

Ministerie van Klimaat en
Groene Groei

> Retouradres Postbus 20401 2500 EK Den Haag

De Voorzitter van de Eerste Kamer
der Staten-Generaal
Kazernestraat 52
2514 CV DEN HAAG

**Directoraat-generaal
Realisatie Groene Groei**
Directie Verduurzaming
Industrie

Bezoekadres
Bezuidenhoutseweg 73
2594 AC Den Haag

Postadres
Postbus 20401
2500 EK Den Haag

Ons kenmerk
KGG_DGRGG_VI / 108719769

Bijlage(n)
4

Datum 16 oktober 2026
Betreft Integrale aanpak industrie

Geachte Voorzitter,

Tijdens het Commissiedebat Verduurzaming Industrie van 16 april 2026 is de Kamer een integrale aanpak van het kabinet voor de Nederlandse industrie toegezegd. Met deze brief geeft het kabinet invulling aan die toezegging. Over afzonderlijke dossiers is de Kamer eerder al geïnformeerd.¹ Ook heeft de Kamer al eerder kennis kunnen nemen van een belangrijk deel van de sectorbeelden via de actualisatie van het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE).² Op diverse terreinen worden echter verdiepende slagen gemaakt, zoals in de visie Brandstof en Chemiegrondstoffenproductie (BCP), een reactie op de Critical Chemicals Alliance (CCA) voorstellen, de rapportage 'Verduurzamingsprojecten en knelpunten bij de Nederlandse industrie 2026' en de TNO rapporten 'Breaking free from fossil dependence' en 'Barriers to Advanced Biofuels'. Deze voeg ik toe bij deze brief.

Naar een duurzame, concurrerende industrie in een weerbaar Europa

De Nederlandse energie-intensieve industrie (hierna EII) levert de materialen, producten en technologieën die nodig zijn voor woningbouw, infrastructuur, gezondheidszorg, voedselvoorziening, defensie en de energietransitie. De vele producten die de industrie maakt zijn bepalend in ons leven. We benutten ze dagelijks, op allerlei manieren en willen hiervoor niet compleet afhankelijk zijn anderen. De industrie is derhalve onmisbaar. De industrie is bovendien cruciaal voor het Nederlandse verdienvermogen en biedt hoogwaardige werkgelegenheid in verschillende regio's. In de industrie werken nu meer dan 730.000 mensen, ruim 9 procent van het aantal werkenden in Nederland. In de energie-intensieve basisindustrie werkt ongeveer 2,5 procent van het aantal werkenden.³ Deze maakindustrie is bovendien geconcentreerd in clusters, zeker ook in regio's buiten de Randstad, waar het inkomen en de bredere welvaart van inwoners sterk

¹ Zie o.a.: Brief Toekomstperspectief energie-intensieve industrie (september 2025); Brief Cluster 6 en Top 60 (Kamerstukken II 2025-2026, 29826, nr. 264); Kamerbrief Duurzame Chemie en Perspectief voor de Chemie (Kamerstukken II 2024-2025, 32813, nr. 1540) met bijlage Visie op duurzame koolstof in de chemie; Kamerbrief Verduurzaming Industrie en kabinetsreactie WKR-rapport, Kamerstukken II 2025-2026, 29826, nr. 307. ; Kamerbrief Industriebeleid met Focus, Kamerstukken II 2025-2026, 29826, nr. 277; Kamerbrief Voortgang Verduurzaming MKB Kamerstukken 2024-2025, 32637 nr. 695; Kamerbrief Uitvoering Motie Kostic, Kamerstukken II 2025-2026, 29826, nr. 279.

² Kamerstukken II 2026-2027, 32813 nr. 1576.

³ 'De Sociaaleconomische Impact van 6 Sectoren binnen de Basisindustrie'. PwC (2025)

grootse bedrijven gebruiken activiteiten die het huidige internationale economische klimaat voor de Europese industriële productie het risico de komende jaren sterk te worden afgeschaald. Door de sterke verwevenheid van deze bedrijven binnen de clusters, kan dit grote economische en maatschappelijke effecten hebben in de betreffende regio's. Tevens wijzen vele rapporten, waaronder die van Draghi en de Taskforce Toekomstige Welvaart en Vestigingsklimaat (Wennink)⁴, erop dat de industrie hard nodig is voor ons toekomstige verdienvermogen, hoogwaardige werkgelegenheid en voor onze weerbaarheid. Sinds eind 2025 zet het kabinet in op een industriebeleid met focus op een zestal strategische groeimarkten.⁵ Samen met het bedrijfsleven werkt het kabinet aan een programmatische aanpak om de Nederlandse positie op deze markten verder te versterken. Daartoe is ook de Taskforce Toekomstige Welvaart en Vestigingsklimaat opgericht, die samen met het bedrijfsleven investeringen aanjaagt, belemmeringen wegneemt en kansrijke interventies uitvoert én opschaaft. Binnen de context van dit bredere industriebeleid gaat het kabinet in deze brief in het bijzonder in op de uitdagingen voor de energie intensieve industrie.

1. De opgave voor de energie intensieve industrie

Nederland en Europa staan voor de gelijktijdige opgave om de industrie te verduurzamen, het concurrentievermogen van de energie-intensieve industrie te herstellen en de weerbaarheid van onze economie te versterken. De centrale boodschap van dit kabinet is dat deze opgaven onlosmakelijk met elkaar verbonden zijn en in samenhang moeten worden gezien en aangepakt. Een toekomstbestendige industrie is een duurzame, circulaire industrie. Alleen bedrijven die erin slagen hun productieprocessen te vernieuwen, grondstoffengebruik te verduurzamen en emissies terug te dringen, kunnen ook op de lange termijn concurrerend blijven en een bijdrage leveren aan onze economie. Tegelijkertijd geldt dat verduurzaming alleen succesvol kan zijn wanneer bedrijven in Nederland en Europa kunnen blijven investeren en produceren. Alleen met investeringen in verduurzaming kunnen we de afhankelijkheid van andere landen en fossiele grondstoffen terugdringen en zo onze weerbaarheid verbeteren. De EII speelt een belangrijke rol in dit streven naar meer open strategische autonomie.

Het kabinet zet daarom koers naar een industrie die in 2050 klimaatneutraal, circulair, concurrerend en weerbaar is. Het Europese doel van netto 90% reductie in 2040 is hierin een belangrijke tussenstap. In dit toekomstbeeld, in lijn is met de recente tussentijdse herziening van het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE), blijft Nederland beschikken over een robuuste industriële basis die nauw verbonden is met de Europese economie, en produceert de Nederlandse EII in 2050 vrijwel volledig op basis van hernieuwbare energie en duurzame koolstofstromen zoals recycalaat, biograndstoffen en synthetische grondstoffen. De industrie stoot netto geen broeikasgassen meer uit, gaat steeds meer duurzame

⁴ Draghi, M. (2024). The Future of European Competitiveness. Europese Commissie; Taskforce Toekomstige Welvaart en Vestigingsklimaat (2025). Tijd voor keuzes.

⁵ Kamerstukken II 2025-2026, 29826, nr. 277. De 6 groeimarkten zijn: halfgeleiders, biotechnologie, defensiegerelateerde toepassingen, digitale diensten, machinebouw en innovatie chemie.

grondstoffen gebruiken en realiseert negatieve emissies voor koolstofverwijdering.

Dit toekomstbeeld vraagt zowel om een energietransitie als om een grondstoftransitie, die onlosmakelijk met elkaar verbonden zijn en elkaar versterken. Beide transitieën creëren nieuwe verdienkansen en verminderen ongewenste strategische afhankelijkheden van grondstoffen en producten. Er ontstaan nieuwe waardeketens rond circulaire materialen, groene chemie, hernieuwbare brandstoffen, toeleverende maakindustrie (voor bijv. warmtepompen, e-boilers en elektrolyzers) en andere duurzame industrie. Verderop in deel 3 van deze brief wordt nader ingegaan op systeemveranderingen in de meest energie-intensieve bedrijfstakken.

Deze meervoudige transitie gaat niet vanzelf; er zijn tal van maatregelen en investeringen nodig om van fossiele, lineaire productiesystemen over te schakelen op klimaatneutrale, circulaire alternatieven. Deze zijn nu nog vaak onrendabel en gaan gepaard met onzekerheden, zoals over toekomstige technieken en de kosten daarvan en over tijdige beschikbaarheid van benodigde infrastructuur. Het kabinet beschouwt het als haar taak om een heldere koers uit te zetten om marktpartijen de zekerheid te geven die nodig is om met vertrouwen te investeren, waarbij de overheid zorgt voor een Europees gelijk speelveld, met gezonde marktvraag en -werking, goede randvoorwaarden en mitigatie van risico's die marktpartijen niet kunnen dragen. We steunen zo bestaande en nieuwe bedrijven om de kloof naar de toekomstige situatie te kunnen overbruggen. Daarmee richten we ons nadrukkelijk op de bedrijven die de transitie moeten doorvoeren. Binnen de structuur van het Nationaal Programma Verduurzaming Industrie (NPVI) werken de industrie, (mede-) overheden en netbeheerders hier in gezamenlijkheid aan. Onder deel 4 instrumentarium voor de verduurzaming van de energie-intensieve industrie wordt beschreven wat we doen om de transitie mogelijk te maken, zoals het aanpakken van de hoge elektriciteitskosten en stimuleren van groene investeringen.

Zoals rapporten van Wennink en de WKR⁶ ook aangeven, zullen er keuzes gemaakt moeten worden waar we op inzetten, gelet op de huidige en toekomstige schaarsten en kansen.⁷ Daarbij is van belang om een goed beeld te hebben van de fundamenteën en trends die de concurrentiekracht en de omstandigheden van de industrie op weg naar duurzame groei in hoge mate bepalen. In deel 2 van deze brief wordt hierop ingegaan, waarbij onder meer gebruik gemaakt is van een recente trendanalyse van het CPB en het PBL.⁸

2. Uitgangspositie van Nederland voor duurzame, circulaire waardeketens

De wereld waarin onze industrie opereert is de afgelopen jaren aanzienlijk veranderd. Geopolitieke spanningen, verstoorde aanvoerketens en mondiale concurrentieverschuivingen hebben de energie-intensieve industrie in heel Europa

⁶ Wetenschappelijke Klimaatraad (2026). Kiezen of verliezen — Naar een industrie die past in een toekomstbestendig Nederland.

⁷ Zie ook Kamerstukken II 2025-2026, 29826, nr. 307 voor reactie op het WKR advies.

⁸ CPB-PBL (2026). Trends voor de toekomst van de industrie.

onder druk gezet. Hoge energiekosten en onvoldoende bescherming van de Europese markt tegen (gesubsidieerde) import uit met name Azië⁹ leidden ook in Nederland tot uitstel van investeringen, afschaling van productie en sluitingen, met name in de chemie.¹⁰ De analyse van het CPB en het PBL onderschrijft dit, maar stelt ook vast dat de industrie als geheel de afgelopen jaren in absolute zin groeide en dat met name de machine-industrie meer exporteerde, wat erop duidt dat met name de basisindustrie moeilijker kan concurreren.

Dit zien we ook terug in de meest recente rapportage van de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) over de verduurzamingsplannen van meer dan 60 grote uitstoters in de klimaatsector industrie. Hieruit blijkt dat een deel van de emissiereductie van de afgelopen jaren het directe gevolg is van bedrijfssluitingen of afschaling van productie.¹¹ De geïnterviewde bedrijven vertegenwoordigen 81 procent van de CO₂-emissie in de klimaatsector industrie. Bedrijven zien verduurzaming nog steeds als zeer belangrijk voor hun perspectief op de toekomst. Net als afgelopen jaren hebben de geïnterviewde bedrijven een goed gevulde pijnpijn aan emissiereductieprojecten. Tot en met 2030 gaat het om plannen voor 13,3 Mton reductie, tot 2040 om 27,7 Mton. Daarnaast leiden de projecten tot 7,4 Mton scope 3 reductie in 2040. Net als afgelopen jaren levert CO₂ afvang en opslag voor de top 15 en de afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) nog steeds de grootste bijdrage aan emissiereductie in 2030. Voor cluster 6 bedrijven staan er tot en met 2030 vooral elektrificatieprojecten gepland.

Uit de rapportage blijkt helaas ook dat de uitvoering van veel plannen wordt doorgeschoven tot na 2030 of 2035, of in sommige gevallen zelfs is gestopt. Hier liggen diverse knelpunten aan ten grondslag. Hierbij gaat het bijvoorbeeld om netcongestie, maar ook om toegenomen (energie)kosten waardoor projecten niet meer rendabel zijn. De fundamentele uitgangspositie van Nederland als industriële vestigingslocatie is echter nog altijd goed. De geïntegreerde industriële clusters, met innovatieve bedrijven en hoogwaardige kennisinstellingen geven Nederland structurele voordelen als vestigingslocatie. Met diepzeehavens, fijnmazige infrastructuur en verbindingen naar het Europese achterland biedt Nederland de toegangspoort tot Europa voor grote hoeveelheden grondstoffen en eindproducten. Nederland is daarmee een logische vestigingsplaats voor basisindustrie, die hoofdzakelijk produceert voor de Europese markt.

De Europese industrie, en de Nederlandse positie daarin staat, zoals hierboven genoemd, echter wel sterk onder druk door onder andere hoge energieprijzen en gesubsidieerde mondiale concurrentie. Die sterke Nederlandse rol binnen de EII kan ook in een duurzame economie blijven bestaan, waarbij fossiele grondstoffen geleidelijk worden vervangen door duurzame alternatieven. De ligging aan de Noordzee biedt namelijk goede mogelijkheden voor grootschalige productie van hernieuwbare energie en voor de opslag van CO₂, en geeft Nederland ook een

⁹ OECD (2026), OECD MAGIC Database of Industrial Subsidies

¹⁰ Marktonderzoek van Roland Berger in opdracht van Cefic laat zien dat de Europese chemie de afgelopen jaren significant marktaandeel heeft verloren. In Nederland en Duitsland zijn of worden bovengemiddeld productielocaties gesloten of afgeschaald. [European Chemical Closures & Investments Radar 2022-2025 - cefic](#).

¹¹ Jaarlijks interviewt RVO de 60 grootste CO₂ emittenten binnen de Klimaatsector industrie. De uitkomsten van de interviewronde 2026 zijn opgenomen in bijgevoegde rapportage ("Verduurzamingsprojecten en knelpunten bij de Nederlandse industrie 2026").

sterke positie om een leidende rol te spelen in circulaire waardeketens. Recente voorbeelden bevestigen dat de transitie in gang is gezet en dat bedrijven bereid zijn om in Nederland te blijven investeren, mits de randvoorwaarden op orde zijn.¹²

Om een klimaatneutrale, circulaire industrie te realiseren zijn enorme investeringen in nieuwe, duurzame productiefaciliteiten nodig bij gevestigde bedrijven en nieuwkomers in de markt. Ook verdere reductie van andere emissies en stoffen, zoals PFAS en stikstof, en terugdringing van het gebruik van energie en water zal investeringen vergen. Hier is tijd voor nodig: het realiseren van een nieuwe fabriek kent een lange aanlooptijd en sommige technieken zijn nog niet op commerciële schaal beschikbaar. In de tussentijd zullen we een deel van de bestaande industrie moeten verduurzamen om haar toekomstbestendig te maken.

