Verhandelbaarheid van emissiereductie eenheden



Connekt
Impact door samenwerking

Topsector Logistiek

Colofon

Verhandelbaarheid van emissiereductie eenheden

Auteurs:
Juliette Marsé
Rens Reiff

In samenwerking met:

CONDOR zero emission inland shipping

Darel

Topsector Logistiek

© Topsector Logistiek 2026

Samenvatting

Per 1 januari 2026 vervangt de brandstoftransitieverplichting (BTV) in Nederland het HBE-systeem. Waar een Hernieuwbare Brandstof Eenheid (HBE) stond voor een gigajoule geleverde hernieuwbare energie, staat een emissiereductie-eenheid (ERE) voor 1 kg CO_2-equivalent-ketenemissiereductie. Deze whitepaper analyseert de verhandelbaarheid van ERE's en de gevolgen daarvan voor de businesscases voor de logistieke sector in de sectoren land en binnenvaart. Daarnaast werken wij twee samenwerkingsmodellen uit en rekenen wij die indicatief door voor een retrofit (elektriciteit en waterstof) in de binnenvaart. De BTV is op basis van onze analyse en doorrekeningen een systeem dat de businesscases voor de benodigde investeringen in hoogwaardige hernieuwbare brandstoffen/energie naar een positieve investeringsbeslissing kan trekken. Hierbij is het echter wel cruciaal dat de aanbevelingen als randvoorwaarden, zoals hieronder uiteengezet, in acht worden genomen.

Kernbevindingen

(i) Gesegmenteerd systeem

De BTV en de ERE's zijn opgedeeld in drie sectoren (land, binnenvaart en zeevaart), elk met eigen reductiedoelen, subdoelen en limieten. In 2030 bedraagt het reductiedoel 28,4% voor de sector land en 14,5% voor de binnenvaart. BRE's zijn niet inzetbaar in de sector land, terwijl de binnenvaart beperkt LRE's en ZRE's mag inzetten.

(ii) Beperkte verhandelbaarheid

ERE's bestaan uitsluitend als saldo in het register en zijn alleen overdraagbaar tussen rekeninghouders. Spaarlimieten per 1 april beperken de handelscyclus en ERE's die niet worden gespaard, vervallen van rechtswege. Er is geen beurs of clearing, waardoor de prijsvorming weinig transparant is.

(iii) Dunne en krapper wordende markt

De sectorsegmentatie splitst één markt in drie. Dat verhoogt naar verwachting de waarde in de sector land en verlaagt de liquiditeit in de binnenvaart, waar de verplichting in 2026 slechts 2,5% bedraagt. De genoteerde LRE-prijs steeg van € 0,30 tot € 0,46 in het eerste kwartaal van 2026 naar € 0,45 tot € 0,51 in augustus 2026, boven de omgerekende HBE-prijzen van circa € 0,22 tot € 0,33. Een BRE noteert met circa € 0,24 ruim onder een LRE.

(iv) Ongelijk speelveld

Duitsland vult RED III volledig in via het wegvervoer en heeft de binnenvaart buiten het systeem gehouden. België loopt achter met de implementatie van RED III en heeft zijn strengere verplichting voor scheepvaartbrandstoffen uitgesteld, met een herziene tijdlijn die in 2027 wordt verwacht. Beide landen hebben de binnenvaart bovendien niet onder ETS2 gebracht, terwijl Nederland die opt-in wel toepast. Bunkeren over de grens is daardoor een reële ontwijkingsroute. Nederland heeft de verplichtingen voor binnenvaart en zeevaart in 2026 al verlaagd, maar dat is een tijdelijke maatregel.

(v) Onzekerheid na 2030

Het pad tot 2030 ligt grotendeels vast, maar voor de periode daarna ontbreken tussendoelen. Terugverdientijden die verder reiken dan 2030 (voor walstroom 2029) zijn daardoor niet gedekt door ERE-inkomsten. Onze doorrekening laat zien dat de ruimte voor een investering in geval van elektrisch varen met ruim 40% afneemt als de ERE-inkomsten na 2030 wegvallen en voor waterstof is het zelfs meer dan halveert. Trinomics beveelt aan ruim vóór 2030 duidelijkheid te geven over reductiepaden en subdoelen; RVO laat zien dat ook na 2030 hernieuwbare brandstoffen nodig blijven.

Gevolgen voor de logistieke sector

(i) Wegvervoer

Laden in het eigen depot kan circa € 0,10 tot € 0,15 per kWh aan ERE-opbrengst opleveren, en meer bij eigen hernieuwbare opwek op dezelfde locatie. De vrachtwagenheffing beloont elektrisch rijden, maar geeft geen korting voor HVO of bio-LNG. Voor hernieuwbare vloeibare brandstoffen loopt de prikkel daardoor vrijwel volledig via de BTV.

(ii) Binnenvaart

Walstroom is alleen tot en met 2029 inboekbaar, ERE-E's zijn niet inzetbaar buiten de eigen sector en de BRE-markt is momenteel dun doordat er weinig transacties zijn, maar de verwachting is dat dit de komende jaren significant gaat toenemen en er meer soort EREs nodig gaan zijn. Subsidierondes voor verduurzaming van de binnenvaart (circa 230 miljoen euro tot en met 2030) kunnen dit deels compenseren. De conceptregeling VOEB vergoedt in beginsel 50% van de subsidiabele kosten, in specifieke gevallen oplopend tot 80%.

(iii) Risico's en kansen

De belangrijkste risico's zijn prijsvolatiliteit met beperkte afdekkingsmogelijkheden, doorberekening van BTV-kosten in de brandstofprijs, dubbele groene claims, fraude in de biobrandstofketen en een ongelijk speelveld met de buurlanden. Kansen liggen in meerjarige afnamecontracten, het RFNBO-subdoel voor waterstof en concurrentie tussen de ruim honderd geregistreerde inboekdienstverleners.

(iv) Financiële modellering en verdeling van waardecreatie

De modelresultaten laten zien dat de toekomstige waarde van ERE's een grote invloed heeft op de businesscase voor emissievrij varen. Voor elektrisch varen kan in het meest gunstige gemodelleerde scenario een haalbare all-in elektriciteitsprijs van € 329/MWh worden betaald, tegenover € 191/MWh wanneer de ERE-inkomsten na 2030 wegvallen. Voor waterstof is het verschil nog groter: de haalbare all-in waterstofprijs daalt in deze scenario's van € 8,1/kg naar € 3,8/kg. Deze all-in prijzen omvatten naast de energiekosten ook de kosten die nodig zijn om de energie daadwerkelijk aan boord beschikbaar te maken, zoals batterijlease, walstroominfrastructuur of waterstoflogistiek.

Het PAYS-model en de first-loss garantie zijn aanvullende concepten die de benodigde capex investeringen sneller laten loskomen doordat ze bepaalde risico's van de businesscase mitigeren en de kosten in beginsel niet verhogen (en zelfs zouden kunnen verbeteren). Met name de hoogwaardige hernieuwbare brandstoffen/energiedragers, welke steeds meer nodig gaan zijn, hebben grote baat bij samenwerking in de gehele keten om alle benodigde capex investeringen los te krijgen.

Aanbevelingen

(i) het beleidskader van de BTV ten minste door te trekken tot 2040.

Zonder een concreet plan voor de benodigde reducties na 2030 is het significant moeilijker de benodigde capex investeringen los te krijgen. Een duidelijk reductietijdspad is dus sterk aan te bevelen. Het grote verschil in uitkomsten van de modellering benadrukt het belang van langjarige beleidszekerheid over de ERE-systematiek. Investeringen in emissievrije schepen moeten de komende jaren worden gedaan en hebben een lange terugverdientijd. Voor investeerders maakt het daarom een wezenlijk verschil of zij ervan uit kunnen gaan dat ERE-inkomsten ook na 2030 beschikbaar blijven. Duidelijkheid over het beleid richting 2040 kan daarmee direct bijdragen aan investeringszekerheid en de bereidheid om nu te investeren.

(ii) Clean Fuel Contracts met RED erkende hernieuwbare brandstoffen/energie mogelijk te houden.

Wij adviseren de wetgever, in lijn met het Clean Fuel Protocol, te verduidelijken dat de ERE uitsluitend een rekeneenheid is voor de Nederlandse compliance onder de BTV, en dat GvO's en PoS'en doorgeefbaar moeten blijven in de keten. De ERE vertegenwoordigt alleen de CO_2-reductie binnen het compliancemechanisme waarmee Nederland aantoont te voldoen aan de doelen van RED III. Zij zegt niets over het daadwerkelijke gebruik van hernieuwbare brandstoffen of energie verderop in de waardeketen. Toch worden de GvO's en PoS'en die nodig zijn om een ERE te creëren (met uitzondering van net-elektriciteit) bij inboeking in het REV aan de NEa overgedragen vervolgens niet meegegeven. Alle handelingen ten aanzien van de hernieuwbare brandstoffen hebben na de inboeking voor een ERE daardoor geen door RED erkend duurzaamheidsbewijs meer, noch claimt een brandstofleverancier het gebruik. Dat heeft grote gevolgen voor andere wet- en regelgeving, zoals ETS2 en ESPR, en voor (vrijwillige) rapportage onder onder meer CSRD en SBTi. Afnemers in de logistieke sector kunnen de verduurzaming dan niet aantonen, terwijl die hernieuwbare brandstof wel is ingezet.
Door de duurzaamheidsbewijzen doorgeefbaar te maken en de CO_2-reductieclaim op het niveau van individuele (rechts)personen te alloceren, kan de duurzaamheid ook in de rest van de keten worden benut. Mits het systeem bij de NEa goed wordt ingericht, leidt dit niet tot dubbeltellingen: het gaat om een allocatie van het bewijs, niet om een extra reductie.

(iii) de Nederlandse implementatie af te stemmen op die in Duitsland en België.

Voor Duitsland geldt dat Duitsland bepaalde keuzes heeft gemaakt, waarbij de nadruk op CO_2-reductie in het wegvervoer ligt en niet in de binnenvaart. België heeft RED III nog niet geïmplementeerd en is als het gaat om de concurrentiepositie van Nederland nog belangrijker dan Duitsland. België besluit in Q4 2026 over een ETS2-opt-in voor de binnenvaart en de definitieve implementatie van RED III. Uit gesprekken in de markt begrijpen wij dat de sector dit steunt, omdat het middelen voor verduurzaming kan opleveren en bunkertoerisme slechts een zeer kleine groep financieel voordeel biedt. Het is dus van belang dat de beoogde afstemming uit het Memorandum of Understanding tussen Nederland en België actief wordt opgevolgd en Nederland haar concurrentiepositie met omringde landen serieus blijft monitoren.

(iv) de transparantie van de ERE-prijs te vergroten (bijvoorbeeld via een beurs).

De NEa is op de hoogte van alle transacties die plaatsvinden ten aanzien van de EREs. Het opzetten van een beurs of het anoniem rapporteren over de gemiddelde prijzen van de ERE transacties zou een mogelijkheid zijn om meer transparantie te creëren, wat de onderbouwing van een investeringscasus verder kan ondersteunen en in geval van een beurs ook kan helpen om risico's af te dekken.

(v) de samenwerking binnen de waardeketen te vergroten.

De doelen van de Europese Klimaatwet, de Green Deal en de Clean Deal en de Nederlandse implementatie sturen op een duidelijke transitie. Dit moet leiden tot veranderingen in de waardeketen van de logistieke sector en vraagt om gerichte lange termijnplannen ten aanzien van investeringen van de logistieke sector. Met name de hoogwaardige hernieuwbare brandstoffen/energie vragen om grote capex investeringen die grote baat hebben bij een lange termijnvisie. Omdat er veel bewegende panelen zijn, raden wij aan om als waardeketen meer te gaan samen te werken en transparant te zijn over investeringen, kosten en baten. De doorrekening laat daarnaast zien dat de investeringen in beginsel uit kunnen, zeker als aan de voorwaarde van onze (i) aanbeveling wordt voldaan. Daarnaast zou een (Europese) overheidsgarantie ruimte kunnen bieden voor een verdere verbetering van de businesscases die op de kortere termijn meer investeringen los zou kunnen maken en daarmee de transitie een boost geeft. In dit kader kan gedacht worden aan een concept zoals de Decarbonisatie bank uit de Clean Deal, maar dan met gerichte gelden uit het ETS2 systeem.

