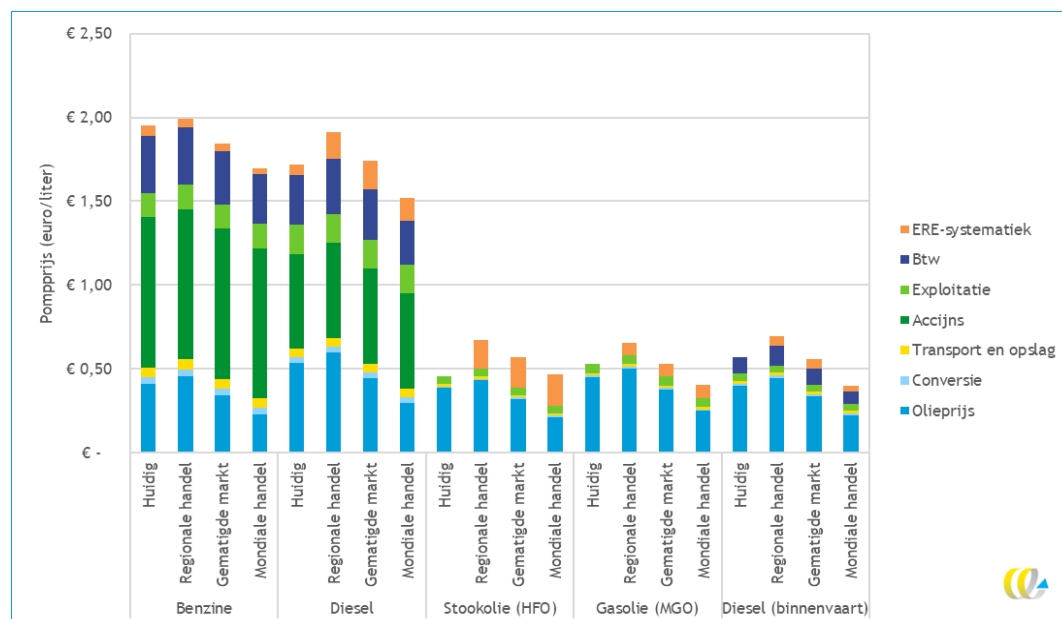
De analyse van de scenario's met behulp van het model laten zien dat de CO₂-reductieverplichtingen in de ERE-systematiek neerkomen op een verviervoudiging van de fysieke hernieuwbare energie-inzet in de Nederlandse vervoersmarkt in 2030 ten opzichte van 2023 (zie Figuur 2). De hogere inzet van hernieuwbare energie binnen de ERE-systematiek leidt tot hogere meerkosten (het verschil tussen de prijzen van hernieuwbare energiedragers en die van de vervangen fossiele brandstoffen) voor brandstofleveranciers. Ten opzichte van de huidige meerkosten zijn deze ongeveer 3,7 keer zo hoog in 2030 in het scenario ‘regionale handel’, en 3,2 keer zo hoog in het scenario ‘mondiale handel’. De lagere meerkosten in ‘mondiale handel’ zijn het gevolg van lagere producentenprijzen en een hogere beschikbaarheid van hernieuwbare brandstoffen.

Figuur 2 - Fysieke inzet van hernieuwbare energie in de Nederlandse vervoersmarkt - huidig en in drie scenario's in 2030



Het effect van de ERE-systematiek op de pompprijzen is kleiner dan het effect op de meerkosten, omdat de meerkosten worden uitgesmeerd over het volledige energievolume aan verkochte pompbrandstoffen en deze kosten slechts één van de componenten in de pompprijs zijn. Andere belangrijke componenten zijn de olieprijs en de accijns. Uit Figuur 3 blijkt dat de ontwikkeling van de olieprijs een groter effect heeft op de pompprijzen dan de ERE-systematiek: De sterke daling in de olieprijs richting 2030 in het scenario 'mondiale handel' leidt bijvoorbeeld tot een daling van de pompprijzen van benzine, diesel, gasolie (MGO) en diesel (binnenvaart). In het scenario 'regionale handel' stijgen de pompprijzen juist, als gevolg van zowel een stijgende olieprijs als de invoering van de ERE-systematiek.

Figuur 3 - Hoogte en opbouw van pompprijzen in de Nederlandse vervoersmarkt - huidig en in drie scenario's in 2030



Reflectie

De ontwikkeling van de brandstoffenmarkt is van zeer veel onzekere factoren afhankelijk: marktkeuzes, concurrentie, beleidsdetails in Nederland, beleid in andere landen, importmogelijkheden, etc. In dit onderzoek is een eerste rekenmodel opgesteld waarmee de effecten van beleids- en marktontwikkelingen op de pompprijzen in Nederland kunnen worden ingeschat en verkend. In het onderzoek is het effect van de RED III-implementatie op de pompprijzen verkend; andere beleidsinstrumenten zoals ETS2 en FuelEU Maritime zijn niet meegenomen. Een hoofdaanname in de studie is dat de meerprijzen (ERE-prijzen) gebaseerd zijn op het verschil tussen productiekosten van hernieuwbare brandstoffen en fossiele brandstoffen. In werkelijkheid zullen de hernieuwbare brandstofprijzen, en daarmee ook de ERE-prijzen, waarschijnlijk hoger liggen als gevolg van schaarste en marktimperfecties (intransparantie en marktmacht).

De beperkte omvang van het onderzoek in combinatie met de grote complexiteit van de brandstoffenmarkt en beperkte beschikbaarheid van prijsdata en volumeschattingen van brandstoffen maken dat de resultaten niet moeten worden beschouwd als een exacte voorspelling, maar als eerste inschattingen, behorend bij de set scenario's die in het onderzoek is gecreëerd en toegepast. Met verdiepend marktonderzoek en dataverzameling kan het model verder worden ontwikkeld en kan de verkenning van de impact van de ERE-systematiek worden verbeterd.

De verzamelde data, scenario's en prijseffecten zijn geïntegreerd in een model dat voortbouwt op het bestaande RVO-model, zodat de prijseffecten van beleidskeuzes en een veranderende wereldsituatie in de toekomst door RVO kunnen worden doorgerekend.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

Als gevolg van de herziene Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED III) verandert de Nederlandse overheid de systematiek Hernieuwbare Energie Vervoer (de ‘jaarverplichting’), waarbij vanaf 2026 gestuurd zal gaan worden op broeikasgasemissiereductie (over de gehele keten; ‘well-to-wheel’) in plaats van op volumes hernieuwbare energie. De huidige verhandelbare hernieuwbare brandstofeenheden (HBE’s) worden hiermee vervangen door emissiereductie-eenheden (ERE’s).

Om de impact van de herziening van de jaarverplichting te onderzoeken hebben het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat en RVO in 2023 in samenwerking met Revnext een rekenmodel ontwikkeld. Dit ‘dashboard’ berekent voor de periode 2026-2030 de verwachte volumes van energiedragers (in PJ) die nodig zijn om te voldoen aan de jaarverplichting. Hoewel de focus op de beleidsdoelstellingen ligt, geeft dit model een kosteninschatting op basis van historische HBE-waarden.

De verhoogde doelstellingen in de nieuwe jaarverplichting (RED III-implementatie) zouden kunnen leiden tot aanzienlijke prijsstijgingen aan de pomp. Ook is niet helemaal duidelijk welke factoren invloed hebben op de toekomstige prijs van ERE’s en de marktprijs van hernieuwbare brandstoffen in het algemeen en hoe groot die invloed is.

Het ministerie van I&W en RVO hebben CE Delft daarom de opdracht gegeven om een rekenmodel op te stellen dat compatibel is met het bestaande Revnext-model en daarmee te verkennen wat de impact is van de RED III-implementatie op de hernieuwbare energie-inzet en de pompprijzen in Nederland. Met dit model en verkenning willen we een beter inzicht krijgen in de economische componenten die verband houden met de implementatie van de nieuwe jaarverplichting. In dit rapport worden de resultaten van deze opdracht gepresenteerd.

In dit onderzoek zijn marktpartijen actief op de Nederlandse brandstoffenmarkt betrokken, met name voor de dataverzameling en verzameling van inzichten over marktontwikkelingen en marktwerking. Bij de ontwikkeling van het model is Revnext geraadpleegd. Tot slot is nauw samengewerkt met RVO en het ministerie van I&W in alle stappen van het project.

1.2 Doel

Het hoofddoel van deze studie is om de marktdynamiek te begrijpen die verwacht kan worden als gevolg van de invoering van het ERE-systeem dat onderdeel uitmaakt van de herziene jaarverplichting. Hiertoe wordt een kostenmodel opgesteld en opgeleverd dat geschikt is om te integreren in het bestaande dashboard. Met dit model kunnen de prijseffecten van beleidswijzigingen, veranderingen in externe factoren en andere marktkeuzes worden ingeschat.

In de studie beantwoorden we de volgende onderzoeksvragen:

- Hoe zal het nieuwe ERE-systeem de energiedrager- en grondstoffenmix beïnvloeden in de vier transportsectoren (sector land, zeevaart, binnenvaart, luchtvaart)?
- Welke (inter)nationale factoren beïnvloeden de volumes en prijzen van grondstoffen en energiedragers?
- Hoe zullen de prijzen van energiedragers veranderen en in hoeverre zijn deze veranderingen het gevolg van het ERE-systeem?

1.3 Afbakening

Wij hanteren de volgende afbakening in deze studie:

1. **Geografische scope:** De studie omvat de afzet van brandstoffen op de Nederlandse markt voor finaal gebruik in de mobiliteit. De brandstoffen en grondstoffen mogen hierbij wel uit het buitenland komen. Andere relevante ontwikkelingen in de EU en wereldwijd worden meegenomen als externe factoren.
2. **Tijdshorizon:** 2026-2030. De focus ligt op 2030, maar ook de ingroei van 2026 naar 2030 wordt bekeken.
3. **ERE-sectoren:** wegvervoer (LRE), zeevaart (ZRE), binnenvaart (BRE), luchtvaart (ARE) en raffinageroute.
4. **Hernieuwbare energiedragers:** We nemen de belangrijkste typen hernieuwbare energiedragers mee voor de periode 2026-2030 die in aanmerking komen voor ERE's (zie Paragraaf 4.2.1).
5. **Grondstoffen** zullen worden gegroepeerd volgens de belangrijkste categorieën (Annex IXA, Annex IXB, conventioneel, RFNBO, overige). Vanwege de grote variëteit richten we ons op de meest relevante grondstoffen, zoals gebruikt frituurvet (used cooking oil) voor de productie van FAME en HVO. Minder aandacht zal worden besteed aan grondstoffen met beperkt potentieel waarvoor innovatieve productiefaciliteiten nodig zijn, die waarschijnlijk de komende jaren niet gebruikt zullen worden.
6. **Broeikasgasemissies:** Er wordt gekeken naar de hele keten (well-to-wheel).

1.4 Algemene aanpak en opzet van dit rapport

In Figuur 4 staat een schematisch overzicht van de stappen in dit project. Het startpunt van deze studie is de gewijzigde systematiek binnen de context van ander duurzaamheidsbeleid en ontwikkelingen relevant voor de brandstoffenmarkt (Hoofdstuk 2).

Hoofdstuk 3 beschrijft het model. Voor het model is allereerst een conceptueel ontwerp ontwikkeld. Het conceptueel ontwerp stelde het projectteam en de opdrachtgever in staat om overeenstemming te bereiken over hoe de brandstoffenmarkt het beste kan worden gemodelleerd, voorafgaande aan de modelimplementatie. Daarbij is gekeken welke beleids- en marktontwikkelingen, zoals genoemd in Hoofdstuk 2 gemodelleerd zouden kunnen worden binnen het project. Ook is beoordeeld of het model goed aansluit op het bestaande dashboard. Bij het conceptueel ontwerp is rekening gehouden met de looptijd van het project en de hoge mate van onzekerheid.

Beleidsmakers van het ministerie van I&W en adviseurs van RVO, evenals de maker van het bestaande dashboard, zijn via werksessies intensief betrokken geweest bij het ontwerp. Daarnaast zijn literatuurbronnen en beleidsstukken geraadpleegd. Het begrip van de marktmechanismen is getoetst met behulp van interviews met verschillende marktpartijen, waarbij modelleerkeuzes zijn gevalideerd.

Vervolgens is het model in Excel gebouwd, inclusief de operationalisering van marginale abatement cost curves (MAC-curves) voor de modellering van inzet en prijsvorming van hernieuwbare energiedragers (zie Hoofdstuk 3). Tegelijkertijd is gezocht naar databronnen voor verschillende kostenindicatoren om het model te vullen.

Hoofdstuk 4 beschrijft de parallelle ontwikkeling van kwalitatieve verhaallijnen en de kwantificering daarvan met variabelen. Deze scenario's zijn doorgerekend met het model, waarna de resultaten zijn geïnterpreteerd en beschreven in Hoofdstuk 5, uitmondend in conclusies en aanbevelingen in Hoofdstuk 6.

De bijlagen bevatten de volgende (achtergrond)informatie:

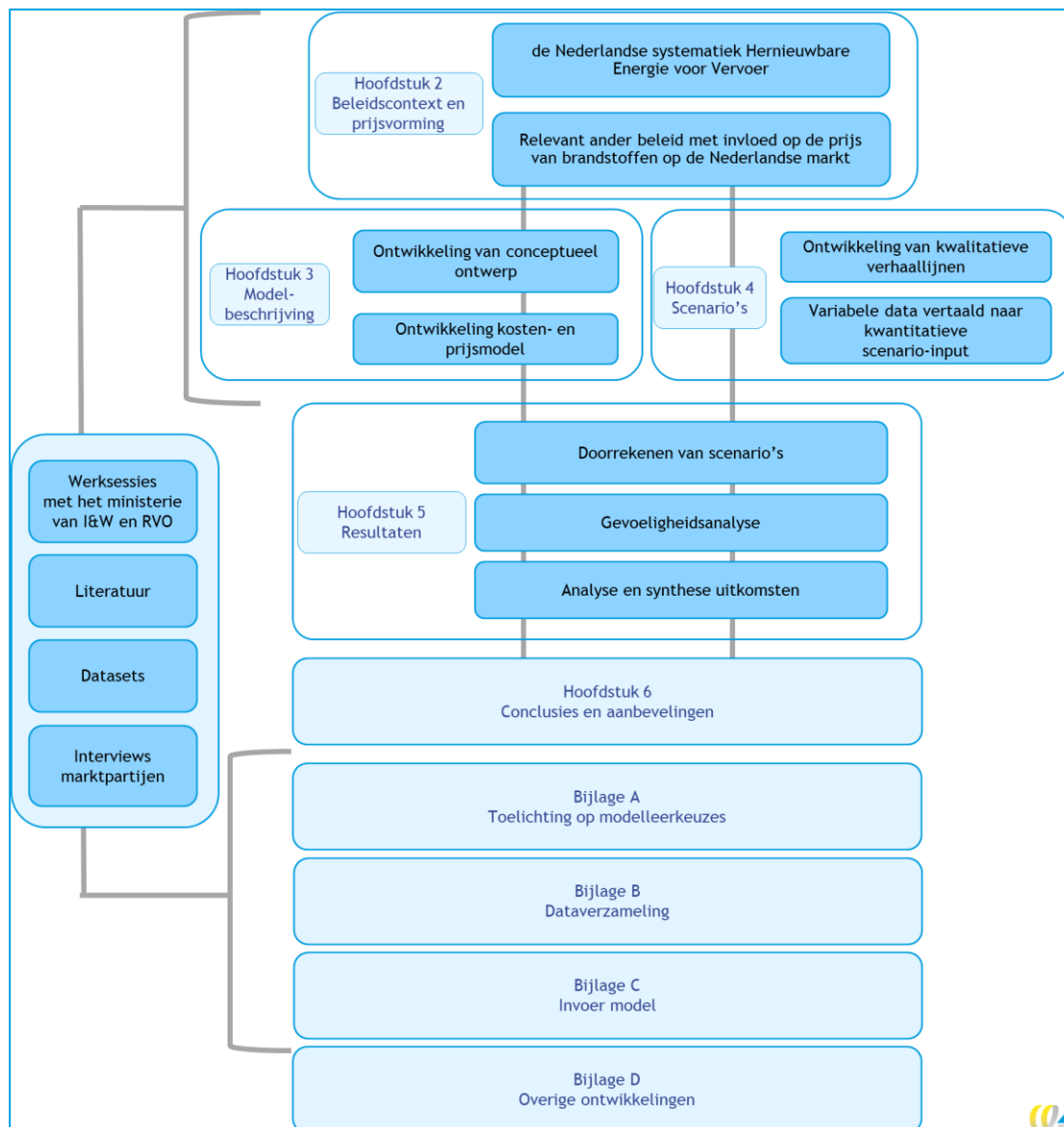
- **Toelichting op de modelleerkeuzes (Bijlage A):** Hierin worden keuzes met betrekking tot het ontwerp van het model, de invulling van de scenario's en andere invoerwaarden in het model nader toegelicht.
- **Dataverzameling (Bijlage B):** Hier wordt uitgelegd hoe de gegevens zijn verzameld. Dit omvat de gebruikte methoden, de bronnen van de gegevens en eventuele uitdagingen die tijdens het proces zijn ondervonden.
- **Invoer model (Bijlage C):** In deze bijlage staan de belangrijkste inputs van het model.
- **Overige ontwikkelingen (Bijlage D):** Hierin worden (beleids- en markt)ontwikkelingen in de brandstoffen- en vervoersmarkt besproken die ook relevant zijn, maar die niet in de modelanalyse zijn meegenomen.

1.5 Disclaimer

De ontwikkeling van de Nederlandse brandstoffenmarkt is van zeer veel onzekere factoren afhankelijk: beleidsdetails in Nederland, beleid in andere landen, importmogelijkheden, marktkeuzes, concurrentie, etc. In dit onderzoek is een eerste rekenmodel opgesteld waarmee de effecten van beleids- en marktontwikkelingen op de pompprijzen in Nederland kunnen worden ingeschat en verkend. In het onderzoek is het effect van de RED III-implementatie op de pompprijzen verkend; andere beleidsinstrumenten zoals ETS2 en FuelEU Maritime zijn niet meegenomen. De beperkte omvang van het onderzoek in combinatie met de grote complexiteit van de brandstoffenmarkt en beperkte beschikbaarheid van prijsdata en volumeschattingen van brandstoffen maken dat de resultaten niet moeten worden beschouwd als een exacte voorspelling, maar als eerste inschattingen, behorend bij de set scenario's die in het onderzoek is gecreëerd en toegepast.

De RED III-implementatie was ten tijde van de uitvoering van dit onderzoek nog niet definitief, maar wel in een vergevorderd stadium. De beleidswijzigingen in de systematiek Hernieuwbare Energie Vervoer zoals beschreven in dit rapport betreffen het voorstel van de Nederlandse overheid zoals bekend op 31 januari 2025. In de definitieve wetwijzigingen kunnen daarom nog verschillen optreden ten opzichte van het beleidsvoorstel zoals meegenomen in dit onderzoek.

Figuur 4 - Schematische weergave van de studie



2 Beleidscontext

In dit hoofdstuk gaan we in detail in op de nieuwe systematiek van de jaarverplichting (Paragraaf 2.1). De beleidsanalyse is aangevuld met inzichten over prijsvorming uit de interviews (Paragraaf 2.2). Dit hoofdstuk, tezamen met Bijlage D, dient als input voor het conceptueel ontwerp van het kosten- en prijsmodel en de ontwikkeling van scenario's, maar heeft niet het doel om volledig en uitputtend te zijn.

In Bijlage D gaan we in op andere relevante (beleids-)ontwikkelingen aan de vraag- en aanbodkant anders dan de jaarverplichting. Deze ontwikkelingen kunnen van invloed zijn op de verschillende sectoren of energiedragers en daarmee spelen ze mogelijk een rol bij de prijsvorming van de ERE's.

2.1 De Nederlandse systematiek Hernieuwbare Energie voor Vervoer

2.1.1 De richtlijn hernieuwbare energie (RED III)

De herziene richtlijn hernieuwbare energie (revision of the Renewable Energy Directive, afgekort met RED III) is het belangrijkste instrument met betrekking tot de inzet van hernieuwbare energie in transport in de Europese Unie. Met de RED III kunnen EU-lidstaten kiezen welk hoofddoel ze nationaal invoeren: een bindend streefcijfer voor 2030 van 14,5% minder broeikasgasintensiteit in de transportsector door middel van gebruik van hernieuwbare energie, of een bindend streefcijfer van minstens 29% hernieuwbare energie binnen het finale energieverbruik in de mobiliteitssector in 2030 (EU, 2023). Daarnaast moet worden voldaan aan targets en limieten met betrekking tot inzet van specifieke categorieën hernieuwbare energiedragers. Hierbij hebben lidstaten enige speelruimte in de doorvertaling naar nationale wet- en regelgeving.

2.1.2 De 'jaarverplichting'

Nederland werkt met de systematiek Hernieuwbare Energie voor Vervoer aan de Nederlandse en RED III-doelstellingen voor een toenemend aandeel hernieuwbare energie in transport en daarmee tegelijkertijd aan de reductie van broeikasgasemissies gerelateerd aan de transportsector. De systematiek wordt ook aangeduid met de term jaarverplichting Energie Vervoer (kortweg 'jaarverplichting' of 'JV'), omdat deze de Nederlandse brandstofleveranciers tot nu toe verplichtte om jaarlijks een bepaald aandeel hernieuwbare energie te leveren aan de transportsector.¹

2.1.3 Sturing op broeikasgasemissiereductie

Vanaf 2026 moet de aangepaste jaarverplichting van kracht zijn. Het ministerie van I&W heeft in april 2024 een Kamerbrief gestuurd over de voortgang van de implementatie van de RED III (Ministerie van I&W, 2024a). Daarin staat het besluit om vanaf 2026 te sturen op

¹ In de jaarverplichting tellen 'recycled carbon fuels', dat wil zeggen brandstoffen gemaakt van fossiele afvalstromen, niet mee. In de herziening van de jaarverplichting t.b.v. de RED III-implementatie zal dit ook het geval zijn. Deze keuze heeft de Nederlandse overheid gemaakt (de RED III biedt namelijk wel de mogelijkheid om recycled carbon fuels te laten meetellen).

(well-to-wheel²) broeikasgasemissiereductie in plaats van op energiehoeveelheden en dus het streefcijfer van 14,5% broeikasgasreductie (CO₂-eq.-reductie) van de RED III over te nemen. De broeikasgasreductie moet worden berekend ten opzichte van een referentie-emissiewaarde ('fossil fuel comparator') van 94 g CO₂-eq./MJ, zoals volgt uit de RED III.

2.1.4 Van hernieuwbare brandstofeenheden (HBE's) naar emissiereductie-eenheden (ERE's)

Het marktmechanisme met hernieuwbare brandstofeenheden (HBE's) speelt een belangrijke rol bij de invulling van de jaarverplichting. Binnen de systematiek maakt het inboek- en verhandelingsstelsel (Register Energie Vervoer) het namelijk mogelijk om verhandelbare Hernieuwbare Brandstof Eenheden (HBE's) te genereren voor geleverde hernieuwbare energie. Een HBE staat voor 1 GJ aan geleverde hernieuwbare energie. De HBE's kunnen gebruikt worden om aan de eigen verplichting te voldoen of kunnen verkocht worden aan leveranciers die onvoldoende HBE's hebben voor het voldoen aan hun verplichting. Brandstofleveranciers, die onder de verplichting vallen, moeten om aan de verplichting te voldoen tijdig voldoende HBE's op de rekening in het Register Energie voor Vervoer (REV)³ hebben staan. Andere partijen, zoals de leveranciers van alle vormen van hernieuwbare energie, kunnen vrijwillig meedoen en HBE's genereren en verhandelen. De marktprijs van HBE's fluctueert op basis van vraag en aanbod en compenseert (geheel of gedeeltelijk) voor de meerkosten van hernieuwbare brandstoffen ten opzichte van fossiele brandstoffen. De Nederlandse Emissieautoriteit (NEa) houdt toezicht op de naleving van de verplichting en de handel in HBE's en beheert het REV.

De omschakeling naar een ketenemissiereductiedoel betekent ook de overstap van hernieuwbare brandstofeenheden (HBE's, in €/GJ) naar emissiereductie-eenheden (ERE's, in €/kg CO₂-eq.-reductie).

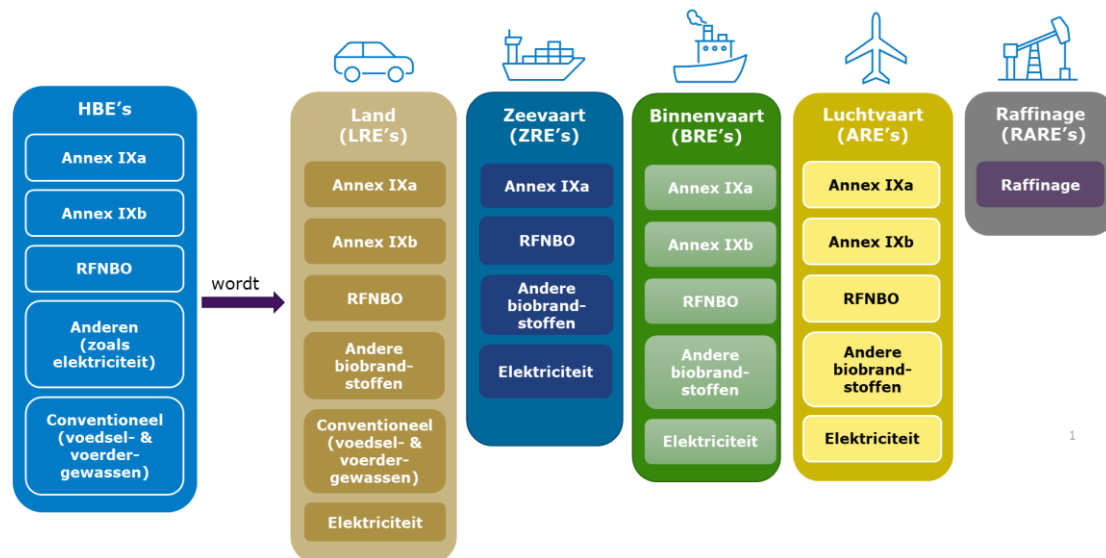
2.1.5 Uitbreiding van de verplichting naar meer transportmodaliteiten

In de herziene jaarverplichting (ERE-systematiek) zullen aparte broeikasgasreductiedoelen worden ingevoerd voor de brandstofleveranciers voor de volgende vier sectoren: land (hieronder vallen wegvoertuigen, mobiele- en landbouwmachines en pleziervaart), binnenvaart, zeevaart en luchtvaart. Nieuw is dat brandstofleveranciers aan luchtvaart, zeevaart en binnenvaart in het HBE-systeem vrijwillig aan de jaarverplichting mochten bijdragen, maar in de ERE-systematiek ook onder de jaarverplichting vallen én een eigen sectorverplichting krijgen. Ook is een 'raffinaderoute' uitgewerkt, waarmee de inzet van groene waterstof in raffinaderijen ook ERE's kan opleveren (zie Paragraaf 2.9). De uitbreiding naar deze sectoren betreft bijna een verdrievoudiging van de totale energiedragers die onder de (noemer van de) jaarverplichting komen te vallen: de afzet naar land is ongeveer 330 PJ in 2030, terwijl het bij lucht- en zeevaart gaat om respectievelijk circa 160 PJ en 410 PJ gaat. De binnenvaart is relatief klein met ongeveer 46 PJ in 2030. Het totaal komt daarmee op bijna 950 PJ, waarvan dus maar 1/3 in de sector land wordt afgezet.