In de praktijk overlappen de opbouw van groene industrie en de verduurzaming van bestaande industrie. Er is dus geen tegenstelling tussen bestaande en nieuwe bedrijvigheid, tijdens de transities zullen ze elkaar veelal nodig hebben en lange tijd naast elkaar opereren. Ook voor nieuwe industrie is de connectie met bestaande activiteiten belangrijk om snel tot opschaling te komen. Zo levert een nieuwe chemische recyclingfabriek circulaire grondstoffen aan bestaande krakers, zoals de pyrolyse-upgrader bij Shell Moerdijk gevoed wordt door pyrolyseolie van onder meer Xyle.

De transitie is een verbouwing met de winkel open: we kunnen ons niet veroorloven om de bestaande industrie te verliezen voordat we de nieuwe groene industrie hebben opgebouwd. Vroegtijdige afschaling van fossiele productiecapaciteit vergroot de afhankelijkheid van andere landen en leidt, zonder dat daar hernieuwbare capaciteit tegenover staat, tot weglek van emissies, aangezien de productie dan verschuift naar elders. Dit helpt het klimaat ook niet, omdat de uitstoot dan elders plaatsvindt en mondiaal zelfs toe kan nemen.¹³ Dit betekent ook een mogelijk verlies van kennis, infrastructuur en co-locatievoordelen die juist de vestiging van nieuwe groene activiteiten aantrekkelijk maken. Dit vraagt een overheid die de randvoorwaarden op orde brengt, procedures versnelt en ondersteunt waar nodig. Daar zet het kabinet onder andere op in door netcongestie aan te pakken en met een uitgebreid ondersteunings-instrumentarium. In deel 4 wordt hier nader op ingegaan.

3. Sectorbeelden en transitiepaden

De transitie naar een klimaatneutrale, circulaire industrie krijgt in iedere sector een andere vorm, want de verduurzamingsroutes en internationale

¹² Hierbij kan gedacht worden aan de elektrolyzers van Shell en Air Liquide, die een belangrijke stap vormen in de opschaling van groene waterstofproductie; de uitbreiding van de fabriek van Neste in Rotterdam voorziet Nederland en omliggende landen van biobrandstoffen; de bouw van fabrieken door Chaincraft en BioBTX voorziet in respectievelijk verzuren en aromaten; de PEF-fabriek van Avantium vormt een ontwikkelstap in de productie van innovatieve duurzame plastics; de CO₂-afvang en -opslag in Rotterdam (Porthos) en Yara laat broeikasgas onder de zeebodem opslaan. Diverse bedrijven in o.a. de voedingsindustrie laten zien hoe elektrificatie al succesvol wordt toegepast voor energiebesparing en emissiereductie; zie bijvoorbeeld Friesland Campina Maasdam, Douwe Egberts Joure en Coca Cola Dongen op [Inspiratieverhalen: de industrie verduurzaamt | Nationaal Programma Verduurzaming Industrie](#) Verduurzamingprojecten

¹³ Industry energy support and its interaction with EU ETS. CPB, PBL (2026)

concurrentiepositie verschillen tussen sectoren. Het kabinet stelt hiervoor sectorspecifieke transitiepaden op. De eerste contouren van deze transitiepaden zijn opgenomen in de Klimaat en Energienota 2026.¹⁴ De transitiepaden zijn mede gebaseerd op inzichten uit de actualisatie van het NPE ten aanzien over technologische ontwikkeling, economische haalbaarheid en de verwachte ontwikkeling van Europese markten. Deze inzichten worden periodiek herijkt op basis van de laatste ontwikkelingen.

Productieprocessen en waardeketens zullen tijdens de transitie fundamenteel veranderen, waarmee ook de bedrijfseconomische en markttechnische afwegingen in de toekomst anders gemaakt zullen worden. Sommige onderdelen van duurzame, mondiale waardeketens zullen zich mogelijk ontwikkelen op locaties waar hernieuwbare energie en grondstoffen voordeliger en overvloediger beschikbaar zijn, al is dit nu nog onzeker.¹⁵ Zoals Nederland nu het grootste deel van zijn fossiele grondstoffen importeert, zal het in de toekomst een deel van zijn duurzame grondstoffen importeren. Dat past bij de rol van Nederland als grondstofhub. Tegelijkertijd blijft Nederland in dat beeld aantrekkelijk voor een groot deel van de productiestappen van de industrie, waaronder de verwerking van circulaire en biograndstoffen tot producten. Juist deze activiteiten bieden kansen voor duurzame economische groei.

Raffinagesector (voor brandstof- en chemiegrondstofproductie)

De Nederlandse raffinage- en brandstofsector vervult een strategische rol voor de energievoorziening, de beschikbaarheid van chemiegrondstoffen en de weerbaarheid van Nederland en Europa. De raffinagesector produceert naast brandstoffen zoals benzine, diesel en kerosine ook grondstoffen voor de chemie, waarvan nafta de belangrijkste is. Tegelijk met deze brief, stuurt het kabinet de Visie Brandstof- en Chemiegrondstofproductie naar de Kamer, over de toekomst van de raffinagesector.

Nederland heeft een sterke raffinagesector, van oudsher in de fossiele raffinage, maar nu ook in de biobrandstoffen. Vanuit de Nederlandse raffinaderijen wordt een groot deel van de productie geëxporteerd naar andere Europese lidstaten en het Verenigd Koninkrijk. De sector staat voor een ingrijpende transitie. Door de elektrificatie van het wegverkeer zal de vraag naar benzine en diesel de komende decennia geleidelijk afnemen, terwijl de vraag naar duurzame brandstoffen voor de luchtvaart en scheepvaart juist sterk zal groeien onder invloed van Europese regelgeving. De chemie dient onder invloed van Europese wetgeving te bewegen van fossiele naar circulaire en biogene koolstof. De productie van hernieuwbare brandstoffen en chemiegrondstoffen zal daarom sterk moeten groeien. Deze transitie verloopt echter geleidelijk. Ook in 2040 zal naar verwachting een substantieel deel van de Europese brandstofvraag nog door fossiele productie worden ingevuld, terwijl fossiele raffinagecapaciteit naar verwachting ook richting 2050 nog een rol zal blijven spelen voor de leveringszekerheid van Europa, mede in het licht van de weerbaarheid van Europa. In de tussentijd moet de Europese brandstofproductie op peil blijven om niet nog afhankelijker te worden van import

¹⁴ Kamerstukken II, 2025-2026, 2026Z18884

¹⁵ Kamerstukken II 2025-2026, 29826, nr. 265.

uit het buitenland. Een snelle ongecontroleerde afbouw van fossiele productiecapaciteit dient voorkomen te worden. De resterende fossiele raffinagecapaciteit zal richting 2040 de emissies sterk moeten reduceren. Met toepassing van CO₂-afvang en -opslag, hernieuwbare- en koolstofarme waterstof, en elektrificatie van lage- en midden-temperatuurprocessen is dit mogelijk.

Parallel hieraan wordt gewerkt aan de opbouw van een industrie voor duurzame brandstof- en chemiegrondstofproductie. Nederland beschikt met de Rotterdamse haven al over één van de grootste biobrandstofclusters ter wereld en heeft een sterke uitgangspositie voor de verdere ontwikkeling van geavanceerde biobrandstoffen, duurzame chemiegrondstoffen en synthetische brandstoffen. Daarbij liggen de grootste kansen voor Nederland in de verwerking van duurzame koolstofdragers die via de Nederlandse havens kunnen worden geïmporteerd en verder verwerkt tot hoogwaardige brandstoffen en chemiegrondstoffen voor de Europese markt. Voor een deel van de duurzame productieketens zijn de benodigde technieken nog niet uitontwikkeld of nu nog te duur. Dit vormt dus ook een langjarige innovatie- en opschalingsopgave.

Bestaande raffinaderijen kunnen als opstap in de grondstoftransitie een deel van hun fossiele grondstofinname vervangen door biogene en circulaire feedstocks. Deze vorm van verduurzaming (co-processing) is op lange termijn niet toekomstbestendig, omdat het merendeel van de feedstock aardolie blijft. Co-processing kan echter op korte termijn een snelle en impactvolle route voor emissiereductie zijn, die tevens de leveringszekerheid en het verdienvermogen versterkt. Co-processing draagt bij aan de vorming van nieuwe waardeketens op basis van bio- en circulaire grondstoffen. Deze waardeketens zijn vervolgens cruciaal voor de opbouw van volledig hernieuwbare raffinagesector.

Tegelijkertijd constateert het kabinet dat de noodzakelijke private investeringen in nieuwe productieroutes achterblijven. Hoewel de vraag naar duurzame brandstoffen groeit, zijn de investeringsrisico's voor geavanceerde productie-installaties nog groot en ontbreekt voor delen van de sector een voldoende gelijk speelveld met producenten buiten Europa. Zonder adequate vraagcreatie, effectieve bescherming tegen oneerlijke concurrentie en ondersteuning van innovatieve technologieën en opschalingsprojecten blijven investeringen economisch onhaalbaar. Het kabinet zet zich daarom in Europees verband in voor versterking van de vraag naar duurzame brand- en chemiegrondstoffen, verdere ontwikkeling van een gelijk speelveld en ondersteuning van de eerste commerciële projecten. De Visie BCP zal door het kabinet worden uitgewerkt naar een beleidsagenda, ter realisatie van een concurrerende, duurzame en weerbare brandstoffen- en chemiesector in Nederland. Deze zal uiterlijk in het voorjaar met de Kamer gedeeld worden. Mogelijke budgettaire gevolgen voor de Rijksoverheid worden ingepast binnen de bestaande budgetten op de departementale begrotingen.

Chemie

De chemische industrie staat aan de basis van vrijwel alle industriële waardeketens en speelt een sleutelrol in de transitie naar een circulaire economie. Chemische producten zijn noodzakelijk voor de productie van isolatiematerialen, batterijen, halfgeleiders, medische toepassingen en tal van andere materialen die

nodig zijn voor de energie-, grondstoffentransitie en voor onze defensie. Een sterke chemische industrie is daarmee niet alleen van economisch belang, maar ook een voorwaarde voor de weerbaarheid van Nederland en Europa. Het kabinet beschouwt de innovatieve chemie als een strategische groeisector.¹⁶

Het eerdergenoemde verlies aan concurrentievermogen van de chemiesector is zorgelijk. Dit heeft niet alleen gevolgen voor de werkgelegenheid en het verdienvermogen, maar ook voor de positie van Nederland binnen Europese industriële waardeketens. De integratie in het ARRRRA-cluster (Antwerpen-Rotterdam-Rhine-Ruhr-Area) biedt aanzienlijke concurrentievoordelen op het gebied van logistiek, kennis en synergie, maar onvoldoende om de huidige druk zonder aanvullend beleid het hoofd te bieden. Daarom trekken overheid en bedrijfsleven uit de regio's Vlaanderen, Noordrijn-Westfalen en Nederland gezamenlijk op via de Trilaterale Chemiestrategie. De Europese Commissie is daarbij betrokken en positief over deze samenwerking met de drie regio's, omdat deze ongeveer 40 procent van de Europese chemische industrieproductie vertegenwoordigen. Het ontwerpend onderzoek ruimte voor de intensieve industrie haven en industrieclusters geeft de onderbouwing voor het in stand houden en verder ontwikkelen van deze (inter)nationale netwerken en systemen. De clusters vervullen hierin een belangrijke rol.¹⁷

TNO heeft in opdracht van de Trilaterale Chemiestrategie en in samenwerking met Vlaamse en Duitse onderzoeksinstellingen onderzoek gedaan naar de concurrentiekracht van het ARRRRA-cluster.¹⁸ Dit onderzoek is een bijlage bij deze brief. De trilaterale chemische regio kan volgens TNO haar concurrentiekracht en strategische positie in Europa behouden door haar bestaande, sterk geïntegreerde industriële infrastructuur te benutten en de grondstoffenbasis gericht te verschuiven van fossiele naar circulaire en hernieuwbare koolstof, onder meer via afval, biomassa en import van duurzame halffabricaten. De belangrijkste opgave is daarbij niet een volledige herbouw van de industrie, maar het verduurzamen van productie en het aanpassen van beleid: naast CO₂-beprijzing moet duurzaamheid op product- en levenscyclusniveau worden geborgd, zodat fossielvrije en circulaire producten herkenbaar en economisch aantrekkelijk worden.

De chemische industrie staat in grote lijnen voor twee grote verduurzamingsopgaven, zoals vorig jaar in de brief over Duurzame chemie uiteengezet is.¹⁹ Op de eerste plaats zullen de bestaande chemiebedrijven moeten investeren in reductie van emissies bij de productie (scope 1 emissies). Bij de grote chemiebedrijven bestaan concrete plannen voor CCS, elektrificatie, toepassing van duurzame waterstof en biomethaan.

De verduurzaming van de chemische industrie vraagt op de tweede plaats om een fundamentele verandering van grondstoffenstromen. Fossiele grondstoffen worden daarbij geleidelijk vervangen door secundaire grondstoffen, biograndstoffen en

¹⁶ Kamerstukken II 2025-2026, 29826, nr. 277.

¹⁷ Dit ontwerpend onderzoek verwacht het kabinet later dit jaar aan de Kamer te sturen.

¹⁸ TNO (2026). Breaking free from fossil dependence.

¹⁹ Kamerstukken II 2025-2026, 32813, nr. 1540.

CO₂. Er ontstaan nieuwe productieroutes op basis van onder andere methanol en suikers of de inzet van circulaire en biogene koolstofdragers via bijvoorbeeld vergassing. De beschikbaarheid van betaalbare duurzame koolstofdragers – afkomstig uit recycling, duurzame biograndstoffen of andere duurzame bronnen – is daarom een essentiële randvoorwaarde voor de toekomst van de sector.²⁰ Zonder chemie zijn vergaande recycling, circulaire kunststoffen en duurzame en geavanceerde materialen voor hoogwaardige toepassingen niet mogelijk. Waar de energietransitie volop in ontwikkeling is, staan we nog maar aan het begin van de grondstoffentransitie. Juist op dit terrein is het beleidsinstrumentarium nog aanzienlijk minder ontwikkeld dan voor de energietransitie. Ook in de EU is nog relatief weinig beleid gericht op de grondstoffentransitie.