Inhoud

1. Introductie 8
- 1.1 Brandstoftransitieverplichting 8
- 1.2 Waardeketen van de BTV 9
- 1.3 ERE-inzet en sectordoelen 9
- 1.4 Ontstaan, toewijzing en afschrijving van ERE's 11

2. Impact op de businesscase en outlook 2030 15
- 2.1 Outlook tot 2030 15
- 2.2 Outlook na 2030 16
- 2.3 Impact op de businesscases land en binnenvaart 17
- 2.4 Aanbevelingen 22

3. Twee modellen voor de verdeling van waardecreatie 24
- 3.1 Direct benefit sharing model 24
- 3.2 Pay-as-you-save (PAYS) model 24

4. Financiële modellering 27
- 4.1 Uitgangspunten van het model 27
- 4.2 ERE-scenario's 28
- 4.3 Effect van de financieringsstructuur 29
- 4.4 Elektrisch varen 29
- 4.5 Waterstofvaren 30
- 4.6 Conclusies financiële modellering 31

1 Introductie

1.1 Brandstoftransitieverplichting

Per 1 januari 2026 is in Nederland de brandstoftransitieverplichting ('BTV') ingevoerd als opvolger van de jaarverplichting hernieuwbare energie vervoer.[1] De BTV wordt uitgevoerd via het Register Energie voor Vervoer (REV) van de NEa.[2] De BTV is de Nederlandse uitwerking van de derde versie van de Europese richtlijn voor hernieuwbare energie 'RED III'. De hoofdlijnen zijn uitgewerkt in de Wet milieubeheer en de details in het Besluit energie vervoer en de Regeling energie vervoer.[3]

Nederland heeft er via de BTV voor gekozen om in 2030 een reductie van de broeikasgasintensiteit van de vervoerssector van ten minste 14,5% te realiseren, ten opzichte van een fossiele referentiewaarde van 94 gram CO_2-eq/MJ.[4]

De BTV kent drie sectoren (land, binnenvaart en zeevaart), elk met een eigen reductiedoel. Een onderneming heeft een BTV-verplichting als zij in een kalenderjaar aan één of meerdere sectoren ten minste 500.000 liter brandstof levert tot eindverbruik.[5] Een leverancier die aan meerdere sectoren 500.000 liter brandstof levert, heeft per sector een verplichting. Deze whitepaper richt zich op de sectoren land en binnenvaart.

Eerst zetten wij het systeem van de BTV uiteen, en in het bijzonder de emissiereductie-eenheid die nodig is om aan de BTV-verplichting te voldoen. Daarna gaan wij in op het wettelijk kader en de outlook na 2030, met aandachtspunten en kansen voor de businesscase en aanbevelingen. Hoofdstuk 3 behandelt twee modellen voor de verdeling van kosten en waardecreatie, waarbij het tweede model ingaat op mogelijkheden om de businesscase te verbeteren. Hoofdstuk 4 bevat een financiële modellering.

Volledigheidshalve merken wij op dat deze whitepaper zich uitsluitend richt op de impact van de BTV op de sectoren land en binnenvaart. Deze sectoren worden echter ook geraakt door andere Nederlandse en Europese wet- en regelgeving met (grote) impact op keuzes voor verduurzaming.[6]

De emissiereductie-eenheid (ERE) is in de BTV de opvolger van de hernieuwbare brandstofeenheid (HBE). Het belangrijkste verschil is dat het HBE-systeem stuurde op geleverde hernieuwbare energie (één HBE stond voor 1 gigajoule), terwijl het ERE-systeem stuurt op de CO_2-emissiereductie in de gehele keten ('well-to-wheel/wake') van de geleverde energie. Eén ERE staat voor 1 kg CO_2-equivalent-ketenemissiereductie.

1 *Het Besluit energie vervoer gebruikt voor de ERE-verplichting nog steeds de term 'jaarverplichting,' 'BTV' is de beleidsnaam.*
2 *De wet is op 2 oktober 2025 aangenomen door de Tweede Kamer en op 31 maart 2026 door de Eerste Kamer, en daarna gepubliceerd.*
3 *De BTV is verder uitgewerkt in het Besluit energie vervoer, gewijzigd op 19 mei 2026 (Stb. 2026, 102) met terugwerkende kracht tot 1 januari 2026. De Regeling energie vervoer bevat de operationele inboekvoorwaarden, meetvereisten en rekeningregels.*
4 *Richtlijn (EU) 2018/2001, zoals gewijzigd door Richtlijn (EU) 2023/2413 (RED III), artikel 25, eerste lid. Het alternatieve doel uit RED III, waarvoor Nederland niet heeft gekozen, is dat in 2030 ten minste 29% van het eindverbruik van energie in de vervoerssector uit hernieuwbare energie bestaat.*
5 *Besluit energie vervoer, artikel 2, eerste lid, onderdeel a.*
6 *Denk hierbij o.a. aan de Nederlandse implementatie van ETS2, de stikstof- en fijnstofregelgeving en bepaalde subsidies en incentives.*

1.2 Waardeketen van de BTV

De BTV beslaat de hele waardeketen ('well-to-wheel/wake'). Deze is schematisch weergegeven in figuur 1.



Figuur 1 - Waardeketen BTV

Om te voorkomen dat een grote groep partijen administratieve lasten krijgt, is gekozen voor de brandstofleveranciers als BTV-plichtigen. De levering van hernieuwbare energie is ook het aanknopingspunt voor het verkrijgen van ERE's. Het aanknopingspunt voor de BTV-plicht is de *uitslag tot eindverbruik*. In de praktijk kan dat ook het afzet- of tankpunt zijn.

De vraagkant (de eindgebruiker) is geen partij bij de BTV-plicht, maar is wel essentieel voor de transitie. Zonder afname kan de brandstofleverancier de benodigde hernieuwbare brandstoffen niet op de markt brengen.

1.3 ERE-inzet en sectordoelen

Ook de ERE's zijn opgedeeld in deze drie sectoren: land ('LRE'), binnenvaart ('BRE') en zeevaart ('ZRE'). De sector van een ERE wordt bepaald door de sector waaraan de hernieuwbare energie of brandstof is geleverd. Binnen elke sector bestaan verschillende soorten ERE's, afhankelijk van de soort hernieuwbare brandstof of energie die wordt geleverd. Hiermee wordt gestuurd op het gebruik van bepaalde hernieuwbare brandstoffen, met per sector eigen (sub)doelen en limieten. De soorten ERE's en de doelen per sector zijn weergegeven in figuur 2.[7]

Uit de ERE-systematiek en de gekozen (sub)doelen blijkt dat per sector gericht wordt gestuurd, door 'schotten' tussen de sectoren te plaatsen. Doel is te voorkomen dat de ene sector betaalt voor de vergroening van de andere, omdat dat de energietransitie zou vertragen, want de ontwikkeling van hoogwaardige hernieuwbare energiedragers wordt dan minder urgent. Sommige partijen in de logistieke sector plaatsen daarbij de kanttekening dat het voornaamste doel van de BTV CO_2-reductie is, zodat de vraag is of dat bezwaarlijk is. Ook is het de vraag of hoogwaardige energiedragers zoals elektriciteit en waterstof, gezien de beperkte infrastructuur en laadtijden, passende oplossingen zijn voor met name de internationale binnenvaart, waar ondernemers flexibiliteit nodig hebben.

7 Samenvoeging van drie tabellen van de NEa over de brandstoftransitieverplichtingen 2026-2030.
1. *Tabel verschillende soorten en sectoren ERE's (bron: Brandstofleveringen sector land | Nederlandse Emissieautoriteit)*
2. *Tabel hoogte van brandstoftransitieverplichting en ERE-subdoelen voor de sector land (bron: Brandstofleveringen sector land | Nederlandse Emissieautoriteit)*
3. *Tabel hoogte van brandstoftransitieverplichting en ERE-subdoelen voor de sector binnenvaart (bron: Brandstofleveringen sector binnenvaart | Nederlandse Emissieautoriteit)*

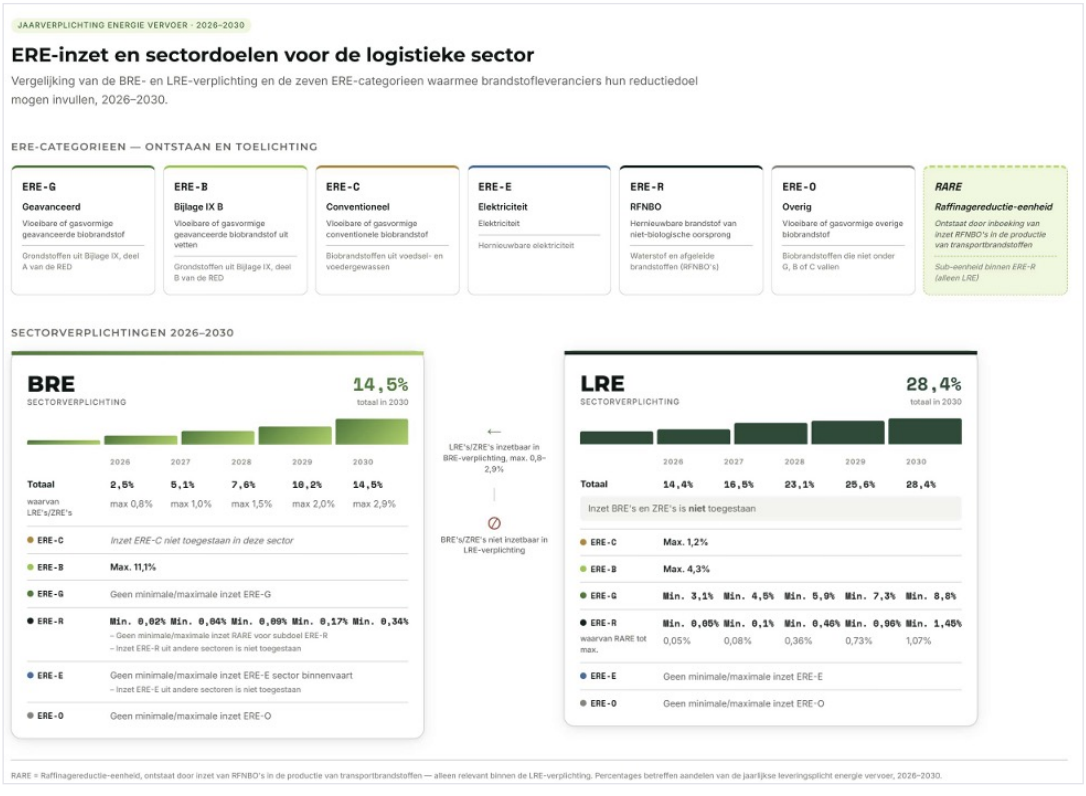
Volgens de Nota naar aanleiding van het verslag[8] wordt het uitgangspunt van hoogwaardige hernieuwbare energiedragers echter in beginsel breed gedragen door bedrijven en het maatschappelijk middenveld.

Concreet is het reductiedoel voor 2030 voor de sector land 28,4% en voor de sector binnenvaart 14,5%. LRE's en ZRE's zijn beperkt inzetbaar voor de BRE-verplichting, maar BRE's en ZRE's zijn niet inzetbaar voor de sector land.[9]

Daarnaast wordt gestuurd op de soort hernieuwbare brandstof of energie. Via subdoelen voor hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong (RFNBO's), zoals waterstof en daarvan afgeleide brandstoffen, wordt met ERE-R's en raffinagereductie-eenheden (RARE's) een markt gecreëerd. Hiermee wordt doelbewust een vraag gecreëerd voor nu nog relatief duurdere hernieuwbare brandstoffen (i.e. waterstof).

Ook binnen de sectoren wordt onderscheid gemaakt. Voor de sector land geldt een subdoel voor ERE-G's (geavanceerde vloeibare of gasvormige biobrandstoffen), terwijl de binnenvaart geen ERE-G-subdoel kent. Hiermee is bewust gekozen om binnen het vervoer over land een markt voor deze brandstoffen te creëren. Verder worden bepaalde biobrandstoffen slechts beperkt toegelaten. ERE's uit conventionele vloeibare of gasvormige biobrandstoffen (ERE-C's) en uit biobrandstoffen op basis van vetten (ERE-B's) zijn gelimiteerd, en ERE-C's zijn voor de binnenvaart niet toegestaan. Dit is met name voor de midden en lange termijn heel belangrijk.

Tot slot zijn er twee categorieën zonder subdoelen of limieten: ERE's uit de levering van hernieuwbare elektriciteit (ERE-E) en ERE's uit overige biobrandstoffen (ERE-O).