² 'Well-to-wheel'-broeikasgasemissies zijn de emissies die over de gehele keten van productie, transport, opslag, levering en gebruik van een product (in dit geval energiedragers voor mobiliteit) vrijkomen.

³ Een HBE wordt verkregen als 1 gigajoule (GJ) hernieuwbare energie aan de Nederlandse (vervoers)markt is geleverd en ingeboekt in het REV.

Figuur 5 - Verandering van HBE-systematiek naar ERE-systematiek



Bron: Gebaseerd op (Ministerie van I&W, 2024b).

2.1.6 Sectordoelestellingen en vrije ruimte

De vier sectoren hebben eigen waarden met betrekking tot verplichtingen, sub-verplichtingen en limieten. De sector 'land' krijgt daarbij een relatief hoog reductiedoel, opdat de nationale klimaatdoelen kunnen worden behaald. De reductiedoelen lopen op van jaar tot jaar vanaf 2026 tot en met 2030. Dit gaat om:

- een CO₂-eq.-reductieverplichting (uitgesplitst in 'sectorspecifiek' en 'vrije ruimte');
- een verplichte minimuminzet van Annex-IXA-biobrandstoffen voor de sector 'land';
- een verplichte minimuminzet van RFNBO's (renewable fuels of non-biological origin);
- een limiet voor biobrandstoffen gemaakt van voedsel- en voedergrassen ('conventioneel');
- een limiet voor de inzet van Annex-IXB-biobrandstoffen (gemaakt van gebruikte oliën en vetten).

Bij de sectoren zeevaart, binnenvaart en luchtvaart kan het eigen broeikasgasreductiedoel voor een deel worden ingevuld in andere sectoren. Dit deel heet de 'vrije ruimte'.

- *Zeevaart* heeft in 2026 een totaal reductiedoel van 3,6%, waarvan 1,1% vrije ruimte en 2,5% 'sectorspecifiek'. Hierbij moet 2,5% CO₂-eq.-reductie worden gerealiseerd binnen de zeevaart en kan 1,1% reductie ook in de andere sectoren worden behaald. Deze percentages lopen op richting 2030.
- *Binnenvaart* heeft in 2026 een totaal reductiedoel van 3,8%, waarvan 0,8% vrije ruimte en 3,0% 'sectorspecifiek'. Deze percentages lopen op richting 2030.
- *Land* heeft geen vrije ruimte; het volledige reductiedoel moet dus binnen de eigen sector worden behaald, door middel van inzet van hernieuwbare energiedragers in de sector 'land'.
- *Luchtvaart* heeft juist alleen maar vrije ruimte en geen sectorspecifiek doel, wat betekent dat volledig aan de CO₂-eq.-reductieverplichting kan worden voldaan via inzet van hernieuwbare energiedragers in andere sectoren.

De sectordoelestellingen en de vrije ruimte zijn allemaal uitgedrukt in percentages WTW CO₂-eq.-reductie. De reductie als gevolg van de inzet van hernieuwbare energiedragers

wordt steeds berekend ten opzichte van de inzet van vloeibare transportbrandstoffen in het betreffende jaar, waarbij de referentie-emissiefactor van 94 gCO₂-eq./MJ wordt toegepast.

De CO₂-reductieverplichtingen en de vrije ruimtes, zoals opgenomen in de internet-consultatie van de Wijziging Besluit energie vervoer RED III⁴, zijn weergegeven in Tabel 1. Naar verwachting zullen extra ERE's uit land worden gebruikt om de vrije ruimte van andere modaliteiten op te vullen.

Tabel 1 - Overzicht van de CO₂-eq.-reductiedoelstellingen per sector

Sector	Categorie	Type	2026	2027	2028	2029	2030
Land	Sector	Target	14,4%	16,4%	18,3%	20,3%	22,6%
	Vrije ruimte	Limiet	0%	0%	0%	0%	0%
	Conventioneel	Limiet	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
	Annex IXA	Target	3,07%	4,49%	5,92%	7,34%	8,76%
	Annex IXB	Limiet	4,29%	4,29%	4,29%	4,29%	4,29%
	RFNBO	Target	0,05%	0,06%	0,13%	0,31%	0,38%
Binnenvaart	Sector	Target	3,0%	4,1%	6,1%	8,2%	11,6%
	Vrije ruimte	Limiet	0,8%	1,0%	1,5%	2,0%	2,9%
	Conventioneel	Limiet	0%	0%	0%	0%	0%
	Annex IXB	Limiet	11,07%	11,07%	11,07%	11,07%	11,07%
	RFNBO	Target	0,02%	0,04%	0,09%	0,17%	0,34%
Zeevaart	Sector	Target	2,5%	3,3%	4,1%	4,9%	5,7%
	Vrije ruimte	Limiet	1,1%	1,5%	1,8%	2,2%	2,5%
	Conventioneel	Limiet	0%	0%	0%	0%	0%
	Annex IXB	Limiet	0%	0%	0%	0%	0%
	RFNBO	Target	0,00%	0,02%	0,08%	0,16%	0,32%
Luchtvaart	Sector	Target	0%	0%	0%	0%	0%
	Vrije ruimte	Limiet	2,5%	3,2%	3,9%	4,6%	5,3%
	Conventioneel	Limiet	0%	0%	0%	0%	0%
	Annex IXB	Limiet	4,77%	4,77%	4,77%	4,77%	4,77%
	RFNBO	Target	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,56%

Uit bovenstaand overzicht volgen een aantal randvoorwaarden voor de inzet van hernieuwbare brandstoffen ten behoeve van de jaarverplichting:

- **Conventionele biobrandstoffen:**
 - In de sectoren luchtvaart, zeevaart en binnenvaart kunnen geen conventionele biobrandstoffen (biobrandstoffen gemaakt van voedsel- en voedergewassen) worden ingezet om aan de CO₂-eq.-reductieverplichting te voldoen.
 - In de sector land kan maximaal 1,2% van de verplichting worden ingevuld met biobrandstoffen gemaakt van voedsel- en voedergewassen.
- **Annex IX-A-biobrandstoffen:** In de sector 'land' moet in 2030 minimaal 8,76% van het finaal energiegebruik worden ingevuld met Annex-IX-A-biobrandstoffen, ook wel aangeduid als geavanceerde biobrandstoffen.
- **Annex-IX-B-biobrandstoffen:**
 - Deze biobrandstoffen gemaakt van biogrondstoffen uit Annex IX B van de RED III (oliën en vetten), kunnen niet worden ingeboekt wanneer deze brandstoffen worden

⁴ [Overheid.nl | Consultatie Wijziging Besluit energie vervoer REDIII](https://overheid.nl/consultatie/wijziging-besluit-energie-vervoer-red-iii). De consultatieperiode liep van 6 november 2024 tot 6 december 2024. Op het moment van schrijven bevatten de bijbehorende documenten het meest recente overzicht van de CO₂-reductiedoelstellingen.

- ingezet ten behoeve van de sector zeevaart. Dit betekent dat ze niet kunnen meetellen voor de verplichting in de sector zeevaart, ook niet via de vrije ruimte.
- In de sectoren land, binnenvaart en luchtvaart geldt een limiet voor de CO₂-eq.-reductie die binnen de jaarverplichting mag worden behaald met Annex-IXB-biobrandstoffen: 4,29% voor land, 11,07% voor binnenvaart en 4,77% voor luchtvaart.
- **RFNBO's:** In elke sector moet een bepaalde CO₂-reductie behaald worden door middel van de inzet van Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO's). Dit doel mag volledig worden ingevuld via de raffinageroute (zie hieronder).

2.1.7 Ruimere inboekmogelijkheden hernieuwbare elektriciteit

In de nieuwe systematiek worden de inboekmogelijkheden voor hernieuwbare elektriciteit verruimd. Gezien de inzet op zero-emissievoertuigen is het van belang dat de hernieuwbare energie van zero-emissievoertuigen ook daadwerkelijk wordt ingeboekt. Het impliceert ook dat een deel van de (Platform Hernieuwbare Brandstoffen) elektriciteit die in het verleden niet werd ingeboekt de komende jaren wellicht wel wordt ingeboekt.

2.1.8 Raffinageroute

De raffinageroute omvat de optie om inzet van hernieuwbare waterstof gebruikt in het raffinageproces te laten meetellen bij de jaarverplichting. Voor Nederland zal de inzet van 'raffinage reductie-eenheden', dat wil zeggen ERE's die corresponderen met de inzet van hernieuwbare waterstof in raffinaderijen ('RARE' in Figuur 5), alleen mogen worden ingezet om te voldoen aan de subverplichtingen voor RFNBO's per sector. Ook zal een correctiefactor worden toegepast, zodat een gelijk speelveld tussen de raffinageroute en directe inzet van hernieuwbare waterstof kan ontstaan. Andere RFNBO's (e-fuels) zullen waarschijnlijk niet gebruikt worden of een minimale rol spelen.

De beleidsdiscussie en discussie onder stakeholders richtte zich dan ook vooral op dit gelijke speelveld en de hoogte van de correctiefactor. De raffinageroute kan namelijk volgens stakeholders een rol spelen bij de stimulering en opschaling van hernieuwbare waterstofproductie in Nederland. Sectoren als de industrie en mobiliteit kunnen vervolgens profiteren van deze productie. Aan de andere kant kan de raffinageroute ook een barrière vormen voor de ingroei van waterstofvoertuigen als dit speelveld niet in balans is. Deze ingroei is relevant in het kader van zero-emissiebeleid wat zich lokaal vooral richt op luchtkwaliteit, maar ook vanuit het oogpunt van klimaat belangrijk is. Het huidige voorstel van het ministerie van I&W is om een correctiefactor van 0,4 toe te passen. Dit betekent dat 2,5 RARE's evenveel meetellen voor de RFNBO-doelstellingen als 1 ERE voor directe inzet van groene waterstof in voer-/vaartuigen. Dit biedt ook meer zekerheid voor investeringen in elektrolysecapaciteit dan eerdere voorstellen.⁵ Op het moment van schrijven is de correctiefactor nog niet officieel vastgesteld.⁶

In de interviews is aangegeven dat deze nieuwe categorie vanwege de nieuwheid onzekerheid over de daadwerkelijke uitwerking met zich meebrengt. Ook gaf men aan dat er een hoge afhankelijkheid van andere partijen is, omdat brandstofleveranciers voor RARE's afhankelijk zijn van de enkele partijen die de raffinageroute kunnen toepassen en zij daar zelf geen invloed op hebben.

⁵ [beslisnota bij kamerbrief over 5](#)

⁶ [Voorstel correctiefactor hernieuwbare waterstof in raffinaderijen bekend | Nationaal Waterstof Programma](#)

2.2 Prijsvorming HBE's/ERE's

De prijsvorming van HBE's is vrij intransparant voor partijen, die niet actief zijn in de handel ervan. Er zijn een aantal bedrijven, die de monitoring van grondstofprijzen en handelsprijzen aanbieden als betaalde dienst en er is weinig informatie openbaar over de prijsvorming. Veel van de informatie hierover is dan ook via de interviews verkregen.

De grondstofprijzen zijn vaak gelinkt aan verschillende markten, omdat de grondstoffen niet alleen op de brandstoffenmarkt worden ingezet, maar ook voor de productie van andere eind- of tussenproducten worden ingezet. Hierbij is ook vaak een koppeling te zien met de fossiele referentie of in ieder geval met de belangrijkste index van een handelsplatform. Zo kennen (plantaardige) oliehoudende grondstoffen vaak een eigen prijsdynamiek ten opzichte van de dynamiek rond suikerhoudende gewassen en bio-ethanol. Groengas volgt juist weer meer de fossiele gasprijs. De prijsvorming van biograndstoffen hangt dus sterk af van de verschillende afzetmarkten.

Uit de interviews bleek ook dat de handel een vrij kortetermijnperspectief heeft met prijzen, die sterk kunnen fluctueren door het jaar heen. Over het algemeen kijkt men maximaal een half jaar vooruit en vaak zelfs nog korter. Deels volgen deze prijsfluctuaties de deadlines van het Register Energie Vervoer en tegen het einde van het jaar wordt pas duidelijk wat de totale afzet van een brandstofleverancier is. Er zijn dan ook momenten in het jaar dat de HBE-prijs en straks de ERE-prijs gemiddeld hoger ligt dan in andere periodes van het jaar.

Nu er steeds meer verplichtende instrumenten komen en CO₂ ook steeds meer wordt beprijsd, kunnen de meerkosten niet alleen aan de jaarverplichting worden toegerekend, maar zorgt dezelfde hoeveelheid hernieuwbare energie waarschijnlijk ook voor het voldoen aan andere beleidsdoelstellingen. Het is dan ook aan brandstofleveranciers om een optimum te vinden in brandstofmix om tegen zo laag mogelijke kosten aan de verschillende verplichtingen te voldoen. In deze studie kijken we alleen naar de meerkosten in relatie tot de jaarverplichting.

Uit de interviews bleek ook dat de HBE-prijs van de afgelopen jaren niet de meerkosten van hernieuwbare brandstoffen dekte. Zo zorgde de dubbeltellingsregeling niet per definitie voor een twee keer zo hoge prijs. De huidige markt wordt gekenmerkt door onbenutte brandstofproductiecapaciteit, vooral bij FAME en HVO. Producenten kunnen de productiekosten en het verschil met fossiele brandstoffen nog niet volledig in rekening brengen. Dit betekent dat producenten genooddaakt zijn om de capaciteit stil te leggen of verlies te draaien. Dit geldt bijvoorbeeld voor de Europese FAME- en HVO-producenten, die moeilijk kunnen concurreren met de import vanuit de Aziatische markt. Om de Europese markt te beschermen tegen oneerlijke concurrentie en de lokale productie te steunen, heeft de Europese Commissie in juli 2024 antidumpingmaatregelen genomen door extra invoerrechten in te stellen op FAME en HVO uit China, met tarieven variërend van 12,8% tot 36,4%.⁷

De huidige markt wordt beschreven als een 'diesel + premium' markt, waarbij de vraagkant sterke invloed heeft op de hoogte van dit premium. Wanneer de vraag zal toenemen in de komende jaren en bepaalde grondstoffen schaarser zullen worden, zullen de producenten een sterkere marktpositie krijgen en zal de ERE-prijs in hogere mate overeenkomen met de meerkosten. De ERE-prijs kan ook toenemen als gevolg van het aantal spelers in bepaalde ketens. Voor sommige brandstofketens geldt een sterke afhankelijkheid van een klein aantal spelers, waardoor deze partijen door hun positie een hogere prijs kunnen vragen.

⁷ [Europese HVO wint een ronde tegen Chinese HVO - Transportmedia](#)



2.3 Overige ontwikkelingen

Overige (beleids- en markt)ontwikkelingen in de brandstoffen- en vervoersmarkt die ook relevant zijn voor de impact van de ERE-systematiek op de Nederlandse pompprijzen, maar die niet in de modelanalyse zijn meegenomen, zijn beschreven in Bijlage D.

3 Modelbeschrijving

Dit hoofdstuk beschrijft het ontwerp van het kosten- en prijsmodel dat binnen deze studie is ontwikkeld en toegepast. We doen dat door middel van schematische diagrammen die de modelstappen illustreren. Het hoofddoel van dit kosten- en prijsmodel is om de veranderingen in marktdynamiek te begrijpen als gevolg van de invoering van de ERE-systematiek (de nieuwe jaarverplichting). Met dit model kunnen de prijseffecten van beleidswijzigingen of veranderingen in externe factoren worden ingeschat en kan er worden gecontroleerd of aan de CO₂-reductiedoelstellingen uit de jaarverplichting wordt voldaan. In deze tekst gebruiken we CO₂ als afkorting voor CO₂-equivalenten (CO₂-eq.), tenzij anders vermeld. Een toelichting op de keuzes met betrekking tot de structuur van het model, de invulling van scenario's en andere invoerwaarden is opgenomen in Bijlage A.

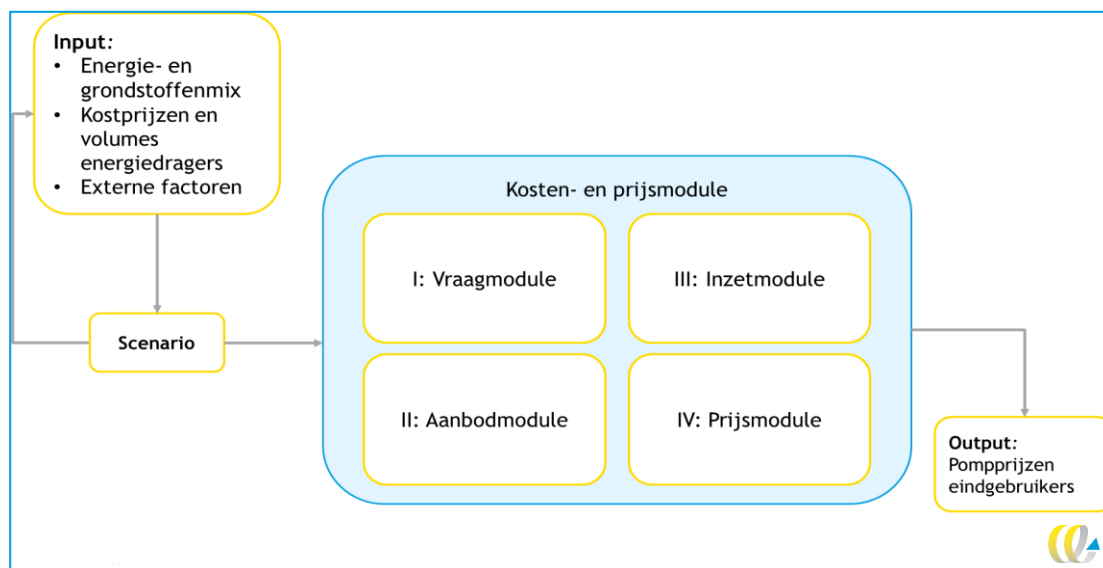
3.1 Algemene beschrijving van model

Figuur 6 toont dat het kosten- en prijsmodel, ontwikkeld in Excel, uit de volgende vier submodules bestaat:

1. Een vraagmodule.
2. Een aanbodmodule.
3. Een inzetmodule.
4. Een prijsmodule.

De inputwaarden van het model (te vinden in Bijlage C) bestaan uit de energie- en grondstoffenmix, kostprijzen en volumes van energiedragers en economische (externe) factoren. De inputwaarden volgen gedeeltelijk uit de specifieke scenario's zoals gevisualiseerd in Figuur 6. In de scenario's worden kwalitatieve verhaallijnen beschreven, die ontwikkelrichtingen weergeven voor de Nederlandse vervoersmarkt in 2030. Deze ontwikkelrichtingen worden vervolgens kwantitatief geconcretiseerd. Op basis van het gekozen scenario wordt ook bekeken of aan de CO₂-reductieverplichtingen van de jaarverplichting wordt voldaan. Als dat niet het geval is dan wordt de energiemix (inzet van hernieuwbare energiedragers) in de scenario's aangepast en worden de scenario's vervolgens opnieuw getoetst aan de reductieverplichtingen (zie de feedbackloop in Figuur 6). Hoofdstuk 6 geeft een verdiepende beschrijving van de scenario's en verhaallijnen.

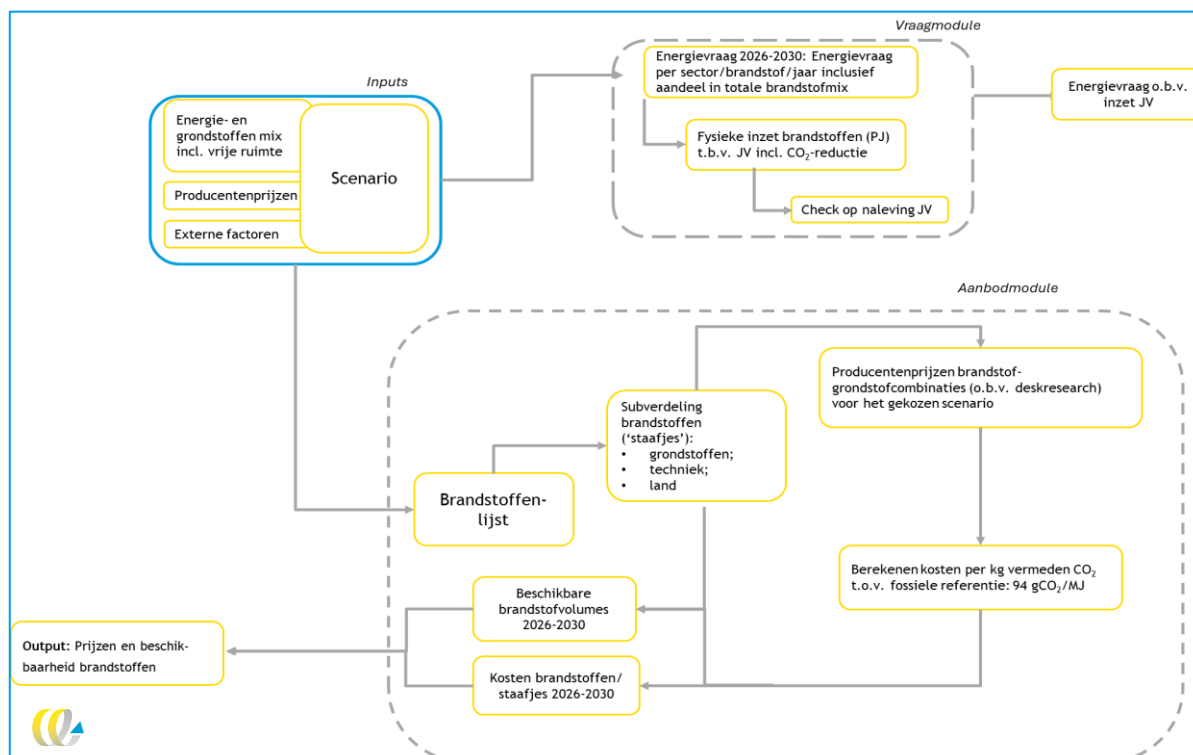
Figuur 6 - Schematisch overzicht van inputs en outputs van kosten- en prijsmodel



3.2 Vraagmodule

Het model maakt onderscheid tussen vraag en aanbod van hernieuwbare brandstoffen, zie Figuur 7. De totale energievraag volgt uit het gekozen scenario (zie ook Bijlage C). Het model controleert vervolgens of de hernieuwbare brandstofmix uit het gekozen scenario aan de beleidsdoelen uit de jaarverplichting voldoet.

Figuur 7 - Vraag- en aanbodmodule



De gevraagde volumes in PJ per brandstof per sector (land, zeevaart, binnenvaart, luchtvaart) tellen op tot een totaalvraag per sector en per brandstof. Deze totaalvraag wordt bepaald voor de jaren in de periode 2026-2030. Het model gebruikt de energievraag vervolgens bij de selectie van goedkoopste hernieuwbare brandstoffen uit de MAC-curves, waarmee ook de grondstofvraag wordt gekwantificeerd. De aanbodmodule wordt verder beschreven in Paragraaf 4.4.

3.2.1 Beleidscheck

Aan de hand van de vraagmodule voert het model ook beleidschecks uit. Er wordt daarbij gecheckt of de (Platform Hernieuwbare Brandstoffen) brandstofmix voldoet aan alle targets en limieten zoals die onder de jaarverplichting gelden. De (Platform Hernieuwbare Brandstoffen) brandstofmix is zo ingesteld dat aan de targets en limieten van de jaarverplichting (zie Hoofdstuk 2) wordt voldaan en deze mix aansluit bij de scenario's uit Hoofdstuk 6.

3.3 Aanbodmodule

De outputwaarden van de aanbodmodule bestaan uit een overzicht van producentenprijzen van brandstoffen uitgedrukt in kosten per vermeden kg CO₂ met de bijbehorende aanbodvolumes, zie Figuur 8. De aanbodvolumes ('staven') tellen op tot een totale beschikbaarheid van hernieuwbare brandstoffen voor de Nederlandse vervoersmarkt. De brandstoffen die het model in deze studie meeneemt alsook de selectie van brandstof- en grondstofcombinaties die in de energievraag (uit de vraagmodule) voorzien worden hieronder toegelicht.

3.3.1 Brandstoffenlijst

De brandstoffen die in modellering en analyse worden meegenomen staan in Tabel 2. De keuze voor meegenomen brandstoffen wordt toegelicht in Bijlage A.

Tabel 2 - Brandstoffen die in de studie zijn meegenomen

Energiedrager	Opmerking
Fossiele benzine	Fossiele brandstof die wordt gebruikt in de sector land.
Bio-ethanol	Wordt bijgemengd bij fossiele benzine. De 'blend wall' is 10 volumeprocent.
Fossiele diesel	Fossiele brandstof die wordt gebruikt in de sector land.
HVO	Biobrandstof, geproduceerd met behulp van hydrotreating, kan in principe tot 100% worden bijgemengd bij fossiele diesel.
FAME	Biobrandstof, geproduceerd uit oliën en vetten met betrekking tot transesterificatie, kan tot 7 volumeprocent worden bijgemengd bij fossiele diesel.
e-diesel	E-fuel die wordt meegenomen als optie voor de sector land. Telt mee voor RFNBO-doel.
Hernieuwbare waterstof - directe inzet (gasvormig)	E-fuel die wordt meegenomen als optie voor de sector land. Dit gaat om gecombineerd waterstofgas. Telt mee voor RFNBO-doel.
Hernieuwbare waterstof - raffinage	Inzet van hernieuwbare waterstof in plaats van grijze waterstof in raffinaderijen bij het kraakproces. Dit telt mee voor RFNBO-doel, maar er wordt een correctiefactor toegepast (het huidige voorstel is 0,4).
Vloeibare hernieuwbare waterstof	E-fuel die wordt meegenomen als optie voor de sector binnenvaart. Telt mee voor RFNBO-doel.
Fossiele kerosine	Fossiele brandstof die wordt gebruikt in de luchtvaart.