Het kabinet ziet grote kansen in de ontwikkeling van nieuwe industriële waardeketens rondom duurzame koolstof. Nederland beschikt met zijn havens, logistieke infrastructuur, chemische clusters en kennisbasis over een sterke uitgangspunt om uit te groeien tot een Europees knooppunt in een nog verder te ontwikkelen netwerk voor duurzame koolstofstromen en verduurzaamde en geavanceerde chemie. De opbouw van deze nieuwe industrie vraagt echter om een samenhangende aanpak.

Resultaten van de Critical Chemicals Alliance

Om de positie van de Europese chemische industrie te bestendigen en versterken werkt de Europese Commissie samen met lidstaten en bedrijven binnen de Critical Chemicals Alliance. Nederland heeft een leidende rol in deze ontwikkeling als onderdeel van de stuurgroep en als voorzitter van de werkgroep Lead Markets. De alliantie biedt een belangrijk platform om knelpunten in strategische waardeketens in beeld te brengen en gezamenlijk oplossingen te ontwikkelen. Daarbij gaat het onder meer om toegang tot grondstoffen, investeringsvoorwaarden, marktontwikkeling en versterking van het concurrentievermogen van de Europese chemie.

Een belangrijk resultaat van de alliantie is de ontwikkeling van een methodologie voor het aanwijzen van strategische moleculen en productielocaties. Het kabinet roept de Europese Commissie op om deze methodologie zo snel mogelijk toe te passen om een lijst met strategische moleculen aan te wijzen. Daarnaast worden voorstellen gedaan om de processen omtrent handelsbeschermingsmaatregelen efficiënter te maken, onder andere door middel van versnelde procedures voor kritieke moleculen.

Tot slot wordt een aantal maatregelen gepresenteerd voor het creëren van vraag naar producten die met duurzame koolstofbronnen of met minder emissies zijn geproduceerd. De door Nederland voorgezeten werkgroep concludeert dat geen enkele afzonderlijke beleidsmaatregel voldoende zal zijn. Een combinatie van marktspecifieke maatregelen en horizontale (niet-productspecifieke) maatregelen voor producten die met minder uitstoot zijn geproduceerd zijn nodig om effect te sorteren. Daarbij wordt aanbevolen om versneld in te zetten op ontwikkeling van

²⁰ De Visie Opschaling Aanbod Duurzame Koolstofdragers geeft een overzicht van de acties waarmee het kabinet het aanbod aan duurzame koolstofdragers beoogt op te schalen.

Product Carbon Footprint methodologie en daaraan gerelateerde maatregelen per productgroep, en met oog voor uitvoerbaarheid en handhaafbaarheid te beginnen met de bouw en eindmarkten van kunstmest. Daarnaast zijn op kortere termijn ook bijmengverplichtingen voor duurzame koolstof nodig en maatregelen voor het creëren van vraag naar producten met een lage CO₂ uitstoot, ter compensatie van verduurzamingskosten. Deze vragen echter nog verdere uitwerking. De volledige rapporten van elke werkgroep, en een beschrijving van de kabinetsreactie hierop vindt u in de bijlagen bij deze brief.

Kunstmest

De Nederlandse kunstmestindustrie levert een belangrijke bijdrage aan de Europese voedselzekerheid en open strategische autonomie. Hoewel het kabinet inzet op een verdere verduurzaming van de landbouw, blijft kunstmest ook de komende decennia noodzakelijk voor een stabiele voedselproductie. De afgelopen jaren hebben laten zien dat afhankelijkheid van import uit derde landen grote risico's met zich meebrengt, zoals zichtbaar werd tijdens de energiecrisis en de verstoringen van internationale handelsroutes. Daarnaast is ammoniak niet alleen een grondstof voor kunstmest, maar ook van strategisch belang voor onder meer de chemische industrie en defensietoepassingen.

Nederland beschikt over twee grote producenten die een belangrijke positie innemen binnen de Europese ammoniak- en kunstmestproductie. De verduurzamingsroutes voor de sector zijn grotendeels bekend en worden deels al toegepast. Zo wordt bij Yara CO₂ afgevangen en opgeslagen en werken Yara en OCI beiden aan de inzet van koolstofarme waterstof en circulaire grondstoffen. Op de middellange termijn biedt koolstofarme waterstof in combinatie met CO₂-afvang de meest kosteneffectieve route om de emissies van de bestaande productie sterk te reduceren. Op langere termijn verwacht het kabinet dat kunstmest wordt geproduceerd op basis van hernieuwbare ammoniak, waarvan een deel uit import gecombineerd met hoogwaardige verwerking in Nederland. Daarmee kan Nederland zijn sterke positie binnen de Europese kunstmestketen behouden en tegelijkertijd bijdragen aan een duurzame, concurrerende en weerbare industrie.

Staal

De staalindustrie blijft ook in een klimaatneutrale economie van strategisch belang voor Nederland en Europa. Staal is een onmisbare grondstof voor de bouw, infrastructuur, de maakindustrie, defensie en de energietransitie, onder meer voor windparken, elektriciteitsnetten en batterijen. De vraag naar staal zal de komende decennia naar verwachting licht toenemen. Tegen deze achtergrond is het behoud van een concurrerende Europese staalproductie van groot belang voor zowel het verdienvermogen als de open strategische autonomie van Europa.

Tata Steel Nederland (TSN) beschikt over een sterke uitgangspositie om uit te groeien tot een toonaangevende producent van groen staal in Europa. De geïntegreerde productielocatie in IJmuiden, het ecosysteem met de logistieke verbindingen met de Europese afzetmarkt en de hoogwaardige staalproducten bieden belangrijke concurrentievoordelen. Bovendien vergt de bouw van nieuwe duurzame staalfabrieken elders in Europa vele jaren en omvangrijke investeringen. Het verduurzamen van bestaande productiecapaciteit is daarom

niet alleen economisch aantrekkelijk, maar is ook nodig voor verbetering van de gezondheid van omwonenden en leveringszekerheid en weerbaarheid van Europa.²¹

Het kabinet ondersteunt de verduurzaming van TSN met de maatwerkaanpak. In september 2025 is de Joint Letter of Intent (JLoI) met TSN ondertekend, waarin onder meer de beoogde doelen en plannen voor de verduurzaming zijn overeengekomen.²² TSN zal circa de helft van de huidige kolengebaseerde productie vervangen door een Direct Reduced Plant en Electric Arc Furnace (DRP-EAF). In eerste instantie zal de DRP-EAF op aardgas draaien. Vervolgens zal TSN ook CCS toepassen. Naarmate hernieuwbare waterstof en biomethaan breder beschikbaar en betaalbaar worden, zal het aardgas in de DRP-EAF door deze duurzame brandstoffen vervangen worden. Deze route leidt naar verwachting tot een substantiële reductie van de CO₂-uitstoot en een aanzienlijke verbetering van de leefomgeving en de gezondheid van omwonenden door een lagere uitstoot van fijnstof, stikstofoxiden en andere emissies. Om volledig klimaatneutraal te worden zal hierna nog een tweede fase van de verduurzaming moeten volgen, deze valt buiten de scope van de maatwerkafspraken.

Naast de maatwerkaanpak ondersteunt het kabinet deze transitie via de maatwerkaanpak en realisatie van de noodzakelijke randvoorwaarden. Daarbij gaat het nationaal om betaalbare elektriciteit, de ontwikkeling van CO₂-transport en -opslag, het landelijke waterstoftransportnet en de beschikbaarheid van duurzame energiedragers. Op Europees niveau zijn een effectief emissiehandelssysteem, een robuust CBAM en voldoende vraag naar groen staal essentieel om investeringen rendabel te maken. Zo kan Nederland zijn sterke positie in de Europese staalindustrie behouden en verder uitbouwen.

Cluster 6

Naast de vijf grote industrieclusters vormt de industrie in Cluster 6 een belangrijke pijler onder het Nederlandse verdienvermogen. Het gaat om bedrijven in onder meer de voedingsmiddelen-, papier-, glas-, keramiek-, metaal- en chemische industrie, die gezamenlijk verantwoordelijk zijn voor een belangrijk deel van de industriële toegevoegde waarde in Nederland. Deze bedrijven zijn sterk geworteld in de regio, leveren hoogwaardige werkgelegenheid en spelen een belangrijke rol in de economische vitaliteit van steden en regio's.

Elektrificatie van lage- en middentemperatuurprocessen vormt veelal de meest kosteneffectieve route, zeker in de voedingsmiddelenindustrie. Voor een aantal hoge-temperatuurprocessen zullen groen gas en op termijn hernieuwbare waterstof een belangrijke rol gaan spelen. De grote belangstelling voor bestaande

²¹ Tot deze conclusie komen ook Klein et al. (2026). Groene staalindustrie heeft wel degelijk toekomst in Nederland. ESB 111(4856), als reactie op een blog van 117 economen. Daarbij beargumenteren zij dat de elektriciteitskosten op basis van wind op zee in Nederland geen evident nadeel vormen ten opzichte van zon in (Noord)-Spanje en waterkracht in Zweden. De tussenstap in het verduurzamingsplan van TSN met ijzerreductie (DRI) op basis van aardgas kan een kostennadeel geven als gasprijzen in Europa structureel hoger blijven dan buiten de EU, maar dat achten zij beheersbaar door CBAM en doordat bij meer schrootverwerking veel minder aardgas nodig is.

²² [Joint Letter of Intent Tata Steel | Rijksoverheid.nl](#)

subsidieregelingen laat zien dat veel bedrijven bereid zijn om te investeren in verduurzaming.

Vooraf netcongestie vormt momenteel een knelpunt. Bedrijven die willen elektrificeren lopen regelmatig vast door onvoldoende transportcapaciteit op het elektriciteitsnet of hoge aansluitkosten. Daarnaast kunnen stikstofbeperkingen en de afstand tot energie-infrastructuur de verduurzaming vertragen. Het kabinet ziet het wegnemen van deze infrastructurele knelpunten daarom als de belangrijkste prioriteit voor de verduurzaming van de regionale industrie. Via de Landelijke Aanpak Netcongestie, het Actieplan 2.0 Cluster 6, de uitbreiding van de IKC-regeling en gerichte ondersteuning van regionale energiehub's werkt het kabinet binnen het NPVI samen met bedrijven, netbeheerders en regionale overheden aan het versnellen van deze investeringen. Daarnaast is de Regioaanpak Industrie Cluster 6 ontwikkeld. Met deze aanpak wordt gekeken hoe cluster 6-bedrijven in dezelfde regio beter kunnen samenwerken om sneller te verduurzamen. Bijvoorbeeld door samen energie op te wekken, warmte uit te wisselen of slimmer gebruik te maken van de beschikbare energie-infrastructuur. Daarmee wordt niet alleen de verduurzaming van individuele bedrijven mogelijk gemaakt, maar wordt ook het toekomstig verdienvermogen en de werkgelegenheid in de regio versterkt.

4. Instrumentarium en beleid

De toekomst van de Nederlandse industrie wordt in belangrijke mate bepaald door ontwikkelingen op Europees niveau. Industriële waardeketens zijn internationaal georganiseerd. Grondstoffen, halffabricaten, energie en eindproducten bewegen zich dagelijks door de Europese interne markt. De driehoek verduurzaming, concurrentievermogen en weerbaarheid moet zowel nationaal als Europees worden gerealiseerd. Samenwerking met internationale en Europese partners geeft Nederland meer slagkracht in het industriebeleid en dat is goed voor ons verdienvermogen, onze weerbaarheid en de verduurzamingsuitdaging. We sluiten daarom aan bij Europees beleid voor effectieve verduurzaming en een gelijk speelveld. Daarbij is het EU-ETS richtinggevend, maar blijven tijdige investeringen en flankerend beleid op nationaal niveau nodig voor verduurzaming, zoals bij het creëren van de randvoorwaarden en coördinatie van verschillende onderdelen van de transitie door bijvoorbeeld het Nationaal Programma Verduurzaming Industrie (NPVI). In het Coalitieakkoord is afgesproken dat er bestuurlijke afspraken gemaakt worden met de industrie om het tempo van verduurzaming te borgen. Om hier invulling aan te geven vond op 18 mei j.l., onder de vlag van het NPVI, het Industriediner plaats, waarin MEZK, MKGG, SKGG en SIenW gesproken hebben met VNO-NCW, branches en bedrijven. Een van de uitkomsten is dat partners binnen het NPVI gaan werken met een gerichte samenwerkingsagenda met sterk eigenaarschap van alle partners.

Nationaal zet het kabinet met het bedrijvenbeleid in op een goed ondernemingsklimaat met de juiste randvoorwaarden voor innovatie en investeringen in verdienvermogen, waarbinnen alle bedrijven op eigen kracht kunnen floreren. Daarnaast vraagt de huidige internationale economische en geopolitieke situatie erom dat economische weerbaarheid een grotere rol krijgt in het economische beleid. Met het 'industriebeleid met focus' zet het kabinet in op de versterking van een zestal groeimarkten die naast verdienvermogen ook sterk

bijdragen aan de economische weerbaarheid én die oplossingen bieden voor maatschappelijke opgaven. Uit markt- en technologieanalyses komt naar voren dat Nederland op deze markten al een sterke positie heeft, en er een sterke potentie voor groei is. Deze markten sluiten ook goed aan bij de adviezen uit rapport Wennink. Door samen met het bedrijfsleven gericht de kansen en knelpunten aan te pakken willen we de positie van het Nederlandse bedrijfsleven binnen deze markten verder versterken. Het is een gezamenlijke verantwoordelijkheid van de overheid en het bedrijfsleven om deze publiek-private samenwerking zo goed mogelijk in te richten. Dit gaat met vallen en opstaan: sommige (delen van) bedrijven zullen zonder enige specifieke ondersteuning groeien als kool en andere bedrijven zullen, ondanks de ondersteuning en aandacht minder succesvol blijken te zijn.

Vraagcreatie voor groene producten

Het kabinet ziet groene vraagcreatie als essentieel aanvullend instrument om de energie-intensieve industrie in Nederland te helpen verduurzamen én om nieuwe groene industrie te helpen opbouwen en zet zich hier actief voor in, in lijn met de motie Oosterhout.²³ Vraagstimulering biedt bedrijven perspectief op een afzetmarkt, waardoor groene investeringen in Nederland kunnen landen. Als vervolgstap op het vorig jaar gepubliceerde non-paper²⁴, gericht op de staal- en chemiesector, zet het kabinet, in lijn met de motie Roederkerk²⁵, in op sectorverbreding. Zo pleit het kabinet, naar aanleiding van de door de Europese Commissie in maart gepubliceerde *Industrial Accelerator Act*, voor een bredere reikwijdte voor vraagstimulering dan alleen staal, beton/cement en aluminium in deze verordening.²⁶

Met oog op de bouwsector is Nederland – in nauwe samenwerking met Nederlandse bedrijven en brancheverenigingen – actief in de diverse productwerkgroepen die in het kader van de Europese *Construction Products Regulation* werken aan standaardisatie, en mogelijke toekomstige normering – en daarmee vraagstimulering – van groene bouwmaterialen. Voor de raffinagesector maakt Nederland zich onder meer hard voor verbeteringen van het wettelijk kader voor *Sustainable Aviation Fuels* in de *ReFuelEU Aviation* verordening. Ten aanzien van de kunstmestsector wordt ingezet op duurzaam en efficiënt gebruik van nutriënten en werkt Nederland in eerder genoemde *Critical Chemicals Alliance* ook aan aanbevelingen ter stimulering van de marktvraag naar duurzamere meststoffen. In lijn met de aanbevelingen van die Alliance Nederland zet zich al langere tijd in voor uitbreiding van de recyclaatdoelstellingen naar biobased grondstoffen in de Packaging and Packaging Waste Directive en End-of-Life Vehicle Directive. Ook is het kabinet voornemens om bij aankomende herzieningen van UPV's en nieuwe UPV's in te zetten op het optimaal benutten van het UPV-instrument ten behoeve van circulariteit. In het kader van de genoemde motie

²³ Kamerstukken II 2025-2026, 29023, nr. 669. Deze motie roept op om groene vraagcreatie (ketenverplichtingen en productmandaten) te onderzoeken en mee te nemen in het klimaatpakket voorjaar 2027 en in Brusselse onderhandelingen.