Figuur 2 - ERE's

8 *Tweede Kamer, vergaderjaar 2024-2025, 36 766, nr. 6, Nota naar aanleiding van het verslag, p. 8.*

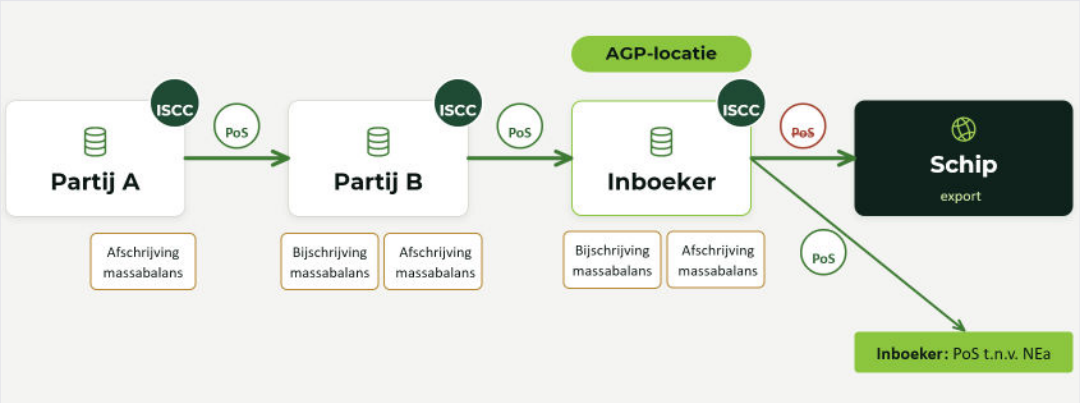
9 *Besluit energie vervoer art. 3 eerste lid onderdeel e en art. 5a eerste lid onder e. juncto Besluit, art. 3 tweede lid en art. 5a tweede lid; geen inzet uit andere sectoren voor land en voor binnenvaart ten hoogste 0,8% (2026) oplopend tot 2,9% (2030) uit andere sectoren.*

1.4 Ontstaan, toewijzing en afschrijving van ERE's

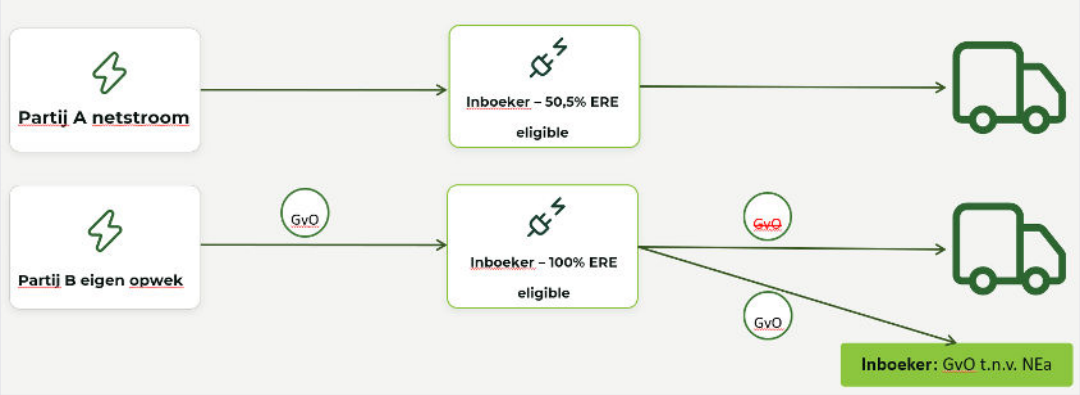
Zoals hiervoor uiteengezet, zijn ERE's opgedeeld in verschillende soorten. Voor sommige soorten geldt een minimum (subdoel) en voor andere een maximum (limiet).

Voor het ontstaan van ERE's moet hernieuwbare energie of brandstof aan de markt worden geleverd. Daarnaast zijn administratieve stappen nodig om de herkomst te onderbouwen met een duurzaamheids-bewijs ('PoS') of een garantie van oorsprong ('GoO') en de hoeveelheid wordt geregistreerd in het REV (het zogenoemde inboeken).

Belangrijk in dit kader is dat momenteel de ERE-systematiek zo is vormgegeven dat de ERE alleen kan worden verkregen door de GvO of PoS in te zetten.[10] [11] Echter, de GvO en de PoS worden niet gekoppeld aan de ERE. De ERE is puur een CO_2-reductie rekenmechanisme voor de compliance verplichting van brandstofleveranciers onder de BTV.[12] Dat betekent dat in een strenge lezing van het ERE-systeem geen enkele logistieke partij het (daadwerkelijke) gebruik van de hernieuwbare brandstof kan claimen. Twee schematische voorbeelden van de onderbouwing van de levering in dit kader zijn:



Figuur 3 - Duurzaamheidsketen van leveringen biobrandstoffen



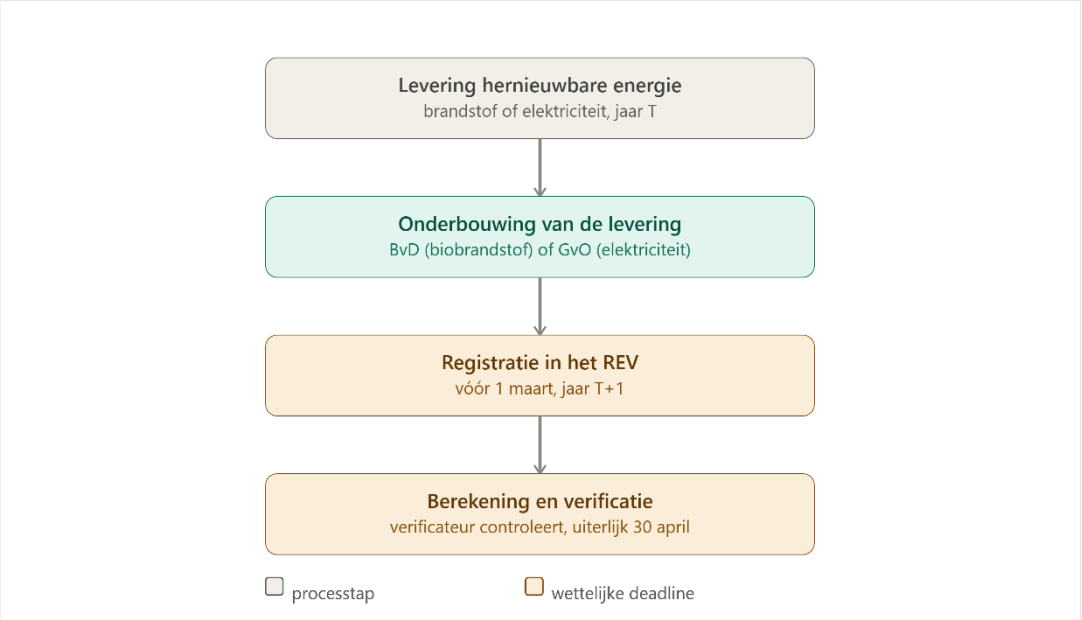
Figuur 4 - Duurzaamheidsketen van levering elektriciteit

10 *Artikel 6 tweede lid, artikel 7 vijfde lid, artikel 8 tweede lid, artikel 8a vierde lid, artikel 9 vijfde lid.*

11 *Vergaderjaar 2025-2026, 32 813, Kabinetsaanpak Klimaatbeleid, Nr. 1560 BRIEF VAN DE STAATSSECRETARIS VAN INFRASTRUCTUUR ENWATERSTAAT, 7 mei 2026.*

12 *De brandstofleveranciers die onderworpen zijn aan de BTV hoeven immers niet zelf hernieuwbare brandstof op de markt te brengen, maar kunnen ERE's kopen om aan te tonen dat de CO_2-reductie doelen onder RED III worden behaald. Dit is puur rapportage en geen claim op de CO_2-reductie.*

Een onderneming met een eigen rekening met inboekfaciliteit kan zelf inboeken; andere partijen kunnen een erkende inboekdienstverlener machtigen. De inboeking wordt vervolgens geverifieerd door een onafhankelijke verificateur.



Figuur 5 - Compliance cyclus BTV

Na de verificatie volgt de jaarafsluiting, waarbij de ERE's worden bijgeschreven op de rekening van de inboeker of inboekdienstverlener (namens de leverancier van hernieuwbare energie). De eigenaar van de ERE's heeft dan drie opties: (i) verhandelen, (ii) inzetten (afschrijven) voor de BTV-verplichting of (iii) sparen. Om te bepalen wat verhandeld of aangekocht kan of moet worden, is het van belang te weten wat wordt afgeschreven en wat kan worden gespaard.

1.4.1 Afschrijven ter voldoening van de verplichting

De totale afschrijving is het aantal ERE's (per soort) dat een BTV-plichtige over een kalenderjaar moet inzetten (zie paragraaf 1.3). De afschrijvingsvolgorde verschilt per sector.[13] Voor soorten met een subdoel (ERE-G en ERE-R) wordt afgeschreven tot het subdoel is bereikt.

Voor de sector binnenvaart kunnen daarnaast, binnen grenzen, ZRE's en LRE's worden ingezet.[14] Daarbij worden eerst de BRE's en vervolgens de ZRE's en LRE's afgeschreven, telkens in de volgorde van soorten die voor de binnenvaart geldt.[15]

13 *Besluit energie vervoer, artikel 5, eerste lid, artikel 5c, eerste lid, en artikel 5f, eerste lid.*
14 *Besluit energie vervoer, artikel 5a, tweede lid, en artikel 5c, eerste lid. Niet toegestaan zijn ERE-C's en ERE-E's en ERE-R's uit een andere sector (artikel 5a, derde lid).*
15 *Besluit energie vervoer, artikel 5c, eerste lid.*



Figuur 6 - Spaarlimieten ERE's

Voor RARE's geldt een aparte regeling met 1 mei als peildatum (zie figuur 5).



Figuur 7 - Spaarlimieten RARE's

ERE's boven de genoemde spaarlimieten vervallen van rechtswege.[16] Het is daarom van belang de drie opties (verhandelen, inzetten en sparen) goed af te wegen om de waarde van de ERE's optimaal te benutten.

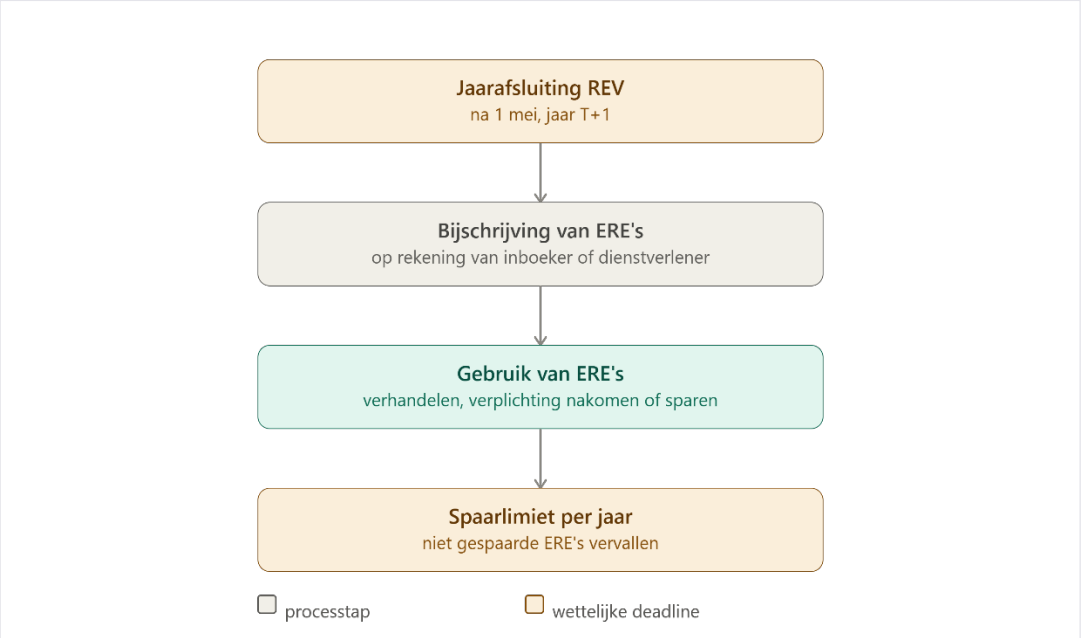
1.4.3 Verhandelbaarheid

Een ERE wordt uitsluitend in het register gehouden[17] en is daarmee alleen een saldo op een rekening bij de NEa. Elke ERE heeft twee kenmerken: (i) de sector waarin de hernieuwbare energie is ingezet en (ii) de soort. Overdracht is alleen mogelijk als beide partijen op eigen naam een rekening in het register hebben.[18] Door de spaarlimieten is de handelscyclus van ERE's beperkt.