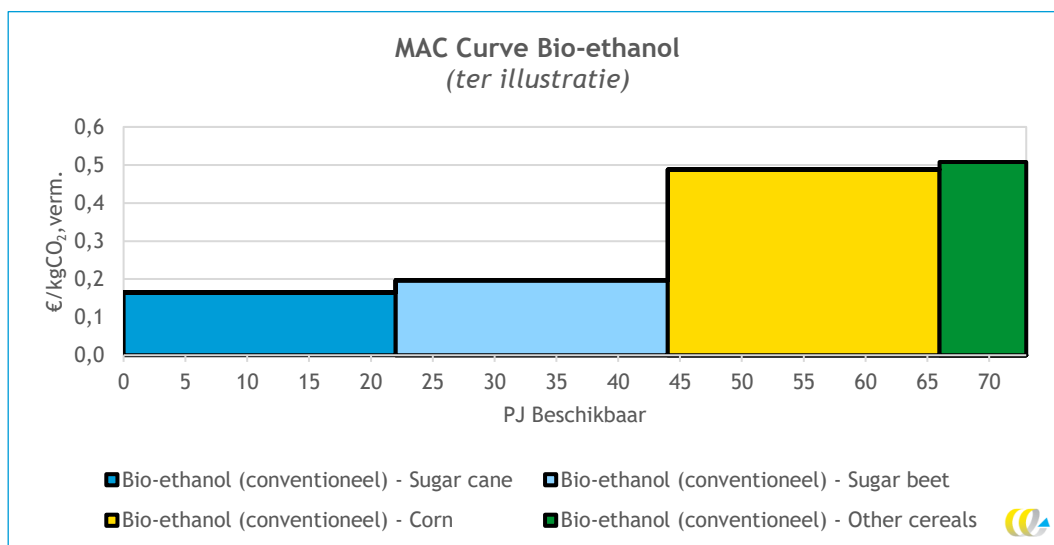
Energiedrager	Opmerking
Bio-kerosine	Biobrandstof met dezelfde chemische samenstelling als fossiele kerosine.
e-kerosine	E-fuel met dezelfde chemische samenstelling als fossiele kerosine.
LNG	Fossiele brandstof (aardgas) die wordt gebruikt in de zeescheepvaart. LNG staat voor liquefied natural gas.
Bio-LNG	Biobrandstof met dezelfde chemische samenstelling als fossiele LNG. Wordt gemaakt door middel van liquefactie van groengas (biomethaan).
Elektriciteit (grid mix)	Er wordt naar de CO ₂ -eq.-emissiefactor van de grid mix gekeken voor bepaling van de hoeveelheid ERE's
Stookolie (HFO)	Fossiele brandstof die wordt gebruikt in de zeescheepvaart. HFO staat voor heavy fuel oil.
Gasolie (MGO)	Fossiele brandstof die wordt gebruikt in de zeescheepvaart. MGO staat voor marine gas oil.
Biobrandstof zeevaart	De biobrandstof die wordt bijgemengd bij HFO en MGO in de zeevaart is soortgelijk aan FAME en HVO, maar heeft andere specificaties.
Diesel (binnenvaart)	Diesel voor de binnenvaart

3.3.2 MAC-curves

Brandstofleveranciers hebben verschillende opties om te voldoen aan hun jaarlijkse verplichting. Het model gaat ervan uit dat brandstofleveranciers economisch rationeel handelen en de inzet van bepaalde hernieuwbare brandstoffen zullen vergroten naarmate deze goedkoper worden (en beschikbaar zijn) om aan hun jaarlijkse verplichting te voldoen. Voor de modellering van inzetkeuzes stellen we *Marginal Abatement Cost* (MAC)-curves op. De (Platform Hernieuwbare Brandstoffen) brandstoffenmix wordt al in de scenario's vastgelegd. De MAC-curves worden vervolgens gebruikt om de exacte inzet van volumes van specifieke brandstoffen te bepalen (en daarmee ook de grondstoffenmix). In de MAC-curves van specifieke brandstoffen staan namelijk aanbodvolumes behorende bij specifieke combinaties van productietechnieken, grondstoffen (inclusief grondstofcategorie), landen van herkomst en gehanteerde emissiefactoren. Deze staan gesorteerd van meest goedkope 'staaf' naar duurste 'staaf', zie Figuur 8 voor een illustratie van de MAC-curve voor bio-ethanol. De brandstofvraag uit de scenario's bepaalt welke staven worden geselecteerd om in de vraag te voorzien.

De staven staan uitgedrukt in euro per kg CO₂-eq.-reductie (op basis van WTW-emissiefactoren). Dit geeft de producentenprijs weer van de hernieuwbare brandstofvolumes in relatie tot de CO₂-reductie die behaald kan worden ten opzichte van de referentie-emissiefactor van fossiel. Op de x-as kan ofwel PJ's of CO₂-reductie komen te staan; we hebben voor de modellering gekozen voor PJ's zodat dan makkelijk kan worden afgelezen welke brandstof- en grondstofcombinaties ('staven') in een specifieke energievraag kunnen voorzien.

Figuur 8 - Impressie MAC-curve voor bio-ethanol

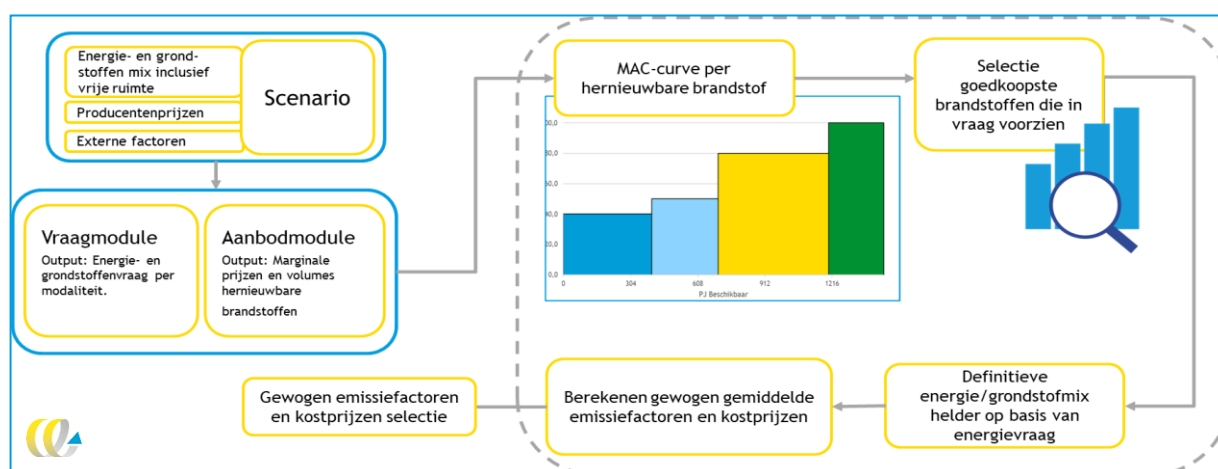


De gevraagde volumes in PJ per brandstof per sector (land, zeevaart, binnenvaart, luchtvaart) tellen op tot een totaalvraag per sector en per brandstof. Deze totaalvraag wordt bepaald voor de jaren in de periode 2026-2030. Het model gebruikt de energievraag vervolgens bij de selectie van goedkoopste hernieuwbare brandstoffen uit de MAC-curves, waarmee ook de grondstofvraag wordt gekwantificeerd. De outputwaarden van de aanbodmodule bestaan uit een overzicht van producentenprijzen van brandstoffen uitgedrukt in kosten per vermeden kg CO₂ met de bijbehorende aanbodvolumes. De aanbodvolumes ('staven') tellen op tot een totale beschikbaarheid van hernieuwbare brandstoffen voor de Nederlandse vervoersmarkt.

3.4 Inzetmodule

Het model berekent de gewogen gemiddelden (van o.a. kostprijs) aan de hand van de ingezette 'staven', zie Figuur 9. Het model bepaalt daarmee ook meteen de meerprijzen en meerkosten per hernieuwbare brandstof en per sector.

Figuur 9 - Schematisch overzicht van de inzetmodule



3.5 Prijsmodule

3.5.1 Bepaling meerprijzen en meerkosten

Aan de hand van de definitieve energie- en grondstoffenmix kunnen de totale meerkosten van de inzet van hernieuwbare brandstoffen worden berekend, zie Figuur 10. De meerkosten worden bepaald door een tweetal factoren:

- **Meerprijs van hernieuwbare brandstoffen:** De meerprijs van een hernieuwbare brandstof is het verschil tussen de berekende gewogen gemiddelde kostprijs van deze brandstof (die volgt uit de vorige stap) en de producentenprijs van de vervangen fossiele brandstof.
- **Inzet van hernieuwbare PJ's voor de jaarverplichting (JV):** Dit betreft enkel de inzet van hernieuwbare brandstoffen om aan de JV te voldoen. Het model houdt daarbij ook rekening met de invulling van vrije ruimtes in de sectoren.

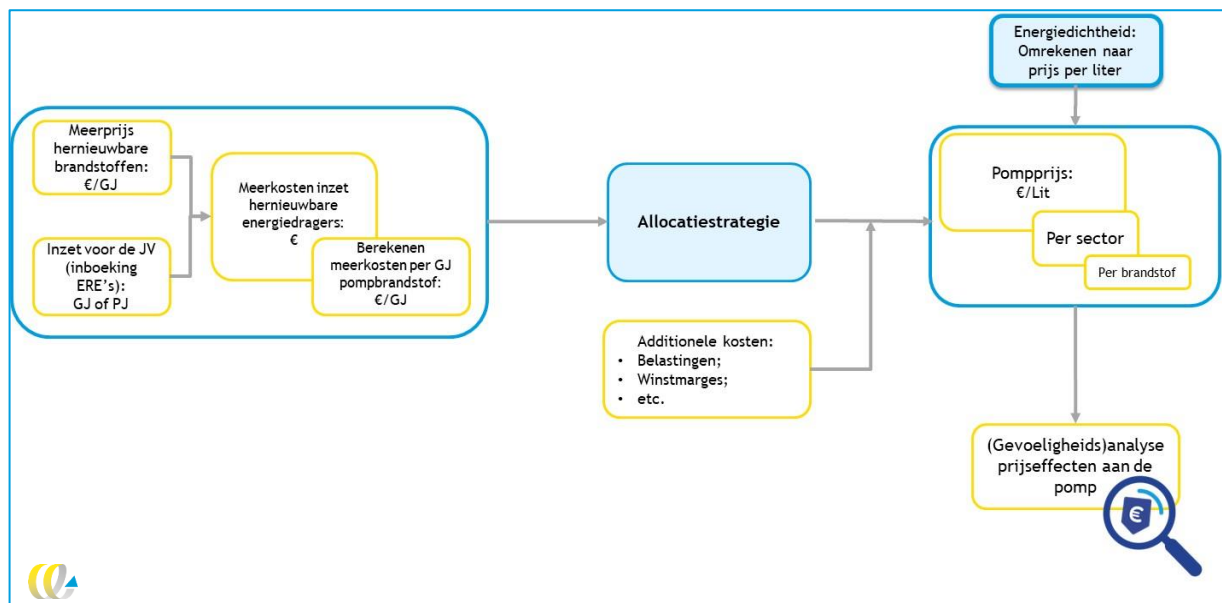
Met deze twee factoren kunnen de totale meerkosten per sector en per hernieuwbare brandstof worden berekend.

3.5.2 Bepaling pompprijzen

Het model bepaalt de literprijs door vanuit een prijs per energie-eenheid om te rekenen met behulp van de energiedichtheid van specifieke brandstoffen. De meerkosten van de inzet van hernieuwbare brandstoffen worden doorberekend in de pompprijzen. Het model hanteert een bepaalde allocatiestrategie (doorberekenmethode). Andere componenten in de pompprijzen zijn ook gemodelleerd, zoals brandstofaccijnzen, btw en winstmarges. De meerkosten en prijscomponenten komen bovenop de reguliere producentenprijs van de fossiele brandstof. Door de resulterende pompprijzen in 2026 t/m 2030 te vergelijken met de huidige pompprijzen kunnen prijseffecten van de nieuwe jaarverplichting worden gekwantificeerd.

Het effect op de pompprijs vormt daarmee ook de belangrijkste output van het kosten- en prijsmodel, zie Figuur 10.

Figuur 10 - Schematisch overzicht om effect op de pompprijs te bepalen



4 Scenario's

Omdat veel ontwikkelingen in de Nederlandse brandstoffenmarkt onzeker zijn, maken we in deze studie gebruik van verhaallijnen en scenario. In dit hoofdstuk presenteren we allereerst drie kwalitatieve verhaallijnen in Paragraaf 5.1. Deze verhaallijnen vormen de basis voor drie corresponderende kwantitatieve scenario's in Paragraaf 5.2. De scenario's zijn alternatieve ontwikkelrichtingen voor de Nederlandse brandstoffenmarkt in 2030. Deze scenario's vormen een belangrijke input voor de verkenning van de impact van de RED III- implementatie op de pompprijzen, zoals getoond in Hoofdstuk 4. De resultaten van de verkenning (met onderscheid tussen de scenario's) staan in Hoofdstuk 6.

4.1 Verhaallijnen

In dit hoofdstuk worden drie kwalitatieve verhaallijnen beschreven, die ontwikkelrichtingen weergeven voor de Nederlandse brandstoffenmarkt in 2030. Deze ontwikkelrichtingen worden vervolgens kwantitatief geconcretiseerd in scenario's.

De verhaallijnen zijn geïnspireerd op de studie 'Visie op een duurzame bio-economie in 2030'⁸ die de Commissie Duurzaamheidsvraagstukken Biomassa (Commissie Corbey) publiceerde op 18 december 2014. Deze visie is gebaseerd op de roadmap die destijds door CE Delft ontwikkeld is en hierin worden vier mogelijke scenario's schetst. Binnen deze scenario's varieerden de mate van globalisering en de rol van overheden en bedrijfsleven. Hoewel de wereldhandel sinds 2014 sterk veranderd is, is de opzet van deze scenario's nog wel geschikt om toe te passen op de huidige situatie. De mate van globalisering en inzet op verduurzaming door overheden en bedrijfsleven hebben we als uitgangspunt genomen voor het opstellen van verhaallijnen, die passen bij de huidige geopolitieke verhoudingen. Op basis van de scenario's uit deze studie hebben we twee uitersten scenario's samengesteld en daar vervolgens een middenscenario aan toegevoegd.

Nederland voldoet momenteel voor een groot deel aan de huidige jaarverplichting middels import van biobrandstoffen en de import van biograndstoffen voor biobrandstofproductie in Nederland. Ook in 2030 speelt import naar verwachting een grote rol. De situatie in de wereldhandel van hernieuwbare brandstoffen, dat wil zeggen de mate waarin hernieuwbare brandstoffen beschikbaar en betaalbaar zijn op de wereldmarkt voor import door Nederland, is dus van grote invloed. De situatie op wereldmarkt wordt beïnvloed door geopolitieke aspecten zoals handelsbarrières gemotiveerd door protectionisme, maar ook door concurrentie om biograndstoffen en hernieuwbare brandstoffen vanuit andere landen als gevolg van het stimuleringsbeleid in die landen.

Beschikbare volumes en prijzen van hernieuwbare brandstoffen zijn in hoge mate onzeker, terwijl ze wel een grote invloed hebben op de pompprijzen. Daarom variëren we de beschikbaarheid en prijzen tussen de verhaallijnen en scenario's. De brandstofmix en invulling van de vrije ruimte is juist minder onzeker en zal minder variëren (dit komt terug bij de uitwerking van de scenario's hieronder).

Zoals weergegeven in Figuur 11, nemen we de volgende drie verhaallijnen mee, waarin de beschikbaarheid van hernieuwbare brandstoffen voor Nederland en de marktprijzen van grondstoffen/brandstoffen sterk verschilt:

⁸ [Roadmap naar een duurzame bio-economie in 2030 - CE Delft](#)

- **Regionale handel:** Handelsbeperkingen en sterke concurrentie leiden tot een lage beschikbaarheid en hoge marktprijzen.
- **Gematigde markt:** De beschikbaarheid en marktprijzen van hernieuwbare brandstoffen bevinden zich in het midden van de bandbreedte van de waardes uit de andere twee scenario's.
- **Mondiale handel:** Vrije handel en lage concurrentie leiden tot een hoge beschikbaarheid en lage prijzen.

Figuur 11 - Verhaallijnen



Factoren

Onderstaande tabel schetst hoe verschillende factoren eruit zien in de twee uiterste verhaallijnen. Deze factoren gaan over de algemene concurrentiepositie van Nederland, de vraagkant van hernieuwbare brandstoffen en de aanbodkant. Dit is een beschrijving op hoofdlijnen. De verhaallijn behorende bij 'gematigde markt' is niet uitgewerkt in de tabel, omdat deze tussen beide andere ligt. Deze verhaallijn kan worden beschouwd als een middenscenario dat samenhangt met het referentiescenario uit de KEV.

Tabel 3 - Factoren binnen de verschillende verhaallijnen

Factor	Regionale handel	Mondiale handel
(Geo)politiek klimaat	Veel geopolitieke spanningen resulteren in een 'ieder voor zich'-mentaliteit. De EU is op zichzelf aangewezen, maar wankelt door polarisatie en verschil van inzicht tussen lidstaten ook. De spanningen rond Rusland/Oekraïne, ontwikkelingen in het Midden-Oosten en de keuzes die Trump maakt, zorgen voor verdere escalatie.	Wereldleiders vinden een manier om tot elkaar te komen en lopende conflicten te de-escaleren, waardoor de buitenlandse politiek weer in rustiger vaarwater terechtkomt.
Internationaal klimaatbeleid	Andere landen blijven achter met eigen nationale klimaatambities en commitment op internationale verdragen ten opzichte van de EU en Nederland in het bijzonder	Verduurzaming in andere (non-EU) landen verloopt op vergelijkbare voet. Als gevolg hiervan wordt de NLse markt en EU-markt niet onderuit gehaald en is bijvoorbeeld de CO ₂ -prijs geen belemmering voor de buitenlandse handel.

Factor	Regionale handel	Mondiale handel
Nationaal politieke prioriteiten	Klimaatverandering en verduurzaming verliezen het van andere thema's, zoals defensie, energie- en leveringszekerheid en migratie, die op korte termijn om oplossingen vragen. Protectionisme van eigen markten resulterend in handelsbelemmeringen, zoals hogere importtarieven. Ad hoc beleid - bepaald door korte-termijnontwikkelingen.	Klimaatverandering, verduurzaming en groene groei staan hoog op de politieke agenda. De handel met andere landen wordt niet belemmerd door handelsbelemmeringen, maar er wordt juist actief ingezet op Memoranda of Understanding (MoU's) met andere landen. De politieke agenda wordt niet geregeerd door 'crisismaatregelen' en is daarmee proactief in plaats van reactief.
Import- en exportmogelijkheden	Er is minder vraag voor export vanuit Nederland en door protectionisme van eigen markten, zijn de importmogelijkheden van halffabricaten en feedstocks beperkt. Hierdoor leunt Nederland en de EU op eigen productie en beschikbaarheid van grondstoffen. Import wordt als het wel mogelijk is ook gezien als geopolitiek risico.	De vrije handel is minder beperkt en los van wat strategische contracten tussen een aantal landen (denk aan de positie van China in Afrika), kan Nederland een substantieel deel van de vraag naar materialen en feedstocks invullen met import uit non-EU landen.
Investeringszekerheid	Partijen zijn terughoudend met investeringen in de huidige locaties en meerdere plannen voor uitbreiding of nieuwe productielocaties worden in de ijskast gezet.	Nieuwe en bestaande partijen hebben vertrouwen in de toekomst en krijgen langetermijnzekerheid van de overheid en bouwen nieuwe productielocaties. Omdat partijen niet twijfelen over de toekomst, worden plannen voor nieuwe productielocaties en uitbreiding van huidige locaties doorgezet.
Vlootvernieuwing	Elektrificatie of de marktaandeelen van nieuwe aandrijflijnen stijgen maar op een laag tempo vanwege een langzame vlootvernieuwing.	Er is voldoende vertrouwen in de markt en partijen kunnen voldoende concurreren, waardoor ze de ruimte hebben versneld te investeren in vlootvernieuwing.
Olieprijs	De olieprijs stijgt licht tussen 2026 en 2030. (Dit is een belangrijke kosten-component in de marktprijs van fossiele brandstoffen. De KEV 2024 is als basis genomen voor de verhaallijnen.)	De olieprijs daalt sterk tussen 2026 en 2030. Dit is gebaseerd op de onderwaarde van de bandbreedte voor 2030 uit de KEV 2024 (PBL, 2024). Een dergelijke daling is in lijn met het vooruitzicht van de IEA uit 2024 voor de oliemarkt, waarin een groot overaanbod in 2030 wordt verwacht (IEA, 2024a).
Betalen meerkosten en verwaarding CO ₂ -reductie	Transportpartijen kunnen moeilijk de meerkosten betalen van duurzame alternatieven. De meerkosten betalen zich niet uit in voordelen op de markt. Kosten kunnen dus niet doorgeschoven worden.	Transportpartijen staan relatief sterk, waardoor de meerkosten van hernieuwbare energiedragers makkelijker gedragen kunnen worden, deels doordat ze ook tot voordeel leiden op de markt.

Factor	Regionale handel	Mondiale handel
Vraagkant andere sectoren / andere landen	Hier zien we twee opties binnen een regionale focus: – Andere vraagsectoren dan de mobiliteit komen nauwelijks aan verduurzaming toe, waardoor de concurrentie tussen vraagsectoren beperkt blijft. – De verduurzaming van andere vraagsectoren neemt een vlucht en zorgt voor stevige concurrentie met de transportsector. Beperkte vraag vanuit andere sectoren (optie 1) heeft een dempende werking op de prijzen en is positief voor de beschikbaarheid (al zorgt de regionale focus voor beperkte beschikbaarheid uit import). Voor een hoge mate van verduurzaming geldt dit andersom.	Hier zien we twee opties binnen een mondiale focus: – Andere landen stellen hun klimaat-ambities naar beneden bij of lopen achter met de invulling, waardoor er minder concurrentie is en relatief lagere prijzen en hogere beschikbaarheid. – De concurrentie tussen landen om dezelfde hernieuwbare materialen en energiedragers neemt toe. Dit zorgt voor hogere prijzen en beperktere beschikbaarheid, maar biedt aan de andere kant ook voordelen voor schaalgrootte/innovatie.
Concurrentiepositie (bio)raffinagecluster, Nederlandse industrieclusters	De (bio)raffinagesector en Nederlandse industrie in het algemeen hebben het zwaar en Nederland kent een minder aantrekkelijk vestigingsklimaat. Veel bedrijven overwegen hun productie te verplaatsen.	De positie van de Nederlandse raffinagesector blijft behouden en de sector is in staat de concurrentiepositie verder te verstevigen door toekomstbestendige maatregelen te nemen, o.a. op het vlak van verduurzaming.
Meerkosten/businesscase	Er is weinig ruimte voor innovatie en opschaling van technieken, waardoor de markt moeilijk de overstap naar Annex IX A en RFNBO's kan maken en sterk blijft hangen op de Annex IXB-routes.	Door de sterke positie van de Nederlandse economie en wereldwijde handel en stabiliteit is er ruimte voor innovatie en schaalgroottevoordelen. Hierdoor kunnen de meerkosten langzaam dalen en komen er meer Annex IX A en RFNBO's beschikbaar.

Constante factoren

De kwalitatieve verhaallijnen vormen de basis voor de variatie van invloedrijke factoren in de kwantitatieve scenario's. Er is tevens een aantal factoren dat niet varieert tussen de verhaallijnen. Deze constante factoren worden hieronder toegelicht.

Beleidsdoelstellingen en bijmenglimieten

Binnen elke verhaallijn gaan we ervan uit dat de CO₂-reductieverplichtingen van de nieuwe jaarverplichting gehaald worden (inclusief subtargets en -limieten per sector) en dat ook de fysieke bijmenglimieten niet worden overschreden. Deze verplichtingen en limieten kunnen ervoor zorgen dat een brandstof wel beschikbaar en goedkoop is, maar niet kan worden ingezet. Annex-IXB- en conventionele biobrandstof blijven in elke verhaallijn het goedkoopst en de limieten voor deze brandstofcategorieën worden in elk scenario volledig benut.

Vervoersvraag

Hoewel de economische omstandigheden wel invloed hebben op de totale vervoersvraag, is aangenomen dat dit voor 2030 binnen elk scenario gelijk blijft. Hier sluiten we aan bij de Klimaat- en Energieverkenning (KEV). Er is dus vanuit gegaan dat men gewoon blijft reizen en dat er door wordt gegaan met het vervoer van goederen zoals op dit moment het geval is. Alleen de energiemix die daarvoor gebruikt wordt varieert dus per scenario. Om ervoor te zorgen dat de totale vervoersvraag gelijk blijft, is gecorrigeerd voor de hogere energie-efficiëntie van batterij-elektrische voertuigen en waterstofvoertuigen ten opzichte van voertuigen met een verbrandingsmotor.

4.2 Scenario's

In deze paragraaf werken we de verhaallijnen uit tot scenario's: welke variabelen (die in het Excel-model als inputs worden gebruikt) verschillen tussen de scenario's? Dit is weergegeven in Tabel 4.

Voor alle drie de scenario's worden de volgende principes gehanteerd met betrekking tot de bepaling van de brandstofmix in Nederland in 2030. Deze principes zijn gebaseerd op het leidende principe van kosteneffectieve naleving van de beleidsdoelen van de herziene jaarverplichting.