²⁴ Kamerstukken II 2025-2026, 21501-30, nr. 681.

²⁵ Kamerstukken II 2025-2026, 29826, nr. 273; Deze motie roept op om bij de verdere uitwerking van beleid voor groene marktcreatie de scope te verbreden, en expliciet ruimte en instrumenten te reserveren voor de opschaling van nieuwe groene producten en innovatieve bedrijven. Deze motie is daarmee afgedaan.

²⁶ Zie ook het BNC-fiche: Kamerstukken II 2025-2026, 22112, nr. 4306.

Rooderkerk kijkt het kabinet bij al deze initiatieven kritisch naar de specifieke vormgeving van marktcreatie-instrumenten, zodat niet alleen bestaande bedrijven maar juist ook nieuwe en innovatieve spelers een kans krijgen toe te treden tot deze groene markten. Voor de uitwerking van specifieke voorstellen voor vraagstimulering werkt het kabinet nauw samen met diverse belanghebbenden en organisaties, waaronder de eind 2024 gevormde *Demand Creation Coalition*²⁷ met ruim honderd bedrijven, brancheverenigingen en publieke organisaties.

Gelijk speelveld, ETS en elektriciteitskosten

Het Europese emissiehandelssysteem blijft het fundament onder het Europese klimaatbeleid. Het kabinet zet Europees in op een sterk ETS waarin de samenhang tussen verduurzaming, concurrentievermogen en weerbaarheid centraal staat. Dit moet gepaard gaan met aangescherpte bescherming van Europese producenten tegen importproducten die geproduceerd zijn met lagere beprijzing van broeikasgasemissies dan in Europa. Het huidige CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*) voorziet in bescherming tegen koolstoflekkage, maar is onvolledig: chemische- en raffinageproducten vallen bijvoorbeeld buiten het instrument.

De Speelveldtoets 2026 en de E-bridge studie laten zien dat de elektriciteitskosten voor een aantal industriële sectoren in Nederland relatief hoog zijn ten opzichte van Duitsland en België, terwijl het subsidiebudget voor industriële emissiereductie per bijdrage aan het BBP juist tot de hoogste in Europa behoort.²⁸ De uitdaging hierbij is om de inzet zodanig vorm te geven dat de combinatie van energiekosten en verduurzamingssubsidies per saldo leidt tot een concurrerend speelveld voor verduurzamende bedrijven. In het Coalitieakkoord is aangegeven dat het kabinet bij het invoeren van nieuw beleid standaard kijkt naar de effecten op het gelijk speelveld met omringende landen. Om hier uitvoering aan te geven zal het kabinet, in beleidsfiches en middels de bedrijfseffectentoets (BET), standaard rekening houden met het gelijk speelveld en een gestandaardiseerde methode en aanpak formuleren om de effecten op het gelijk speelveld in kaart te brengen, in zoverre als het beleid betreft dat raakt aan de verduurzaming van de industrie en ontwikkeling van nieuwe industrie. Het kabinet beoogt op deze wijze het effect op het gelijk speelveld van maatregelen bij de aankomende voorjaarsbesluitvorming te betrekken.

Om te komen tot een gelijk speelveld binnen Europa en het risico op weglek van bedrijvigheid te beperken schaft het kabinet de nationale CO₂-heffing zo snel mogelijk af. Het kabinet zet zich daarnaast in om de elektriciteitskosten van de energie-intensieve industrie te verlagen. Hiervoor heeft het kabinet tot en met 2035 middelen gereserveerd om de elektriciteitskosten van de industrie te verlagen, oplopend tot € 1 mld. per jaar. Dit leidt tot een gelijk speelveld én maakt elektrificatie op korte termijn aantrekkelijker. Ongeveer de helft van de middelen wordt ingezet voor de Indirecte Kosten Compensatie (IKC). De IKC-regeling is vanaf 2025 uitgebreid met 22 extra (sub)sectoren. Conform de uitbreiding die de Europese Commissie mogelijk maakt, richt deze uitbreiding zich specifiek op sectoren die door hoge elektriciteitskosten in zwaar weer verkeren,

²⁷ [Call for Demand Creation to Drive Industry Investments](#)

²⁸ Kamerstukken II 2025-2026, 29826, nr. 307.

zoals de chemie. De rest van de middelen zijn gereserveerd in de 'envelop elektriciteitskosten'. Het kabinet onderzoekt op dit moment verschillende bestedingsopties voor deze middelen. Verdere toelichting over de elektriciteitskosten, IKC en elektriciteitskostenenvelop volgt in een separate Kamerbrief, welke voor de begrotingsbehandeling van KGG met de Kamer gedeeld wordt.

Financiering van verduurzaming, innovatie en opschaling

Het kabinet stelt een breed scala aan instrumenten beschikbaar voor ondersteuning van de verduurzaming van de industrie. Onderstaand wordt ingegaan op het huidig beschikbare instrumentarium, waarmee belangrijke stappen in de transitie worden gezet. Niet alle ambities zijn echter al (volledig) geïnstrumenteerd. Dat vraagt om scherpe keuzes over ambities en inzet van middelen binnen de huidige kaders.

De SDE++ blijft de hoeksteen voor emissiereductie via bewezen technieken en wordt in elk geval tot en met 2032 opengesteld voor € 8 mld. per jaar. Bij elke openstelling worden er wijzigingen doorgevoerd ten aanzien van de gesubsidieerde technieken en worden subsidiebedragen opnieuw geëvalueerd. Nederland beschikt over een sterke kennispositie op nieuwe chemische productieroutes, geavanceerde recyclingtechnieken, circulaire en geavanceerde materialen, duurzame koolstofroutes en innovatieve brandstofproductie. Het kabinet blijft daarom investeren in onderzoek, ontwikkeling, demonstratieprojecten en opschaling van innovatieve technologieën. Instrumenten zoals de DEI+, VEKI, IMKE en NIKI spelen hierbij een belangrijke rol. Het kabinet heeft met deze augustusbesluitvorming € 77 mln. beschikbaar gesteld voor een nieuwe openstellingsronde van de Versnelde klimaatinvesteringen industrie (VEKI) voor 2027 en € 100 mln. voor intensivering van de DEI+ regeling voor innovatieve klimaattechnologieën in de industrie. Voor Circulaire Economie wordt momenteel een verkenning uitgevoerd naar een tijdelijke exploitatiesubsidie (onrendabele topvergoeding, naar analogie van de SDE++) voor de opschaling van marktrijpe circulaire technieken.

De NIKI (Nationale Investeringsregeling Klimaatprojecten Industrie) is een unieke regeling in Europa, waarbij opschaling van technieken voor grootschalige directe CO₂-reductie (scope 1-emissies) en circulaire technieken (scope 3-emissies) in één regeling gestimuleerd worden. De eerste openstelling (€ 364 mln. aanvragen bij een openstellingsbudget van € 211 mln.) en de eerste beschikking aan Reju (€ 135 mln.) voor polyesterrecycling illustreren de behoefte en het type investeringen dat het kabinet wil faciliteren: nieuwe, groene, circulaire productieketens. Een tweede openstelling volgt in het najaar van 2026.

De Flex-e regeling (€ 198,9 mln. voor 2027–2030, inclusief een XL-component) ondersteunt industrieel flexibel elektriciteitsverbruik, waardoor het net ontlast kan worden op piekmomenten. De ontwikkeling van het cPPA-garantieproduct, samen met Invest-NL, vergroot de toegang van bedrijven met een beperkte kredietwaardigheid tot de markt voor langjarige *corporate Power Purchase Agreements* (cPPA's) voor duurzame elektriciteit. Eerste pilots zijn voorzien in 2027.

Het kabinet kijkt bij de uitwerking van de Nationale Investeringsinstelling (NII) en een middelen van het Nationaal Groeifonds ook nadrukkelijk naar 'first-of-a-kind' opschalingsprojecten, in lijn met de aanbevelingen van de Taskforce Toekomstige Welvaart en Vestigingsklimaat.²⁹ Publieke middelen dienen te worden ingezet voor maximale impact op verdienvermogen, weerbaarheid en transitieopgaven, dat is de rode draad in deze brief. Kijkend naar waar de markt om vraagt, kan de NII het meest bijdragen door een maximale hefboom te creëren op private financiering en EU-fondsen voor de grotere innovatieve, industriële opschalingsprojecten die kampen met risico's die marktpartijen niet zelf kunnen dragen. Het wordt de taak voor de NII om op projectniveau het risicoprofiel te verbeteren, zodat projecten financierbaar ('bankable') worden. Op deze manier wil het kabinet veelbelovende, opschalende bedrijven helpen met projecten die niet passen in bestaande regelingen en tussen wal en schip dreigen te raken.

Via het innovatiebeleid worden samenwerkingen aangegaan op het gebied van innovatie en handelsbevordering voor groene technologieën en producten met belangrijke economieën binnen Europa en elders in de wereld (o.a. Brazilië, de VS, Japan, China en India). Ook start het Nationaal Agentschap voor Disruptieve Innovatie (NADI) om te zorgen dat kennis veel vaker wordt omgezet in toepassingen voor de markt. Met een budget van € 500 mln. pakt de overheid de nu nog vaak ontbrekende rol als 'launching customer' van innovatieve bedrijven.

De grondstoftransitie staat of valt met voldoende, stabiel, betaalbaar aanbod van duurzame koolstof. Binnenlands bepaalt de Nationale Biograndstoffenstrategie welke biograndstoffen beschikbaar komen voor de industrie: agrarische residuen, houtachtige biomassa, gesorteerde kunststofafvalstromen en andere circulaire en secundaire grondstoffen. Voor de aanvoer van internationale stromen structureert de Visie opschaling aanbod duurzame koolstofdragers de importketens van biograndstoffen, pyrolyseolie, bio-nafta, methanol en ammoniak via de Rotterdamse haven, met diversificatie van herkomstlanden als expliciet uitgangspunt.

Van pilots, *first of a kind*-installaties en koploperbedrijven naar de reguliere economie in Nederland: in de transitie naar een circulaire economie is een schaa sprong nodig in de chemie, bouw en elektronische apparaten. In de komende jaren wil het kabinet het Nationaal Programma Circulaire Economie versterken met meer focus op de uitvoering en opschaling van circulaire oplossingen in de praktijk en een gelijk speelveld creëren door knelpunten weg te nemen. We benutten onze sterke uitgangspositie in de circulaire economie, met kansen voor circulaire bouw, elektronica en chemie. In het najaar zal het kabinet de kamer informeren over de stand van zaken in dit traject en welke stappen we willen zetten om tot opschaling te komen.

De samenwerkende waterschappen hebben een belangrijke voortrekkersrol in klimaat en circulariteit en worden ondersteund in het toewerken naar klimaatneutraliteit. Het ondersteuningsprogramma Klimaatneutraliteit van de Unie van Waterschappen en de samenwerkende waterschappen werkt onder andere

²⁹ Kamerstukken II 2025-2026, 36630, nr. 3.

aan de reductie van lachgas- en methaanemissie uit de waterzuivering en heeft sinds de start in 2024 de inzichten sterk vergroot en heeft geleid tot 0,2 Mton minder lachgasemissie. Het project vraagt meer tijd vanwege de complexe samenwerking van 21 waterschappen in het monitoringsprogramma. Daarom is het kabinet voornemens om het project te verlengen met 2 jaar tot en met 31 december 2029.

Maatwerkaanpak en clustergerichte samenwerking

Het kabinet blijft inzetten op nauwe samenwerking met bedrijven, industriële clusters en regionale overheden. Alleen zo kan de transitie slagen. De individuele maatwerkaanpak wordt voortgezet voor de lopende trajecten: bindende maatwerkafspraken met Cosun en Nobian, *Joint Letters of Intent* met Tata Steel Nederland, Alco Energy Rotterdam en AnQore. Daarnaast lopen er nog gesprekken met Zeeland Refinery. Nieuwe maatwerkafspraken richten zich op clusters en gebieden. De synergievoordelen in de clusters, zoals gedeelde infrastructuur voor energie, grondstoffen, CO₂- en uitwisseling van intermediaire (rest)stromen, zijn het sterkst realiseerbaar via een integrale clusteraanpak. Het clusterplan van Chemelot is op 9 juli jl. aan de Kamer gestuurd.³⁰ Zeeland, NZKG, Rotterdam-Moerdijk en Cluster-6 werken ook aan een clusterplan. Het kabinet werkt de clustergerichte aanpak verder uit, onder andere op basis van de aanbevelingen van de Adviescommissie Verduurzaming Industrie (AMVI). Het kabinet verkent hierbij of het wenselijk is om in het kader van de maatwerkaanpak voor clusters ook maatwerksubsidies te verstrekken en of hiervoor gebruik kan worden gemaakt van de middelen die in het Klimaat- en energiefonds zijn gereserveerd voor maatwerksubsidies voor individuele bedrijven.

Sommige clusters kunnen door te verduurzamen synergievoordelen realiseren of behouden. Dit is van belang voor de concurrentiekracht van de bedrijven op een cluster. Coördinatieproblemen tussen private partijen (en netbeheerders) kunnen verhinderen dat er projecten tot stand komen. In sommige gevallen noodzakelijk zijn om in een cluster afspraken te maken over een versterkt sturingsmodel, waarin de overheid actief portfoliomanagement voert ten behoeve van de realisatie van een reeks samenhangende verduurzamingsprojecten, inclusief infrastructuur.³¹ Dat helpt ook om te voorkomen dat het wegvallen van één bedrijf direct ook andere bedrijven op het cluster raakt. Het kabinet bekijkt hoe deze nieuwe vorm van publiek-private samenwerking kan worden vormgegeven en ondersteund.