De prijs van ERE's (per soort) komt volledig tot stand in de onderlinge handel en fluctueert met de ontwikkelingen op de markt voor hernieuwbare energie en brandstoffen en met de jaardoelen. Ook de keuze van partijen om (maximaal) te sparen beïnvloedt het aanbod. De NEa heeft inzicht in de transacties,

16 *Wet milieubeheer, artikel 9.7.5.6, vierde lid. Voor het sparen van de ERE-soorten geldt de volgorde van Besluit energie vervoer, artikel 29, vierde lid.*
17 *Wet milieubeheer, artikel 9.7.3.1, tweede lid.*
18 *Wet milieubeheer, artikel 9.7.3.3.*

De (dag)prijs van een ERE dus niet volledig transparant. Wel publiceert de NEa vijfmaal per jaar per sector een overzicht van het aantal beschikbare ERE's per soort, met daarin ook het aantal bijgeschreven en gespaarde eenheden en de op 1 april afgeschreven eenheden van publiekrechtelijke rechtspersonen.[19]



***Figuur 8** - ERE-cyclus*

19 Wet milieubeheer, artikel 9.7.4.7, eerste lid, juncto Besluit energie vervoer, artikel 31, en Regeling energie vervoer, artikel 25.

2 Impact op de businesscase en outlook 2030

2.1 Outlook tot 2030

Tot 2030 ligt het pad van de BTV grotendeels vast, met enkele beleidsmatige ophogingen. Zo heeft het kabinet afgesproken de BTV vanaf 2028 geleidelijk te verhogen, zodat in 2030 1,5 Mton extra CO_2-reductie wordt gerealiseerd.[20]

2.1.1 Beleid omringende landen

RED III is een Europese richtlijn met minimumdoelen, waarbij lidstaten vrij zijn in de wijze van implementatie. Voor het wegvervoer, maar zeker ook voor de binnenvaart, is het voor de Nederlandse concurrentiepositie zeer relevant hoe Duitsland en België dit invullen.

Duitsland

Duitsland heeft, net als Nederland, gekozen voor een emissiereductie van ten minste 14,5% in de vervoerssector.[21] Duitsland vult deze doelstelling volledig in via het wegvervoer, met een navenant hoger quotum. Een eerder wetsontwerp bracht ook de binnenvaart onder de implementatie van RED III, maar de Bundesrat heeft daar op 8 mei 2026 een streep door gezet.[22] De nieuwe Duitse wet bevat een grondslag om hernieuwbare energiedragers die buiten het landvervoer worden gebruikt, van aanrekenbaarheid uit te sluiten, om marktverstoring te voorkomen.[23]
Hoewel niet direct onderdeel van deze whitepaper, is het ook relevant dat Duitsland ervoor heeft gekozen ETS2 niet toe te passen op de binnenvaart.

België

België heeft de omzettingstermijn van 21 mei 2025 niet gehaald en loopt achter met de implementatie van RED III. In augustus 2026 werd nog gerapporteerd dat België zijn striktere RED III-verplichting voor scheepvaartbrandstoffen heeft uitgesteld, met een herziene tijdlijn die in 2027 wordt verwacht. Dat is niet in lijn met het Memorandum of Understanding dat Nederland en België in 2024 hebben getekend, waarin doelen voor de zeevaart en binnenvaart voor beide landen waren opgenomen (met de sector land als restopgave).[24] De onduidelijkheid in België creëert in ieder geval voor de voorzienbare toekomst een ongelijk speelveld.

Ook België heeft, net als Duitsland, niet gekozen voor een opt-in van de binnenvaart onder ETS2, terwijl Nederland deze opt-in wel toepast. In België staan twee besluiten voor Q4 2026 op de agenda: een opt-in voor ETS2 voor de binnenvaart en de definitieve implementatie van de RED III-doelstelling. Uit gesprekken met de markt begrijpen wij dat de sector beide positief ontvangt. De ETS2 opt-in kan financiële middelen voor verduurzaming opleveren voor de binnenvaart. Bunkertoerisme levert naar verwachting slechts een zeer kleine groep in de waardeketen van de binnenvaart een financieel voordeel op. De implementatie verschillen zijn het grootst in de binnenvaart. Omdat met name de binnenvaart en de zeevaart internationaal opereren, leiden een gefragmenteerde invoering van wet- en regelgeving en grote verschillen tussen landen tot een aanzienlijk risico op economische gevolgen voor Nederland, waar brandstoffen voor de scheepvaart duurder kunnen worden.

19 Wet milieubeheer, artikel 9.7.4.7, eerste lid, juncto Besluit energie vervoer, artikel 31, en Regeling energie vervoer, artikel 25.
20 Kamerstukken II, 31 305 (Mobiliteitsbeleid) en 32 813 (Kabinetsaanpak Klimaatbeleid), nr. 497, Brief van de minister en staatssecretaris van Infrastructuur en Waterstaat.
21 Treibhausgasminderungs-Quote (THG-Quote), §§ 37a e.v. BImSchG, uitgewerkt in de 37. en 38. BImSchV.
22 Binnenvaart blijft vrijgesteld van de GHG-quota - Binnenschifffahrt Online
23 § 37d lid 2, nr. 22 BImSchG
24 Tweede Kamer, vergaderjaar 2024-2025, 36 766, nr. 6, Nota naar aanleiding van het verslag, p. 2.

Omdat België achterloopt met de implementatie, heeft Nederland de verplichtingen onder de BTV voor de binnenvaart en de zeevaart verlaagd. De geraadpleegde brandstofleveranciers en producenten van hernieuwbare brandstoffen waren hierover verdeeld. Sommigen vreesden een ongelijk speelveld met België, anderen hechtten meer belang aan het consistent doorzetten van de aangekondigde verplichtingen.[25]

Duitsland heeft ten aanzien van de RED III implementatie en de ETS2 duidelijke keuzes gemaakt. Voor België is het nog niet eenduidig uitgewerkt en voor Nederland is het daarom van belang om te blijven onderhandelen en te zorgen dat het Memorandum of Understanding in praktijk vorm krijgt en de verschillen tussen België en Nederland voor de binnenvaart beperkt blijven.

2.2 Outlook na 2030

Het belangrijkste aandachtspunt van de BTV is het gebrek aan duidelijkheid over de Europese en Nederlandse wetgeving op de lange termijn. Noch RED III, noch het Klimaatakkoord bevat tussendoelen na 2030 op weg naar de wettelijk vastgelegde klimaatneutraliteit in 2050. Voor business cases met een terugverdientijd tot na 2030 ontbreekt daardoor voldoende investeringszekerheid, zowel voor partijen in de transportsector als voor leveranciers van hernieuwbare energie.[26] Het risico is dat investeringen achterblijven en geen langetermijncontracten worden gesloten.[27] Daar staat tegenover dat de EU in de Europese klimaatwet een netto emissiereductie van 90% in 2040 (ten opzichte van 1990)[28] en klimaatneutraliteit in 2050[29] heeft vastgelegd. Of en hoe dit na 2030 in Nederland via de BTV wordt vertaald, is nog onduidelijk.

Twee onderzoeken hebben de toekomst van de BTV na 2030 aan de hand van scenario's verkend: (i) de RVO-scenarioanalyse brandstoftransitieverplichting 2031-2040 en (ii) het Trinomics-rapport over de effecten op investeringsbeslissingen bij verlenging van de brandstoftransitieverplichting 2030-2040.

2.2.1 Trinomics-rapport

2.2.1.1 Belangrijkste bevindingen

Volgens Trinomics heeft de jaarverplichting HBE (de voorganger van de BTV) een duidelijk positief effect gehad op de verduurzaming van de energie die aan de transportsector wordt geleverd, en wordt van de BTV een vergelijkbaar effect verwacht. Tegelijk speelt de BTV op dit moment een beperkte rol bij het stimuleren van binnenlandse productie van hernieuwbare brandstoffen. Investeringsbeslissingen worden sterker beïnvloed door vergunningverlening, de stikstofproblematiek, financieringskosten, de beschikbaarheid van elektriciteit en biogrondstoffen, netcapaciteit en het politieke klimaat dan door de vraagzekerheid die de BTV biedt. Nederland blijft daardoor naar verwachting tot 2040 grotendeels afhankelijk van import.

2.2.1.2 Belangrijkste aanbevelingen

Ten eerste acht Trinomics voortzetting van de BTV na 2030 wenselijk, mits ingebed in een consistent beleidskader richting 2040 en met ruim vóór 2030 duidelijkheid over reductiepaden en subdoelen. Ook beveelt Trinomics afstemming aan met Europese en mondiale kaders, zoals ETS2 voor de sectoren land en binnenvaart.

25 Kamerstukken II 2025/26, 32813, nr. 1546, p. 2 (Brief van de staatssecretaris van Infrastructuur en Waterstaat van 10 december 2025)
26 Kamerstuk 36 766, nr. 12, Motie van de leden Van Groningen en Veltman.
27 RVO, Scenarioanalyse brandstoftransitieverplichting 2031-2040, p. 9.
28 Verordening (EU) 2026/667 van het Europees Parlement en de Raad van 11 maart 2026 tot wijziging van Verordening (EU) 2021/1119 wat betreft het vaststellen van een tussentijdse klimaatdoelstelling van de Unie voor 2040
29 Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 ('European Climate Law')

Ten tweede beveelt Trinomics vervolgonderzoek aan naar (i) de investeringsdrempels voor producenten van hernieuwbare brandstoffen in Nederland en de buurlanden, (ii) het beleid in landen met gunstigere randvoorwaarden, zoals Spanje, het Verenigd Koninkrijk, Denemarken en Zweden, en (iii) mogelijke structurele financieringsknelpunten bij instrumenten als SDE++, DEI+, HER+ en GroenvermogenNL, met name voor risicokapitaal bij grotere demonstratieprojecten.

2.2.2 RVO-rapport

2.2.2.1 Belangrijkste bevindingen

RVO heeft vier scenario's doorgerekend voor de sectoren land, zeevaart en binnenvaart, variërend van een lineaire doortrekking van de huidige systematiek tot 90 procent 'tank-to-wheel'-reductie in 2040. De algemene trend is dat door snelle elektrificatie van het wegvervoer de BTV-doelen voor de sector land relatief snel worden gehaald, maar dat voor de bredere klimaatdoelen voor mobiliteit ook na 2030 hernieuwbare brandstoffen nodig blijven.

De prijseffecten aan de pomp verschillen sterk per scenario en per sector. Voor de sector land varieert het effect in 2040 van circa 15 cent daling tot 23 cent stijging per liter, voor de binnenvaart van 4 tot 29 cent stijging. RVO benadrukt dat dit indicaties zijn op basis van de methodiek van CE Delft, waarin effecten van tekorten, winstmarges en belastingen niet zijn meegenomen.

2.2.2.2 Belangrijkste aanbevelingen voor vervolgonderzoek

RVO noemt drie richtingen voor verdere verkenning: (i) de invloed van een nationale BTV op internationale sectoren als zeevaart en binnenvaart, waaronder de Nederlandse bunkerpositie en het risico op weglek-effecten bij een relatief hoge nationale verplichting; (ii) de invloed van de BTV op de energiemix in het wegverkeer, gezien de wisselwerking tussen biobrandstoffen, elektriciteit en e-fuels en het einddoel van volledige elektrificatie; en (iii) de mobilisatie van hernieuwbare grondstoffen, zodat nieuwe grondstofstromen beschikbaar zijn naarmate de verplichting oploopt.

2.3 Impact op de businesscases land en binnenvaart

2.3.1 Marktontwikkelingen

De prijsvorming is volledig markt gedreven en de markt is dun. Onder het HBE-systeem was de markt al krap: in 2024 leverden 202 inboekers circa 107 miljoen HBE's op, werd ingeteerd op het opgebouwde spaarsaldo en daalde het spaartegoed van 13,8 miljoen naar 3,9 miljoen HBE's.[30] Een marktpartij typeert de ERE-markt als een vrije over-the-counter-markt ('OTC') met beperkte liquiditeit.[31] Als de vraag (door oplopende verplichtingspercentages) sneller groeit dan het aanbod (van hernieuwbare elektriciteit en brandstoffen), zal de prijs stijgen.