Principes:

- Brandstofleveranciers gaan in het algemeen voor de goedkoopste opties om te voldoen aan de jaarverplichting.
- Er is een beperkte groei van alternatieve aandrijfliijnen (waterstof, elektrificatie, (bio-)LNG), want vervanging van vervoermiddelen brengt hoge investeringskosten met zich mee en de vervangingssnelheid is beperkt.
- Met de totale inzet van hernieuwbare energiedragers in de Nederlandse vervoersmarkt wordt voldaan aan de CO₂-reductieverplichtingen in de jaarverplichting (targets), maar de inzet zal niet veel hoger zijn dan wat nodig is om te voldoen aan deze verplichtingen.
- Conventionele biobrandstof en Annex-IXB-biobrandstof worden tot aan de sectorale limieten van de jaarverplichting ingezet.
- FAME wordt bijgemengd tot 7 vol-% in diesel in de sectoren land en binnenvaart. Dit is het maximum volgens de afgesproken norm (EN590, de Europese Norm voor diesel-brandstof). Bio-ethanol wordt bijgemengd tot 10 vol-% in benzine (het maximum volgens de Europese norm EN 228)⁹.
- De minimaal vereiste hoeveelheid RFNBO's wordt ingezet zodat wordt voldaan aan de RFNBO-subdoelen, maar niet meer dan dat. De directe inzet van hernieuwbare waterstof wordt begrensd door de ontwikkeling van de hoeveelheid waterstofvoertuigen (wat wordt beïnvloed door de verwachte kosten en beschikbaarheid van groene waterstof).
 - *Land, binnenvaart en zeevaart*: We nemen een vaste, beperkte stijging aan, leidend tot een beperkte directe inzet van RFNBO's in de sectoren land, binnenvaart en zeevaart van in totaal 0,5 PJ in 2030.
 - *Luchtvaart*: Er wordt aan de minimale e-SAF-doelstelling vanuit ReFuelEU Aviation voldaan van 0,7 vol-% e-SAF, wat neerkomt op 1,1 PJ e-SAF-inzet in 2030.
 - *Raffinageroute*: De rest van de RFNBO-doelstelling wordt ingevuld via de raffinageroute, omdat deze route de gemakkelijkste is om aan de jaarverplichting te voldoen en mogelijk ook de goedkoopste, omdat geen aanschaf van

⁹ Sinds 1 oktober 2019 verplicht de Nederlandse overheid tankstations in Nederland met meer dan één benzinepomp om E10-benzine te verkopen.

waterstofvoertuigen nodig is. Het volume dat via de raffinageroute wordt ingezet is 2,5 keer groter dan nodig zou zijn via directe inzet vanwege de voorgestelde correctiefactor van 0,4.

- In 2030 moet ten minste 6 vol-% van alle geleverde kerosine SAF zijn volgens de ReFuelEU Aviation.¹⁰ We gaan ervan uit dat hieraan voldaan wordt, met 0,7 vol-% e-SAF (1,1 PJ) en 5,3 vol-% bio-SAF (8,4 PJ). (Hiermee wordt al grotendeels voldaan aan de CO₂-reductiedoelstelling van luchtvaart uit de jaarverplichting.)

We variëren de scenario's op het gebied van:

- **Beschikbaarheid van hernieuwbare brandstoffen:** In het scenario 'regionale handel' is de beschikbaarheid van hernieuwbare brandstoffen voor de Nederlandse mobiliteit relatief laag vanwege handelsbeperkingen op de mondiale markt (zie de verhaallijnen).
- **Marktprijzen van hernieuwbare brandstoffen:** In het scenario 'regionale handel' zijn de marktprijzen van hernieuwbare brandstoffen relatief hoog, onder andere door beperkte importmogelijkheden (zie de verhaallijnen).
- **De mate van elektrificatie:** Een situatie met beperkte importmogelijkheden en hogere biobrandstofprijzen ('regionale handel') kan ertoe leiden dat meer op elektrificatie van mobiliteit wordt ingezet. Ook zal meer moeite worden gestoken in creatie en handel van ERE's gerelateerd aan thuisladen. Daarom heeft 'regionale handel' een hogere fysieke inzet van elektriciteit: 50 PJ in 2030, tegenover 40 PJ in 'gematigde markt' en 30 PJ in 'mondiale handel'. Deze waardes zijn gebaseerd op de bandbreedte uit de KEV 2024 (PBL, 2024).
- **De mate van HVO-inzet:** Dit betreft de hoeveelheid HVO die wordt bijgemengd bij diesel in wegvervoer (sector land). Brandstofleveranciers kunnen de 'rest' van hun verplichting (na toepassing van de goedkoopste opties zoals bio-ethanol) invullen met meer elektriciteit en/of meer HVO op land. In het scenario 'regionale handel' is HVO relatief duur en zal meer op elektrificatie en inboeking thuis- en bedrijfsladen worden ingezet. De HVO-inzet is dus lager in dit scenario (35 PJ in 2030, tegenover 54 PJ in 'gematigde markt' en 74 PJ in 'mondiale handel').
- **Biobrandstoftypen in zeevaart:** We nemen aan dat de inzet van bio-LNG in de zeevaart varieert tussen de scenario's. Bio-LNG wordt ingezet door vervanging van LNG (waarvan in 2024 15 PJ werd gebunkerd in de Rotterdamse haven) door bio-LNG. Bio-LNG gemaakt van groengas op basis van mestvergisting kan tot een grote CO₂-eq.-emissiereductie leiden, mogelijk zelfs boven de 100% als gevolg van vermeden methaanemissies. Dit is in potentie een goedkope manier voor de markt om aan de reductiedoelstelling te voldoen, maar dan moet er wel voldoende groengas uit mest worden gemaakt en de zeevaart moet de concurrentieslag om dit groengas kunnen winnen met de ETS-2-sectoren, waar een bijmengverplichting groengas gaat gelden vanaf 2026 en waarin ook op CO₂-reductie gaat worden gestuurd. Hier zit veel onzekerheid in. We nemen aan dat in het scenario 'regionale handel' de vervoersmarkt sterk trekt aan lokale groengasproductie, waardoor 12 PJ bio-LNG wordt ingezet in de zeevaart in 2030. Dit is in lijn met de inzichten uit onze verkenning van de ontwikkeling van groengas invoeding in Nederland tussen nu en 2030 (CE Delft, 2024). Met deze 12 PJ kan het merendeel van de huidige LNG-bunkering in de Rotterdamse haven worden vervangen door de bunkering van bio-LNG. In het scenario 'mondiale handel' wordt vooral biobrandstof bijgemengd bij stookolie en gasolie, omdat bio-LNG in dit scenario een minder kosteneffectieve optie is om aan de jaarverplichting te voldoen.

¹⁰ Voor zeescheepvaart en binnenvaart is er geen soortgelijke brandstofs-specifieke doelstelling als de SAF-verplichting uit ReFuelEU Aviation heeft voor de luchtvaart. Het is niet duidelijk hoe de CO₂-reductiedoelstelling van FuelEU Maritime gaat worden ingevuld en of dit de invulling van de jaarverplichting beïnvloedt. We nemen aan dat dit laatste niet het geval is.

- **Olieprijs:** In het scenario ‘regionale handel’ stijgt de olieprijs naar een relatief hoog niveau (zie de verhaallijnen).
- **Aardgasprijs:** In het scenario ‘regionale handel’ daalt de aardgasprijs licht tussen nu en 2030; in het scenario ‘mondiale handel’ daalt deze zeer sterk.

De verschillen tussen de scenario’s in inputwaarden voor de modellering zijn samengevat in Tabel 4.

Tabel 4 - Variatie van inputvariabelen tussen de drie scenario’s in de studie

Variabele	Regionale handel	Gematigde markt	Mondiale handel
Beschikbaarheid van hernieuwbare brandstoffen	Laag. Toepassing van onderwaarde van bandbreedtes van brandstof-volumes.	Gemiddeld. Toepassing van middenwaarde van bandbreedtes.	Hoog. Toepassing van bovenwaarde van bandbreedtes.
Marktprijzen van hernieuwbare brandstoffen	Hoog. Toepassing van bovenwaarde van bandbreedtes van producentenprijzen brandstoffen.	Gemiddeld. Toepassing van middenwaarde van bandbreedtes van producentenprijzen.	Laag. Toepassing van onderwaarde van bandbreedtes van producentenprijzen.
Mate van elektrificatie in sector land	Relatief hoog aandeel elektrificatie in sector land voor naleving ‘resterende’ jaarverplichting van 50 PJ in 2030, gebaseerd op de bovenwaarde van de bandbreedte uit de KEV 2024 (PBL, 2024).	Gemiddeld aandeel elektrificatie (40 PJ in 2030).	Relatief laag aandeel elektrificatie (30 PJ in 2030, gebaseerd op de onderwaarde van de bandbreedte uit de KEV 2024).
Mate van HVO-inzet in sector land	Relatief laag aandeel HVO voor naleving ‘resterende’ jaarverplichting in sector land (35 PJ in 2030).	Gemiddeld aandeel HVO (54 PJ in 2030).	Relatief hoog aandeel HVO (74 PJ in 2030).
Biobrandstoftypen in zeevaart	Hoge groei bio-LNG ter vervanging van LNG-bunkering (12 PJ in 2030)	Gematigde groei van bio-LNG ter vervanging van LNG-bunkering (6 PJ in 2030).	Geen bio-LNG in de zeevaart (3 PJ in 2030); bijmenging van biobrandstof in stookolie en gasolie vormt de hoofdmoot.
Olieprijs	De olieprijs stijgt licht van 80 euro per vat in 2026 naar 85 euro/vat in 2030. (De KEV 2024 geeft een bandbreedte voor 2030 van 42 tot 85 EUR/vat ruwe olie (PBL, 2024)).	De olieprijs daalt geleidelijk naar 63,5 euro per vat in 2030 (het gemiddelde van de uiterste waarden uit de KEV).	De olieprijs daalt geleidelijk van 80 euro per vat in 2026 naar 42 euro per vat in 2030.
Aardgasprijs	De aardgasprijs daalt licht van 0,52 euro/m ³ in 2023 naar 0,44 euro/m ³ in 2030. (De KEV 2024 geeft een bandbreedte voor 2030 van 0,14 tot 0,44 €/m ³ (PBL, 2024)).	De aardgasprijs daalt sterk naar 0,23 euro/m ³ in 2030 (de waarde voor het middenscenario uit de KEV).	De aardgasprijs daalt zeer sterk naar 0,14 euro/m ³ in 2030.

Kwantificering scenario's

Voor de kwantificering van de drie scenario's hebben we de CO₂-reductieverplichtingen van de voorgestelde RED III-implementatieregels gemodelleerd. Vervolgens hebben we de eerder genoemde principes en variaties tussen de scenario's toegepast. Dit heeft geresulteerd in drie scenario's die alle voldoen aan de CO₂-reductieverplichtingen (zonder grote en dure 'overshoots'), maar met variatie in de brandstofmixen.

De totale mobiliteitsvraag is constant gehouden. We hebben de totale mobiliteitsvraag uit het middenscenario van de KEV, zoals uitgewerkt in het Revnext-dashboard, als uitgangspunt genomen. Hierbij hebben we rekening gehouden met het hogere energierendement van elektrische voertuigen en waterstofvoertuigen ten opzichte van conventionele voertuigen. Voor elektrisch vervoer hebben we een 'krimpfactor' van 2,7 toegepast (80% energierendement van batterij-elektrisch 30% energierendement van fossiel) en voor brandstofcelvoertuigen een krimpfactor van 1,4 (gebaseerd op eerder werk¹¹).

De hernieuwbare energie-inzet die het resultaat is van de kwantificering van de scenario's wordt gepresenteerd bij de analyseresultaten in Hoofdstuk 7.

¹¹ [STREAM Goederenvervoer 2020. Emissies van modaliteiten in het goederenvervoer - CE Delft](#)

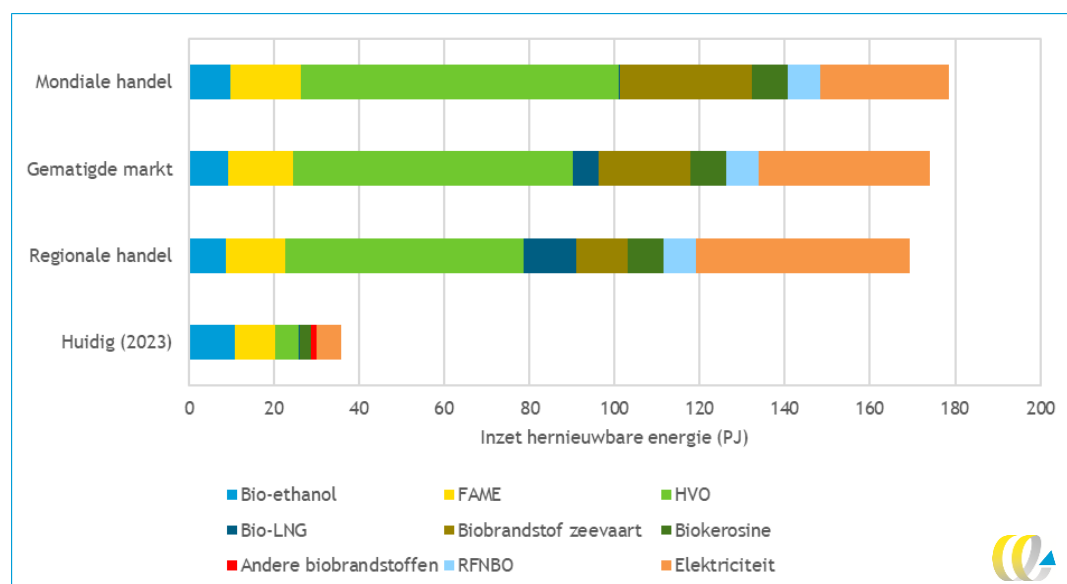
5 Resultaten

In deze studie is het effect van de RED III-implementatie op de hernieuwbare energie-inzet en de pompprijzen in Nederland richting 2030 verkend met behulp van drie scenario's (regionale handel, gematigde markt en mondiale handel). In dit hoofdstuk presenteren en bespreken we de resultaten. Een toelichting op belangrijke modelaannames is te vinden in Bijlage A.

5.1 Fysieke inzet hernieuwbare energiedragers

De fysieke inzet van hernieuwbare energie in de Nederlandse vervoersmarkt in 2023 en in 2030 in elk van de drie scenario's is weergegeven in Figuur 12. De bijbehorende getallen staan in Bijlage C.1.

Figuur 12 - Fysieke inzet hernieuwbare energiedragers in de Nederlandse vervoersmarkt in 2023 en voor drie scenario's in 2030



Met de fysieke inzet van hernieuwbare energie zoals opgenomen in de scenario's wordt voldaan aan alle CO₂-reductietargets en -limieten van de nieuwe jaarverplichting (RED III-implementatie, ofwel ERE-systematiek). De resultaten van de drie scenario's staan voor alternatieve manieren waarop de nieuwe jaarverplichting kan worden nageleefd, onder verschillende economische omstandigheden (zie Hoofdstuk 6).

In 2023 bestaat het merendeel van de hernieuwbare energie-inzet uit de bijmenging van bio-ethanol bij benzine en de bijmenging van FAME en HVO bij diesel (72%). Door de hogere CO₂-reductiedoelstellingen in 2030 neemt deze inzet toe in absolute zin (van 26 PJ in 2023 naar 79 tot 101 PJ in 2030). Echter, relatief gezien zakt deze naar 46% (in het scenario 'regionale handel') tot 57% (in het scenario 'mondiale handel'). Een belangrijke oorzaak hiervan is de transformatie van de jaarverplichting: waar momenteel binnenvaart, zeevaart en luchtvaart niet onder de jaarverplichting vallen, hebben deze sectoren in de nieuwe

jaarverplichting te maken met sectorspecifieke CO₂-reductieverplichtingen en RFNBO-subtargets. Dit betekent dat ook in deze sectoren biobrandstoffen, RFNBO's en elektriciteit zullen moeten worden ingezet. Weliswaar heeft luchtvaart 100% 'vrije ruimte' en kan het dus hernieuwbare brandstoffen die in andere sectoren zijn ingezet laten meetellen via aanschaf van ERE's, maar in de scenario's is aangenomen dat de bio-SAF- en e-SAF-targets uit ReFuelEU Aviation worden nageleefd (waarmee de CO₂-reductieverplichting en de RFNBO-target van de sector luchtvaart in 2030 al bijna worden behaald).

De grootste verschillen in de fysieke inzet van hernieuwbare energie tussen de drie scenario's zijn het gevolg van scenariokeuzes. In het scenario 'regionale handel' wordt het 'restant' van de jaarverplichting (na bijmenging van bio-ethanol en FAME tot de blend walls) ingevuld met relatief veel elektriciteit in de sector land en bio-LNG in zeevaart. In het scenario 'mondiale handel' wordt juist veel HVO ingezet om het 'restant' te vullen en wordt in de zeevaart hoofdzakelijk biobrandstof bijgemengd bij stookolie en gasolie. De hogere fysieke inzet van elektriciteit in 'regionale handel' leidt tot een lagere totale inzet van hernieuwbare energie, omdat de 'brandstofplas' (het vloeibare brandstofgebruik ten opzichte waarvan de CO₂-reductieverplichtingen worden berekend) kleiner is en omdat elektrische voertuigen een hoger energierendement hebben dan voertuigen met een verbrandingsmotor. Ook de hogere inzet van bio-LNG in 'mondiale handel' draagt bij aan de lagere totale inzet, omdat de gemiddelde emissiefactor van ingezet bio-LNG lager is dan die van biobrandstof die wordt ingezet in de zeevaart en dus minder energievolume nodig is om dezelfde CO₂-reductie te bereiken.

5.2 Meerkosten en kostenefficiëntie CO₂-reductie jaarverplichting

De fysieke inzet van hernieuwbare energie in de Nederlandse vervoersmarkt ten behoeve van de jaarverplichting leidt tot een jaarlijks totaal aan meerkosten en een jaarlijks totaal aan behaalde CO₂-reductie (ten opzichte van fossiele brandstofinzet). Door de meerkosten te delen door de CO₂-reductie kan de kostenefficiëntie van CO₂-reductie binnen de jaarverplichting worden berekend. De fysieke inzet van hernieuwbare energie, de meerkosten, CO₂-reductie en kostenefficiëntie voor de huidige jaarverplichting (HBE-systematiek) en de nieuwe jaarverplichting (ERE-systematiek) voor de verschillende scenario's in 2030 staan opgesomd in Tabel 5.

Tabel 5 - Meerkosten en kostenefficiëntie CO₂-reductie jaarverplichting, huidig en voor de drie scenario's in 2030

	Huidig	Regionale handel	Gematigde markt	Mondiale handel
Fysieke inzet hernieuwbare energie	44	166	171	175
Meerkosten jaarverplichting (M€)	790	2.926	2.777	2.499
WTW CO ₂ -reductie	2,8	11	12	12
Kostenefficiëntie WTW CO ₂ -reductie (€/ton vermeden CO ₂ -eq.)	€ 287	€ 266	€ 240	€ 206
Groefactor ten opzichte van huidig				
Fysieke inzet hernieuwbare energie		3,8	3,9	4,0
Meerkosten jaarverplichting		3,7	3,5	3,2
WTW CO ₂ -reductie		4,0	4,2	4,4
Kostenefficiëntie WTW CO ₂ -reductie		0,9	0,8	0,7

De analyseresultaten laten grofweg een verviervoudiging zien van de fysieke inzet van hernieuwbare energie en van de CO₂-reductie tussen de huidige jaarverplichting en de nieuwe jaarverplichting in 2030. Dit is een logische uitkomst: De CO₂-reductieverplichtingen voor 2030 in de nieuwe jaarverplichting vragen om een verviervoudiging van de CO₂-reductie in de vervoersmarkt, wat wordt bereikt met een vier maal zo hoge inzet van hernieuwbare energie.

De meerkosten stijgen met een lagere factor, namelijk 3,2 tot 3,7. In de analyse dalen de meerkosten dus relatief gezien (per GJ inzet hernieuwbare energie) ten opzichte van de huidige situatie, ondanks het feit dat voor de meeste biobrandstoffen een stijging van de producentenprijs van 15% is aangenomen tussen nu en 2030. Hierbij moet wel worden opgemerkt dat de prijsstijgingen mogelijk nog worden onderschat (zie 'Reflectie' in Paragraaf 7.6). Bovendien zijn de meerkosten voor de huidige situatie ingeschat rekenend met een gemiddelde HBE-prijs van 10 euro/GJ, gebaseerd op historische marktdata¹². De huidige HBE-prijzen liggen naar verwachting hoger dan de meerprijzen van hernieuwbare brandstoffen, terwijl in de analyse met meerprijzen is gerekend. In het model worden daarom waarschijnlijk de meerkosten onderschat. Dit kan ook verklaren waarom de meerkosten relatief gezien dalen in de resultaten. In Paragraaf 7.4 gaan we in op prijsvorming van ERE's in de nieuwe jaarverplichting en geven we een indicatie van ERE-prijzen op basis van onze analyse.

De kostenefficiëntie van de CO₂-reductie (in euro per ton vermeden CO₂-equivalent) daalt van 287 €/ton in 2023 naar 206 tot 266 €/ton in 2030. Dit laat zien dat de sturing op CO₂-reductie in de nieuwe jaarverplichting leidt tot een verschuiving in de hernieuwbare energiemix naar energiedragers met een lage meerprijs per kilogram CO₂-eq.-reductie.

De totale meerkosten in het scenario 'mondiale handel' zijn circa 15% lager dan in het scenario 'regionale handel'. Dit is het gevolg van de lagere producentenprijzen en het hogere aanbod van hernieuwbare brandstoffen in het scenario 'mondiale handel'. De hogere mate van elektrificatie in 'regionale handel' heeft een dempend effect op de meerkosten in dit scenario, omdat de meerprijs van elektriciteit lager is dan die van biobrandstoffen. In de gevoeligheidsanalyse gaan we in op het effect van de elektrificatiegraad (zie Paragraaf 7.5).

5.3 Effect RED III-implementatie op pompprijzen

De hoofduitkomst van deze studie omvat het effect van de RED III-implementatie op de pompprijzen in Nederland. Dit effect kan worden bestudeerd aan de hand van de vergelijking van drie indicatoren tussen de huidige situatie en 2030 (voor de verschillende scenario's): de pompprijs, het prijseffect van de RED III-implementatie op de pompprijs (jaarverplichting (JV)-component) en het prijseffect van de olieprijs op de pompprijs.

De RED III-implementatie zal hoe dan ook leiden tot een stijging van de meerkosten van hernieuwbare energie-inzet, omdat grofweg vier maal zo veel inzet nodig is binnen de nieuwe jaarverplichting in 2030 ten opzichte van 2023 (zoals hierboven beschreven). De scenario's 'regionale handel' en 'gematigde markt' geven gezamenlijk een goed beeld van het effect van de RED III-implementatie bij een (ongeveer) gelijkblijvende olieprijs. Hier is te zien dat het prijscomponent in de pompprijs behorende bij de jaarverplichting (dat wil zeggen de doorberekening van de meerkosten van hernieuwbare energie-inzet) bij stookolie en kerosine een groot aandeel aanneemt in de pompprijs in 2030, van resp. ~30% en ~45%.

¹² Gebaseerd op data ontvangen via de opdrachtgever. Geen publieke informatie.

Bij diesel voor wegvervoer stijgt de JV-prijscomponent met ongeveer 6%. Bij benzine daalt deze licht met circa 1% tussen nu en 2030 (zie Tabel 6). Dit komt doordat de huidige JV-kosten geheel in het wegvervoer terechtkomen, terwijl in de nieuwe jaarverplichting alle sectoren onder de verplichting zullen vallen. Ook is aangenomen dat geen biobrandstof kan worden bijgemengd bij benzine boven de blend wall van 10 volumeprocent bio-ethanol¹³, en dat de meerkosten van bijmenging in de prijs van de eigen pompbrandstof terechtkomen (zie Paragraaf 5.3).

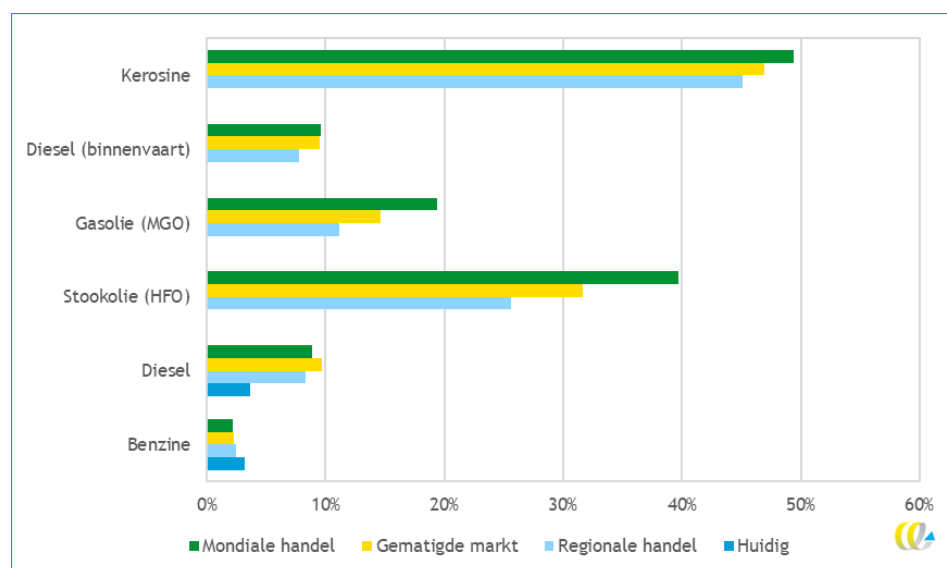
Het relatieve effect van stijging van de jaarverplichting-component (als gevolg van de RED III-implementatie) op de pompprijs is kleiner dan de relatieve stijging van deze component, omdat de pompprijs uit meerdere componenten bestaat. Het aandeel van de kosten gerelateerd aan de jaarverplichting in de pompprijzen verschillen sterk: van 2,1-2,5% bij benzine tot 45-49% bij kerosine (beide in 2030). Dit is weergegeven in Figuur 13. Bij zeevaart en luchtvaart zijn relatief hoge pompprijsstijgingen¹⁴ waarneembaar als gevolg van de RED III-implementatie, terwijl de pompprijzen van benzine juist dalen in twee van de drie scenario's. Dit heeft twee hoofdoorzaken. Ten eerste zijn de huidige pompprijzen in zeevaart en luchtvaart relatief laag in de huidige situatie, omdat geen accijns en btw wordt geheven, waardoor de prijsstijging ten gevolge van de RED III-implementatie relatief groter is. Ten tweede vallen deze sectoren momenteel nog niet onder de jaarverplichting. De HBE-kosten komen binnen de huidige jaarverplichting bij het wegvervoer terecht, waardoor de duurzame brandstoffen die momenteel in zeevaart en luchtvaart worden ingezet niet in de pompprijzen van deze sectoren terechtkomen.

De RED III-implementatie heeft dus een relatief groot effect op de pompprijzen van zeevaart en luchtvaart. Bij luchtvaart is het effect duidelijk het grootst. Dit heeft ook te maken met ReFuelEU Aviation: In de analyse is aangenomen dat aan de doelen uit deze EU-regeling van 0,7 vol-% e-SAF (1,1 PJ) en 5,3 vol-% bio-SAF (8,4 PJ) in 2030 wordt voldaan, wat leidt tot een hoge inzet van (relatief dure) hernieuwbare brandstoffen binnen de eigen sector.