Infrastructuur, ruimte en vergunningen

De energietransitie en grondstoffentransitie vragen om een omvangrijke uitbreiding van de Nederlandse energie- en grondstoffeninfrastructuur. Het kabinet investeert op vier sporen: het elektriciteitsnet (LAN, garanties TenneT, prioritering

³⁰ Kamerstukken II 2025-2026, 29826, nr. 314.

³¹ Zie bijvoorbeeld Sustainable Industry Lab (2025). Hulp bij systeempijn. Door ontbrekende markten voor groene producten en wederzijdse afhankelijkheden zonder langjarige garantie op levering en afname durft niemand als eerste grote investeringsbeslissingen te nemen. Dit kan niet altijd opgelost worden met generiek beleid voor groene vraagcreatie en financieringsinstrumenten, maar vergt aanvullende beleidsinterventies. SIL roept daarom op tot actief portfoliomanagement door de overheid om projecten in samenhang te realiseren, waarbij ook een staatsdeelneming kan worden overwogen als dat nodig is om met oog op maatschappelijke belangen de koers van bedrijven bij te sturen.

industriecusters in het MIEK); het waterstofnet en -opslag; CO₂-transport en -opslag, zoals via Porthos en Aramis; en infrastructuur voor import van duurzame grondstoffen, zoals terminals en opslagcapaciteit voor pyrolyseolie, methanol en ammoniak. Deze energie- en grondstoffeninfrastructuur moet voor een belangrijk deel in de energie-intensieve haven- en industriecusters worden gerealiseerd (zie ook de ontwerp Nota Ruimte)³². De clusters vormen belangrijk knooppunten in een internationaal netwerk van corridors voor vervoer en opslag van energiedragers, grondstoffen en goederen. In de nationale prognose ruimtebehoefte industrie die in 2025 in samenwerking met de clusters is opgesteld wordt meer inzicht gegeven in de toekomstige ruimtebehoefte.³³ In veel clusters is nu al sprake van schaarste aan ruimte, zowel fysieke ruimte als milieuruimte, en de verwachting is dat dit richting 2030 en 2050 alleen maar toeneemt. Additionele ruimte is nodig om te voldoen aan de opgaven op het gebied van open strategische autonomie, de energietransitie en de transitie naar duurzame grondstoffen. Het economisch belang van de clusters in combinatie met de ruimtelijke complexiteit en samenhang van de verschillende opgaven in de clusters onderstrepen het nationaal belang zoals vastgelegd in de ontwerp Nota Ruimte.

Om meer inzicht te krijgen in de wijze waarop de regierol van het Rijk moet worden ingevuld vanuit de samenhang tussen ruimte, economie en infrastructuur is in afstemming met de clusters het ontwerpend onderzoek 'Schaarse ruimte, scherpen keuzes; strategieën voor toekomstbestendige energie-intensieve haven en industriecusters' uitgevoerd. Dit onderzoek geeft inzichten in:

- De samenhang tussen (inter)nationale netwerken en systemen in de clusters en welke keuzes dit met zich meebrengt voor de ruimtelijk-economische ontwikkeling; en
- Strategische profielen per cluster die richting geven aan ruimtelijk-economische handelingsperspectieven en de inzet van instrumentarium.

De resultaten van dit ontwerpend onderzoek en de afspraken zoals met de clusters zijn gemaakt over de invulling van de Rijksregierol worden binnenkort met de Kamer gedeeld. Voor elk cluster worden komende tijd strategische profielen, ruimtelijke handelingsperspectieven en bijbehorend instrumentarium uitgewerkt die ruimte voor verduurzaming, nieuwe groene industrie en energie-infrastructuur integreren.

Op het gebied van vergunningen zijn stikstof en complexe procedures de voornaamste knelpunten: met Prinsjesdag zijn twee (nieuwe) regelingen voor stikstofreductie in de industrie aangekondigd; in Rotterdam loopt een gebiedsgerichte stikstofaanpak als blauwdruk; en via de IAA dringt het kabinet aan op soepelere Europese regels voor tijdelijke stikstofemissies bij verduurzamingsprojecten.

Vervolg

³² Bijlage bij Kamerstukken II 2025-2026, 29435 nr. 269.

³³ Bijlage bij Kamerstukken II 2025-2026, 29826 nr. 258.

De transitie van de Nederlandse energie-intensieve basisindustrie is een complexe en langdurige opgave. De koers is echter helder: verduurzaming, concurrentievermogen en weerbaarheid zijn voor dit kabinet integraal onderdeel van het industriebeleid. De bestaande industrieclusters zijn zowel het vertrekpunt voor de verduurzaming als de vestigingsplaats voor de groene industrie van de toekomst. De beleidsinzet van het kabinet richt zich op het realiseren van een Europees gelijk speelveld, vraagcreatie voor groene producten, tijdige infrastructuur en nationale ondersteuning voor innovatieve investeringen. Dat vraagt om scherpe keuzes over ambities en de volgende stappen in de verduurzaming van de industrie in Nederland. Daarbij zal het kabinet ook gebruik maken van een advies van de Sociaal-Economische Raad over de basisindustrie dat in 2027 zal verschijnen. Het kabinet komt in het voorjaar met een voorstel hoe dit concreet vormgegeven wordt en we verduurzaming, concurrentievermogen en de weerbaarheid van Nederland gaan realiseren.

Stientje van Veldhoven-van der Meer
Minister van Klimaat en Groene Groei

Heleen Herbert
Minister van Economische Zaken en Klimaat

Jo-Annes de Bat
Staatssecretaris van Klimaat en Groene Groei

Bijlage: uitkomsten Critical Chemicals Alliance

De Europese chemische industrie vormt een strategische pijler van de EU-economie en is essentieel voor de concurrentiekracht van vele sectoren. Tegelijkertijd staat de chemie onder toenemende concurrentiedruk door goedkopere import, veroorzaakt door hogere Europese energiekosten, grondstofprijzen en CO₂-heffingen, wereldwijde overcapaciteit en handelsbarrières. Dit leidt tot capaciteitsafbouw en productiebeperkingen binnen de EU. Zonder maatregelen om de sector te behouden, te moderniseren en te verduurzamen, loopt de EU het risico op verdere de-industrialisatie, investeringslekage en toenemende afhankelijkheid van import.

Zoals aangekondigd in het Chemical Industry Action Plan³⁴, heeft de Europese Commissie begin dit jaar de Critical Chemicals Alliance (CCA) opgericht. De CCA is een Europese publiek-private samenwerkingsinitiatief gericht op het versterken van de concurrentiekracht, weerbaarheid en duurzaamheid van de chemische industrie in Europa. De Alliantie is open voor alle organisaties die actief zijn in de chemische industrie. Onder de leden bevinden zich nationale en regionale overheden, gevestigde bedrijven en innovatieve spelers, belangenverenigingen, maatschappelijke organisaties en academische instellingen.

Binnen de Alliance zijn vier werkgroepen ingesteld met de volgende mandaten:

- Kritieke Moleculen en Productielocaties
- Handelsmaatregelen
- Investerings- en modernisatie
- Vraagcreatie

De rapporten van deze vier werkgroepen zijn op 9 oktober³⁵ gepubliceerd door de Europese Commissie. Met deze brief informeert het kabinet de kamer van de uitkomsten van deze werkgroepen.

Werkgroep 1: Kritieke Moleculen en Productielocaties

Opdracht

Deze werkgroep had de volgende opdrachten:

- 1)** Ontwikkelen van een methodologie, of een verzameling van methodologieën, voor het beoordelen van kritikaliteit van zowel moleculen als productielocaties.
- 2)** Aanbevelingen doen voor een EU-breed overzicht van kritieke en strategische moleculen³⁶.
- 3)** Beleidsaanbevelingen doen over hoe kritieke productielocaties en de productie van kritieke moleculen kunnen worden ondersteund, beschermd en gestimuleerd.

Resultaten

³⁴ Kamerstukken II 2025-2026, 22112 nr. 4160

³⁵ [Critical Chemicals Alliance: recommendations](#) (2026)

³⁶ Initieel was het in kaart brengen van kritieke productielocaties onderdeel van de opdracht. De Stuurgroep heeft besloten dit uit het mandaat te halen, vanwege soevereiniteits- en veiligheidsrisico's bij het openbaar maken van locaties en capaciteiten van Europese chemische productiesites.

Werkgroep 1 heeft een EU-brede methodologie ontwikkeld voor zowel kritieke moleculen als kritieke productielocaties (chemische installaties). Deze zijn gebaseerd op strategisch belang en kwetsbaarheid, rekening houdend met de specifieke kenmerken van de chemische sector. De methodologieën zijn te vinden op pagina 13-34 van het eindrapport van werkgroep 1.³⁷

De volledige complexiteit van waardeketens en de verschillen tussen bulkchemicaliën (upstream) en specialistische chemicaliën (downstream) volledig in kaart brengen, blijft echter een uitdaging. Werkgroep 1 heeft zich daarom gericht op een vereenvoudigde, robuuste en eenduidig toepasbare set filters en onderliggende criteria, waarbij zoveel mogelijk gebruik is gemaakt van openbaar beschikbare data. Het volledige overzicht van aanbevelingen over de methodologieën en de toepassing daarvan is opgenomen in een afzonderlijke rapport: *CCA - WG1 – Recommendations on the methodology*.³⁸

Daarnaast heeft Werkgroep 1³⁹ beleidsaanbevelingen gedaan, die zich richten op:

- **Bescherming, vernieuwing, modernisering en toekomstbestendigheid** van kritieke productielocaties (chemische productie-installaties);
- **Productie van kritieke moleculen** die essentieel zijn voor de open strategische autonomie, economische veiligheid en industriële veerkracht van Europa.

De beleidsaanbevelingen benadrukken direct noodzakelijke acties en belangrijkste beleidsinstrumenten die nodig zijn om de productie van kritieke moleculen en de bedrijfsvoering van kritieke chemische productielocaties veilig te stellen. Dit omvat ook spoedmaatregelen die specifiek zijn toegesneden op locaties met een hoog sluitingsrisico.

Appreciatie van het kabinet

Het kabinet verwelkomt de ontwikkelde methodologieën voor het aanwijzen van kritieke moleculen en productiesites. Zij roept de Europese Commissie op om deze zo snel mogelijk toe te passen om zo tot een gedragen lijst van kritieke moleculen en productiesites te komen. Daarbij is van belang dat deze lijst voldoende selectief is. Nederland is bovendien tegen het a priori classificeren van PFAS – zoals PTFE – als kritiek molecuul. Per molecuul moeten de milieukosten tegen de (economische) baten worden afgewogen. Dit is door Nederland ingebracht in de Alliantie.

Het grootste deel van de beleidsaanbevelingen sluiten aan bij de kabinetsinzet voor verduurzaming van de industrie en het vergroten van de open strategische autonomie en weerbaarheid van Nederland en Europa. De werkgroep roept op om de methodologie zo snel mogelijk toe te passen om de moleculen die kritiek zijn voor Europa in kaart te brengen. En daarnaast zorg te dragen dat de aanbevelingen rondom handelsmaatregelen en vraagcreatie goed aansluiten op de moleculen en sites die als kritiek geoormerkt worden.

³⁷ [CCA WG1 recommendations](#)

³⁸ [Critical Chemicals Alliance: recommendations](#) (2026)

³⁹ [CCA WG1 recommendations](#)

Nederland kan echter geen aanbevelingen steunen die de integriteit van het ETS systeem aantasten. Ook heeft Nederland ingebracht dat aandacht voor energiekosten niet mag leiden tot directe compensatie van gas of andere fossiele brandstofprijzen (geen extra fossiele subsidies). Dit is in het rapport opgenomen als afwijkend standpunt. Specifiek betreft dit de volgende aanbevelingen van Werkgroep 1:

- **(Spoed)maatregelen ter herstel van kostprijsconcurrentie van kritieke productielocaties via verlichting van energiekosten:** de werkgroep stelt maatregelen voor ter compensatie van energie kosten voor kritieke productielocaties en aanpassing van het ETS-systeem (door middel van benchmarks en vrije allocatie). De werkgroep vraagt de EU om stabiele, voorspelbare en competitieve electriciteitsprijzen te garanderen; alle energiebronnen zijn hiervoor in scope. Ook wordt gevraagd de IKC-regeling te verlengen tot na 2030. Nederland onderschrijft het belang van concurrerende energiekosten voor de (chemische) industrie. Het Kabinet ziet de IKC als het geëigende middel hiervoor, en heeft hier ook al middelen voor gealloceerd. Zoals ook opgenomen is in de *dissenting opinions* kan het Kabinet geen aanbevelingen steunen die de integriteit van het ETS systeem aantasten, of die leiden tot directe compensatie van fossiele brandstofprijzen, aangezien dit zou leiden tot extra fossiele subsidies.
- **Het staatssteunkader aanpassen om gerichte financiële ondersteuning mogelijk te maken voor transformatie- en moderniseringsinvesteringen van kritieke locaties.** Er is sprake van knellende staatssteunkaders voor transformatie- en moderniseringsinvesteringen. Zo is de Europese definitie van Ondernemingen in Moeilijkheden (OIM), in de staatssteunkaders, een groot knelpunt voor het innovatieve bedrijfsleven. De huidige toets sluit veel innovatieve start- en scale-ups onterecht uit van het ontvangen van steun (subsidies en niet marktconforme leningen). Het Kabinet zet zich o.a. in op wijziging van deze definitie zodat die beter aansluit op de behoefte uit de praktijk.
- **Investeringen stimuleren:** de werkgroep roept op tot nieuwe en meer EU-calls, om meer ETS inkomsten vanuit de chemische industrie in te zetten vóór de chemische industrie en om financiële steun vanuit het Innovation Fund voor First-of-a-kind faciliteiten⁴⁰. Het kabinet is ook van mening dat ETS-veilingopbrengsten worden besteed aan de sectoren waar de middelen worden opgehaald. Nederland benadrukt echter dat de EU of de CCA geen zeggenschap heeft over de besteding van deze middelen door lidstaten. Daarom beschouwt Nederland de aanbeveling om ETS-opbrengsten voor de chemische industrie in te zetten als een advies aan de EU, niet als een verplichting voor lidstaten.

In de aanbevelingen van Werkgroep 1 wordt ook verwezen naar maatregelen die onder de opdracht van andere werkgroepen vallen. De reactie van het Kabinet

⁴⁰ Een First-of-a-kind (FOAK) faciliteit is de allereerste commerciële productiefaciliteit die een compleet nieuwe, innovatieve technologie op grote industriële schaal toepast.

over **handelsmaatregelen, investeringen en modernisatie** en **vraagcreatie**, vindt u hieronder onder de kopjes van de betreffende werkgroepen.