De belangrijkste structurele verandering is dat de sectorsegmentatie één markt in drie splitst. Dat verhoogt naar verwachting de waarde in de sector land en verlaagt de liquiditeit in de vaartsectoren. Recente prijzen liggen rond € 0,46 per LRE en € 0,24 per BRE.[32]

Onder het HBE-systeem schommelde de prijs ruwweg tussen € 10 en € 15 per HBE. Omdat 1 HBE bij de overgang is omgezet in 46 ERE's, komt dat overeen met circa € 0,22 tot € 0,33 per ERE. Ter vergelijking: in het eerste kwartaal van 2026 lag de bandbreedte voor een LRE op € 0,30 tot € 0,46 en in augustus 2026 op € 0,45 tot € 0,51.[33] Dit wijst erop dat de markt, in ieder geval in de sector land, krapper wordt.

30 Rapportage Hernieuwbare Energie voor Vervoer | Nederlandse Emissieautoriteit, p. 8
31 Op basis van gesprekken met verschillende partijen in de waardeketen.
32 ERE prijsupdate week 36 - Mobilyze
33 Wat is de prijs van een ERE en hoeveel kan je verdienen? | ERE-Vergelijk (28-8-2026)

Met de ERE doelen en limieten wordt gestuurd op het gebruik van bepaalde hoogwaardige hernieuwbare brandstoffen/energie. Momenteel is er, zeker in de binnenvaart, nog veel ruimte voor biobrandstoffen (ERE-B), waarvan de overheid ook duidelijk heeft aangegeven dat deze niet onbeperkt aanwezig zijn en slechts beperkt een oplossing zijn. Met een duidelijk visie via lange(re) termijn subdoelen en limieten kan door de overheid goed gestuurd worden op voorkeursbrandstoffen en energie, zoals waterstof en elektriciteit. De subdoelen en limieten zorgen voor waardeverschil in ERE-soorten en kunnen de business-cases voor de capex investeringen nodig voor de hoogwaardige hernieuwbare brandstoffen/energie aanzienlijk verbeteren.

2.3.2 Waardeketen

Marktwerking is een belangrijk onderdeel van de BTV, waarvoor vraag en aanbod goed op elkaar moeten aansluiten. De voordelen van ERE's komen momenteel vooral bij de brandstofleveranciers terecht. Voor de businesscases is het daarom van belang dat risico's, voordelen en benodigde investeringen over de hele waardeketen worden verdeeld, zodat er meer ruimte ontstaat om de benodigde capex-investeringen los te maken (zie hoofdstuk 3).

2.3.3 Clean Fuel Contract

In de strenge lezing van de huidige ERE-systematiek is er geen tot zeer weinig ruimte voor carbon insetting van hernieuwbare brandstoffen/energie, omdat de GvO en PoS wordt ingezet voor de ERE.[34] Terwijl carbon insetting van hernieuwbare brandstoffen, zij het vooralsnog in beperkte mate, wel een positieve bijdrage kan leveren aan de verduurzaming van een keten en relevant is voor duurzaamheidswetgeving en rapportage zoals CSRD, ETS2, ESPR en SBTI.

De BTV heeft tot doel dat Nederland de CO_2-reductie behaalt die RED III oplegt. Wie die reductie uiteindelijk claimt, is daarvoor niet relevant. De ERE is daarom uitsluitend een rekeneenheid binnen het compliance-mechanisme van de BTV, zij meet de reductie via hernieuwbare brandstoffen en energie die fossiele brandstofleveranciers voor de logistieke sector moeten rapporteren, en zegt niets over het daadwerkelijke gebruik van hernieuwbare brandstoffen of energie.

In het huidige systeem belanden de GvO's en PoS'en, of althans de claim erop, bij de NEa en worden zij niet aan de ERE meegegeven. De koppeling met de brandstof of energie vervalt daarmee, en alle volgende handelingen in de keten vallen buiten de scope van door RED erkende duurzaamheidsinformatie. Het resultaat is dat de hernieuwbaarheid van deze brandstof of energie nergens meer kan worden onderbouwd, terwijl ook de brandstofleverancier die de ERE inzet het gebruik ervan niet claimt. Dit heeft een impact op andere wet- en regelgeving en duurzaamheidsrapportages zoals ETS2, ESPR, CSRD en SBTI.[35]

De BTV heeft tot doel dat Nederland de CO_2-reductie behaalt die RED III oplegt. Wie die reductie uiteindelijk claimt, is daarvoor niet relevant. De ERE is daarom uitsluitend een rekeneenheid binnen het compliance-mechanisme van de BTV, zij meet de reductie via hernieuwbare brandstoffen en energie die fossiele brandstofleveranciers voor de logistieke sector moeten rapporteren, en zegt niets over het daadwerkelijke gebruik van hernieuwbare brandstoffen of energie.

34 In dit geval de bereidheid voor het betalen van een premium voor het gebruik van hernieuwbare brandstoffen/energie, waarmee-CO_2-reducties in de waardeketen worden onderbouwd.

35 TNO Eindrapportage Clean Fuel Protocol, 9 februari 2026, paragraaf 2.1.

2.3.4 Elektriciteit

Voor netlevering geldt het door het CBS vastgestelde Nederlandse aandeel hernieuwbare elektriciteit van twee jaar vóór het leverjaar; voor 2026 is dat 50,5%.[36] Volledige (100%) toerekening is mogelijk bij eigen opwek op hetzelfde adres als de leverlocatie of via een directe lijn.[37]

2.3.5 Impact van andere regelgeving op de businesscase wegvervoer

2.3.5.1 Vrachtwagenheffing

De ERE-opbrengst staat niet op zichzelf. Vanaf 1 juli 2026 geldt de vrachtwagenheffing[38] met een sterke CO_2-differentiatie[39]: voor een Euro 6-voertuig met een technische maximummassa van 16 ton bedraagt het tarief 16,0 eurocent per kilometer, voor hetzelfde voertuig volledig elektrisch 3,5 eurocent (prijspeil 2026). Van 1 september tot en met eind 2026 zijn de tarieven tijdelijk met 22,3 procent verlaagd; het gemiddelde tarief bedraagt dan 0,191 euro per kilometer.[40]

Een relevant nadeel voor hernieuwbare vloeibare brandstoffen is dat rijden op HVO of bio-LNG geen andere CO_2-klasse en dus geen korting op de heffing oplevert. De prikkel voor hernieuwbare vloeibare brandstoffen loopt daarmee vrijwel volledig via de BTV.

2.3.5.2 (Uitstel) ETS2

Het uitstel van ETS2 naar 2028 vertraagt de prijsprikkel op diesel met een jaar. Daardoor dreigt ook de groei van het marktaandeel van e-trucks te vertragen, terwijl de reductiedoelen overeind blijven: truckfabrikanten moeten de gemiddelde CO_2-uitstoot in 2030 met 45 procent verlagen ten opzichte van 2019/2020.[41]

Daarnaast hebben ook andere regels impact op de logistieke sector, zoals de stikstof- en fijnstofregelgeving.

2.3.6 Specifieke aandachtspunten voor de businesscase binnenvaart

2.3.6.1 Walstroomklif

Walstroom aan binnenvaart- en zeeschepen is inboekbaar tot en met 2029.[42] Een walstroominvestering met een afschrijvingstermijn van meer dan vier jaar moet dus rekening houden met het wegvallen van deze inkomsten in 2030, tenzij het beleid wijzigt.[43] Het Walstroomcollectief heeft hiertegen in de consultatie bezwaar gemaakt: volgens het collectief draagt walstroom wel degelijk bij aan de reductie van ketenemissies, wordt het niet overgestimuleerd en is het aantonen van de bestemming van aan schepen geleverde elektriciteit onuitvoerbaar.[44]

36 *Regeling energie vervoer, artikel 11, eerste lid; Inboekdienstverleners | Nederlandse Emissieautoriteit*
37 *Besluit energie vervoer, artikel 10, derde lid, juncto Regeling energie vervoer, artikel 11, tweede lid.*
38 *Wet vrachtwagenheffing*
39 *Wet vrachtwagenheffing, artikel 5*
40 *Besluit van de Minister van Infrastructuur en Waterstaat van 22 mei 2026, nr. IENW/BSK-2026/84850, houdende goedkeuring om vooruitlopend op wijziging van de Wet vrachtwagenheffing tijdelijk lagere tarieven voor de vrachtwagenheffing toe te passen dan in die wet zijn vastgesteld (Goedkeurend beleidsbesluit tijdelijke verlaging tarieven Wet vrachtwagenheffing).*
41 *EP stemt in met strengere CO_2-emissiedoelstellingen voor vrachtwagens en bussen | Nieuws | Europees Parlement*
42 *Besluit energie en vervoer artikel 10 vijfde lid.*
43 *Inboeken elektriciteit | Nederlandse Emissieautoriteit*
44 *Reactie het Walstroomcollectief - Internetconsultatie Besluit energie vervoer 2026.pdf*

2.3.6.2 Sectorafscherming bij een dunne markt

ERE-E's zijn alleen inzetbaar in de sector waarin ze ontstaan: een ERE uit walstroom kan niet worden ingezet voor de verplichting in de sector land. De motivering was prijsdruk: binnenvaart en zeevaart kennen grote volumes, wat in het verleden tot prijsdruk leidde. Door sectorsturing ontstaan gescheiden markten die beter aansluiten bij de eigen reductieopgave. De keerzijde is dat de BRE-markt, met een verplichting van slechts 2,5% in 2026 en weinig kopers, erg dun is. Dit loopt tot 2030 op tot 14,5% wat de handelsmarkt significant zou moeten verbeteren en meer onderscheid in de ERE soorten zou moeten creëren.

2.3.6.3 Batterij-elektrisch varen

Elektriciteit aan verwisselbare accu's bestemd voor in het voertuig is wel inboekbaar, terwijl elektriciteit aan 'losse' accupakketten of opgewekt via een aggregaat dat niet is. Dit komt doordat het Besluit[45] artikel 1 een 'bemeterd punt' definieert als 'een tank- of laadpunt voor levering van elektriciteit voorzien van een voertuigaansluiting of vaartuigaansluiting' en het laden van een losse batterij valt hier niet onder. Hier zijn wel twee uitzonderingen opgemaakt namelijk verwisselbare accu's voor wegvoertuigen en mobiele machines en accupakketten of elektrolyt voor binnenschepen (en zeeschepen).[46] Batterijen die buiten deze twee categorieën vallen, hebben geen grondslag en zijn dus niet inboekbaar. Dat is direct relevant en gunstig voor het ZES-concept met verwisselbare energiecontainers, maar voor 'losse' accupakket dus zeer ongunstig. De juridische duiding tussen is hier voor de business case zeer relevant.[47]

2.3.6.4 Subsidies

Aan de subsidiekant verandert veel in 2026. Het ministerie organiseert tussen 2026 en 2030 subsidierondes voor verduurzaming van de binnenvaart van in totaal circa 230 miljoen euro. In de conceptregeling bedraagt de subsidie voor de energielijnen in beginsel maximaal 50% van de subsidiabele kosten. Dit basispercentage kan met 10 procentpunt worden verhoogd voor een middelgrote onderneming, met 20 procentpunt voor een kleine onderneming en met nog eens 10 procentpunt wanneer het schip na afronding van het project als emissievrij binnenschip kwalificeert. Daarmee kan het percentage in specifieke gevallen oplopen tot 80%. Daarnaast loopt de SEB-regeling voor ZES-schepen, met ruim 4,1 miljoen euro in 2026.[48]

2.3.7 Risico's voor de logistieke sector

2.3.7.1 Prijsvolatiliteit zonder afdekkingsinstrument

Er is geen beurs, geen clearing en geen standaardtermijncontract. De prijs van de ERE wordt volledig door de markt bepaald. Een investeringsbeslissing die leunt op ERE-inkomsten, leunt dus op een variabele die slechts beperkt kan worden afgedekt (zie Meerjarige afnamecontracten).

2.3.7.2 Terugverdientijd

Door het ontbreken van beleidszekerheid na 2030 is het deel van de terugverdientijd na 2030 (voor walstroom na 2029) niet gedekt door ERE-inkomsten.

2.3.7.3 Doorwerking in dieselprijs

Wie op fossiele brandstof blijft rijden of varen, krijgt de kosten van de BTV waarschijnlijk doorberekend in de brandstofprijs. Die kosten stapelen zich op met de vrachtwagenheffing en ETS2.