¹³ Bij diesel wordt onder de nieuwe jaarverplichting meer HVO bijgemengd. De mogelijkheid tot bijmenging van biobrandstof bij benzine boven de blend wall is beperkter. In de analyse is daarom aangenomen dat alleen bij diesel boven de blend wall kan worden bijgemengd.

¹⁴ In binnenvaart, zeevaart en luchtvaart wordt vaak gesproken van 'bunkeren' en 'bunkerbrandstoffen'. In deze studie gebruiken we de term 'pompprijs'.

Figuur 13 - Aandelen jaarverplichtingskosten in pomprijzen in huidige situatie en in scenario's in 2030



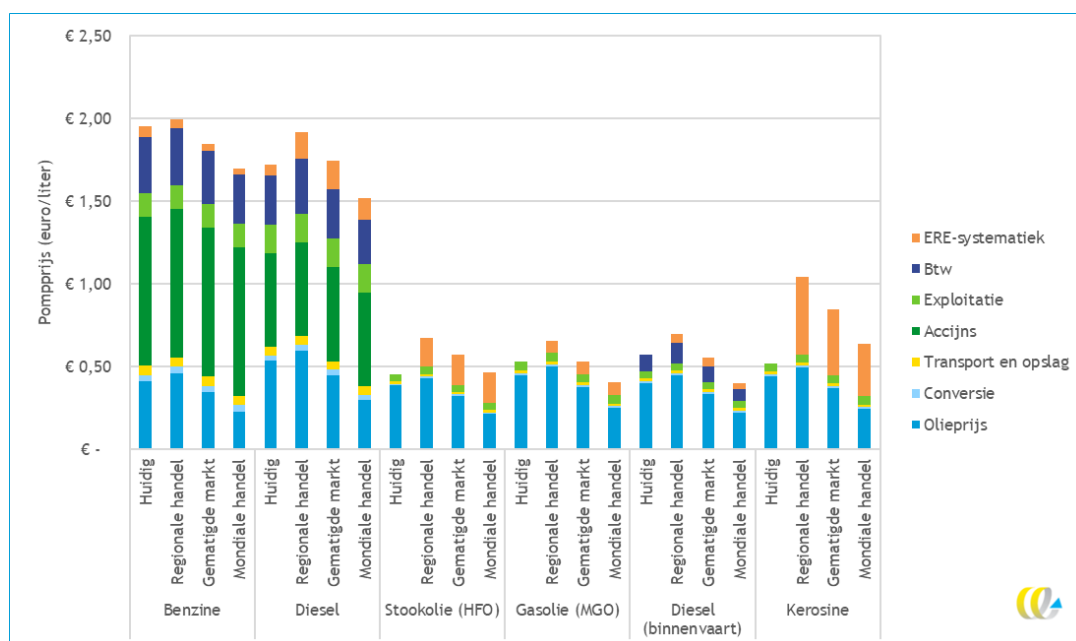
Tabel 6 - Ontwikkeling pomprijzen en prijseffecten in de drie scenario's tussen nu en 2030

	Pompprijs (€/liter)			Prijseffect olieprijs		Prijseffect RED III- implementatie	
	Huidig	2030	Ontwik- keling	Absoluut (€/L)	Relatief	Absoluut (€/L)	Relatief
Regionale handel							
Benzine	€ 1,95	€ 1,99	2,1%	€ 0,05	2,5%	€ -0,01	-0,7%
Diesel	€ 1,72	€ 1,91	11,3%	€ 0,06	3,7%	€ 0,10	5,7%
Stookolie (HFO)	€ 0,45	€ 0,67	48,0%	€ 0,05	10,1%	€ 0,17	37,9%
Gasolie (MGO)	€ 0,53	€ 0,65	23,9%	€ 0,05	10,1%	€ 0,07	13,9%
Diesel (binnenvaart)	€ 0,57	€ 0,69	21,5%	€ 0,05	8,3%	€ 0,05	9,5%
Kerosine	€ 0,52	€ 1,04	100,6%	€ 0,05	10,1%	€ 0,47	90,5%
Gematigde markt							
Benzine	€ 1,95	€ 1,84	-5,5%	€ -0,07	-3,5%	€ -0,02	-1,1%
Diesel	€ 1,72	€ 1,74	1,3%	€ -0,09	-5,1%	€ 0,11	6,2%
Stookolie (HFO)	€ 0,45	€ 0,57	25,8%	€ -0,06	-14,0%	€ 0,18	39,8%
Gasolie (MGO)	€ 0,53	€ 0,53	0,8%	€ -0,07	-14,0%	€ 0,08	14,7%
Diesel (binnenvaart)	€ 0,57	€ 0,56	-2,7%	€ -0,07	-11,5%	€ 0,05	9,3%
Kerosine	€ 0,52	€ 0,84	62,1%	€ -0,07	-14,0%	€ 0,40	76,0%
Mondiale handel							
Benzine	€ 1,95	€ 1,70	-13,0%	€ -0,18	-9,4%	€ -0,03	-1,3%
Diesel	€ 1,72	€ 1,52	-11,7%	€ -0,24	-13,9%	€ 0,07	4,2%
Stookolie (HFO)	€ 0,45	€ 0,47	2,9%	€ -0,17	-38,0%	€ 0,19	40,9%
Gasolie (MGO)	€ 0,53	€ 0,41	-23,1%	€ -0,20	-38,0%	€ 0,08	14,9%
Diesel (binnenvaart)	€ 0,57	€ 0,40	-29,7%	€ -0,18	-31,3%	€ 0,04	6,8%
Kerosine	€ 0,52	€ 0,64	22,5%	€ -0,20	-38,0%	€ 0,32	60,6%

In Figuur 14 is de ontwikkeling van de pompprijzen gevisualiseerd inclusief de verschillende prijscomponenten, waaronder de kosten gerelateerd aan de jaarverplichting. Hier komt duidelijk naar voren dat hogere jaarverplichtingskosten niet altijd leiden tot een stijging van de pompprijs. Dit heeft te maken met andere factoren die ook van invloed zijn op de pompprijs. In de modellering is de onzekerheid met betrekking tot de olieprijs expliciet meegenomen: In het scenario 'mondiale handel' is uitgegaan van een twee keer zo lage olieprijs als in 'regionale handel' (7 €/GJ in plaats van 14 €/GJ, in lijn met de bandbreedte uit de KEV). In het scenario 'mondiale handel' heeft de olieprijsdaling een veel groter effect op de pompprijzen dan de meerkostenstijging ten gevolge van de RED III-implementatie, en leidt zelfs tot een daling van de pompprijzen van benzine, diesel, gasolie (MGO) en diesel (binnenvaart). De olieprijs is immers een belangrijke kostencomponent in de totstandkoming van de grondstofprijs van de pompbrandstoffen. Het scenario 'regionale handel' geeft een tegenovergesteld beeld: Hier heeft de RED III-implementatie een groter effect op pompprijzen dan de olieprijs. Bij het scenario 'gematigde markt' varieert de relatieve verhouding van beide prijseffecten per pompbrandstof.

In de analyse is aangenomen dat het accijnsbedrag en het btw-tarief per pompbrandstof gelijk blijft tussen de huidige situatie en 2030. Ook zijn het effect van andere beleidsinstrumenten zoals de ETS-2 en de Energy Taxation Directive (ETD) niet meegenomen in de analyse. In de reflectie op de analyse in Paragraaf 6.6 beschouwen we kort het mogelijke effect van deze instrumenten op de pompprijzen.

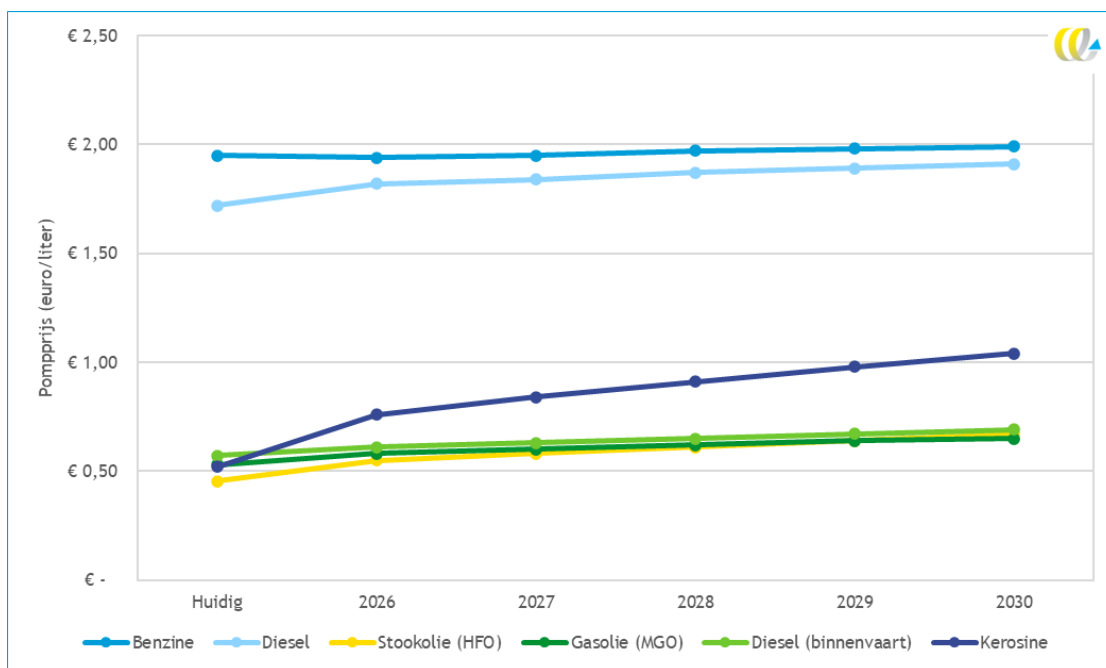
Figuur 14 - Pompprijzen in de huidige situatie en in de drie scenario's in 2030



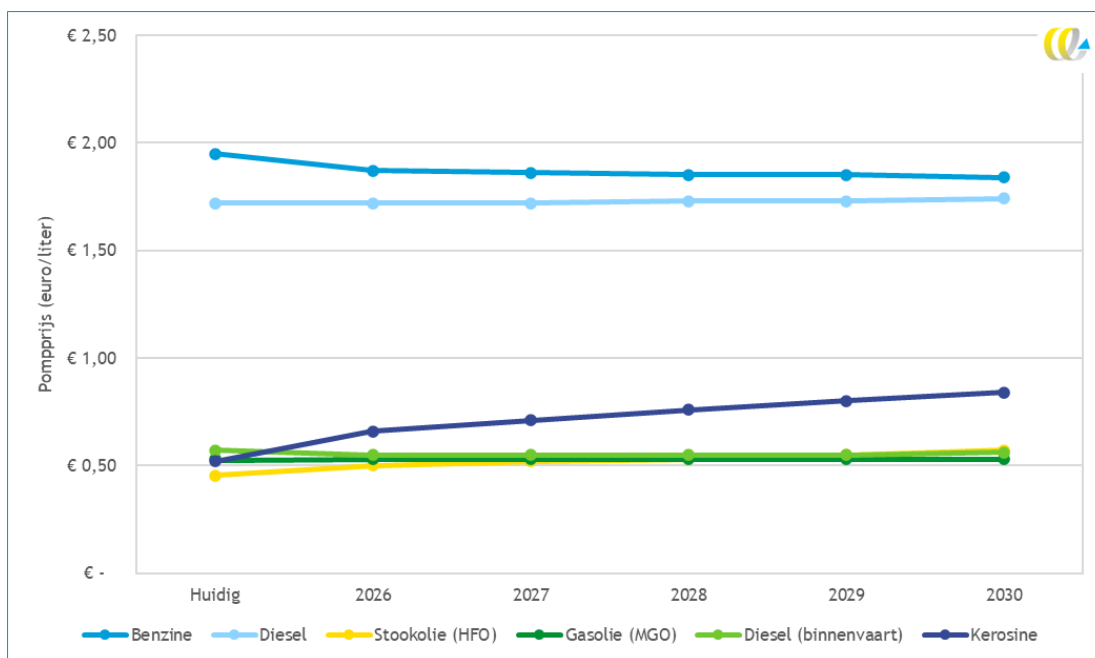
Noot: De binnenvaart kan de btw op de dieselprijs weer terugvorderen bij de belastingdienst.

De ontwikkeling van de pompprijzen over de jaren 2026 tot en met 2030 is geïllustreerd in Figuur 15 tot en met Figuur 17. De jaren 2026 tot en met 2030 zijn gemodelleerd door de ingeschatte stijgen en dalingen van brandstofprijzen en beschikbare volumes te interpoleren onder de aanname van lineaire groei of afname (zie Bijlage A). De waarneembare verschillen tussen pompbrandstoffen en scenario's zijn hierboven al besproken.

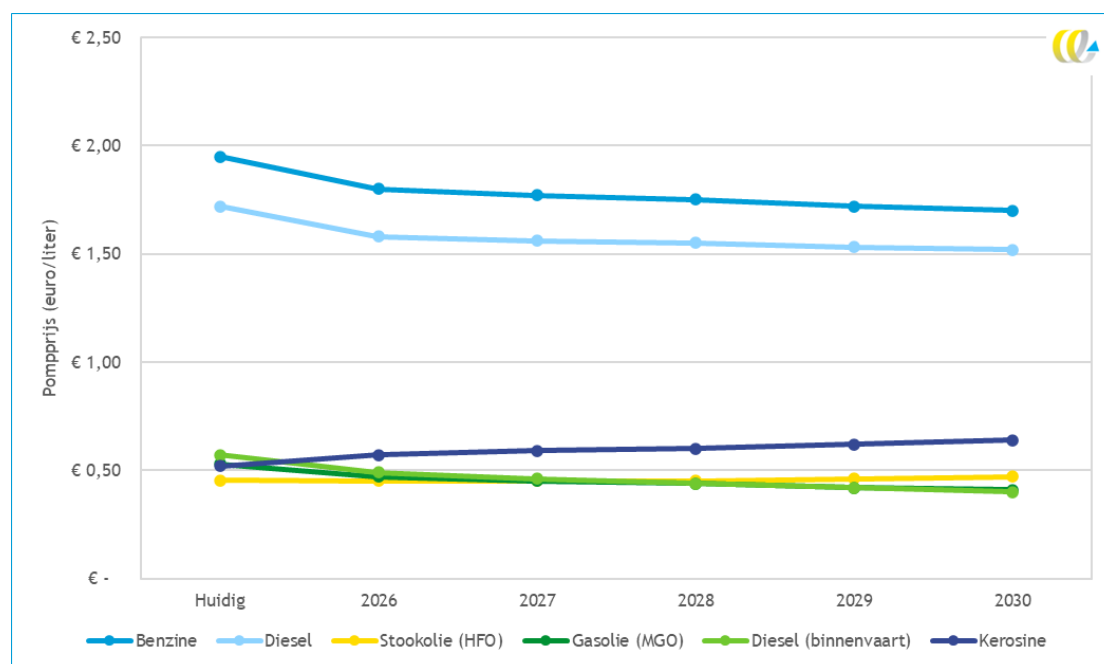
Figuur 15 - Ontwikkeling van de pomprijzen in het scenario 'regionale handel'



Figuur 16 - Ontwikkeling van de pomprijzen in het scenario 'gematigde markt'



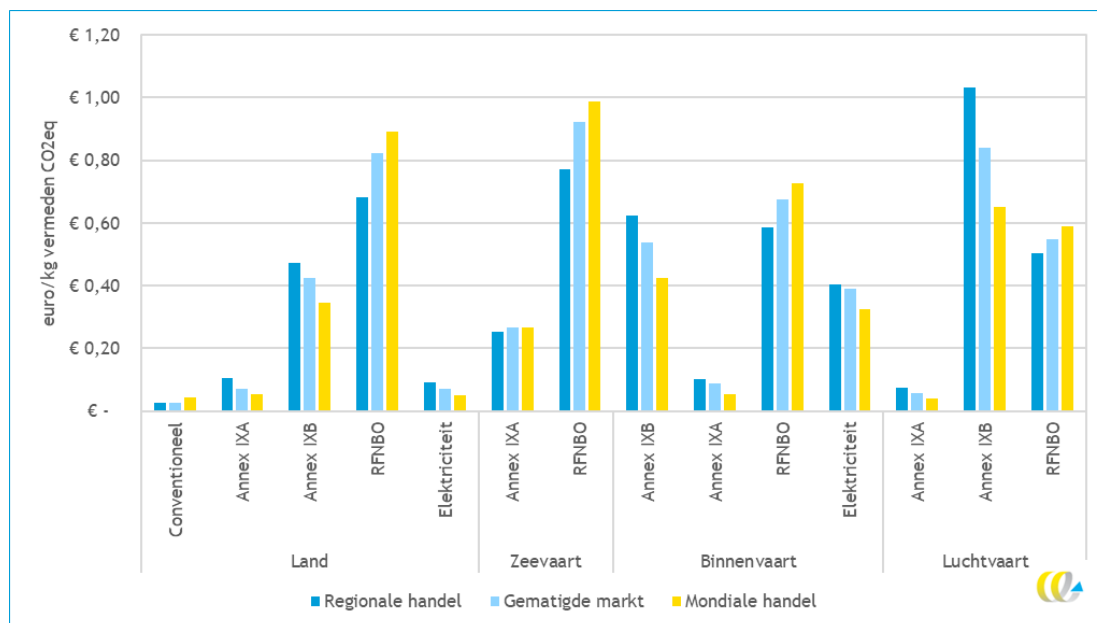
Figuur 17 - Ontwikkeling van de pomprijzen in het scenario 'mondiale handel'



5.4 Indicatie ERE-prijzen

In het model zijn de meerrijzen van hernieuwbare energiedragers ingeschat en op basis daarvan zijn de meerkosten berekend. In de praktijk zullen ERE-certificaten worden verhandeld en komen de ERE-prijzen niet per se overeen met specifieke meerrijzen, bijvoorbeeld als gevolg van concurrentie om schaarse specifieke ERE-certificaten die nodig zijn om een specifieke CO₂-reductiedoelstelling te behalen. Uit de gevoerde markt-gesprekken kwam naar voren dat het echter ook goed mogelijk is dat niet zozeer ERE-prijzen op sectorniveau of ERE-categorieniveau ontstaan, maar dat ERE-certificaten meer met (transactie)specifieke prijzen zullen worden verhandeld (dat wil zeggen, prijzen die gebaseerd zijn op de specifieke ingezette hernieuwbare brandstofvolumes). In de model-analyse is uitgegaan van dit laatste. De bandbreedte van meerrijzen per sector per ERE-categorie geeft een indicatie van de hoogte van ERE-prijzen per sector per ERE-categorie. Dit is weergegeven in Figuur 18.

Figuur 18 - Indicatie van ERE-prijzen uit modelanalyse voor 2030 (gemiddelden per ERE-categorie per sector)



We benadrukken dat deze indicatie gebaseerd is op een modelstudie met versimpelende aannames, onder onzekerheid en met beperkt beschikbare data. Een hoofdaanname in de studie is dat ERE-prijzen gebaseerd zijn op het verschil tussen productiekosten van hernieuwbare brandstoffen en fossiele brandstoffen. Echter, als er sprake is van marktmacht of intransparantie in de ERE-markt, dan kunnen de ERE-prijzen ook hoger komen te liggen dan de meer prijzen. Het is nog onbekend hoe de ERE-markt zich zal ontwikkelen en welke marktstrategieën zullen worden gehanteerd.

ERE-prijzen worden uitgedrukt in euro per kilogram vermeden CO₂-equivalent. De resultaten laten een variatie zien voor 2030 van 0,03 €/kg voor de ERE-categorie ‘conventioneel’ in de sector land tot 1,03 €/kg voor ‘Annex IXB’ in de sector luchtvaart. Het verschil in ERE-prijzen tussen scenario’s is kleiner dan die tussen ERE-categorieën. De grote verschillen tussen ERE-categorieën maakt het aannemelijk dat aparte markten zullen ontstaan voor verschillende ERE-categorieën met een eigen prijsontwikkeling.

De ERE-prijsindicaties voor ‘conventioneel’ zijn relatief laag, maar omdat de inzet van biobrandstoffen op basis van conventionele grondstoffen (voedsel- en voedergewassen) gelimiteerd is kan hier maar beperkt gebruik van worden gemaakt. Andersom liggen de ERE-prijsindicaties voor RFNBO’s juist hoog, maar is een bepaalde minimuminzet vereist. Een belangrijke opmerking bij de analyseresultaten is dat de producentenprijzen van Annex-IXA-biobrandstoffen laag zijn ingeschat ten opzichte Annex-IXB-biobrandstoffen, op basis van de verzamelde kostprijsdata. Een stijging van de Annex-IXA-biobrandstofprijzen zal tot hogere ERE-prijzen en meerkosten leiden.

5.5 Gevoeligheidsanalyse

Om te onderzoeken hoe gevoelig de uitkomsten van de analyse zijn voor andere aannames hebben we drie varianten doorgerekend met het rekenmodel. Deze varianten geven inzicht in de mogelijke stijging van de meerkosten en de pompprijzen in het geval van een lagere

elektrificatiegraad, hogere biobrandstofprijzen of een lagere olieprijs. De varianten, welke alle vier zijn gebaseerd op het scenario 'regionale handel', zijn:

- **A. Lage EV-graad:** In dit scenario is uitgegaan van het scenario 'regionale handel', maar is de fysieke inzet van elektriciteit in de sector land verlaagd van 50 PJ in 2030 naar 30 PJ in 2030. Als gevolg hiervan is de inzet van HVO in de sector land in deze variant een stuk hoger: 72 PJ in plaats van 53 PJ in 2030.
- **B. Hoge UCO-prijs:** In deze variant zijn de producentenprijzen van biobrandstoffen gemaakt van gebruikt frituurvet (UCO) opgehoogd met 25 €/GJ. Bij FAME komt dit neer op een prijsstijging van circa 50% ten opzichte van het scenario 'regionale handel' en bij HVO en bij biokerosine op een stijging van ongeveer 30%.
- **C. Lage olieprijs:** Hier is uitgegaan van dezelfde hernieuwbare brandstofprijzen als in het scenario 'regionale handel', maar dit is gecombineerd met een lage olie- en gasprijs. Dit leidt tot hogere meerkosten, omdat meerprijzen van hernieuwbare brandstoffen gelijk zijn aan het verschil tussen de producentenprijzen van de hernieuwbare brandstoffen en die van fossiele brandstoffen. De toegepaste olie- en gasprijs zijn dezelfde als in het scenario 'mondiale handel' (dat wil zeggen, de olieprijs daalt met 45% ten opzichte van 2023 en de aardgasprijs met 73%).
- **D. Hogere biobrandstofprijzen:** In deze variant is - evenals in het scenario 'regionale handel' - de bovenwaarde van de bandbreedte genomen van de producentenprijzen van hernieuwbare brandstoffen, maar de producentenprijzen voor bio-ethanol en HVO gemaakt van Annex-IX-A-biogrondstoffen zijn verhoogd met 20 €/GJ. Bij bio-ethanol komt dit neer op een prijsstijging van 48% ten opzichte van het scenario 'regionale handel' en bij HVO op ongeveer 80%.

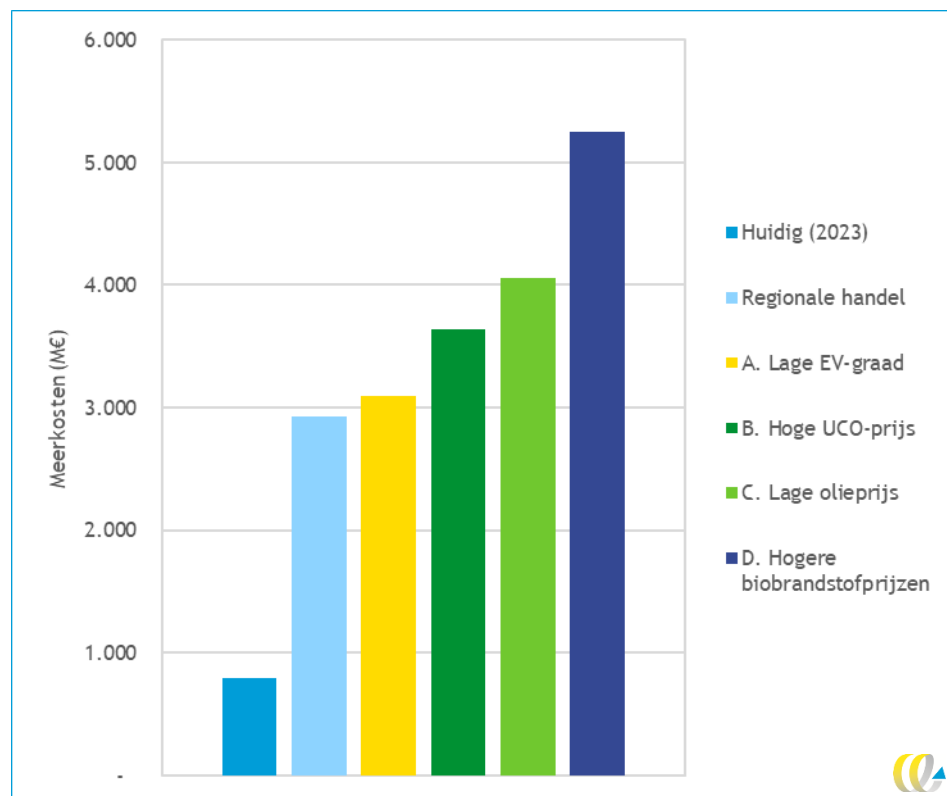
De fysieke inzet van hernieuwbare energiedragers is in de laatste drie varianten hetzelfde als in het scenario 'regionale handel'.

Het resultaat van de vier varianten op de totale meerkosten van de jaarverplichting in 2030 is vergeleken met die van de huidige situatie en met de resultaten van de hoofdanalyse voor het scenario 'regionale handel' in 2030. Zie Figuur 19. Ten opzichte van 'regionale handel' leidt variant A tot een stijging van de totale meerkosten van 6%. Voor de varianten B, C en D is de stijging respectievelijk 24%, 39% en 79%. Hiermee zijn de meerkosten in 2030 in de varianten 3,9 tot 6,6 keer zo hoog als in 2023, tegenover 3,7 keer zo hoog in het scenario 'regionale handel'.