Werkgroep 2: Handelsmaatregelen

Opdracht

Deze werkgroep had de opdrachten om:

- 1) De industrie te steunen met informatie en het vroeg signaleren van handelsverstoringen en toename van import.
- 2) Aanbevelingen te doen voor het versnellen van het proces om handelsdefensieve maatregelen aan te vragen.
- 3) Aanbevelingen te doen voor samenwerkingsovereenkomsten die toegang tot grondstoffen of marktkansen kunnen creëren voor de Europese chemische sector. Dit laatste rapport wordt in oktober verwacht.

Resultaten en appreciatie van het kabinet

Voor werkgroep twee zijn acht concrete, puntsgewijze aanbevelingen aangenomen: zeven voor de korte termijn en één voor de middellange termijn. Deze aanbevelingen worden hieronder één voor één geapprecieerd.

- 1) **Versnellen van de intakefase** van handelsdefensieve zaken, waar in het huidige systeem vaak vertraging ontstaat doordat zaken op first-come-first-served basis worden behandeld. Het rapport stelt voor te onderzoeken hoe de doorlooptijd van het indienen van een conceptklacht tot aan de start van een onderzoek kan worden beperkt tot maximaal vier maanden. Het Kabinet ziet risico's in een harde deadline van vier maanden, maar is positief over het instellen van een streefdoel.

Als een van de oorzaken van vertraging worden incomplete conceptzaken genoemd. Het rapport stelt daarom een voorafgaande triage op basis van kwaliteit voor, waarbij goed onderbouwde klachten prioriteit krijgen en zwakke of incomplete klachten snel worden teruggestuurd met duidelijke feedback. Transparante criteria moeten bedrijven daarbij vooraf inzicht geven in wat nodig is om een kansrijke zaak in te dienen.

Het Kabinet is zich bewust van de toenemende vraag naar inzet van handelsdefensieve maatregelen, de beperkte personele capaciteit van de Europese Commissie, en de relatief lange doorlooptijden tussen het indienen van klachten en het starten van onderzoeken. Het kijkt dan ook met interesse naar deze aanbeveling en ziet graag concrete implementatievoorstellen van de Europese Commissie.

- 2) **Aanpassing van de volgorde** waarin zaken zouden moeten worden behandeld. Het rapport stelt dat prioriteit zou moeten worden gegeven aan zaken waarin sprake is van een kritieke belang, zoals het beschermen van (een van de) laatste producenten van een chemisch product in de EU. De resultaten van werkgroep 1 kunnen bijdragen aan bepalen van prioritair gevallen. In voorkomende gevallen zou de Commissie versneld een onderzoek moeten starten, en waar mogelijk in een vroeg stadium voorlopige

maatregelen moeten voorstellen. Het kabinet ziet meerwaarde in deze aanbeveling, en ziet daarbij ook een rol voor de industrie zelf om kritieke gevallen te identificeren. Versnelling van procedures mag echter niet ten koste gaan van juridische soliditeit van onderzoeken en maatregelen, noch van het tijdig instellen van onderzoeken in andere sectoren van strategisch belang.

- 3) **Richt snoeren** van de Europese Commissie die bedrijven kunnen gebruiken om handelsdefensieve klachten in te dienen. Het rapport stelt dat beschikbare info uitgebreid dient te worden, alsook overzichtelijk op één (digitale) plek samengebracht. Het kabinet maakt zich hard voor het reduceren van onnodige regeldruk en duidelijke, toegankelijke richtsnoeren kunnen daar aan bijdragen. Het kabinet verwelkomt dergelijke initiatieven dan ook van harte en ziet actie van de Europese Commissie dan ook graag tegemoet.
- 4) **Beschikbaarheid en mate van detail van handelsdata.** Het rapport stelt dat de standaard 8-cijferige code (chemie) producten niet voldoende uitsplitst. Handelsdefensieve zaken hebben vaak betrekking op een subgroep van dergelijke productclusters. Het gebrek aan beschikbare handelsdata op dit soort subgroepen zou problemen opleveren in de voorbereiding en behandeling van dergelijke zaken. In het rapport wordt daarom gesteld dat handelsdata fijnmaziger (10-cijferig) moet worden uitgesplitst. Deze data zou reeds worden verzameld, maar momenteel niet breed beschikbaar worden gesteld wegens gebrek aan codering. De Commissie wordt gevraagd om deze data breder en duidelijker beschikbaar te stellen.
- 5) **Registreren van import onder anti-dumping onderzoek** vanaf dag één. Momenteel gebeurt dit, zo stelt het rapport, vaak pas na zo'n tweeëneenhalve maand. Dit is van belang omdat bedrijven met terugwerkende kracht heffingen kunnen innen indien ze in het gelijk worden gesteld. Daarnaast wordt de Commissie met deze aanbeveling aangespoord om een kortere doorlooptijd te hanteren voor het instellen van voorlopige maatregelen. Het kabinet ziet de meerwaarde van het tijdig registreren van import na de start van een onderzoek, bijvoorbeeld om *stockpiling* tegen te gaan. Deze stap kan bijdragen aan effectievere bescherming van de EU industrie. Dit mag echter geen disproportionele negatieve impact hebben op andere partijen, zoals importeurs en downstream gebruikers. Het kabinet kijkt positief naar mogelijkheden om doorlooptijden te verkorten, zolang dit niet ten koste gaat van de juridische soliditeit van onderzoeken en maatregelen.
- 6) **(Strengere) handhaving** en het tegengaan van omzeiling. Er wordt aangegeven dat omzeiling van handelsmaatregelen steeds frequenter voorkomt en dat de tools waarover de Commissie beschikt om dit soort praktijken tegen te gaan op dit moment niet optimaal worden ingezet. Gesteld wordt dat coördinatie tussen de verschillende Europese instanties, als ook de lidstaten, verbeterd moet worden. Dergelijke aanbevelingen kan het kabinet alleen maar aanmoedigen. Daarnaast wordt onder deze aanbeveling aangegeven dat de Commissie proactiever gebruik moet maken van de beschikbare mogelijkheden om omzeiling te voorkomen, o.a. door meer actief te monitoren waar nodig. Het kabinet onderschrijft een dergelijke aanpak,

omdat hiermee een effectieve slag kan worden geslagen zonder dat het juridisch kader of de beschikbare toolkit daarvoor moet worden aangepast. Ook de aanbeveling om nauwer samen te werken met derde landen om dergelijke praktijken te voorkomen onderschrijft het kabinet. Het opzetten van een centraal contactpunt zou nuttig kunnen zijn, voor zover dit ook daadwerkelijk verlichting biedt aan bedrijven voor wat betreft de regeldruk.

- 7) **De manier waarop schade wordt vastgesteld** en de ogenschijnlijke discrepantie met de huidige marktrealiteit. Het kabinet is van mening dat schade, zeker in preciaire gevallen als, bijvoorbeeld, anti-dumping zaken, zo accuraat en realistisch mogelijk moet worden vastgesteld. Wat het kabinet betreft behoudt DG TRADE echter de discretie om dergelijke schade, alle afwegingen in acht nemend, naar eigen inzien vast te stellen. Indien DG TRADE naar aanleiding van deze aanbeveling besluit om haar rekenmethodes opnieuw te evalueren om zo goed mogelijk tegemoet te komen aan de reële schade die wordt geleden, kan het kabinet dit ondersteunen.
- 8) **Gerichte juridische aanpassingen** om het gelijke speelveld te bewaken toe op de middellange tot lange termijn. Dit soort gerichte juridische aanpassingen vergen nadere analyse, en dienen te worden gewogen in bredere overwegingen over hervormingen van het EU handelsdefensief instrumentarium.

Werkgroep 3: Investerings en modernisatie

Opdracht

Deze werkgroep heeft tot opdracht om:

- 1) Een kwartaalrapportage te ontwikkelen met voor het signaleren van sluitingen en afschaling van productie.
- 2) Maatregelen te ontwikkelen voor modernisatie en verbetering van het langetermijn concurrentievermogen van chemische productie in Europa. De werkgroep richt zich op kritische productie in Europa, te beginnen met een pilotproject op stoomkrakers en ammoniakproductie onder de Competitiveness Coordination Tool.

Resultaten

Uit de rapportage blijkt dat tussen 2022 en het eerste kwartaal van 2026 in totaal voor 39 miljoen ton chemische productiecapaciteit is gesloten of sluiting is aangekondigd. Dit komt overeen met ongeveer 10% van de totale Europese productiecapaciteit. 18% van deze sluitingen (7.2 miljoen ton) valt binnen Nederland. In dezelfde periode is in totaal voor 7.1 miljoen ton capaciteit aan investeringen aangekondigd, slechts 2% van de Europese chemische productiecapaciteit en ver onder het historisch gemiddelde.

De werkgroep doet aanbevelingen voor verbeteren van het investeringsklimaat voor chemie productie in de EU op 3 sporen:

1. Overleven – Het voorkomen van onomkeerbare sluitingen, verlies van banen en infrastructuur
2. Moderniseren – Maak verbeteringen aan bestaande krakers, ammonia en andere fabrieken investeerbaar

3. Versnellen – Het opschalen van duurzame productie

Aanbevelingen worden gedaan op de volgende beleidsterreinen:

- **Vraagcreatie** (zie werkgroep 4)
- **Gelijk speelveld** (zie werkgroep 2)
- **Energiekosten** – Het kabinet zet in op *indirecte kostencompensatie* (IKC) en de envelop elektriciteitskosten voor het compenseren voor hoge elektriciteitskosten.
- **CO2 kosten** – De werkgroep vraagt om behoud van gratis toewijzing van ETS rechten waar CBAM nog geen bescherming biedt en het direct terugsluizen ('earmark') van ETS kosten naar behoud en verduurzaming van de industrie. De Nederlandse inbreng komt niet overeen met de aanbevelingen van werkgroep 1 op dit punt en is als dissenting opinion opgenomen in het rapport.
- **Grondstoffen** – Het kabinet is voorstander van de voorgestelde circulariteitshubs voor gezamenlijke voorbewerking, logistiek en voorraden, het verduidelijken massa-balans, einde-afvalstatus en duurzame koolstofcriteria en het ontwikkelen van een interne markt voor secundaire grondstoffen
- **Infrastructuur** – Het kabinet steunt het voorstel om grensoverschrijdende plannen te ontwikkelen voor elektriciteitsnetwerken, CO2 transport en opslag, waterstof, havens, terminals en logistiek. Voorrang voor "Strategische Chemische Projecten" bij industriële infrastructuur.
- **Financiering en risicoreductie** – Er wordt opgeroepen tot CAPEX en OPEX support met garanties, hedging, CCfD, belasting kredieten, versnelde amortisatie, EIB of nationale kredietversterking en strategische publieke investeringen. Daarnaast is er aandacht voor tijdelijke OPEX kostenverlichting door kortingen, garanties, voorschotten en directe compensatie via ETS gelden of een 'Chemical Resilience and Transformation Window'. Het kabinet ziet Contracts for Difference als veelbelovend, maar benadrukt dat ook hier uitdagingen verwacht worden in de uitvoering, waardoor verdere uitwerking nodig is.
- **Regulering en vergunningen** – De aanbevelingen zien toe op parallelle vergunningverlening, versnelde procedures voor zaken van publiek belang, koepelvergunningen, uniforme subsidie-toekenningscriteria, verplichtende grensoverschrijdende vergunningsprincipes voor CO2, waterstof en andere buisleidingen.
- **Governance** – EU coördinatie van steunmaatregelen om concentratie van steun in enkele (high fiscal capacity) lidstaten te voorkomen.

Het rapport schat de kosten voor de industrie voor overleven, moderniseren en opschalen op € 490-585 miljard tot 2034. Er wordt geconstateerd dat de meeste financiële EU-instrumenten (zoals Horizon Europe en het Innovation Fund), met name gericht zijn op onderzoek en ontwikkeling, ontoereikend zijn en dat de criteria veel industriële moderniseringsinvesteringen uitsluiten.

Appreciatie van het kabinet

Het rapport doet een groot aantal aanbevelingen op een breed scala aan onderwerpen. Een deel van de aanbevelingen van deze werkgroep sluiten aan bij de kabinetsinzet voor verduurzaming van de industrie, zoals het creëren van voorspelbare vraag naar duurzame producten; het ontwikkelen van 'circularity hubs' voor verbouwing, logistiek en opslag van secundaire grondstoffen; het ontwikkelen van grensoverschrijdende elektriciteitsnetwerken; het linken van opschalende fabrieken aan bestaande clusters en infrastructuur, het gebruik van Strategic Chemical Project status en NZIA-stijl procedures.

Werkgroep 3 doet vergelijkbare aanbevelingen ten aanzien van ETS en handelsmaatregelen als werkgroep 1 en 2, de reactie van het Kabinet hierop vindt u hieronder onder de kopjes van de betreffende werkgroepen.

Werkgroep 4: Vraagcreatie

Opdracht

Deze werkgroep, onder het voorzitterschap van Nederland, had tot opdracht te analyseren welke vraagcreatie maatregelen kunnen bijdragen aan het creëren van marktvraag naar:

- 1) Koolstofarme producten en
- 2) Producten op basis van duurzame koolstof (op basis van niet-fossiele grondstoffen, inclusief biomassa, gerecycled afval en afgevangen CO en CO₂).

Vraagcreatie is nodig om verduurzamingsprojecten binnen de waardeketen investeerbaar te maken. Nederland zet zich al langer in voor vraagcreatie voor onder andere chemie, zoals als ook bepleit in het non-paper '[Demand creation for clean products in the steel and chemical industry](#)'.

Resultaat

Het rapport geeft een overzicht van beleidsopties, waarbij rekening wordt gehouden met de verschillende perspectieven binnen de industrie en waardeketen over de geschiktheid van deze opties voor specifieke eindmarkten.