45 Besluit energie vervoer.
46 Besluit energie vervoer artikel 10 tweede lid.
47 Inboeken elektriciteit | Nederlandse Emissieautoriteit
48 Subsidie voor verduurzaming binnenvaart na zomer van start | Rijksoverheid.nl

2.3.7.4 Dubbeltellingsrisico op groene claims

Wie ERE's verkoopt, verkoopt in feite het CO_2-reductie binnen de compliance systematiek van de BTV. Voor vervoerders die hun klanten CO_2-rapportages leveren en voor verladers met scope 3-doelen is dat een reëel spanningsveld, want de GvO's en PoS'en zijn ingezet voor het verkrijgen van de ERE's. Parallelle claims voor het gebruik van de hernieuwbare brandstof/energie moeten daarom goed worden gedocumenteerd om dubbeltelling te voorkomen.

2.3.7.5 Ketenrisico biobrandstoffen

De internationale biobrandstofketen is fraudegevoelig vanwege de grote bedragen die erin omgaan waarbij vooral met het ten onrechte als afvalstof aanmerken van grondstoffen valt veel te verdienen. Wie op HVO of bio-LNG rijdt of vaart op basis van duurzaamheidsbewijzen, loopt reputatie- en leveringszekerheidsrisico.

2.3.7.6 Ongelijk speelveld in de vaart

Zolang België achterloopt met de implementatie en Duitsland de binnenvaart buiten zijn systeem houdt, is bunkeren over de grens een reële ontwijkingsroute, met een (nog) dunnere BRE-markt als gevolg. Nederland heeft dit in 2026 gemitigeerd door de percentages te verlagen, maar dat is een tijdelijke maatregel.

2.3.8 Kansen voor de logistieke sector

2.3.8.1 Meerjarige afnamecontracten

Omdat BTV-plichtigen zekerheid zoeken over hun posities voor 2027 tot en met 2030, en mogelijk ook anticiperen op de periode na 2030, is er ruimte voor meerjarige ERE-off take tegen een vaste of geïndexeerde prijs. Dat is de facto het enige beschikbare hedge-instrument.

2.3.8.2 Direct monetariseren van laden

Voor wegvervoerders die in hun eigen depot laden, betekent een ERE-opbrengst van 0,10 tot 0,15 euro per kWh[49] een significante verlaging van de energiekosten. Met eigen zon- of windenergie op dezelfde locatie loopt dat verder op, mits op die opwek geen exploitatiesubsidie rust.[50]

2.3.8.3 Sectorsegmentatie verhoogt waarde in sector land

Voor het wegvervoer kan de segmentatie de waarde van ERE-E's verhogen. Bij de huidige prijzen kan daarmee een groot deel van de inkoopprijs van elektriciteit worden gedekt.

2.3.8.4 Waterstof krijgt gegarandeerde afzetruimte

Verhoging van het RFNBO-subdoel voor de sector land met 2 PJ extra, exclusief voor directe inzet in mobiliteit, creëert een beschermde nichemarkt met naar verwachting een hoge ERE-R-waarde. Hiermee wordt investeringszekerheid geboden voor waterstofvoertuigen en de bijbehorende tankinfrastructuur. Voor partijen die waterstofvoertuigen overwegen, is dit het meest expliciete signaal van investeringszekerheid in het hele pakket.[51]

2.3.8.5 Keuze voor inboekdienstverleners

Met meer dan 100 geregistreerde inboekdienstverleners begin 2026 is er concurrentie op de vergoeding.[52] Vlooteigenaren met een substantieel laadvolume kunnen deze dienstverlening aanbesteden of, vanaf 2 miljoen kWh per jaar, zelf inboeken.[53]

49 Netlevering 50,5% × 3,6 × 183 / 1.000 = 0,333 ERE per kWh. Bij € 0,30 tot € 0,46 per ERE is dat € 0,10 tot € 0,15 per kWh, vóór de vergoeding van de inboekdienstverlener. Bij volledige toerekening (eigen opwek) is het circa 0,659 ERE per kWh, dus € 0,20 tot € 0,30.

50 Besluit energie vervoer artikel 10 derde lid en artikel 10 zevende lid.

51 Ministerie van I&W, 5e voortgangsbrief implementatie RED-III vervoer, d.d. 10 dec 2025 par. 1

52 Lijst van inboekdienstverleners | Nederlandse Emissieautoriteit (18-09-2026)

53 Regeling vervoer en energie, artikel 9 zesde lid.

2.4 Aanbevelingen

2.4.1 Langetermijnbeleid

Het voornaamste aandachtspunt voor de politiek is het gebrek aan een langetermijnvisie in de BTV en de ERE-systematiek. Doordat de doelen slechts tot 2030 zijn vastgelegd, is er onduidelijkheid over de periode daarna. De BTV vraagt, met name voor hoogwaardige hernieuwbare energiedragers zoals waterstof en elektriciteit, grote kapitaalinvesteringen. Hoewel de grote lijnen voor 2040 en 2050 in de Europese klimaatwet zijn vastgelegd, moet de waardeketen van de transportsector weten welke beleidskeuzes op de middellange en lange termijn te verwachten zijn om te bepalen of een investering kan worden terugverdiend. Dat kader ontbreekt momenteel, waardoor het lastig is de businesscase rond te rekenen en tot een positieve finale investeringsbeslissing te komen. Onze voornaamste aanbeveling is daarom het kader ten minste tot 2040 door te trekken. Dat is zeker essentieel voor de investeringen die de gehele keten moet doen in hoogwaardige hernieuwbare energiedragers.

2.4.2 Ruimte voor Clean Fuel Contracts

Voor het creëren van een ERE moeten, met uitzondering van net-elektriciteit, voor alle brandstoffen en energie GvO's of PoS'en worden ingezet. Deze worden echter niet aan de ERE gekoppeld. De ERE is uitsluitend een rekeneenheid binnen het compliancemechanisme van de BTV, waarmee Nederland aantoont te voldoen aan de CO_2-reductiedoelen onder RED III. Zij ziet op de rapportage van CO_2-reductie in de brandstoffenmarkt voor de logistieke sector, niet op het daadwerkelijke gebruik van hernieuwbare brandstoffen of energie en de daaraan gekoppelde reductieclaim.

Wij adviseren de wetgever, in lijn met het Clean Fuel Protocol[54], te verduidelijken dat de ERE louter een rekeneenheid voor de Nederlandse compliance is, en dat GvO's en PoS'en doorgeefbaar moeten blijven in de keten. Het gebruik van hernieuwbare brandstoffen en de bijbehorende CO_2-reductieclaim kunnen dan op het niveau van individuele (rechts)personen worden toegestaan. Zonder die doorgeefbaarheid van de RED erkende duurzaamheid heeft het systeem grote gevolgen voor andere wet- en regelgeving en voor (vrijwillige) duurzaamheidsrapportage verderop in de waardeketen, zoals ETS2, ESPR, CSRD en SBTI. Mits goed ingericht bij de NEa leidt dit niet tot dubbeltellingen. Het gaat om een allocatie van het bewijs van gebruik van hernieuwbare brandstoffen of energie, en van de CO_2-reductie binnen de uitstoot van de Nederlandse brandstofmix.

2.4.3 Afstemming met omringende landen

Met name de binnenvaart (en de zeevaart) opereert internationaal. Omdat RED III een richtlijn is die lidstaten in nationale wetgeving omzetten, ontstaan er verschillen tussen Nederland en de omringende landen. België besluit in Q4 2026 over een ETS2-opt-in voor de binnenvaart en de definitieve implementatie van RED III. Uit gesprekken in de markt begrijpen wij dat de sector dit steunt, omdat het middelen voor verduurzaming kan opleveren en bunkertoerisme slechts een zeer kleine groep financieel voordeel biedt. Voor de Nederlandse economie is het daarom van belang de Nederlandse implementatie af te stemmen op die in Duitsland en België en weglekeffecten, zoals bunkeren over de grens, te voorkomen.

54 TNO Eindrapportage Clean Fuel Protocol, 9 februari 2026.

2.4.4 Transparantie marktprijs ERE

Een ander aandachtspunt is de prijs van een ERE. ERE's worden OTC tussen partijen verhandeld. Er zijn wel handelaren, maar de prijs is op dit moment zeer beperkt inzichtelijk. Met name in de scheepvaart is het transactievolume naar wij begrijpen zeer beperkt, waardoor de marktprijs nog moeilijker te duiden is. Zonder beurs, clearing en standaardtermijncontract is het moeilijk de prijsrisico's van ERE's af te dekken of er investeringsbeslissingen op te baseren.

De NEa weet alle handelstransacties die plaatsvinden, want de EREs worden overgedragen van de ene naar de andere NEa rekening. Het opzetten van een beurs of het anoniem rapporteren over de gemiddelde prijzen van de ERE transacties zou een mogelijkheid zijn om meer transparantie te creëren. Een beurs kan helpen om de marktrisico's beter af te dekken en de transparantie over de prijs alleen kan al zorgen voor een betere onderbouwing en controle van de businesscases.

2.4.5 Samenwerking en transparantie binnen de waardeketen

De compliance verplichting van de BTV ligt midden in de waardeketen van brandstoffen voor de transportsector. Toch moet de hele waardeketen een transitie doormaken, zeker als het gaat om hoogwaardige hernieuwbare energiedragers zoals elektriciteit en waterstof. Het is daarom van belang dat partijen met elkaar om tafel gaan en zo transparant mogelijk zijn over de benodigde investeringen en de bijbehorende kosten en baten. Die transparantie helpt de benodigde afzetmarkten te creëren en maakt weloverwogen investeringsbeslissingen mogelijk.

3 Twee modellen voor de verdeling van waardecreatie

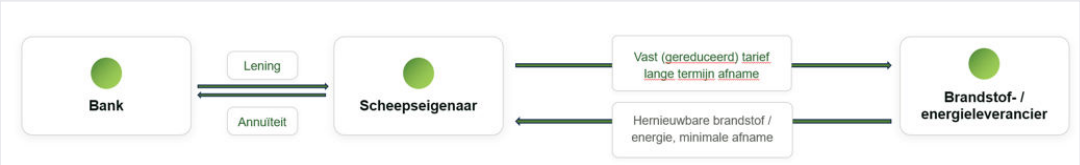
Zoals hierboven uiteengezet, is een van de uitdagingen voor de logistieke sector dat de BTV impliciet vraagt om mee te doen aan de vergroening, omdat de kosten hoogstwaarschijnlijk via de waardeketen worden doorberekend en de sector anders met hogere brandstof- en energieprijzen wordt geconfronteerd. Dit vraagt van partijen in de sector significante capex-investeringen, met name als gekozen wordt voor hoogwaardige hernieuwbare energie of brandstof (elektriciteit en waterstof). Tegelijk heeft een deel van de logistieke sector geen (directe) aanspraak op de voordelen van ERE's.

Voor deze doelgroep, die significante capex-investeringen moet doen terwijl de ERE-voordelen buiten haar controle vallen, bespreken wij twee modellen die de investeringscasus kunnen verbeteren:
A. Direct benefit sharing model
B. Pay-as-you-save (PAYS) model

Zowel de leverancier van hernieuwbare brandstof als de transportsector heeft baat bij vergroening van de sector, onder meer omdat beide daardoor minder afhankelijk worden van geopolitieke schommelingen. Voor de logistieke sector is het daarnaast van belang niet geconfronteerd te worden met hogere kosten als gevolg van Nederlandse en Europese wet- en regelgeving voor de energietransitie, die brandstof-leveranciers zoveel mogelijk doorberekenen in de waardeketen. Ook de financiële sector wil deze transitie graag financieren, maar ziet op individueel niveau nog drempels. Contractuele afspraken over de kosten en voordelen van de transitie in de hele logistieke waardeketen kunnen daarom een vliegwieleffect hebben: ze helpen de benodigde capex-investeringen los te krijgen, verkleinen risico's voor de logistieke sector en creëren tegelijk een (benodigde) pijplijn voor leveranciers van hernieuwbare brandstof.

3.1 Direct benefit sharing model

Voor partijen in de logistieke sector moeten de kosten van vergroening de investering waard zijn. Oftewel, de kosten moeten zich terugverdienen ten opzichte van de status quo. De scheepseigenaar zet daarom de additionele kosten en de kostenbesparing van de hernieuwbare brandstof onder het langjarige afname-contract af tegen de verwachte kosten van conventionele brandstof (zie figuur 9).



Figuur 9 - Direct benefit sharing model

In dit scenario is het voor de scheepseigenaar en de brandstofleverancier alleen van belang om tot een voordeel voor de scheepseigenaar te komen dat de retrofitinvestering waard is.

3.2 Pay-as-you-save (PAYS) model

De brandstoftransitie is een opgave voor de gehele waardeketen en niet alleen voor de scheepvaart. Wij bevelen partijen daarom aan om tafel te gaan en transparant te communiceren over de te behalen doelen en de kosten en voordelen die daaraan voor elke partij verbonden zijn.