Uit gevoeligheidsanalyse komt naar voren dat een flink lagere elektrificatiegraad (en hogere inzet van HVO) (variant A) een kleiner effect heeft op de meerkosten dan hogere bio-brandstofprijzen of een lagere olieprijs. De stijging van de UCO-prijs (variant B) heeft een kleiner effect dan verhoging van de prijzen van bio-ethanol en HVO gemaakt van Annex-IX-biogrondstoffen. Een lagere olieprijs (variant C) leidt tot 40% hogere meerkosten ten opzichte van scenario 'regionale handel', omdat de meerprijzen hoger worden.

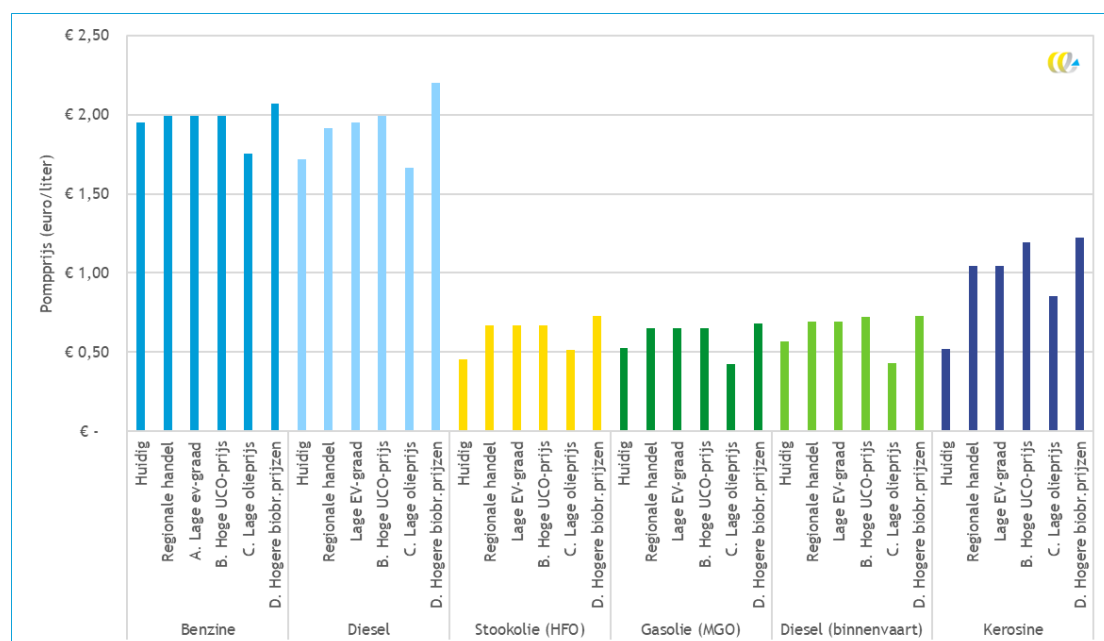
De resultaten laten zien dat dit een groter effect kan hebben dan hogere inzet of prijzen van hernieuwbare energiedragers. Echter, hogere producentenprijzen van bio-ethanol en HVO gemaakt van Annex-IXA-biogrondstoffen (variant D) leiden tot de hoogste meerkosten. In de verzamelde data zijn deze Annex-IXA-biogrondstoffen relatief goedkope reststromen, maar in een toekomst met hogere vraag naar biogrondstoffen kunnen de marktprijzen substantieel hoger komen te liggen.

Figuur 19 - Meerkosten jaarverplichting - huidig, scenario 'regionale handel' en vier varianten (2030)



De pompprijzen stijgen een stuk minder dan de meerkosten ten opzichte van het scenario 'regionale handel', omdat de meerkosten worden uitgesmeerd over het totale geleverde volume aan pompbrandstoffen. Dit is gevisualiseerd in Figuur 20. Variant B (hoge UCO-prijs) leidt tot een 4% stijging van de dieselprijs voor wegvervoer ten opzichte van het scenario 'regionale handel' en een 14% stijging van de kerosineprijs. In variant D is de dieselprijs voor wegvervoer in 2030 15% hoger dan in 'regionale handel', terwijl de benzineprijs stijgt met 4% en de kerosineprijs met 17%. Echter, in variant C leidt de lagere olieprijs tot een verlaging van de pompprijzen ten opzichte van 'regionale handel', van -12% bij benzine tot -38% bij diesel in de binnenvaart. Dit laat zien dat het effect van de ontwikkeling van de olieprijs op de pompprijzen groter kan zijn dan die van de invoering van de ERE-systematiek, zoals ook naar voren komt bij de hoofdresultaten.

Figuur 20 - Pompprijzen - huidig, scenario 'regionale handel' en vier varianten (2030)



5.6 Reflectie

Veel ontwikkelingen in de brandstoffenmarkt zijn onzeker, en data over beschikbaarheid en marktprijzen van brandstoffen zijn bedrijfsgevoelige informatie en vaak niet openbaar. Daarnaast maakt de modellering van een complex adaptief systeem zoals de Nederlandse vervoersmarkt het noodzakelijk om simplificeringen toe te passen in de conceptualisering en implementatie van het model. Een belangrijke simplificering is dat de aangenomen hernieuwbare brandstofprijzen zijn gebaseerd op productiekosten en een prijsstijging tussen de huidige situatie en 2030 van 15%, terwijl in werkelijkheid schaarste en betalingsbereidheid een belangrijke rol zullen spelen in de prijsvorming. In de modelresultaten geven de schattingen van de voor de Nederlandse mobiliteit beschikbare biobrandstofvolumes aan dat met name bij HVO, bio-LNG en biobrandstof voor de zeevaart schaarste kan ontstaan. Hierdoor kunnen de brandstofprijzen in werkelijkheid hoger uitvallen.

De resultaten moeten daarom worden gezien als een indicatie van het effect van de nieuwe jaarverplichting op de pompprijzen in Nederland. Het model zien we als een eerste versie van een model waarmee prijseffecten van de nieuwe jaarverplichting en andere instrumenten en factoren kunnen worden verkend. Voor een nauwkeurigere verkenning is verdere detaillering van de modellering van marktmechanismen en nadere dataverzameling en validatie bij marktextperts een nuttige vervolgstap. Hier komen we op terug bij de aanbevelingen in het volgende hoofdstuk.

Een belangrijke kanttekening op de modelstudie is dat het effect van andere beleidsinstrumenten met invloed op de inzet en prijzen van hernieuwbare energie en pompprijzen niet is meegenomen. De invloed van deze instrumenten op het effect van de ERE-systematiek is daarmee ook buiten beschouwing gelaten. Zo kan de inzet van hernieuwbare energie in mobiliteit ook bijdragen aan andere beleidsdoelstellingen, waarmee de meerkosten van de hernieuwbare energie gerelateerd aan de ERE-systematiek lager uit zouden vallen.

Een tweede voorbeeld is de invloed van ETS-2, een nieuw handelssysteem voor emissiehandel gericht op reductie van CO₂-emissies van de gebouwde omgeving, wegvervoer en overige sectoren. Ook de binnenvaartsector gaat hier in Nederland onder vallen. Dit maakt de inzet van fossiele brandstoffen duurder, en verlaagt daarmee de meerkosten van hernieuwbare brandstoffen. Gedurende de eerste drie jaren dat ETS-2 operationeel zal zijn (2027 t/m 2029) zal de ETS2-prijs onder de 45 euro per ton tank-to-wheel CO₂-uitstoot worden gehouden. Omdat brandstofleveranciers de ETS2-kosten naar verwachting zullen doorzetten aan de consument, zullen deze kosten in de pompprijs terechtkomen (Ministerie van EZK, 2023). Een prijs van 45 euro/ton in 2030 komt neer op 15 eurocent per liter diesel.¹⁵ Dit is hoger dan de meerkosten per liter diesel berekend in deze studie, wat suggereert dat ETS-2 het prijsverhogende effect van de ERE-systematiek op de dieselprijs teniet doet.

Een derde voorbeeld is de Europese Energy Taxation Directive (ETD). Deze EU-richtlijn is nog niet aangenomen. De richtlijn stelt eisen aan de verhouding in belastingtarieven tussen hernieuwbare en fossiele energie en kan daarom de belastingtarieven aan de pomp beïnvloeden.¹⁶ Bij implementatie van de ETD zou het relatieve effect van de ERE-systematiek op de pompprijzen dus veranderen.

¹⁵ Antwoord van Minister Hermans (Klimaat en Groene Groei) (ontvangen 5 november 2024) op vragen van het lid Bontenbal (CDA) over ETS-2 (ingezonden 28 oktober 2024).

¹⁶ De ETS is een unaniniteitsdossier in de Raad van de Europese Unie. Het is een kleine kans dat deze wordt aangenomen en het effect op pompprijzen is waarschijnlijk ook beperkt, omdat het voorstel dat voortligt is afgezwakt en Nederland ook al relatief hoge belastingen op pompprijzen heeft (raadpleging expert ETD bij CE Delft, 25 februari 2025).

6 Conclusies en aanbevelingen

6.1 Conclusies

In dit onderzoek is een verkenning uitgevoerd van de impact van de invoering van de nieuwe jaarverplichting (ERE-systematiek) in Nederland richting 2030. Hiervoor zijn drie scenario's opgesteld die elk staan voor een set van verschillende macro-economische ontwikkelingen, die zijn onderzocht met een, binnen dit project ontwikkeld, rekenmodel. Deze analyse biedt inzicht in de effecten van de nieuwe jaarverplichting op de hernieuwbare energie-inzet in de vier sectoren in de vervoersmarkt (land, zeevaart, binnenvaart en luchtvaart) en op de pompprijzen. Uit deze analyse trekken we de volgende conclusies:

- De CO₂-reductieverplichtingen in de ERE-systematiek komen neer op een verviervoudiging van de fysieke hernieuwbare energie-inzet in de Nederlandse vervoersmarkt in 2030 ten opzichte van 2023.
- De hogere inzet van hernieuwbare energie binnen de ERE-systematiek leidt tot hogere meerkosten (het verschil tussen de prijzen van hernieuwbare energiedragers en de prijzen van de vervangen fossiele brandstoffen) voor de brandstofleveranciers. Deze meerkosten zijn ca. 3,7 keer zo hoog in 2030 in het scenario 'regionale handel', en ca. 3,2 keer zo hoog in het scenario 'mondiale handel' (in vergelijking tot een business-as-usual-scenario). De lagere meerkosten in 'mondiale handel' zijn het gevolg van lagere producentenprijzen en een hogere beschikbaarheid van hernieuwbare brandstoffen.
- Het effect van de ERE-systematiek op de pompprijzen is kleiner dan het effect op de meerkosten, omdat de meerkosten worden uitgesmeerd over het volledige energievolume aan verkochte pompbrandstoffen en deze kosten slechts één van de componenten in de pompprijs zijn. Andere belangrijke componenten zijn de olieprijs en de accijns.
- Het effect van de ERE-systematiek op de pompprijzen is een stuk hoger bij kerosine (de 'ERE-kosten' bedragen 45-50% van de pompprijs in 2030), stookolie (25-40% van de pompprijs) en gasolie (10-20%) dan bij diesel voor wegvervoer (8-10%), diesel voor binnenvaart (8-10%), en benzine (2-2,5%). Een hoofdrede hiervoor is dat er geen accijns en btw wordt geheven op kerosine en brandstoffen voor de zeevaart, zodat de absolute meerkosten bij deze brandstoffen een relatief groter effect op de pompprijzen hebben.
- De ontwikkeling in de olieprijs kan een groter effect op de pompprijzen hebben dan de ERE-systematiek: In het scenario 'mondiale handel' heeft de aangenomen olieprijsdaling bijvoorbeeld een groter effect op de pompprijzen dan de meerkostenstijging ten gevolge van de nieuwe jaarverplichting, en leidt zelfs tot een daling van de pompprijzen van benzine, diesel, gasolie en diesel voor de binnenvaart.
- Een indicatie van de ERE-prijzen in 2030 die volgt uit de modelresultaten is een prijs van 0,03 euro per kilogram vermeden CO₂-eq. voor de ERE-categorie 'conventioneel' in de sector land tot 1,03 €/kg voor Annex-IXB-biobrandstoffen in de sector luchtvaart.
- Uit de gevoeligheidsanalyses komt naar voren dat een lagere elektrificatiegraad van het wagenpark (en hogere inzet van HVO) een kleiner effect heeft op de meerkosten dan hogere biobrandstofprijzen of een lagere olieprijs.
- De modeluitkomsten zijn het resultaat van een analyse met versimpelende aannames en beperkt beschikbare data. Een hoofdaanname in de studie is dat de meerprijzen (ERE-prijzen) gebaseerd zijn op het verschil tussen productiekosten van hernieuwbare brandstoffen en fossiele brandstoffen. In werkelijkheid zullen de ERE-prijzen waarschijnlijk hoger liggen als gevolg van schaarste en marktimperfecties (intransparantie en marktmacht).

6.2 Aanbevelingen voor verder onderzoek

Het ontwikkelde model beschouwen we als een eerste versie van een model waarmee prijseffecten van de nieuwe jaarverplichting en andere instrumenten en factoren kunnen worden verkend. Voor een nauwkeurigere verkenning is verdere detaillering van de modellering van marktmechanismen en nadere dataverzameling en validatie bij markt-experts een nuttige vervolgstap.

De meerkosten van de nieuwe jaarverplichting worden mogelijk onderschat in de huidige versie van het model. Biobrandstofprijzen zijn hierin gebaseerd op productiekosten (plus 15% stijging tussen nu en 2030). Verder marktonderzoek naar de mogelijke ontwikkeling van schaarste in biobrandstofmarkten en het effect daarvan op marktprijzen is belangrijk om de aannames in het model met betrekking tot de marktprijzen van biobrandstoffen en de beschikbaarheid van biobrandstoffen voor de Nederlandse vervoersmarkt te verbeteren. Ook kan marktonderzoek bijdragen aan de verzameling van meer en accuratere data met betrekking tot productiekosten, marktprijzen en beschikbaarheid van verschillende brandstof-grondstofcombinaties, zoals toekomstige prijzen van Annex-IXA-biobrandstoffen en de beschikbaarheid van Annex-IXB-biobrandstoffen uit Azië voor de Nederlandse markt.

Een tweede onderdeel waarop het model kan worden verbeterd is de kwantificering van andere factoren (naast de olieprijs) die van invloed zijn op de marktprijzen van hernieuwbare brandstoffen en/of pompprijzen in de Nederlandse vervoersmarkt. Hierbij denken we onder andere aan verschillende huidige, verwachte en alternatieve beleidsinstrumenten, zoals de bijmengverplichting groengas, ETS2, FuelEU Maritime en de nationale maatregelen ter bevordering van de verduurzaming van de luchtvaart. In het model is alleen het effect van de RED III-implementatie op de pompprijzen verkend en zijn deze (andere) beleidsinstrumenten niet meegenomen.

Verder zijn twee belangrijke onderdelen van de modellering, de prijsvorming van ERE's en de allocatiestrategie voor de doorberekening van meerkosten in de pompprijzen, gemodelleerd volgens relatief simpele principes. In verder onderzoek zouden andere methodes van prijsvorming en allocatie kunnen worden geanalyseerd en gecomplementeerd met raadpleging van marktexperts om meer zicht te krijgen op opties en de doorwerking hiervan.

Tot slot zijn er veel gedetailleerde aannames en marktinteracties die zouden kunnen worden uitgediept met verder onderzoek en kunnen leiden tot verrijking van het model en kwantitatieve analyses. Voorbeelden hiervan zijn de opbouw van huidige pompprijzen en de mogelijke ontwikkeling hiervan, invloed van de voorgestelde correctiefactor voor de raffinageroute op marktkeuzes met betrekking tot de naleving van de RFNBO-subdoelen, de mogelijke groei van inzet van elektriciteit en mogelijke prijsstelling van ERE's gerelateerd aan elektriciteit.

Literatuurlijst

- ABS, CE Delft, & Arcsilea. (2022). *Potential of ammonia as fuel in shipping [updated]*.
- CBS. (2024). *Statline: Pompprijzen motorbrandstoffen; brandstofsoort, per kwartaal*. Centraal Bureau voor de Statistiek. <https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/84991NED>
- CE Delft. (2024). *Scenariostudie groengasproductie rond 2030*.
- EC. (2021). *Study supporting the impact assessment of the refuelEU aviation initiative*.
- EU. (2023). *Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652*.
- IEA. (2020). *Advanced biofuels - potential for cost reduction*.
- IEA. (2024a). *Oil 2024: Analysis and forecast to 2030*.
- IEA. (2024b). *The role of e-fuels in decarbonising transport*.
- Jet-A1-Fuel. (2025). *Jet a1 price netherlands*. In: Jet-A1-Fuel.com,.
- Ministerie van EZK. (2023). *Wijziging van de wet milieubeheer en de wet op de economische delicten ten behoeve van de implementatie van richtlijn nr. 2023/959, richtlijn nr. 2023/958 en verordening nr. 2023/957 van het Europees Parlement en de Raad van de Europese Unie van 10 mei 2023 (PBEU 2023, L130) met het oog op aanpassingen van het emissiehandelssysteem op het terrein van broeikasgasinstallaties en luchtvaart en een uitbreiding naar scheepvaart en brandstofleveranciers*.
- Ministerie van I&W. (2024a). *Voortgang implementatie red-iii vervoer (kamerbrief)*.
- Ministerie van I&W. (2024b). *Wijziging besluit energie vervoer red-iii*.
- NEa. (2023). *Rapportage energie voor vervoer in Nederland 2022*.
- PBL. (2024). *Klimaat- en energieverkenning 2024*.
- Platform Hernieuwbare Brandstoffen. (2022). *Kaart productielocaties*. <https://www.hernieuwbarebrandstoffen.nl/post/een-kaart-van-productiecapaciteit-biobrandstoffen-en-e-fuels-in-nederland>
- Ship & Bunker. (2025). *Rotterdam bunker prices*. <https://shipandbunker.com/prices/emea/nwe/nl-rtm-rotterdam>
- Slurink. (2025). *Hoofdpagina website slurink*. <https://www.slurink.nl/>



A Toelichting op modelleerkeuzes

A.1 Conceptueel model

Inzet hernieuwbare energiedragers en naleving CO₂-reductiedoelen

De ingezette energievolumes van hernieuwbare energiedragers is gemodelleerd als een input die in de scenario's zijn vastgelegd. Hiervoor is gekozen, omdat we de effecten van alternatieve combinaties van typen hernieuwbare energiedragers wilden verkennen. Een andere opzet was een automatische invulling van de hernieuwbare energie-inzet op basis van kostenminimalisatie geweest. Brandstofleveranciers hebben echter geen perfecte informatie over prijzen en keuzes van andere partijen, dus in de praktijk zullen suboptimale beslissingen worden genomen.

De inzet van hernieuwbare energiedragers moet voldoen aan de CO₂-reductieverplichtingen van de ERE-systematiek en de technische bijmenglimieten van bio-ethanol in benzine en FAME in diesel. Deze beperkingen zijn meegenomen in de vorm van handmatige checks in het model. Deze modelopzet is de consequentie van de keuze voor het opnemen van hernieuwbare energie inzet als modelinput. De modelgebruiker moet controleren of aan alle verplichtingen en technische limieten wordt voldaan. Dat kost wat moeite, maar levert ook inzicht op in alternatieve wijzen van inzet (hernieuwbare brandstofmix).

Omdat bij biobrandstoffen de productietechniek en het type biograndstof een groot effect kan hebben op zowel de productiekosten als de behaalde CO₂-emissiereductie (vanwege verschil in emissiefactoren), is in het model per biobrandstof een marginal abatement cost (MAC)-curve opgesteld, waarbij de biobrandstofvolumes ('staafjes' in het model, zie Hoofdstuk 4) met de laagste producentenprijs in euro per kilogram vermeden well-to-wheel CO₂-equivalent worden geselecteerd. Hier vindt dus een kostenminimalisatie plaats. Deze aanpak is niet toegepast op elektriciteit en RFNBO's, omdat hier in veel mindere mate sprake is van verschillende productietechnieken, productiekosten en emissiefactoren.

Modaliteiten

In het model is onderscheid gemaakt tussen de vier sectoren waarvoor aparte CO₂-reductiedoelstellingen gelden, maar niet tussen modaliteiten binnen de sector land, zoals personenauto's en vrachtwagens. Voor deze simplificering is gekozen omdat geen aparte CO₂-reductieverplichtingen gelden voor deze modaliteiten. Wel is rekening gehouden met de energievraag van deze modaliteiten; deze is opgenomen in de totale energievraag van de mobiliteitssector (zie Paragraaf 5.2).

Beschikbaarheid biobrandstoffen

Het mondiale aanbod van duurzame biomassa is beperkt en richting 2030 zal de vraag hierna toenemen in verschillende vraagsectoren en landen. De beschikbaarheid van biobrandstoffen voor de Nederlandse vervoersmarkt daarom beperkt zijn. In de modellering is hiermee omgegaan door de goedkopere biobrandstofvolumes ('staafjes' van specifieke brandstof-grandstofcombinaties, zoals FAME gemaakt van gebruikt frituurvet) beperkt beschikbaar te maken. Hiervoor is uitgegaan een verwachte ontwikkeling van de mondiale

biobrandstofproductie, omdat de biobrandstofmarkt een mondiale markt is (ter illustratie: Nederland importeert momenteel het merendeel van de biograndstoffen die worden ingezet in de Nederlandse mobiliteitssector). De mondiale biobrandstofproductie in 2022 was 4,3 EJ en deze stijgt naar verwachting naar 5,3 EJ in 2030, een stijging van 23% (IEA, 2024b). Vervolgens is bij elk type biobrandstof aangenomen wat de verhouding is van enkele biograndstoftypen waarmee deze biobrandstof wordt gemaakt.

Verder is in de analyse aangenomen dat 2% van het mondiale biobrandstofaanbod beschikbaar zou kunnen zijn voor de Nederlandse vervoersmarkt. Dit percentage is toegepast op alle biobrandstof-grondstofcombinaties en leidt tot beschikbare 'staafjes' per biobrandstof. Deze 'staafjes' worden in de MAC-curves voor de verschillende biobrandstoffen gezet. De goedkopere staafjes in de MAC-curve zijn beperkt beschikbaar, maar als het duurste staafje niet voldoende is om de in de resterende vraag naar een biobrandstof te voorzien (zoals volgt uit het scenario), dan is aangenomen dat de rest van de vraag wordt ingevuld tegen de producentenprijs van het duurste staafje. Deze aanpak is gehanteerd, omdat het beschikbare aanbod in werkelijk niet scherp is begrensd en niet aannemelijk is dat niet in de vraag van de Nederlandse vervoersmarkt kan worden voorzien. De toepassing van het duurste staafje voor een het tekort aan biobrandstofvolume in de MAC-curve is toegepast, omdat schaarste zal leiden tot prijsstijgingen.

Voor RFNBO's is geen beperkte beschikbaarheid aangenomen, omdat in het scenario toegepaste volumes relatief klein zijn. In het geval van elektriciteit is ook de verwachting dat er ruim voldoende aanbod is om de laadvraag in de mobiliteit in te vullen.

Hernieuwbare brandstofprijzen

In dit onderzoek zijn de marktprijzen voor hernieuwbare brandstoffen gebaseerd op de productiekosten. Dit terwijl deze prijzen in de huidige situatie vaak zijn gerelateerd aan de fossiele varianten, zoals we hebben vernomen uit marktgesprekken. Deze aanname is gedaan omdat bij verdere ontwikkeling van de biobrandstofmarkt naar verwachting de connectie met fossiele referentieprijzen zwakker zal worden. Verplichtingen zoals de nieuwe jaarverplichting zullen leiden tot een meer liquide markt en een gelijk spelveld, waardoor de daadwerkelijke meerkosten in hogere mate zullen worden doorberekend in de marktprijzen.

Verder is de verwachting dat er richting 2030 meer vraag gaat ontstaan naar biograndstoffen en biobrandstoffen vanuit verscheidene sectoren, zowel in Nederland als in andere landen. Dit kan leiden tot schaarste in de biobrandstofmarkt, wat de prijs kan opdrijven in de richting van de hoogste betalingsbereidheid vanuit de afnemerskant. De modellering van concurrentie om biobrandstoffen en betalingsbereidheid is erg complex en was niet haalbaar binnen dit project. Om deze reden zijn de marktprijzen van zowel biobrandstoffen als andere hernieuwbare energiedragers in het model gebaseerd op de productiekosten.

Meerkosten en ERE-prijzen

Uit de marktgesprekken kwam naar voren dat het voor de analyse van het effect van de RED III-implementatie op de pomprijzen belangrijker is om naar de kostprijzen van specifieke ingezette brandstofvolumes ('staafjes') te kijken dan naar de duurste ingezette brandstoffen. Daarom is per biobrandstof bekeken welke staafjes nodig zijn om in de vraag te voorzien en is de gewogen gemiddelde kostprijs per biobrandstof berekend. Deze gewogen gemiddeldes zijn vervolgens gebruikt om de meerkosten te berekenen per biobrandstof en per sector. Er is dus een soort 'average pricing' toegepast. Hiervoor is

gekozen, omdat het precieze ‘pay-as-bid-pricing’ het nodig had gemaakt om biedingen toe te wijzen aan sectoren (omdat sommige biobrandstoffen in meerdere sectoren kunnen worden ingezet).

In het model zijn ERE-prijzen niet expliciet gemodelleerd; in plaats daarvan zijn gewogen gemiddelde meerpreizen van hernieuwbare energiedragers (dat wil zeggen de prijzen ten opzichte van vervangen fossiele brandstoffen) bepaald en gebruikt om de totale meerkosten per sector te berekenen. Dit is gemotiveerd door het opgehaalde marktinzicht dat veel biobrandstoftypen met een eigen prijs worden verhandeld, maar ook door het feit dat nog zeer onduidelijk is hoe de ERE-prijsvorming eruit komt te zien.

Pompprijzen

Er zijn meerdere manieren waarop brandstofleveranciers de meerkosten van de inzet van hernieuwbare energiedragers kunnen doorberekenen in de pompprijzen (‘allocatiestrategieën’). In de analyse is aangenomen dat:

- de meerkosten volledig worden doorberekend in pompprijzen;
- de meerkosten van hernieuwbare brandstoffen die zijn bijgemengd in een pomp-brandstof die onder de jaarverplichting valt¹⁷ worden doorberekend in de prijs van deze pompbrandstof;
- de meerkosten van andere hernieuwbare energiedragers per sector worden doorberekend aan de pompbrandstoffen binnen die sector die vallen onder de jaarverplichting. In de sector land worden deze meerkosten verdeeld over benzine en diesel in verhouding met het gebruik van beide; in de sector zeevaart geldt hetzelfde voor stookolie en gasolie;
- de meerkosten per pompbrandstof worden uitgesmeerd over de hoeveelheid geleverde pompbrandstof, wat leidt tot een vaste ‘jaarverplichting-component’ (in euro/liter) per pompbrandstof.