De werkgroep concludeert dat geen enkele afzonderlijke beleidsmaatregel voldoende zal zijn. Om tegemoet te komen aan de urgente behoefte aan maatregelen die op korte termijn breed kunnen worden geïmplementeerd, onderzocht de werkgroep een combinatie van marktspecifieke maatregelen, gerichte horizontale maatregelen voor *gate-to-gate*-emissies⁴¹ en randvoorwaarden op korte, middellange en lange termijn:

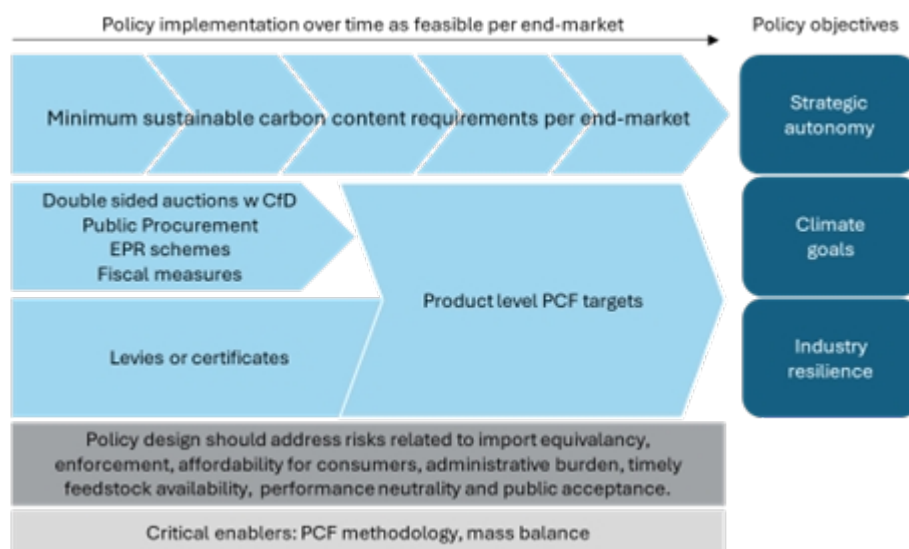
- **Koolstofvoetafdruk doelstellingen (Product Carbon Footprint, PCF)** kunnen op de lange termijn zowel koolstofarme als duurzame koolstofroutes stimuleren. De uitvoering hiervan is echter afhankelijk van de ontwikkeling van geharmoniseerde methodologieën, databeschikbaarheid en gemeenschappelijke standaarden. De werkgroep roept dan ook op tot het versneld ontwikkelen van deze methodologieën, data en standaarden. Binnen de sectoren bouw en eindmarkten van kunstmest (voedsel, voedingsingrediënten, diervoeder en (natuurlijke)

⁴¹ Proces-emissies die bij het productieproces vrijkomen.

vezels) zijn al verder met deze ontwikkelingen, hier kunnen maatregelen mogelijk eerder worden geïmplementeerd.

- **Minimumeisen voor duurzame koolstofinhoud** voor bio-, secundaire en op CO₂ gebaseerde grondstoffen kunnen voorspelbare vraag op schaal creëren voor duurzame koolstofproducten, met name in volumemarkten zoals verpakkingen en textiel. De werkgroep beveelt aan hiermee zowel drop-ins als alternatieve routes te stimuleren. Gelijktijdigheidsclausules, die eisen dat geïmporteerde producten aan dezelfde standaarden voldoen, zijn nodig om internationaal een gelijk speelveld te waarborgen. Het kabinet roept de Commissie op deze aanbeveling onder andere te concretiseren middels ambitieuze biobased doelstellingen in de PPWR. Een voorstel hiervoor wordt verwacht in 2027. Ook roept het kabinet op deze aanbevelingen mee te nemen in relevante productnormen die onder de ESPR de komende jaren uitgewerkt worden.
- **Heffingen of certificaten:** een mechanisme waarbij een verplichting dicht bij de eindconsument wordt gelegd, om de productie van koolstofarme en/of duurzame koolstofproducten direct te stimuleren totdat PCF-gebaseerde beleidsmaatregelen kunnen worden ingevoerd. Deze beleidsoptie vereist verdere uitwerking, waaronder opties voor *eco-modulatie* om marktvraag naar duurzame producten te creëren, ontwerp oplossingen om de in dit rapport genoemde zorgen van stakeholders te adresseren, en de evolutie naar PCF-gebaseerde beleidsmaatregelen in de loop van de tijd.
- Dubbelzijdige veilingen met Contracts for Difference (CfD) worden door veel partijen gezien als een veelbelovend tijdelijk horizontaal instrument om investeringsrisico's te verkleinen en de *green premium* te overbruggen. Dit is echter geen vraagcreatie maatregel.
- Het rapport benoemt ook andere marktspecifieke maatregelen die een aanvullende rol kunnen spelen, zoals groene overheidsopdrachten, uitgebreide producentenverantwoordelijkheid. Het effect van mogelijke gerichte (tijdelijke) btw-verlagingen, en gerichte vrijstelling van biodegradeerbare verpakkingen van beperkingen voor eenmalig gebruik wordt beperkt geacht.

Om te zorgen dat investeringen daadwerkelijk in Europa plaatsvinden stelt de werkgroep voor om toegang tot stimuleringsmaatregelen voor overheidsopdrachten en andere vormen van publieke ondersteuning afhankelijk maken van een bepaald aandeel materialen van EU-oorsprong.



Figuur 1: Vereenvoudigde weergave van de samenhang en mogelijk gefaseerde implementatie van de besproken beleidsopties. Binnen de werkgroep bestaan verschillen van inzicht over de wenselijkheid van individuele beleidsopties.

Het rapport benadrukt dat, met name bij vertegenwoordigers van eindmarkten, grote zorgen met betrekking tot betaalbaarheid voor consumenten; administratieve lasten; tijdige beschikbaarheid van grondstoffen; prestatie-neutraliteit; maatschappelijke acceptatie; afstemming met het bestaande regelgevingskader en handhaafbaarheid. Deze risico's moeten op politiek niveau worden afgewogen tegen het risico van uitstel, zowel wat betreft klimaatimpact als economische afhankelijkheid. Verdere verkenning is nodig om per productcategorie passende beleidspakketten te identificeren, , op basis van impact analyses en stakeholder consultaties.

Appreciatie van het kabinet

Versnelde ontwikkeling van een coherent EU-kader voor *product carbon footprint* boekhouding is in lijn met het kabinetsstandpunt op ketenemissies, maar is erg complex. Het belang wat wordt gehecht aan minimumeisen voor duurzame koolstofinhoud voor zowel bio-, secundaire als CO₂ gebaseerde grondstoffen komt overeen met de kabinetsinzet op vraagcreatie in een breed scala aan eindmarkten. Zo zet het kabinet zich onder andere in voor opname van minimumeisen voor een aandeel biograndstoffen, met daarbij horende duurzaamheidscriteria, in de Packaging and Packaging Waste Directive (PPWR) en voor ontwikkelen van maatregelen binnen de Ecodesign and Sustainable Products Regulation (ESPR) gericht op onder andere textiel.

Het kabinet is daarnaast ook voorstander van maatregelen om investeringen in emissiereductie (low-carbon producten) binnen de waardeketen te belonen door middel van vraagcreatie maatregelen. Dit vraagt echter wel verdere uitwerking. Ten aanzien van het uitbreiden van ecomodulatie of tariefdifferentiatie binnen bestaande UPV's is het kabinet positief. Ecomodulatie kan voor producten waar de afvalbeheerbijdrage een groot aandeel van de kostprijs is een sterke prikkel geven

voor duurzamer ontwerp⁴². Het kabinet is voornemens om bij aankomende herzieningen van UPV's en nieuwe UPV's in te zetten op het optimaal benutten van het UPV-instrument ten behoeve van circulariteit. Hierbij wordt ook gekeken naar ecomodulatie. Het kabinet wil niet meegaan in het idee voor een gerichte vrijstelling voor bepaalde biodegradeerbare kunststofproducten voor eenmalig gebruik in de context van de SUP Richtlijn. Het kabinet heeft er bij de Europese Commissie juist op aangedrongen om in de context van de SUP Richtlijn en de PPWR een definitie van 'kunststof' te hanteren die zowel fossiel, biogebaseerd, gerecycled en bioafbreekbaar kunststof omvat. In de huidige btw-regelgeving is het niet mogelijk om voor producten die dezelfde functie hebben maar duurzamer zijn geproduceerd een lager btw-tarief toe te passen en is een subsidie effectiever. Wel heeft de EC aangekondigd te komen met voorstellen voor 'groene btw'.

Het kabinet steunt de voorgestelde inspanningen voor het ontwikkelen van massabalans systematiek om duurzame koolstofinhoud door de waardeketen te traceren. Het kabinet benadert een Europees voorkeursprincipe met terughoudendheid. Het EU-voorkeursprincipe kan worden ingezet om de weerbaarheid van de Unie te versterken en, wanneer minder ingrijpende maatregelen of inzet van bestaande handelsinstrumenten ontoereikend zijn, om strategische markten te stimuleren die essentieel zijn voor de lange termijn weerbaarheid van de Unie, waarbij per sector, waardeketen of industrie zorgvuldig de baten afgewogen moeten worden tegen de kosten, in brede zin. Het kabinet zet zich in voor een made *with* Europe, met inachtneming van internationale verplichtingen. Daarnaast zal het ook de uitvoerbaarheid van eventuele voorstellen voor de chemie afgewogen worden.

⁴² Kamerstukken II 2025-2026, 32852, nr. 408.

Aan de Minister van Klimaat en Groene Groei
Aan de Minister van Economische Zaken en Klimaat
Aan de Staatssecretaris van Klimaat en Groene Groei

**Directoraat-generaal
Realisatie Groene Groei**
Directie Verduurzaming
Industrie

Auteur

TER BESLISSING

Datum aangemaakt

1 oktober 2026

Kenmerk

KGG_DGRGG_VI / 108509434

RT-0000161376

Kopie aan

Bijlage(n)

1. Kamerbrief integraal beeld industrie
2. Visie BCP
3. Rapportage Verduurzamingsprojecten en knelpunten in de Nederlandse industrie 2026
4. Rapport Breaking free from fossil dependence
5. Rapport Barriers to Advanced Biofuels

nota

TER BESLISSING

Kamerbrief integrale aanpak industrie

Parafenroute

Aanleiding

In het commissiedebat verduurzaming industrie van april jl. heeft u (MKGG) toegezegd een integrale aanpak van het industriebeleid naar de Kamer te sturen in het najaar. Bijgaand ontvangt u deze Kamerbrief.

Geadviseerd besluit

U kunt instemmen met verzending van bijgevoegde Kamerbrief inclusief bijlagen.

Kernpunkte

- De brief richt zich met name op de energie-intensieve industrie (EII), maar wel nadrukkelijk binnen de context van het brede industriebeleid.
- De hoofdboodschap luidt: op naar een duurzame, toekomstbestendige, concurrerende Nederlandse industrie in een weerbaar Europa. Daarbij wordt er achtereenvolgens ingegaan op:
 - Hoe komen we daar: welke verduurzamingsroutes, rol van bestaande vs. nieuwe industrie, welke randvoorwaarden zijn hiervoor nodig?
 - Wat zijn de grootste uitdagingen? Zoals op het gebied van adequate vraagcreatie, concurrentiebescherming tegen import, financiering, technologieontwikkeling en infrastructuur?
 - Hoe wordt bestaand en nieuw instrumentarium ingezet voor het vestigingsklimaat en verduurzaming, met specifieke aandacht voor de chemie, en hoe dit vergelijkt met buurlanden.

- Hoe verhoudt het Nederlandse beleid zich tot het Europese beleid, primair sluiten we aan bij Europa maar wat doen we aanvullend nationaal?
- De visie Brandstof- en chemiegrondstofproductie (BCP) wordt als bijlage verzonden bij deze Kamerbrief.
- Daarnaast worden ook de uitkomsten van de Critical Chemical Alliance (CCA) en onze reactie daarop meegestuurd.



Toekomstvisie Brandstoffen- en chemiegrondstoffen- productie



Inhoudsopgave

Samenvatting	3
1 Aanleiding en kernvragen	7
2 Wat zijn de opgaven?	9
3 Opbouw hernieuwbare brandstoffen en chemieproductie	12
3a Vier toekomstbeelden opbouw hernieuwbare BCP	12
3b Publieke belangen	14
3c Conclusie opbouw hernieuwbare BCP	21
4 Afbouw en emissiereductie in de fossiele BCP-sector	24
4a Huidige situatie en verwachtingen voor afbouw en emissiereductie	24
4b Vier toekomstbeelden voor de fossiele BCP	26
4c Publieke belangen	27
4d Conclusie afbouw en emissiereductie fossiele BCP	30
5 Conclusie	31
Begrippenlijst	34
Afkortingenlijst	35
Bijlage 1: Basisgegevens Nederlandse raffinagesector	36
Bijlage 2: Hernieuwbare brandstoffen- en chemieproductieroutes voor Nederland	37
Bijlage 3: verwacht aanbod van duurzame biograndstoffen	39

Samenvatting

Deze visie beschouwt de toekomst richting 2050 van de brandstoffen- en chemiegrondstoffen-productie in Nederland (hierna BCP), in het licht van EU-brede korte termijnproblemen en lange-termijnopgaven ten aanzien van duurzaamheid, weerbaarheid en verdienvermogen. Om de lange-termijnopgaven te verwezenlijken moet de sector tegelijkertijd investeren in opbouw van meer hernieuwbare BCP en in emissiereductie bij resterende fossiele productiecapaciteit, zodat er gecontroleerde afbouw van fossiele capaciteit mogelijk is zonder weglek van kennis en hernieuwbare capaciteit. De transitie biedt op die manier nieuwe kansen voor de Nederlandse economie en draagt bij aan leveringszekerheid van brandstoffen en chemische waardeketens. Daarom speelt naast de raffinagesector (fossiel en biobased), ook de afvalverwerkende industrie in deze visie een belangrijke rol als circulaire grondstofleverancier voor hernieuwbare BCP.

Uitgangssituatie en onzekerheden

De uitgangssituatie voor de transitie van de BCP-sector in Nederland kent goede fundamenten met de gunstig gelegen vestigingen in of nabij havens aan de Noordzee, maar ook knelpunten en problemen. Zo heeft de recente sluiting van de Straat van Hormuz opnieuw laten zien hoe kwetsbaar de EU-landen zijn voor plotselinge verstoring van aanvoerketens van ruwe olie, aardgas en fossiele olie- en chemieproducten.¹ Oliemaatschappijen hebben aan de verstoring veel geld verdiend met raffinage- en handelsactiviteiten, maar raffinaderijen hebben in Nederland te maken met hogere elektriciteitskosten dan concurrenten elders, met name door relatief hoge nettarieven, waar omringende landen forse kortingen op geven.² De komende jaren komt daar een geleidelijke stijging van de ETS-kosten bij, tot drie maal het huidige niveau (bij installaties waarvan de emissies niet gereduceerd worden).³

De Nederlandse raffinagesector kampt in het Europese speelveld met een ongelijke concurrentiepositie. Incidentele winsten nemen niet weg dat zonder structurele investeringen de continuïteit op de lange termijn onzeker is. Dit risico botst met de noodzaak om onze raffinagecapaciteit op peil te houden. In het kader van de Europese weerbaarheid en strategische autonomie fungeert Nederland immers als een cruciale speler voor Noordwest-Europa.

Elke toekomstvisie bevat veel onzekerheden, waaronder de snelheid van technologische ontwikkelingen en toekomstige grondstofprijzen, mede als gevolg van geopolitieke spanningen. Er is ook onzekerheid over de snelheid waarmee de vraag naar fossiele olieproducten zal dalen en verschuift naar hernieuwbare producten. De visie BCP sluit aan bij het herziene Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) en de Visie opschaling aanbod duurzame koolstofdragers (VOADK), waarin de opkomst van elektrische mobiliteit en groeiende vraag naar duurzame brandstoffen voor luchtvaart, scheepvaart en een specifiek deel van wegvervoer en duurzame chemiegrondstoffen zorgen voor een grote verandering in de energievraag (zie tabel 1), binnen een aanzienlijke bandbreedte. Deze ontwikkelingen zijn zeker, maar de onzekere timing ervan brengt risico's met zich mee die door de sector in meer of mindere mate beheerst kunnen worden, onder meer door tijdig installaties te verduurzamen, in te spelen op de vraag naar duurzame producten, of te sluiten.