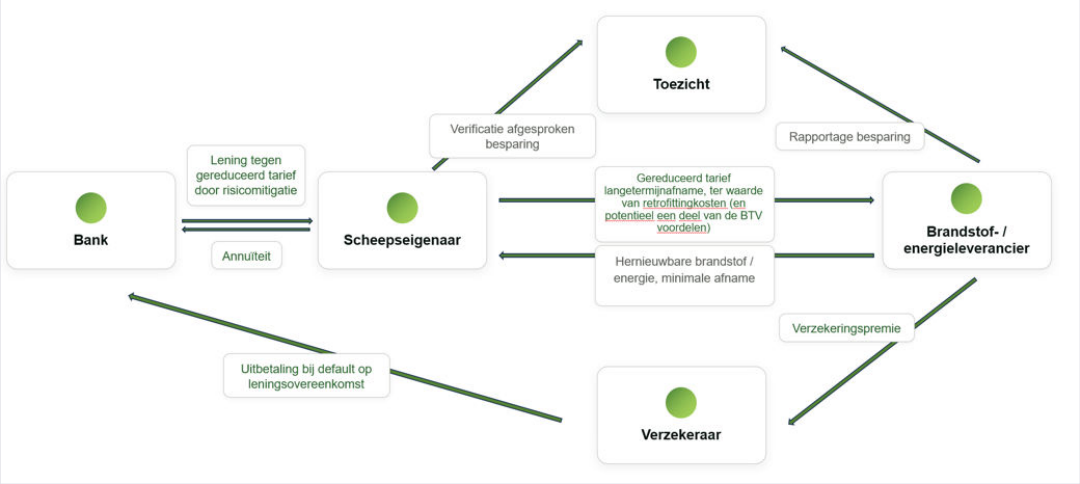
Door open kaart te spelen en samen de benodigde investering los te krijgen, kunnen ook margevoordelen worden behaald. Hiervoor zijn verschillende modellen denkbaar. In deze whitepaper werken wij het Pay-As-You-Save-model uit.

De brandstof- of energieleverancier, midden in de waardeketen, heeft behoefte aan een pijplijn van vraag naar hernieuwbare brandstoffen, zodat de grote capex-investeringen in de productie van (hoogwaardige) hernieuwbare brandstof en de bijbehorende infrastructuur zich op de lange termijn terugverdienen.

De logistieke sector moet grote capex-investeringen doen, met veel onzekerheid over de richting van de energietransitie. Tegelijk wordt de sector hiertoe indirect gedwongen door wet- en regelgeving en door economische factoren, zoals de meerkosten van conventionele brandstoffen die door de keten worden doorberekend. Daar komt bij dat een significante groep zelfstandig opereert, waardoor synergievoordelen moeilijker loskomen. Juist voor deze zelfstandige ondernemers is het van belang een zekere vrijheid in het ondernemerschap te behouden en bijvoorbeeld niet aan een vaste handelsroute vast te zitten.

Banken hebben grote interesse om de brandstoftransitie te financieren, maar standalone-casussen brengen risico's met zich mee die moeten worden ingeprijsd. De grootste risico's zitten in de prijsschommelingen van hoogwaardige hernieuwbare brandstoffen en de dieselprijs, waarop banken slechts marginale invloed hebben en waarbij met name een grotere handelsmarkt meer zekerheid zal bieden. Lange termijn afspraken over brandstof/energie helpen de businesscases voor de logistieke sector. Daarnaast helpt meer afname de businesscase voor de benodigde infrastructuur. Samenwerking over wat er nodig is en wie wat gaat bieden en afnemen kan dus een sneeuwbaleffect hebben op de verduurzaming.

Het Pay-As-You-Save-model kan hierbij de hele keten helpen (zie figuur 10).



Figuur 10 - PAYS-model

Het model bouwt voort op het direct benefit sharing model, maar partijen gaan ook gezamenlijk op zoek naar verdere optimalisaties en verdelen die voordelen onderling.

De gedachte achter het PAYS-model is dat de vergoeding voor brandstof wordt verlaagd en gestabiliseerd. De hoogwaardige hernieuwbare brandstoffen/energie, die steeds meer gevraagd wordt onder de BTV, zal voornamelijk geleverd worden door nieuwe marktpartijen, waarbij de fossiele brandstoffen en deels de biobrandstoffen juist meer door de conventionele marktpartijen geleverd gaat worden. De partijen voor de hoogwaardige hernieuwbare brandstoffen hebben baat bij het creëren van hun eigen lange termijn afzetmarkt en zullen hiervoor dus ook meer moeten samenwerken met de keten. Hierbij kan dus ook gekeken worden naar een model waarbij de CO_2-reducties gekoppeld worden aan de afname. Daarbij kunnen modellen worden uitgewerkt waarin de verdeling van risico's en voordelen afhangt van de afname en van de voordelen van hernieuwbare brandstoffen onder de BTV. Daarvoor moeten partijen wel kunnen verifiëren hoe groot de besparingen zijn.

Daarnaast hebben hoogwaardige hernieuwbare brandstofleveranciers er belang bij dat meerdere partijen hun schepen retrofitten voor hernieuwbare brandstoffen, om de pijplijn en de benodigde investeringen in infrastructuur rond te krijgen. Daarom kan worden overwogen dat de brandstofleverancier het risico op default van de retrofitlening van de scheepseigenaar verzekert. De brandstofleverancier heeft hierbij een synergievoordeel en de scheepseigenaar profiteert van een lagere rente. De kosten hiervan kunnen worden verdisconteerd in de prijs die de scheepseigenaar voor de hernieuwbare brandstof betaalt. Dit kan in sommige gevallen helpen om de businesscase naar een positieve investeringsbeslissing te krijgen en kan er ook toe leiden dat partijen op kortere termijn bereid zijn de investering te doen. Indien dit risico niet wordt verzekerd, maar via een overheidsgarantie wordt gedekt kan het voordeel nog groter worden. Naast garanties vanuit de overheid, kan hiervoor ook gedacht worden aan een bredere Europese decarbonisatie bank voor de logistieke sector gefinancierd met ETS2 opbrengsten, zoals de decarbonistatie bank voor de industrie gefinancierd met ETS1 gelden.[55] Met zo'n bijvoorbeeld Europese garantie kan, zeker als het slechts voor een korte periode geldt de benodigde capex investeringen op de korte termijn worden gestimuleerd en zo meer first-movers te krijgen die voor een stabielere markt moeten zorgen.

55 The Clean Industrial Deal: A joint roadmap for competitiveness and decarbonisation, COM/2025/85 final

4 Financiële modellering

Om de impact van de ERE-systematiek en de voorgestelde samenwerkingsmodellen op de investeringscasus van de binnenvaart inzichtelijk te maken, is een indicatief financieel model opgesteld. Het model is nadrukkelijk een globale berekening. De doorrekening ziet op twee fictieve retrofits: elektrisch varen en varen op waterstof.

4.1 Uitgangspunten van het model

Voor dit rekenvoorbeeld wordt uitgegaan van conversiekosten van € 2,5 miljoen voor de ombouw van een conventioneel diesel aangedreven binnenvaartschip naar een volledig elektrisch aangedreven schip. Deze kosten omvatten onder meer de elektrische aandrijflijn, elektromotor(en), vermogenselektronica, energieopslag, benodigde aanpassingen aan boord, engineering, installatie en werfkosten.

Voor de ombouw naar een waterstof aangedreven schip wordt uitgegaan van conversiekosten van € 4,0 miljoen. Hierbij worden grotendeels dezelfde kostenposten meegenomen, aangevuld met onder meer brandstofcellen, waterstofopslag en de bijbehorende brandstof- en veiligheidssystemen.

Aangenomen is dat 60 procent van de conversiekosten wordt gedekt door subsidie. Voor de subsidie is gekeken naar de 'Tijdelijke subsidieregeling vroege opschaling energietransitie binnenschepen'. In de conceptregeling bedraagt de subsidie voor de energielijnen in beginsel maximaal 50% van de subsidiabele kosten. Dit basispercentage kan met 10 procentpunt worden verhoogd voor een middelgrote onderneming, met 20 procentpunt voor een kleine onderneming en met nog eens 10 procentpunt wanneer het schip na afronding van het project als emissievrij binnenschip kwalificeert. Daarmee kan het percentage in specifieke gevallen oplopen tot 80%.[56] Voor de modellering is bewust uitgegaan van een subsidiepercentage van 60%. Dit komt overeen met het basispercentage van 50%, verhoogd met 10 procentpunt voor een emissievrij binnenschip. Eventuele aanvullende opslagen voor kleine en middelgrote ondernemingen zijn niet meegenomen.

Het resterende bedrag wordt volledig met vreemd vermogen gefinancierd met een looptijd van vijftien jaar. Het model vergelijkt vervolgens drie financieringsvarianten: een reguliere eigen lening, een PAYS-structuur, zie hoofdstuk 3.2 en structuur waarbij de overheid een first-loss garantie afgeeft.

Uitgangspunt	Eigen lening	PAYS	First-loss garantie overheid
Rente	5,00%	4,80%	4,75%
Looptijd	15 jaar	15 jaar	15 jaar
Risicoverzekering	-	0,20%	-
Subsidie	50,0%	50,0%	50,0%

Tabel 1 - Financieringsaannames

Voor de operationele vergelijking wordt uitgegaan van een referentieschip dat jaarlijks 195 m^3 diesel verbruikt. De elektrische variant gebruikt 1.000 MWh elektriciteit per jaar en de waterstofvariant 54.551 kg waterstof. De dieselprijs is op € 0,90 per liter gezet, exclusief de impact van RED III/BTV. Daarnaast is € 15 per MWh aan operationele voordelen opgenomen, waaronder lagere onderhoudskosten en havenkortingen.[57]

56 Concept Tijdelijke subsidieregeling vroege opschaling energietransitie binnenschepen 2026-2029, artikel 7; zie ook Hoofdlijnenverslag internetconsultatie, 26 augustus 2026.

Voor ETS2 wordt in het model gerekend met € 50 per ton CO_2 tot 2030. Voor de periode vanaf 2030 wordt in de modellering aangesloten bij het midden scenario van het PBL. Daarbij wordt uitgegaan van een ETS2-prijs van € 86 per ton CO_2 in 2030, waarna de prijs jaarlijks met 10% stijgt.[58] De daadwerkelijke prijsontwikkeling blijft onzeker en is onder meer afhankelijk van toekomstig Europees klimaatbeleid en eventuele prijsbeheersingsmaatregelen.

Operationeel uitgangspunt	Waarde
Jaarlijks dieselverbruik	195 m^3/jaar
Jaarlijks elektriciteitsverbruik	1.000 MWh/jaar
Jaarlijks waterstofverbruik	54.551 kg/jaar
Dieselprijs 2026	€ 0,90/l
Operationele voordelen[57]	€ 15/MWh
BRE-E prijs 2026	€ 0,24/ERE
BRE-R prijs waterstof	€ 0,42/ERE
Duurzaam elektriciteitsnet	2025 = 50% ; 2030 = 70% ; 2040 = 95%
ETS-prijs	€ 50/t tot 2030; € 86/t 2030 + 10%/jaar

Tabel 2 - Operationele en ERE-uitgangspunten

Voor elektriciteit wordt uitgegaan van afname uit het openbare net. Daardoor kwalificeert niet alle elektriciteit als hernieuwbaar voor de ERE-berekening (zie hoofdstuk 2.3.3). Voor 2026 is in het model aangesloten bij een hernieuwbaar aandeel van 50,5%; in het model loopt dit aandeel op tot 95% in 2050.[59]

Voor waterstof is een BRE-R prijs van € 0,42 per ERE gehanteerd. Dit is 75% hoger dan de BRE-E prijs van € 0,24 per ERE. Deze opslag is ontleend aan het relatieve prijsverschil tussen RFNBO-ERE's en elektriciteits-ERE's in scenario 2 van CE Delft en is dus geen geobserveerde marktprijs.[60]

4.2 ERE-scenario's

Naast de financieringsstructuur zijn drie ERE-scenario's doorgerekend. De technische aannames en de financieringsstructuur blijven daarbij gelijk; alleen de toekomstige ERE-inkomsten veranderen. In scenario 1 blijft de huidige prijs constant: € 0,24 per BRE-E en € 0,42 per BRE-R. Scenario 2 volgt het in deze paper afgeleide CE Delft/RVO-prijspad, zie tabel 3, waarbij de waarden tussen de jaren lineair worden geïnterpoleerd. Scenario 3 volgt hetzelfde pad tot en met 2030, waarna geen ERE-inkomsten meer worden verondersteld.[61]