Hiervoor is gekozen, omdat gesproken marktpartijen aangaven dat een zo direct mogelijke doorberekening van de meerkosten een waarschijnlijke allocatiestrategie is. Daarnaast leidt deze keuze tot gemakkelijker te interpreteren analyseresultaten.

Modellering van verschillende jaren

In de modelimplementatie is ervoor gekozen om verschillende jaren niet te modelleren met meerdere kolommen, maar met schaalfactoren per jaar: De modelgebruiker selecteert een jaar, waarna de corresponderende schaalfactoren worden toegepast om inputs voor 2030 automatisch om te rekenen naar waarden voor het gekozen jaar. Deze implementatiekeuze is gemaakt, omdat het model hiermee overzichtelijk blijft. Aan het model is een macro toegevoegd waarmee de gebruiker automatisch verschillende jaren kan laten doorrekenen voor een specifiek scenario. In Bijlage A.3 gaan we in op de keuze van schaalfactoren.

Externe factoren en beleid

Er zijn vele externe factoren van invloed op het effect van de ERE-systematiek op de pompprijzen, maar omdat de modelleeropgave binnen dit project al zeer uitdagend was en veel van deze factoren niet gemakkelijk zijn te kwantificeren zijn uiteindelijk alleen de olieprijs en de gasprijs meegenomen in de modellering. De olieprijs heeft een grote invloed

¹⁷ Dit zijn de vloeibare brandstoffen (fossiel, biogeen en synthetisch). Gasvormige brandstoffen en elektriciteit vallen niet onder de jaarverplichting.

op de pompprijzen, en heeft daarnaast ook effect op de meerprijzen, omdat deze worden berekend ten opzichte van de fossiele brandstofprijzen. Hoewel er meerdere beleidsinstrumenten zijn geïdentificeerd die ook effect hebben op de doorwerking van de ERE-systematiek, zijn deze niet meegenomen in de modelstudie. De impact van ETS-2 en FuelEU Maritime bleken te onzeker en ingewikkeld om in kort tijdsbestek toe te voegen. In Paragraaf 5.6 is wel een kwalitatieve reflectie op de impact van ETS-2 opgenomen. RefuelEU Aviation is wel meegenomen: In de scenario's is aangenomen dat de luchtvaartsector de bio-SAF- en e-SAF-targets voor 2030 naleeft (zie Paragraaf 4.2).

A.2 Invulling scenario's

In de scenario's is aangenomen dat aan alle CO₂-reductieverplichtingen (targets en limieten) wordt voldaan (en daarnaast ook aan de technische bijmenglimieten voor bio-ethanol en FAME), maar dat er niet veel meer hernieuwbare energie wordt ingezet dan nodig is om de verplichtingen na te leven. Dit sluit aan bij de verwachting dat de brandstofleveranciers zich aan de jaarverplichting zullen houden en bij het streven van deze partijen om de meerkosten zo beperkt mogelijk te houden.

Om het aantal hernieuwbare energiedragers in de modelstudie niet onnodig groot te maken is bij elk van de sectoren een keuze gemaakt voor een enkele RFNBO (e-fuel) die is meegenomen in de analyse (naast de inzet van hernieuwbare waterstof via de raffinageroute):

- *Land*: Hernieuwbare waterstof (directe inzet in de vorm van gecomprimeerd waterstofgas).
- *Zeevaart*: e-methanol.
- *Binnenvaart*: vloeibare waterstof.
- *Luchtvaart*: e-kerosine.

Deze keuze is gemaakt na raadpleging van mobiliteitsexperts bij CE Delft en na overleg met de experts bij de opdrachtgever. Hernieuwbare waterstof in land wordt momenteel al toegepast; er zijn momenteel 14 waterstoftankstations in Nederland¹⁸. E-diesel wordt nog nauwelijks geproduceerd wereldwijd en zal op kortere termijn een te dure optie zijn voor de vervoersmarkt. Bij zeevaart is e-methanol waarschijnlijk een goedkopere optie dan e-diesel (met minder productiestappen), terwijl vloeibare waterstof voor zeeschepen tot hoge kosten van opslag aan boord leidt. In de binnenvaart is vloeibare waterstof haalbaarder vanwege de kortere vaarafstanden. Tot slot is e-kerosine de logische RFNBO-variant, omdat deze gebruik kan maken van dezelfde brandstofinfrastructuur en kan worden bijgemengd bij fossiele kerosine.

A.3 Aannames invoerwaarden

Voor wat betreft de berekening van de waarden van producentenprijzen en beschikbare volumes van hernieuwbare energiedragers en de olie- en gasprijs in de jaren 2026 tot en met 2029 zijn de historische waarden voor 2023 en de verzamelde waarden voor 2030 gepakt en gelineariseerd. Dat wil zeggen, er is een lineaire groei (of daling) van prijzen en beschikbare energievolumes aangenomen. De reden hiervoor is dat de productiecapaciteit naar verwachting geleidelijk zal groeien, en dat de ontwikkeling van prijzen zeer onzeker is en hier een simpele aanname onontkoombaar is.

¹⁸ <https://waterstofguide.nl/waterstof-tanken>

Voor de ontwikkeling van de biobrandstofprijzen tussen de huidige situatie en 2030 is aangenomen dat deze prijzen met 15% stijgen, vanwege hogere biograndstofkosten. Dit is een eigen inschatting, die in onze optiek conservatief is. De algemene verwachting is dat stijgende biograndstofvraag en -schaarste richting 2030 waarschijnlijk tot hogere marktprijzen gaat leiden, maar we hebben geen algemene prijsprojecties gevonden om toe te passen. Zulke projecties zijn ook heel moeilijk te maken, omdat deze prijzen het resultaat zijn van vraag- en aanbodontwikkelingen wereldwijd.

Bij de pompprijzen is aangenomen de huidige waarden van accijns en btw bij de verschillende pompbrandstoffen ongewijzigd blijven tussen nu en 2030. Deze keuze is gemaakt, omdat we het effect van de ERE-systematiek op de pompprijzen bestuderen en het effect van fiscale instrumenten buiten de afbakening van de studie valt.

Tot slot was een aanname nodig over de meerprijs van elektriciteit in land en binnenvaart, omdat voor elektrische voer- en vaartuigen geen sprake is van meerprijzen ten opzichte van een vervangen fossiele brandstof.¹⁹ We hebben aangenomen dat de meerprijs van elektriciteit in land en binnenvaart gelijk is aan de meerprijs van de goedkoopste ingezette hernieuwbare brandstof binnen elk van beide sectoren. Deze keuze is gemaakt, omdat de elektriciteit-ERE's wel marktwaarde hebben, maar geen sprake is van 'marginal pricing' binnen de sector en de kopers van deze ERE's op de hoogte zijn van de afwezigheid van meerkosten.

¹⁹ De meerprijs van elektriciteit is ook niet het verschil tussen de prijs van grijze en groene elektriciteit, omdat de bij levering van elektriciteit binnen de jaarverplichting uit wordt gegaan van de 'grid mix'.

B Dataverzameling

In deze bijlage wordt uitgelegd hoe de gegevens zijn verzameld. Dit omvat de gebruikte methoden, de bronnen van de gegevens en eventuele uitdagingen die tijdens het proces zijn ondervonden:

- **Vragenlijst:** We hebben een conceptvragenlijst opgesteld, met vragen over vier hoofdonderwerpen (beschikbaarheid, kost- en marktprijzen hernieuwbare energiedragers, HBE/ERE-prijzen, prijzen aan de pomp).
- **Interviews:** We hebben gesprekken met STX gevoerd. Verder hebben we 1-op-1 gesprekken gevoerd met MVO, SkyNRG, Finco en OG Clean Fuels, en hebben we gerichte vragen aan andere experts om missende data voor de modellering te kunnen aanvullen.
- **WTW-emissiefactoren:** De data voor de emissiefactoren uit zijn voornamelijk afkomstig vanuit de RED III (Annex V, Part D). Voor brandstoffen waar de RED geen concrete factoren geeft, is een emissiefactor gebruikt op basis van literatuur.
- **Producentenprijzen:** Prijs- en volumeschattingen (voor Nederland in 2030) zijn beperkt beschikbaar. Internationale handel en concurrentie met andere landen en vraagsectoren maken beschikbaarheid van hernieuwbare energiedragers voor de Nederlandse mobiliteitsmarkt zeer onzeker. De producentenprijzen voor de brandstoffen in deze studie zijn voornamelijk afkomstig vanuit bronnen waaronder de EC, IEA en studies uitgevoerd door CE Delft zelf (ABS et al., 2022; EC, 2021; IEA, 2020). De prijzen hebben betrekking op jaren 2023 en 2030. De producentenprijzen voor de jaren 2026 t/m 2029 worden in het model bepaald door middel van linearisatie ten opzichte van 2030.
- **Beschikbaarheid van brandstoffen:** Het model gaat ervan uit dat Nederland aanspraak kan maken op bepaalde volumes aan brandstoffen. De beschikbaarheid voor Nederland wordt ingeschat op 2% van het totaalvolume van een brandstof. De belangrijkste bron is de IEA aangevuld met data uit literatuur (IEA, 2024b).
- **Fysieke inzet/Inzet jaarverplichting:** Fysieke inzet energiedragers in brandstofequivalenten is een indicator voor de mobiliteitsvraag. Deze vraag wordt constant aangenomen (er wordt gecorrigeerd op energierendement van EV's en FCEV's). De huidige fysieke inzet wordt bepaald met behulp van gegevens van de NEa. Het Revnext-dashboard is gebruikt om de inzet voor het jaar 2030 te bepalen. Dergelijke data hebben de KEV als voornaamste bron. Vanuit het Revnext-dashboard hanteren we het midden-scenario. Voor de overige jaren 2026 t/m 2029 wordt de inzet berekend door deze te lineariseren.
- **Pompprijzen:** De huidige literprijzen voor pompbrandstoffen zijn bepaald met behulp van CBS Statline data en Rotterdamse bunkerprijzen (CBS, 2024; Ship & Bunker, 2025). Zie ook Bijlage C.
- **Olie- en gasprijzen:** De prijzen voor olie en gas voor zowel 2023 als 2030 komen uit de KEV (PBL, 2024).

C Invoer model

C.1 Fysieke inzet energiedragers

Tabel 7 toont de fysieke inzet van energiedragers per sector voor de drie scenario's. De principes waarop de samenstelling van de scenario's zijn gebaseerd staan in Hoofdstuk 6.

Tabel 7 - Fysieke inzet van energiedragers per sector in 2030 voor de drie scenario's

Brandstof	Grondstof-categorie	Fysieke inzet in 2030			Aandeel		
		Regionale handel	Gematigde markt	Mondiale handel	Regionale handel	Gematigde markt	Mondiale handel
Land							
Fossiele benzine	-	118	127	135	33,6%	34,2%	34,9%
Bio-ethanol (conventioneel)	Conventioneel	5,1	5,6	6,0	1,5%	1,5%	1,6%
Bio-ethanol (Annex 9A)	Annex IXA	3,5	3,6	3,8	1,0%	1,0%	1,0%
Fossiele diesel	-	108	117	124	30,7%	31,5%	32,0%
FAME (conventioneel)	Conventioneel	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%	0,0%
FAME (Annex 9B)	Annex IXB	11,1	12,4	13,5	3,2%	3,3%	3,5%
HVO (Annex 9A)	Annex IXA	49,0	58,0	67,0	13,9%	15,6%	17,3%
HVO (Annex 9B)	Annex IXB	4,1	4,4	4,6	1,2%	1,2%	1,2%
e-diesel	RFNBO	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%	0,0%
Hernieuwbare waterstof - directe inzet	RFNBO	0,3	0,3	0,3	0,1%	0,1%	0,1%
Hernieuwbare waterstof - raffinage	RFNBO	2,4	2,6	2,8	0,7%	0,7%	0,7%
Elektriciteit	Overig	50,0	40,0	30,0	14,2%	10,8%	7,8%
Fysieke inzet hernieuwbare energie		126	127	128			
Brandstofplas (noemer JV)		299	328	354			
Fysieke inzet energiedragers		352	371	387	100%	100%	100%
Zeevaart							
HFO	-	322	314	310	74,2%	72,4%	71,7%
MGO	-	75	74	67	17,3%	17,1%	15,5%
Biobrandstof zeevaart	Annex IXA	12,3	21,6	31,0	2,8%	5,0%	7,2%
LNG	-	9,0	15	21	2,1%	3,5%	4,9%
Bio-LNG	Annex IXA	12	6,0	0,0	2,8%	1,4%	0,0%
e-methanol	RFNBO	0,1	0,1	0,1	0,0%	0,0%	0,0%
Hernieuwbare waterstof - raffinage	RFNBO	3,3	3,2	3,2	0,8%	0,7%	0,7%
Fysieke inzet hernieuwbare energie		28	31	34			
Brandstofplas (noemer JV)		409	410	408			
Fysieke inzet energiedragers		434	434	432	100%	100%	100%
Binnenvaart							
Diesel (binnenvaart)	-	40,0	40,0	40,2	85,3%	85,0%	85,2%
FAME (Annex 9B)	Annex IXB	2,9	2,9	3,0	6,2%	6,2%	6,4%
HVO (Annex 9A)	Annex IXA	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%	0,0%
HVO (Annex 9B)	Annex IXB	3,0	3,2	3,2	6,4%	6,8%	6,8%
LNG	-	0,3	0,3	0,3	0,6%	0,6%	0,6%
Bio-LNG	Annex IXA	0,2	0,2	0,1	0,4%	0,4%	0,2%



Brandstof	Grondstof-categorie	Fysieke inzet in 2030			Aandeel		
		Regionale handel	Gematigde markt	Mondiale handel	Regionale handel	Gematigde markt	Mondiale handel
Vloeibare hernieuwbare waterstof	RFNBO	0,1	0,1	0,1	0,2%	0,2%	0,2%
Hernieuwbare waterstof - raffinage	RFNBO	0,2	0,2	0,2	0,4%	0,4%	0,4%
Elektriciteit	Overig	0,2	0,2	0,1	0,4%	0,4%	0,2%
Fysieke inzet hernieuwbare energie		3,6	3,6	3,5			
Brandstofplas (noemer JV)		46	46	46			
Fysieke inzet energiedragers		47	47	47	100%	100%	100%
Luchtvaart							
Fossiele kerosine	-	149	149	149	94,0%	94,0%	94,0%
Biokerosine (Annex 9A)	Annex IXA	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%	0,0%
Biokerosine (Annex 9B)	Annex IXB	8,4	8,4	8,4	5,3%	5,3%	5,3%
e-kerosine	RFNBO	1,1	1,1	1,1	0,7%	0,7%	0,7%
Hernieuwbare waterstof - raffinage	RFNBO	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%	0,0%
Fysieke inzet hernieuwbare energie		9,5	9,5	9,5			
Brandstofplas (noemer JV)		159	159	159			
Fysieke inzet energiedragers		159	159	159	100%	100%	100%

C.2 Beschikbaarheid hernieuwbare energiedragers

De beschikbaarheid van hernieuwbare energiedragers voor mobiliteit in Nederland is gebaseerd op een schatting van de ontwikkeling van het brandstofaanbod in 2030 en van de mogelijke import naar Nederland voor inzet in de mobiliteitssector.

Tabel 8 - Beschikbaarheid (Platform Hernieuwbare Brandstoffen) energiedragers uitgedrukt in PJ

			Huidig			2030		
						Regionale handel	Gematigde markt	Mondiale handel
Brandstof	Grondstof	Aanname aandeel grondstof per brandstof	Laag	Midden	Hoog	Laag	Midden	Hoog
Bio-ethanol (conventioneel)	Other cereals	10%	4,0	5,0	6,0	4,9	6,1	7,4
Bio-ethanol (conventioneel)	Sugar beet	30%	12,0	15,0	17,9	14,7	18,4	22,1
Bio-ethanol (conventioneel)	Sugar cane	30%	12,0	15,0	17,9	14,7	18,4	22,1
Bio-ethanol (conventioneel)	Corn	30%	12,0	15,0	17,9	14,7	18,4	22,1
Bio-ethanol (Annex 9A)	Lignocellulosic materials	5%	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
Bio-ethanol (Annex 9A)	Organic waste	5%	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
Bio-ethanol (Annex 9A)	Wheat straw	90%	4,0	5,0	6,0	4,9	6,1	7,4

			Huidig			2030		
						Regionale handel	Gematigde markt	Mondiale handel
FAME (conventioneel)	Oil palm	30%	5,1	6,4	7,7	6,3	7,9	9,4
FAME (conventioneel)	Sunflower	20%	3,4	4,3	5,1	4,2	5,2	6,3
FAME (conventioneel)	Soy bean	20%	3,4	4,3	5,1	4,2	5,2	6,3
FAME (conventioneel)	Rape seed	30%	5,1	6,4	7,7	6,3	7,9	9,4
FAME (Annex 9B)	UCO (China)	-	7,5	8,9	10,0	8,8	10,0	11,8
FAME (Annex 9B)	UCO (Indonesië)	-	7,5	8,9	10,0	8,8	10,0	11,8
FAME (Annex 9B)	Animal fats	30%	0,6	0,7	0,9	0,7	0,9	1,0
HVO (Annex 9A)	Waste feedstocks	45%	1,0	1,3	1,5	1,2	1,5	1,9
HVO (Annex 9A)	Palm oil mill effluent	50%	1,1	1,4	1,7	1,4	1,7	2,1
HVO (Annex 9A)	Waste wood	5%	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2
HVO (Annex 9B)	UCO (China)	35%	0,4	0,5	0,6	0,5	0,6	0,7
HVO (Annex 9B)	Animal fats	30%	0,3	0,4	0,5	0,4	0,5	0,6
HVO (Annex 9B)	UCO (Indonesië)	35%	0,4	0,5	0,6	0,5	0,6	0,7
Bio-LNG	Manure	25%	0,2	0,3	0,3	0,2	0,3	0,4
Bio-LNG	Biowaste	50%	0,4	0,5	0,6	0,5	0,6	0,7
Bio-LNG	Sewage sludge	25%	0,2	0,3	0,3	0,2	0,3	0,4
Biobrandstof zeevaart	Cereal straw	45%	1,0	1,3	1,5	1,2	1,5	1,9
Biobrandstof zeevaart	Maize stover	45%	1,0	1,3	1,5	1,2	1,5	1,9
Biobrandstof zeevaart	Forest residues (USA)	5%	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2
Biokerosine (Annex 9A)	Jatropha	30%	0,0	0,00	0,0	1,6	2,0	2,4
Biokerosine (Annex 9A)	Forestry residues	20%	0,0	0,00	0,0	1,1	1,3	1,6
Biokerosine (Annex 9A)	Corn stover	50%	0,0	0,00	0,0	2,7	3,3	4,0
Biokerosine (Annex 9B)	UCO (China)	45%	0,3	0,4	0,5	2,4	3,0	3,6
Biokerosine (Annex 9B)	Camelina	5%	0,0	0,0	0,1	0,3	0,3	0,4
Biokerosine (Annex 9B)	UCO (Indonesië)	45%	0,3	0,4	0,5	2,4	3,0	3,6
			84	104	123	112	138	165



C.3 Kost- en marktprijzen energiedragers

Tabel 9 - Producentenprijzen uitgedrukt in €/GJ

Brandstof	Grondstof	Grondstof-categorie	Huidig			2030		
			Laag	Midden	Hoog	Laag	Midden	Hoog
Bio-ethanol (conventioneel)	Other cereals	Conventioneel	19,30	22,53	25,75	22,20	25,90	29,61
Bio-ethanol (conventioneel)	Sugar beet	Conventioneel	10,90	13,90	16,90	12,54	15,99	19,44
Bio-ethanol (conventioneel)	Sugar cane	Conventioneel	9,40	11,43	12,20	10,81	13,14	14,03
Bio-ethanol (conventioneel)	Corn	Conventioneel	19,30	22,53	25,75	22,20	25,90	29,61
Bio-ethanol (Annex 9A)	Lignocellulosic materials	Annex 9A	37,35	46,69	56,02	42,95	53,69	64,43
Bio-ethanol (Annex 9A)	Organic waste	Annex 9A	19,00	21,50	24,00	21,85	24,73	27,60
Bio-ethanol (Annex 9A)	Wheat straw	Annex 9A	23,61	28,61	43,89	27,15	32,90	50,47
FAME (conventioneel)	Oil palm	Conventioneel	19,04	22,50	25,96	22,45	32,39	42,32
FAME (conventioneel)	Sunflower	Conventioneel	20,00	25,23	28,00	23,00	29,01	32,20
FAME (conventioneel)	Soy bean	Conventioneel	21,38	39,21	57,03	24,59	45,09	65,58
FAME (conventioneel)	Rape seed	Conventioneel	30,00	33,80	35,00	34,50	38,87	40,25
FAME (Annex 9B)	UCO (China)	Annex 9B	28,39	35,89	40,00	32,65	41,27	46,00
FAME (Annex 9B)	Animal fats	Annex 9B	28,39	35,89	40,00	32,65	41,27	46,00
FAME (Annex 9B)	UCO (Indonesië)	Annex 9B	28,39	35,89	40,00	32,65	41,27	46,00
HVO (Annex 9A)	Waste feedstocks	Annex 9A	14,00	19,50	25,00	16,10	22,43	28,75
HVO (Annex 9A)	Palm oil mill effluent	Annex 9A	7,00	10,50	14,00	8,05	12,08	16,10
HVO (Annex 9A)	Waste wood	Annex 9A	20,83	30,43	40,01	20,06	32,44	44,78
HVO (Annex 9B)	UCO (China)	Annex 9B	39,72	52,79	65,86	45,68	60,71	75,74
HVO (Annex 9B)	Animal fats	Annex 9B	39,72	52,79	65,86	45,68	60,71	75,74
HVO (Annex 9B)	UCO (Indonesië)	Annex 9B	39,72	52,79	65,86	45,68	60,71	75,74
Bio-LNG	Manure	Annex 9A	27,81	44,11	60,75	27,81	44,11	60,75
Bio-LNG	Biowaste	Annex 9A	20,00	22,00	28,00	22,00	24,31	30,00
Bio-LNG	Sewage sludge	Annex 9A	33,00	40,00	43,00	35,00	46,00	45,00
Biobrandstof zeevaart	Cereal straw	Annex 9A	32,00	36,00	40,00	35,90	40,26	44,62
Biobrandstof zeevaart	Maize stover	Annex 9A	24,00	32,00	39,00	27,95	35,51	43,08
Biobrandstof zeevaart	Forest residues (USA)	Annex 9A	20,00	28,00	36,00	24,53	32,14	39,74
Biokerosine (Annex 9A)	Jatropha	Annex 9A	25,68	28,24	30,81	29,53	32,48	35,43
Biokerosine (Annex 9A)	Forestry residues	Annex 9A	37,50	47,16	56,82	43,13	54,23	65,34
Biokerosine (Annex 9A)	Corn stover	Annex 9A	52,78	80,56	108,33	52,06	57,94	70,00
Biokerosine (Annex 9B)	UCO (China)	Annex 9B	44,69	59,39	74,10	51,39	68,30	85,21
Biokerosine (Annex 9B)	Camelina	Annex 9B	25,68	28,24	30,81	29,53	32,48	35,43
Biokerosine (Annex 9B)	UCO (Indonesië)	Annex 9B	44,69	59,39	74,10	51,39	68,30	85,21
Groene waterstof - directe inzet	-	RFNBO	70,00	78,00	96,00	35,26	45,84	56,42
Groene waterstof - raffinage	-	RFNBO	70,00	78,00	96,00	35,26	45,84	56,42
Vloeibare waterstof	-	RFNBO	71,00	79,00	97,00	41,39	50,56	62,22
e-diesel	-	RFNBO	72,50	92,77	134,16	45,29	63,60	90,00

Brandstof	Grondstof	Grondstof-categorie	Huidig			2030		
			Laag	Midden	Hoog	Laag	Midden	Hoog
e-methanol	-	RFNBO	75,00	83,00	101,00	40,00	50,00	60,00
e-kerosine	-	RFNBO	76,00	84,00	102,00	34,72	56,91	79,09
Elektriciteit	-	Overig	16,94	22,50	26,67	12,78	18,89	28,06
Grijze waterstof ²⁰	-	Fossiel	-	2,7	-	-	-	-
LNG	-	Fossiel	-	17,00	-	-	-	-

C.4 Prijzen aan de pomp

Tabel 10 - Huidige pompprijzen

Pompbrandstof	Pompprijs	Eenheid	Bron of toelichting
Benzine	€ 1,95	€/liter	(CBS, 2024). In 2024.
Diesel	€ 1,72	€/liter	(CBS, 2024). In 2024.
Stookolie (HFO)	€ 0,45	€/liter	(Ship & Bunker, 2025). Bunkerprijs van 523,50 \$/ton in de periode 2 aug 2024 t/m 31 januari 2025. Wisselkoers van 1,11 USD/EUR toegepast.
Gasolie (MGO)	€ 0,53	€/liter	(Ship & Bunker, 2025). Bunkerprijs van 670 \$/ton in de periode 2 aug 2024 t/m 31 januari 2025. Wisselkoers van 1,11 USD/EUR toegepast.
Diesel (binnenvaart)	€ 0,57	€/liter	(Slurink, 2025). Bruto depotprijs gasolie, prijs op 18 maart 2025
Kerosine	€ 0,52	€/liter	(Jet-A1-Fuel, 2025). Prijs jet A1 geldend op 2 februari 2025 in Nederland. Wisselkoers van 1,04 USD/EUR toegepast.

De prijs van (fossiele) brandstoffen is opgebouwd uit:

- **Grondstofprijs** (olieprijs per MJ): Voor de grondstofprijs wordt een procentueel aandeel van de huidige pompprijs genomen. De pompbrandstofprijzen zijn weergegeven in Tabel 10. Voor benzine en diesel is de 'grondstofprijs' de ruwe olieprijs.
- **Accijns**: Accijns omvatten een vast bedrag per type brandstof.
- **Conversiekosten** (2%): De conversiekosten gaan over het raffinageproces en maken 2% uit van de huidige totale pompprijs.
- **Transport en opslag** (3%): De kosten voor transport en opslag zijn inclusief voorraadheffing en maken 3% uit van de huidige totale pompprijs.
- **Exploitatiekosten, incl. winst** (7-10%): De exploitatiekosten worden berekend als restpost en kunnen daardoor variëren tussen 7% en 10% van de huidige totale pompprijs.
- **HBE/ERE-kosten**: De HBE-kosten zijn ingeschat op basis van inzet hernieuwbare energie uit de NEa-rapportage 2023 en een HBE-prijs van 10 €/GJ (NEa, 2023). De HBE-kosten zijn uitgesmeerd over benzine en diesel in land. De ERE-kosten zijn berekend op basis van de totale meerkosten per pompbrandstof en de fysieke inzet in een specifiek jaar.
- **Btw** over het totaal: 21% of 0%.