Type [€ / ERE]	2030	2035	2040
BRE-E	€ 0,39	€ 0,31	€ 0,17
BRE-R	€ 0,67	€ 0,46	€ 0,27

Tabel 3 - Prijsontwikkeling ERE's

57 *Dit betreft het operationele en havenvoordeel van elektrisch varen ten opzichte van diesel. De gehanteerde kostenreductie van €15/MWh veronderstelt verdere marktontwikkeling en opschaling.*
58 *https://www.pbl.nl/system/files/document/2026-05/pbl-2026-ets2-en-de-gevolgen-voor-huishoudens-5921.pdf*
59 *https://www.tno.nl/nl/newsroom/2024/10/klimaat-en-energieverkenning-2024/*
60 *CE Delft, Prijseffecten ERE-systematiek, april 2025, scenario 2. De in het model gebruikte opslag van 75% voor BRE-R ten opzichte van BRE-E is ontleend aan het relatieve prijsverschil tussen RFNBO-ERE's en elektriciteits-ERE's in dit scenario.*
61 *CE Delft, Prijseffecten ERE-systematiek, april 2025; RVO, Scenario-analyse brandstoftransitieverplichting 2031-2040. De genoemde ERE-prijzen zijn de in het financiële model gebruikte afgeleide waarden en bandbreedtes.*

4.3 Effect van de financieringsstructuur

In het PAYS-model blijven de de totale financieringskosten gelijk, maar de businesscase wordt er sterker van. Indien de overheid (NL of Europees) een first-loss garantie biedt kan de businesscase zelfs verbeteren. Het effect van PAYS en een overheidsgarantie zijn positief, maar blijven in de totale businesscase van elektrisch of waterstof varen relatief beperkt qua cash impact, zie tabellen 4 en 5.

Kostenpost elektrisch [k€ / jr]	Eigen lening	PAYS	First-loss garantie
Rentekosten	25,0	24,0	23,8
Aflossing hoofdsom	66,7	66,7	66,7
Risicoverzekering	-	1	-
Totale kosten	91,7	91,7	90,4

Tabel 4 - Financieringskosten elektrisch varen

Kostenpost elektrisch [k€ / jr]	Eigen lening	PAYS	First-loss garantie
Rentekosten	30,0	28,8	28,5
Aflossing hoofdsom	80,0	80,0	80,0
Risicoverzekering	-	1,2	-
Totale kosten	110,0	110,0	108,5

Tabel 5 - Financieringskosten waterstofvaren

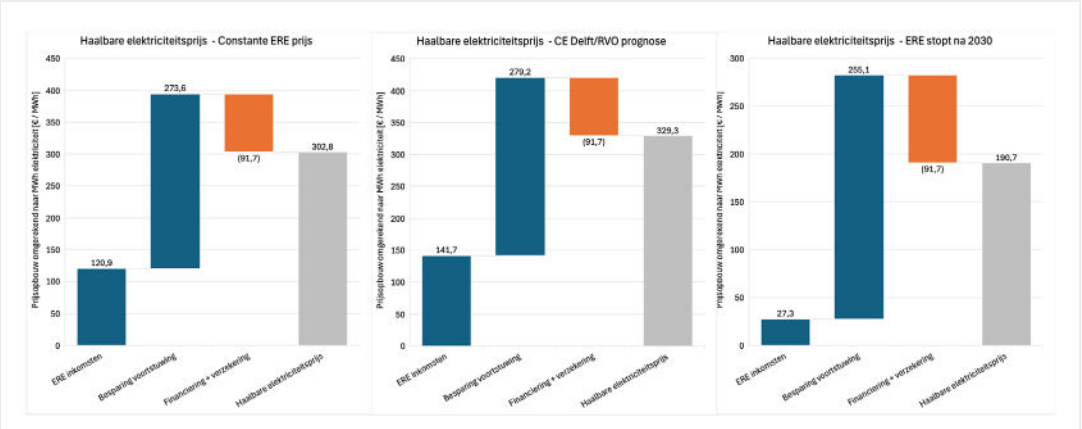
4.4 Elektrisch varen

De haalbare elektriciteitsprijs kan worden geïnterpreteerd als de gemiddelde all-in prijs die binnen de gehanteerde aannames maximaal kan worden betaald om ten opzichte van diesel kostenneutraal uit te komen. Deze bedraagt € 303/MWh bij een constante ERE-prijs, € 329/MWh onder het CE Delft/RVO-prijspad en € 191/MWh wanneer de ERE-systematiek na 2030 stopt. Tabel 6 en Figuur 9 geeft de opbouw van deze prijzen weer. De vermeden dieselkosten, vermeden ETS-kosten en operationele voordelen zijn in de grafiek weergeven als besparing voortstuwing.

Component [€ / MWh]	Constante ERE-prijs	CE Delft/RVO-prijspad	ERE stopt na 2030
Vermeden dieselkosten	197,6	203,2	179,1
Vermeden ETS-kosten	61,0	61,0	61,0
Operationele voordelen[57]	15,0	15,0	15,0
ERE-inkomsten	120,9	141,7	27,3
Financiering + verzekering	(91,7)	(91,7)	(91,7)
Haalbare elektriciteitsprijs	303	329	191

Tabel 6 - Uitkomsten elektrisch varen

Het verschil is vooral groot in het stopscenario: de haalbare elektriciteitsprijs ligt daar met € 191/MWh circa 37% lager dan in het scenario met een constante ERE-prijs (€ 303/MWh). De haalbare elektriciteitsprijs betreft hierbij niet uitsluitend de kosten voor de elektriciteit zelf, maar de totale beschikbare ruimte voor de levering van elektriciteit inclusief de daarvoor benodigde infrastructuur. Bij elektrisch varen met geleasde batterijcontainers moeten uit deze prijs bijvoorbeeld zowel de elektriciteitskosten als de leasekosten van de batterijcontainers worden gedekt. Bij afname van walstroom moeten uit deze prijs naast de elektriciteits-kosten ook de kosten voor de walstroomvoorziening aan de kade worden terugverdiend.



Figuur 11 - Haalbare elektriciteitsprijs voor elektrisch varen in de drie ERE-scenario's

4.5 Waterstofvaren

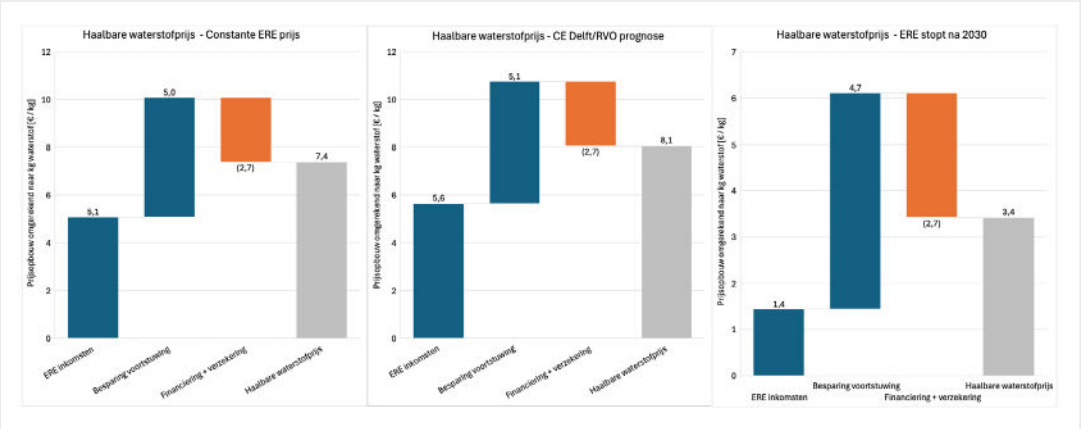
De haalbare waterstofprijs kan worden geïnterpreteerd als de gemiddelde all-in waterstofprijs die binnen de gehanteerde aannames maximaal kan worden betaald om ten opzichte van diesel kostenneutraal uit te komen. Deze bedraagt € 7,4/kg bij een constante ERE-prijs, € 8,1/kg onder het CE Delft/RVO-prijspad en € 3,8/kg wanneer de ERE-systematiek na 2030 stopt. Tabel 7 en Figuur 10 geeft de opbouw van deze prijzen weer. De vermeden dieselkosten, vermeden ETS-kosten en operationele voordelen zijn in de grafiek weergeven als besparing voortstuwing.

Component [€ / MWh]	Constante ERE-prijs	CE Delft/RVO-prijspad	ERE stopt na 2030
Vermeden dieselkosten	€ 198 k/jaar	€ 203 k/jaar	€ 179 k/jaar
Vermeden ETS-kosten	€ 61 k/jaar	€ 61 k/jaar	€ 61 k/jaar
Operationele voordelen[62]	€ 15 k/jaar	€ 15 k/jaar	€ 15 k/jaar
ERE-opbrengsten	€ 278 k/jaar	€ 308 k/jaar	€ 78 k/jaar
Financiering + verzekering	(€ 147 k/jaar)	(€ 147 k/jaar)	(€ 147 k/jaar)
Beschikbare waterstofruimte	€ 384 k/jaar	€ 438 k/jaar	€ 205 k/jaar
Omgerekend	€ 7,4 /kg H_2	€ 8,1 /kg H_2	€ 3,4 /kg H_2

Tabel 7 - Uitkomsten waterstofvaren

Het verschil is vooral groot in het stopscenario: de haalbare waterstofprijs ligt daar met € 3,8/kg circa 49% lager dan in het scenario met een constante ERE-prijs (€ 7,4/kg). De haalbare waterstofprijs betreft daarbij niet uitsluitend de inkoopprijs van de waterstof zelf, maar de totale beschikbare ruimte voor de levering van waterstof aan boord van het schip. Uit deze prijs moeten daarom ook de kosten worden gedekt die nodig zijn om de waterstof daadwerkelijk op het schip beschikbaar te maken, zoals bunkering, overslag en logistiek. Wanneer waterstof bijvoorbeeld in verwisselbare containers wordt geleverd, moeten ook de kosten voor het vullen, transporteren en aan boord hijsen van deze containers binnen deze prijs worden terugverdiend.

62 *Hierbij is aangenomen dat varen op waterstof een vergelijkbare operationele kostenbesparing ten opzichte van diesel oplevert als elektrisch varen.*



Figuur 12 - Haalbare waterstofprijs voor waterstofvaren in de drie ERE-scenario's.

4.6 Conclusies financiële modellering

De modelresultaten laten zien dat de toekomstige waarde van ERE's een grote invloed heeft op de business-case voor emissievrij varen. Voor elektrisch varen kan onder het CE Delft/RVO-prijspad een haalbare all-in elektriciteitsprijs van € 329/MWh worden betaald, tegenover € 191/MWh wanneer de ERE-inkomsten na 2030 wegvallen. Voor waterstof is het verschil nog groter: de haalbare all-in waterstofprijs daalt in deze scenario's van € 8,1/kg naar € 3,8/kg. Deze all-in prijzen omvatten naast de energiekosten ook de kosten die nodig zijn om de energie daadwerkelijk aan boord beschikbaar te maken, zoals batterijlease, walstroom-infrastructuur of waterstoflogistiek.

Dit grote verschil benadrukt het belang van langjarige beleidszekerheid over de ERE-systematiek. Investeringen in emissievrije schepen worden de komende jaren gedaan en hebben een lange terugverdientijd. Voor investeerders maakt het daarom een wezenlijk verschil of zij ervan uit kunnen gaan dat ERE-inkomsten ook na 2030 beschikbaar blijven. Duidelijkheid over het beleid richting 2040 kan daarmee direct bijdragen aan investeringszekerheid en de bereidheid om nu te investeren.

Het PAYS-model en de first-loss garantie zijn aanvullende concepten die de benodigde capex investeringen sneller laten loskomen doordat ze bepaalde risico's van de businesscase mitigeren en de kosten in beginsel niet verhogen (en zelfs zouden kunnen verbeteren).

Uit gesprekken met partijen in de sector komt daarnaast naar voren dat ERE-waarde in de praktijk via de energie- of brandstofprijs al deels wordt doorgegeven aan de scheepseigenaar.[63]

63 *Op basis van gesprekken met ZES en Van Berkel Logistiek*

Topsector Logistiek | +31(0)15 251 65 65 | info@topsectorlogistiek.nl | www.topsectorlogistiek.nl

Topsector Logistiek