²⁰ Uitgedrukt in €/kg grijze waterstof.

C.5 WTW CO₂-eq.-emissiefactoren

Tabel 11 - WTW CO₂-eq.-emissiefactoren voor brandstof-grondstofcombinaties.

Brandstof	Grondstof	Grondstofcategorie	Emissiefactor	Eenheid
Bio-ethanol (conventioneel)	Other cereals	Conventioneel	50,3	gCO ₂ /MJ
Bio-ethanol (conventioneel)	Sugar beet	Conventioneel	30,4	gCO ₂ /MJ
Bio-ethanol (conventioneel)	Sugar cane	Conventioneel	28,6	gCO ₂ /MJ
Bio-ethanol (conventioneel)	Corn	Conventioneel	48,5	gCO ₂ /MJ
Bio-ethanol (Annex 9A)	Lignocellulosic materials	Annex 9A	55,0	gCO ₂ /MJ
Bio-ethanol (Annex 9A)	Organic waste	Annex 9A	6,1	gCO ₂ /MJ
Bio-ethanol (Annex 9A)	Wheat straw	Annex 9A	15,7	gCO ₂ /MJ
FAME (conventioneel)	Oil palm	Conventioneel	51,4	gCO ₂ /MJ
FAME (conventioneel)	Sunflower	Conventioneel	44,7	gCO ₂ /MJ
FAME (conventioneel)	Soy bean	Conventioneel	47,0	gCO ₂ /MJ
FAME (conventioneel)	Rape seed	Conventioneel	50,1	gCO ₂ /MJ
FAME (Annex 9B)	UCO (China)	Annex 9B	14,9	gCO ₂ /MJ
FAME (Annex 9B)	Animal fats	Annex 9B	20,7	gCO ₂ /MJ
FAME (Annex 9B)	UCO (Indonesië)	Annex 9B	14,9	gCO ₂ /MJ
HVO (Annex 9A)	Waste feedstocks	Annex 9A	12,0	gCO ₂ /MJ
HVO (Annex 9A)	Palm oil mill effluent	Annex 9A	10,8	gCO ₂ /MJ
HVO (Annex 9A)	Waste wood	Annex 9A	12,0	gCO ₂ /MJ
HVO (Annex 9B)	UCO (China)	Annex 9B	16,0	gCO ₂ /MJ
HVO (Annex 9B)	Animal fats	Annex 9B	21,8	gCO ₂ /MJ
HVO (Annex 9B)	UCO (Indonesië)	Annex 9B	16,0	gCO ₂ /MJ
Bio-LNG	Manure	Annex 9A	-42,9	gCO ₂ /MJ
Bio-LNG	Biowaste	Annex 9A	0,1	gCO ₂ /MJ
Bio-LNG	Sewage sludge	Annex 9A	0,1	gCO ₂ /MJ
Biobrandstof zeevaart	Cereal straw	Annex 9A	27,0	gCO ₂ /MJ
Biobrandstof zeevaart	Maize stover	Annex 9A	27,0	gCO ₂ /MJ
Biobrandstof zeevaart	Forest residues (USA)	Annex 9A	16,5	gCO ₂ /MJ
Biokerosine (Annex 9A)	Jatropha	Annex 9A	55,0	gCO ₂ /MJ
Biokerosine (Annex 9A)	Forestry residues	Annex 9A	6,0	gCO ₂ /MJ
Biokerosine (Annex 9A)	Corn stover	Annex 9A	35,0	gCO ₂ /MJ
Biokerosine (Annex 9B)	UCO (China)	Annex 9B	27,0	gCO ₂ /MJ
Biokerosine (Annex 9B)	Camelina	Annex 9B	47,0	gCO ₂ /MJ
Biokerosine (Annex 9B)	UCO (Indonesië)	Annex 9B	27,0	gCO ₂ /MJ
Groene waterstof - directe inzet	-	RFNBO	3,0	gCO ₂ /MJ
Groene waterstof - raffinage	-	RFNBO	3,0	gCO ₂ /MJ
Vloeibare waterstof	-	RFNBO	3,6	gCO ₂ /MJ
e-diesel	-	RFNBO	6,0	gCO ₂ /MJ
e-methanol	-	RFNBO	7,0	gCO ₂ /MJ
e-kerosine	-	RFNBO	10,0	gCO ₂ /MJ
Elektriciteit	-	Overig	27,8	gCO ₂ /MJ

Tabel 12 - Emissiefactor fossiele referentie

Grootheid	Emissiefactor	Eenheid
Fossiele referentie	94	gCO ₂ /MJ

C.6 Andere inputparameters

Tabel 13 - Gas- en olieprijsen per scenario

Groothed	Regionale handel	Gematigde markt	Mondiale handel	Eenheid	Bron of toelichting
Aandeel elektriciteitsgebruik in mobiliteit dat is ingeboekt t.b.v. de JV	50%	50%	50%		
Correctiefactor raffinageroute	0,4				
Olieprijs in 2023	76	76	76	€/vat	(PBL, 2024)
	12,5	12,5	12,5	€/GJ	
Olieprijs in 2030	85	63,5	42	€/vat	(PBL, 2024)
	14	10	6,9	€/GJ	
Gasprijs in 2023	0,52	0,52	0,52	€/m ³	(PBL, 2024)
	15	15	15	€/GJ	
Gasprijs in 2030	0,44	0,23	0,14	€/m ³	(PBL, 2024)
	12,5	6,5	4	€/GJ	

Tabel 14 - Vervoersvraag Nederland in 2030

Sector	Energievraag	Eenheid
Land	434,5	PJ brandstofeq.
Zeevaart	430,7	PJ brandstofeq.
Binnenvaart	47,2	PJ brandstofeq.
Luchtvaart	159,0	PJ brandstofeq.

D Overige ontwikkelingen

In deze bijlage worden (beleids- en markt)ontwikkelingen in de brandstoffen- en vervoersmarkt besproken die ook relevant zijn voor de impact van de ERE-systematiek op de Nederlandse pompprijzen, maar die niet in de modelanalyse zijn meegenomen.

Tabel 15 - Overig beleid aan de vraagkant

	Hoe wordt dit verder meegenomen?
Land	
Zero-emissie beleid Op lokaal niveau wordt gestuurd op zero-emissie transport. Met name vanwege luchtkwaliteitsdoelstellingen en de vermindering van geluidshinder. Meerdere Nederlandse steden voeren vanaf 2025 zero-emissiezones in, waar dieselloertuigen niet zijn toegestaan. Ook de Europese CO₂-normen zorgen voor ingroei van zero-emissie voertuigen, hoewel de klimaatimpact (WTW) wel afhankelijk is van de hoe de elektriciteit geproduceerd is. Deels zorgt de transitie naar zero-emissie ook voor een daling van het energiegebruik als gevolg van de hogere efficiëntie. Bij hogere elektrificatiegraden daalt het finaal energieverbruik. De overstap naar zero emissie is een ontwikkeling die we zien in alle segmenten van wegvervoer en dit beperkt de plas aan vloeibare brandstoffen waarin biobrandstoffen kunnen worden bijgemengd.	Verschillende elektrificatiegraden zijn meegenomen in de scenario's.
Dalende trend dieselgebruik Als gevolg van het wegvallen van vrijstellingen en hogere CO₂-belasting daalt het dieselgebruik. Dit beperkt de plas aan vloeibare diesel waarin bv HVO kan worden bijgemengd, terwijl er meer benzinevervangers kunnen worden afgezet en mogelijk invloed hebben op de gebruikte feedstocks, die anders zijn voor benzinevervangers dan voor dieselvervangers. De verschuiving van diesel naar benzineauto's lijkt voor de doelstellingen en meerkosten niet problematisch te zijn, gezien de mogelijkheid tot HVO100.	Wordt automatisch meegenomen in de referentie (KEV).
ETS2: uitbreiding van het huidige emissiehandelssysteem De uitbreiding naar het wegtransport (en vrijwillig de binnenvaart) zal een prijsverhogend effect hebben op fossiele brandstoffen en hernieuwbare brandstoffen niet beprizen. Naar verwachting zal het verschil tussen fossiel en hernieuwbaar gecompenseerd worden door de ETS-prijs plus de ERE-waarde. Met de uitbreiding vallen alle sectoren onder ETS1 of ETS2.	Meegenomen in reflectie.
Zeevaart	
Opt-in regeling In de interviews is vaak verwezen naar de ervaringen met de opt-in regeling voor de zeevaart uit de huidige systematiek. Deze opt-in regeling, waarbij hernieuwbare energie in de zeevaart mocht meetellen voor de doelstellingen van de jaarverplichting, heeft aan de ene kant een positief effect gehad op het aandeel hernieuwbare energie in de zeevaart. Aan de andere kant, zorgde deze opt-in regeling voor een disbalans ten opzichte van de inzet in de sectoren vallend onder de verplichting. Deze ontwikkelingen hebben ertoe geleid dat met ingang van jaar	Ter context. In de nieuwe systematiek, die ingaat vanaf 1 januari 2026, komt deze opt-in mogelijkheid te vervallen, omdat alle sectoren met de implementatie van de RED III een eigen

	Hoe wordt dit verder meegenomen?
2021 biobrandstoffen uit Annex IX-B grondstoffen niet meer konden worden ingezet onder de opt-in. ²¹ Daarnaast is met invoering van een vermenigvuldigingsfactor <1 in jaar 2022 het prijs- en marktversturende effect gedempt. ²² Hierdoor bleef de stimulans voor inzet van hernieuwbare brandstoffen in zeevaart bestaan, maar bleef de ingezette hoeveelheid meer binnen de perken.	verplichting opgelegd krijgen en wordt de uitwisseling tussen sectoren beperkt door de beperkte vrije ruimte.
Fuel EU Maritime	
Vanaf 1 januari 2025 is de EU-verordening FuelEU Maritime in werking, gericht op een hogere inzet van hernieuwbare en koolstofarme brandstoffen in de zeevaart (EU+EER). De broeikasgasreductiedoelstellingen ten opzichte van het gemiddelde van de vloot in 2020 (91,16 g CO₂-eq./MJ well-to-wake) lopen van 2% reductie in 2025 naar 6% reductie in 2030 en 80% reductie in 2050. Een exploitant kan de emissiereductie laten plaatsvinden bij schepen die de Nederlandse bunkerlocaties niet aandoen. Dit geeft onzekerheid bij de In de beginperiode van FuelEU Maritime zal LNG nog voldoende zijn om te voldoen aan de doelstelling, maar tegen 2030 is dit niet meer het geval. LNG schepen zullen dan moeten overschakelen op hernieuwbare varianten van LNG. Naast (bio)LNG zijn FAME en bioHFO een aantrekkelijke optie voor de zeevaart. De andere opties als bio- en e-methanol en ammoniak zullen waarschijnlijk pas na 2030 een grotere rol gaan spelen. Een exploitant kan de emissiereductie laten plaatsvinden bij schepen die de Nederlandse bunkerlocaties niet aandoen en vormt daarmee een extra onzekerheid voor brandstofleveranciers, die onder de jaarverplichting vallen, en aan de zeevaart leveren. Daarnaast werd het poolingmechanisme genoemd in de interviews als onzekere factor voor de uitwerking in de praktijk.	Gezien de brede range aan FAME en bio-HFO varianten, is deze groep geclusterd als 'biobrandstoffen zeevaart'. Niet mee kunnen nemen in de modellering.
Binnenvaart	
ETS2	Idem als bij land.
Nederland heeft er voor gekozen om de binnenvaart vrijwillig onder te brengen onder ETS2. Zie ook ETS2 onder land. ²³	Beschreven bij de reflectie.
Uit de interviews bleek dat de inzet van FAME en HVO nog beperkt is en dat de sector zelf terughoudend is, terwijl het technisch wel mogelijk is. Door middel van een praktijkproef zet het ministerie van I&W in op opbouw van ervaring binnen de sector. Andere benoemde belemmeringen, zoals betaalbaarheid gelden ook voor andere sectoren.	Ter context.
In de interviews werd ook verwezen naar projecten op het vlak van batterijgebruik en varen op waterstof (beiden in containervorm bijvoorbeeld), maar de verwachting is dat de inzet tegen 2030 nog zo beperkt zal zijn dat de inzet hiervan ten behoeve van de jaarverplichting minimaal is.	Niet meegenomen.
Luchtvaart	
ReFuel Aviation	
In de luchtvaart bleek, evenals bij zeevaart, de RED II op Europees niveau niet voldoende om de inzet van hernieuwbare brandstoffen te stimuleren (in Nederland was de opt-in voor zeevaart wel een grote stimulans, zie eerdere paragraaf in deze	De nieuwe voorgestelde ERE-systematiek is zo vormgegeven dat aan de

²¹ Nederlandse Emissieautoriteit, Rapportage Energie voor Vervoer in Nederland 2021.

²² Nederlandse Emissieautoriteit, Rapportage Energie voor Vervoer in Nederland 2024.

²³ Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, 2024, Energietransitie binnenvaart via <https://open.overheid.nl/documenten/dpc-1e7da7991cba78861400c02ca77bb59bd9766e69/pdf>

	Hoe wordt dit verder meegenomen?
tabel). Daarom introduceerde de Europese Commissie de ReFuelEU Aviation-verordening. Deze verordening trad op 1 januari 2025 in werking en speelt een belangrijke rol bij de verduurzaming van de Europese luchtvaart en vermindering van CO₂-emissies.²⁴ De belangrijkste componenten van de verordening betreffen: – <i>Bijmengverplichting voor brandstofleveranciers: Brandstofleveranciers zijn verplicht om vanaf 2025 een minimumpercentage duurzame luchtvaartbrandstoffen (SAF) te mengen met conventionele kerosine. Dit percentage begint bij 2% in 2025 en loopt op tot 70% in 2050. Binnen deze verplichting is er speciale aandacht voor synthetische luchtvaartbrandstoffen gemaakt met hernieuwbare elektriciteit (e-SAF), met een subdoelstelling die start bij ten minste 0,7% in 2030 en toeneemt tot 35% in 2050.</i>²⁵ – <i>Tankverplichting voor luchtvaartmaatschappijen: Om de praktijk van fuel tankering (het meenemen van extra brandstof om tanken op duurdere locaties te vermijden) tegen te gaan, moeten luchtvaartmaatschappijen ten minste 90% van de benodigde brandstof voor vluchten die vertrekken vanaf een EU-luchthaven op diezelfde luchthaven tanken. Dit bevordert eerlijke concurrentie en vermindert onnodige CO₂-uitstoot door het extra gewicht van overtollige brandstof.</i>²⁶ – <i>Rapportage- en monitoringsverplichtingen.</i> Nationaal luchtvaartbeleid Naast bijmengverplichtingen zet Nederland in op andere maatregelen om de luchtvaart te verduurzamen, zoals: – <i>Capaciteitsbeperkingen: Het beperken van het aantal vliegbewegingen op luchthavens om de uitstoot te verminderen.</i> – <i>Sterkere prijsprikkels: Het verhogen van belastingen op vliegen om de vraag te verminderen en zo de uitstoot te beperken.</i> – <i>Absolute uitstootbeperkingen: Het instellen van een CO₂-plafond voor de luchtvaart.</i> – <i>Verhogen van het gebruik van SAF: Het Akkoord Duurzame Luchtvaart is een initiatief van de Nederlandse luchtvaartsector, het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat en kennisinstellingen, gericht op het verduurzamen van de luchtvaart in Nederland. Een belangrijke pijler binnen dit akkoord is het verhogen van het gebruik van Sustainable Aviation Fuel (SAF). In 2030 moet 14% van alle in Nederland getankte vliegtuigbrandstof duurzaam zijn en in 2050 alle gebruikte vliegtuigbrandstof. De Europese Commissie heeft Nederland verzocht zijn nationale plannen voor verplichte bijmenging van SAF aan te passen om in lijn te zijn met de EU-regelgeving. Uit de interviews blijkt dat sector zelf vrijwillig wil vast blijven houden aan de 14%.</i>	ReFuel Aviation verordening wordt voldaan. Daar gaan we in deze studie dan ook vanuit.
Internationale ontwikkelingen Waar veel Europees vraagbeleid ooit ontstaan is uit nationale verplichtingen, valt te zien dat ook de Europese verplichtingen vertaald worden naar mondiale afspraken. Zo werkt de EU aan de implementatie van een mondiale marktgerichte maatregel voor de luchtvaart, bekend als CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation), ontwikkeld door de Internationale Burgerluchtvaartorganisatie (ICAO). CORSIA heeft tot doel de groei van CO₂-uitstoot in de internationale luchtvaart vanaf 2020 te compenseren door middel van CO₂-	De eerste drie punten komen naar voren in de inschattingen van de KEV en zijn dus meegenomen in de referentie. In deze studie gaan we gezien de status van vastgesteld beleid voor het aandeel SAF uit van de naleving van ReFuel EU Aviation doelen.

²⁴ emissieautoriteit.nl

²⁵ eur-lex.europa.eu

²⁶ eur-lex.europa.eu

	Hoe wordt dit verder meegenomen?
compensatieprojecten. De EU streeft naar een coherente integratie van CORSIA in het bestaande EU-ETS-kader. Zowel onder het EU ETS als onder CORSIA is de inzet van duurzame luchtvaartbrandstoffen ook voordelig, omdat biobrandstoffen als nul tellen en daardoor geen emissierechten vereisen. Wel zijn er momenteel nog verschillen in definities, duurzaamheidseisen en vluchten, waardoor luchtvaartpartijen soms tussen de verschillende schema's moeten kiezen om zo tot een optimale inzet te komen en aan de verschillende beleidsdoelstellingen te voldoen. ²⁷ Voor zeevaart wordt binnen de IMO ook gesproken over internationale afspraken op het vlak van de inzet van hernieuwbare brandstoffen.	
Duurzaamheidsrapportages	
In de afgelopen jaren is er ook meer Europees beleid gekomen op het vlak van rapportageverplichtingen voor bedrijven. Zo verplicht de Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) bedrijven te rapporteren over hun duurzaamheidsbeleid en welke CO ₂ -reductie ze bereiken. Dit zal ook vanuit de ondernemers zorgen naar meer vraag naar hernieuwbare energiebronnen.	Ter context.

Tabel 16 - Relevante ontwikkelingen aan de aanbodkant

	Hoe wordt dit verder meegenomen?
Bijmengverplichting voor groengas Naast de inzet van groengas onder de jaarverplichting komt daar vanaf 2026 de bijmengverplichting voor groengas bij als verplichtend instrument. Deze verplichting richt zich alleen wel op invoeding van groengas en niet specifiek op de inzet van vervoer: vanaf 2026 verplicht deze maatregel energieleveranciers een bepaald percentage groengas toe te voegen aan het reguliere aardgas dat zij leveren. Het doel is om de productie en het gebruik van hernieuwbare energie te stimuleren en de afhankelijkheid van fossiele brandstoffen te verminderen.²⁸ De verplichting gaat in per 1 januari 2026. Het streefcijfer is om tegen 2030 ongeveer 20% van het geleverde gas groen te laten zijn, wat neerkomt op een toename van de huidige productie van ongeveer 0,25 miljard m³ naar 1,1 miljard m³ groengas.²⁹ Leveranciers moeten aantonen dat zij voldoen aan de bijmengverplichting door middel van speciale certificaten, de Groengaseenheden (GGE's). Indien zij niet aan de verplichting kunnen voldoen, is er een mogelijkheid om een zogenaamde 'buy-out' te betalen, die momenteel is vastgesteld op € 450 per ton. Hoewel de invoering van de bijmengverplichting gepland staat voor 2026, is er nog Europese goedkeuring nodig en zijn er nog zorgen over de haalbaarheid van de productie van 2 miljard m³ groengas tegen 2030. Momenteel is de productie aanzienlijk lager, en er zijn twijfels of de benodigde opschaling tijdig gerealiseerd kan worden.³⁰ Ook is er nog niet voor alle sectoren een akkoord bereikt, zoals de glastuinbouw.³¹ De bijmengverplichting groengas zorgt voor een grotere vraag naar groengas en de markt zal moeten kiezen tussen het verkrijgen van GGE's of ERE's. De GGE zorgt waarschijnlijk dus voor concurrentie met de ERE. Daarmee kan de bijmengverplichting het een prijsopdrijvend effect hebben op de inzet van groengas onder de jaarverplichting. In welke mate is nu nog onzeker.	Ter context. Niet meegenomen in de modellering.

²⁷ rijksoverheid.nl

²⁸ rijksoverheid.nl

²⁹ nieuweoogst.nl

³⁰ newenergycoalition.org

³¹ newenergycoalition.org

	Hoe wordt dit verder meegenomen?
Uit de interviews blijkt verder dat veel groengas uit mest nu naar Duitsland gaat om daar mee te tellen onder de Duitse jaarverplichting. Omdat dit systeem al vanaf 2015 op CO₂-reductie stuur is groengas uit mest daar meer waard, vanwege de negatieve emissies in verband met de vermeden methaanemissies. Met de nieuwe ERE-systematiek wordt het aantrekkelijker om groengas uit mestvergisting in Nederland mee te laten tellen voor de jaarverplichting. De negatieve emissiefactor vergroot het voordeel ten opzichte van voorheen andere dubbeltellende biobrandstoffen.	
Waterstofverplichting industrie De RED III-doelstelling stelt dat tegen 2030 minimaal 42% van het waterstofgebruik in de industrie uit hernieuwbare waterstof moet bestaan. Nederland is één van de grootste waterstofgebruikers in Europa en de inzet van hernieuwbare waterstof is uitdagend vanwege de beperkte beschikbaarheid, de hogere prijzen ten opzichte van fossiele waterstof en de benodigde investeringen voor de technische aanpassingen. Zonder aanvullend beleid zal de industrie moeite hebben de extra kosten te dragen en kan dit de concurrentiepositie van Nederland negatief beïnvloeden door bijv. verplaatsing van productie. De geschatte onrendabele top voor het behalen van de 42%-doelstelling in 2030 bedraagt ongeveer 1,4 miljard euro per jaar. Een combinatie van slimme ondersteuning, normering en prijsstelling is daarom noodzakelijk om de transitie naar groene waterstof succesvol te maken en de klimaatdoelstellingen te behalen. Deze industrieverplichting zorgt dus net als de jaarverplichting voor vraag naar hernieuwbare waterstof. Wegens de beperkte beschikbaarheid kan er dus concurrentie optreden tussen de industrie en de transportsector.	Ter context. Niet meegenomen in de modellering.
Inzet voor materialen, recycling en de koolstofmarkt Over het algemeen raakt de inzet van biogrondstoffen ook aan het Nederlandse en Europese afvalbeleid. Zo bevat het Circulair Materialen Plan als vervanging van het Landelijk Afval Beheerplan duidelijkere definities voor hoogwaardige recycling. Dit raakt aan de afvalstromen die gebruikt worden voor de productie van hernieuwbare brandstoffen. Volgens het afvalbeleid mogen namelijk niet alle stromen ingezet worden voor laagwaardige recycling, waar brandstofproductie vaak onder valt. Ook wordt er gewerkt aan doelstellingen voor een verplicht aandeel biobased in materialen. Zo is de Industrial Sustainable Carbon Regulation (ISCR) een voorstel van de Nederlandse overheid dat tot doel heeft het gebruik van duurzame koolstofbronnen in de chemische industrie te bevorderen. Het voorstel verplicht tot een minimaal aandeel van duurzame koolstof in de productieprocessen door inzet van gerecyclede materialen, duurzame biomassa of CO₂. Om flexibiliteit te bieden zal ook de ISCR inzetten op een administratief marktmechanisme waarmee bedrijven onderling rechten kunnen verhandelen om aan de verplichting te voldoen, net als bij de jaarverplichting.³² In januari 2025 heeft de Europese Commissie de ISCR opgenomen in de bredere strategie om de industriële concurrentiekracht van de EU te versterken en de overgang naar duurzame productie te versnellen. Dit initiatief past binnen de inspanningen om de EU-industrie concurrerender te maken ten opzichte van de VS en China. Momenteel bevindt de ISCR zich in de fase van implementatie en verdere uitwerking in specifieke EU-regelgeving en richtlijnen om de toepassing van de ISCR in de hele Europese Unie te waarborgen. Dit bevat onder andere bindende	Ter context. Niet meegenomen in de modellering.

³² [tweedekamer.nl](https://www.tweedekamer.nl)

	Hoe wordt dit verder meegenomen?
doelstellingen voor het gebruik van duurzame koolstof in de chemische industrie en het creëren van monitorings- en handhavingsmechanismen. ³³	
Beleid in andere landen en geopolitieke factoren met betrekking tot import en handel Het aanbod van brandstoffen en feedstocks in Nederland wordt ook sterk beïnvloed door het vraagbeleid in andere landen. De trend is dat steeds meer landen buiten de EU ook verplichtende instrumenten introduceren en de feedstocks willen behouden voor de eigen markten, zoals UCO in Azië. Uit de interviews bleek dat Importheffingen en andere handelsbelemmerende maatregelen vanuit marktprotectionisme vaak van invloed zijn op zowel de fossiele als biograndstofmarkten. Deze geopolitieke context is van grote invloed op aanbod van en vraag naar hernieuwbare brandstoffen wereldwijd, en op de mogelijkheden voor import. Beleid in andere lidstaten wordt sterk bepaald door de historische context en, specifiek voor biobrandstoffen, de positie van de eigen landbouw. Dit verklaart waarom bijvoorbeeld de ethanolmarkt groot is in Frankrijk. Vroege keuzes voor subsidiëring van productie, voertuigen of systemen, zoals de jaarverplichting spelen nog altijd een rol bij de huidige keuzes. Zo domineren een aantal landen de ethanolproductie in Europa Daarnaast laat het EU-beleid ook nadrukkelijk ruimte voor nationale keuzes, zoals de raffinageroute. Uit de interviews blijkt dat brandstofleveranciers vaak actief zijn in meerdere landen en met deze verschillen rekening houden. Er heerst veel onzekerheid over de implementatie van beleid, zowel op nationaal als Europees niveau. Veel processen, zoals de Union Database, die op EU-niveau voor harmonisatie moeten zorgen, zijn vertraagd.	Duurzaamheidsbeleid en duurzaamheidsambities van andere landen zijn meegenomen in de scenario's, net als dat ook handelsbelemmeringen en rol import zijn meegenomen in de scenario's.

³³ www.reuters.com/business/eu-points-way-competitive-future-catch-us-china-rivals-2025-01-29/