Op basis van nu beschikbare kennis over technische verduurzamingsroutes schetst deze visie verschillende toekomstbeelden van de wijze waarop Nederland om kan gaan met onzekerheden en risico's. Dit gebeurt voor zowel de opbouw van hernieuwbare productiecapaciteit, als voor ombouw en afbouw van fossiele capaciteit. Deze processen moeten in samenhang worden uitgevoerd: afbouw zonder opbouw leidt tot verlies van economische activiteit en werkgelegenheid, opbouw zonder afbouw leidt tot een ingewikkelde concurrentie om ruimte, expertise en kapitaal, evenals voortdurende

¹ Daarbij valt op dat de olieprijsstijging al maanden gedempt wordt door China (met naar schatting minstens 30 \$ per vat), dat de eigen importvraag bijna halveerde naar 5,5 Mbpd, door in te teren op strategische reserves en beperking van de binnenlandse en buitenlandse vraag naar olieproducten. OPEC is hiertoe niet in staat. The Economist, August 15th 2026, pp. 61-62. Voor de EU betekent dit extra afhankelijkheid van China.

² PwC Strategy& (2026) Speelveldtoets 2026.

³ PwC Strategy& (2026) Speelveldtoets 2026.

afhankelijkheid van fossiele brandstoffen uit instabiele regio's. Daarna worden de toekomstbeelden vergeleken aan de hand van de mogelijke effecten op de maatschappelijke opgaven en publieke belangen, waaronder duurzaamheid, economische kracht, strategische autonomie (weerbaarheid) en ruimte en leefomgevingskwaliteit. Op basis hiervan wordt ten slotte een keuze gemaakt ten aanzien van de meest wenselijke toekomstbeelden. Deze zullen worden uitgewerkt in een beleidsagenda, parallel met de uitwerking van de beleidsagenda voor duurzame chemie, die volgt uit de plannen 'Perspectief op de Chemie' en 'Visie op Duurzame Koolstof in de Chemische Industrie'.⁴

Gewenste richting en randvoorwaarden

De marktvraag naar brandstoffen en chemiegrondstoffen zal stap voor stap veranderen van fossiel naar duurzaam en kan in belangrijke mate bediend worden door Nederlandse raffinaderijen. Nederland beschikt over de benodigde kennis en expertise en Nederlandse raffinaderijen zijn (energie)efficiënter dan veel van de concurrenten in andere landen.⁵ Essentieel is dat de binnenlandse productie, samen met de te verwachten mogelijkheden voor een divers aanbod aan import, op elk moment voldoende is om ten minste aan de nationale brandstofbehoefte in mobiliteit (luchtvaart, scheepvaart en wegvervoer) te voldoen en aan de grondstofbehoefte van de chemie. Daarbij is van belang dat volgens het PBL zonder aanvullend Europees en nationaal beleid de importafhankelijkheid van fossiele energiebronnen richting 2040 nog groot zal zijn, onder meer voor BCP.⁶ Dit versterkt de behoefte aan voldoende regie over de gelijktijdige opbouw van hernieuwbare raffinage en afbouw van fossiele raffinagecapaciteit in de EU en Nederland. De totale productiecapaciteit (inclusief noodvoorraden) zal bovendien voldoende moeten zijn om in tijden van nood te kunnen voorzien in de militaire behoeften.⁷

Deze visie geeft een antwoord op de vraag hoe we in de transitie meerdere strategische opgaven tegelijkertijd kunnen realiseren. Daartoe is beoordeeld welke mix van hernieuwbare productiecapaciteit gewenst is en in welk tempo de fossiele BCP het best gecontroleerd kan worden afgebouwd, gebaseerd op een palet aan publieke belangen, waaronder duurzaamheid, economische kracht, strategische autonomie (weerbaarheid) en ruimte- en leefomgevingskwaliteit. Op basis van de scores over de publieke belangen bij hernieuwbare BCP kan geconcludeerd worden dat het wenselijk is om te streven naar een mix van eigen productie op basis van import uit een diverse groep landen van duurzame ruwe biograndstoffen (na een eerste bewerkingstap in het land van herkomst), tussengewassen vanuit Nederland en de rest van Europese Unie en gesorteerd restafval, naast import van halffabricaten. Daarnaast is wenselijk dat verdere innovatie en ontwikkeling van onder andere e-fuelsproductie plaatsvindt, die nu nog zeer duur is, om op lange termijn in een deel van de hernieuwbare BCP te kunnen voorzien. Op langere termijn wil het kabinet ook inzetten op binnenlandse productie van e-fuels naast bio-BCP. E-fuels kunnen daarbij gemaakt worden van geïmporteerde e-methanol. De import van energiedichte halffabricaten en het realiseren van een aanzienlijk deel van de biogene keten in Nederland gaat gepaard met belangrijke maatschappelijke voordelen en is bovendien kostentechnisch kansrijk.⁸

De fossiele BCP zal gecontroleerd afgebouwd moeten worden, waarbij het tempo voornamelijk bepaald wordt door het tempo van opbouw van hernieuwbare BCP, opbouw van hernieuwbare BCP en dalende marktvraag naar fossiele brandstoffen. Om te voorkomen dat oplopende ETS-kosten leiden tot ongewenst snelle sluitingen en een verminderde leveringszekerheid, is het noodzakelijk dat een deel van de bestaande installaties hun scope 1 en 2 emissies op tijd reduceert.

Om een nieuwe BCP-mix richting 2050 tot stand te brengen, is een beleidsinzet nodig gericht op de volgende operationele doelen (naast het bestaande beleid gericht op verbetering van de randvoorwaarden):

- Het op korte termijn behouden van voldoende fossiele en bioraffinagecapaciteit, voor leveringszekerheid in Noordwest-Europa en een krachtig chemiecluster in de regio Antwerpen-Rotterdam-

⁴ Bijlagen bij Kamerstuk TK 2025-2026, nr. 32813, nr. 1540.

⁵ Naar schatting op basis van NEa-cijfers over de emissies per ton product en de afwijking van de ETS-benchmark, behoren de raffinaderijen in Nederland gemiddeld genomen niet tot de top-10 meest efficiënte installaties, maar wel tot de top-15 à 20 binnen de EU.

⁶ PBL (2026). Klimaat en Energieverkenning 2026.

⁷ The Hague Centre for Strategic Studies (2026). No fuel, no fight.

⁸ TNO (2026). Strategic Routes to Sustainable Carbon Platforms Assessing Domestic Cost Competitiveness in a Global Market: Methanol Cost Staircases for The Netherlands and Import Regions.

- Rijn-Ruhrgebied (het ARRRRA-cluster);
- Opbouw van verdere hernieuwbare BCP in Nederland met oog op het vergroten van:
 - de weerbaarheid en toekomstig verdienvermogen van de keten en daarmee leveringszekerheid voor eindgebruikers in mobiliteit, met name internationale lucht- en scheepvaart;
 - de synergieën voortkomend uit deze opbouw voor de verduurzaming van het grondstoffengebruik in de chemische industrie; en
 - de kansen die het biedt voor het realiseren van de klimaatdoelen, door de aanzienlijk lagere CO₂-uitstoot over de keten van hernieuwbare brandstoffen in vergelijking met fossiele brandstoffen, alsmede door koolstofverwijdering.
- Borging van het Duurzaamheidskader Biograndstoffen van Nederland als leverancier en in de toepassing van biograndstoffen en duurzame halffabricaten, evenals de borging van de bestaande wettelijke kaders die toezien op hoogwaardige afvalverwerking. Dit is een voorwaarde voor de inzet en import van biograndstoffen, afval en secundaire grondstof;
- Voorkomen van disproportioneel publiek budgettair beslag, door onder meer in te zetten op vraagcreatie door middel van ambitieuze Europese normstelling. Hierbij moet lastenverzwaring voor bedrijven en automobilisten en een gelijk internationaal speelveld meegenomen worden.

Ten aanzien van de benodigde hoeveelheden duurzame biograndstoffen en gesorteerd restafval zijn diverse studies uitgevoerd naar beschikbaarheid, waarover het PBL een meta-analyse heeft uitgevoerd (zie ook bijlage 3). Zolang wordt gestuurd op inzet van duurzame biograndstoffen én actief wordt ingezet op het mobiliseren van het beschikbare duurzame potentieel, is er ruimte om in de stijgende vraag naar biograndstoffen voor transitietoepassingen (bijv. biobrandstoffen voor wegverkeer), *hard-to-abate* mobiliteitssectoren (met name lucht- en scheepvaartbrandstoffen) en hoogwaardige toepassingen, zoals biobased chemie en materialen, te voorzien. De Visie Opschaling Aanbod Duurzame koolstofdragers (VOADK), die gelijktijdig met de update van het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) en de Klimaat- en energienota aan de Kamer werd gestuurd, en de Nationale Biograndstoffenstrategie welke later dit jaar volgt, gaan hier nader op in.⁹

Beleidscontouren

Voor deze verandering in de raffinage- en de afvalsector is een integrale lange-termijnaanpak nodig, die investeringszekerheid biedt, opdat met name private middelen hun weg zullen vinden naar projecten. Deze zal uitgewerkt worden in een Beleidsagenda BCP. Enkele contouren van de integrale aanpak laten zich al wel optekenen.

Aangezien een groot deel van het benodigde beleid op het terrein ligt van de EU, zoals een gelijk speelveld op de Interne Markt en vraagcreatie naar hernieuwbare BCP, wil het kabinet in Europa inzetten op een EU-raffinagevisie. Dit zou bijvoorbeeld in het kader van de IAA (*Industrial Accelerator Act*) kunnen gebeuren, waarin raffinage ook een belangrijke sector is. De Europese vraag naar hernieuwbare brandstoffen zal door Europees en internationaal (o.a. via IMO en ICAO) beleid toenemen, tegelijkertijd vraagt investeringszekerheid om heldere lange termijn normering voor mobiliteit en de chemie (RED-IV). Hierbij is aandacht nodig voor hernieuwbare brandstoffen en kan ook gekeken worden naar de rol van producten die in de tussenfase naar volledig hernieuwbare productie een rol kunnen spelen, zoals blauwe waterstof, onder voorwaarden; zo wil het kabinet voorkomen dat er verdringing van groene producten plaatsvindt. Echter, ondanks dat er nieuwe installaties gebouwd worden voor verwerking van oliehoudende restproducten (een bedrijfstak die in Nederland al omvangrijk is), wordt verdere opschaling op dit moment begrensd door de onzekerheid over de blijvende beschikbaarheid van grondstoffen afkomstig uit onder meer Azië, als ook door onzekerheid over de Europese mandaten na 2030. Een toekomstbestendige BCP-sector vraagt daarom om opschaling van geavanceerde vormen van hernieuwbare BCP in de eigen regio, naast import van ruwe biograndstoffen en halffabricaten (lieft voor een groot deel van binnen de EU). Dat vergt ook op korte termijn al publieke en private investeringen, vanwege de doorlooptijden van de benodigde projecten en de verplichtingen voor het bijmengen van biobrandstoffen en het reduceren van broeikasgasemissies die volgen uit Europese wetgeving voor verduurzaming van transportsectoren. Deze aanpak kan onderdeel zijn van de samenwerking met Duitsland en België voor verduurzaming van het bredere ARRRRA-cluster. In de IAA kan ook samenwerking tussen clusters in buurlanden worden versterkt.

⁹ Tweede Kamer 2026-2027, bijlage bij 32813, nr. 1576.

In aanvulling op Europese mandaten, is nationaal beleid van belang dat bedrijven ondersteunt om grootschalige verduurzamingsprojecten te financieren. De kosten van deze FOAKs (*first-of-a-kind factories*) zullen in eerste instantie hoog zijn, maar kunnen worden beperkt door gebruik te maken van leereffecten uit het bouwen van opeenvolgende pilotinstallaties. Ook is bekend dat er synergievoordelen mogelijk zijn als nabijgelegen bedrijven volgens een gezamenlijk totaalplan tot verduurzaming overgaan, zowel in techno-economische zin (denk aan het afstemmen van verduurzamingsroutes) als in termen van efficiënt ruimtegebruik. Het aanpassen van zoveel mogelijk BCP installaties op één industriecluster naar een toekomstbestendig geheel, is dan voordelig.¹⁰ Dit zou gekoppeld kunnen worden aan een ambitieus maar realistisch doel voor het behouden van een hoeveelheid Mton koolstofconversie-capaciteit in Nederland, met een groeiend aandeel hernieuwbare capaciteit richting 2050, waar publieke en private partijen gezamenlijk aan kunnen werken onder regie van de overheid.¹¹ Dit vergt bovendien verbetering van algemene randvoorwaarden voor de energietransitie (in uitvoering door het Nationaal Programma Verduurzaming Industrie). Momenteel verkent IenW de mogelijkheden om de brandstoftransitie-verplichting (BTV) te verlengen voorbij 2030, en de effecten hiervan. Verlenging is aangekondigd in het regeerakkoord en komt tegemoet aan een Kamermotie¹². De BTV normeert de inzet van hernieuwbare brandstoffen, waaronder biobrandstoffen en hernieuwbare waterstof, in het wegvervoer, de binnenvaart en de zeevaart. Daarmee stuurt de BTV op verduurzaming van de mobiliteit. Daarnaast is verlenging van de BTV van groot belang voor de investeringszekerheid voor de productie van deze brandstoffen en kan zo bijdragen aan de verduurzaming van de raffinagesector (BCP-sector). Bij de uitwerking wordt – met het oog op het gelijke speelveld ten opzichte van andere EU-landen – rekening gehouden met het beleid in onder andere Duitsland, België en Frankrijk. De Staatssecretaris van Infrastructuur en Waterstaat heeft aangegeven de Kamer hier voor het einde van het jaar nader over te informeren.¹³ Daarnaast is in het regeerakkoord opgenomen dat het kabinet de ontwikkeling van de productie van SAF in Nederland stimuleert. Vanuit het Klimaat- en Energiefonds is hiervoor reeds financiering beschikbaar gesteld. Wat betreft de fossiele raffinagesector is het van belang dat bestaande installaties hun scope 1 en 2 emissies tijdig reduceren. Het kabinet heeft daarbij oog voor het (ongelijke) Europese speelveld en wil een ongecontroleerde afbouw voorkomen.

¹⁰ Tiggeloven, J. (2026). *Breaking and re-forming the chemical industry: Optimizing the transition from fossil-based clusters to net zero*. Utrecht University. <https://doi.org/10.33540/3376>.

¹¹ *Sustainable Industry Lab* (2023, 2025).

¹² Kamerstuk Tweede Kamer 2025-2026, 36766, nr. 12. De motie Van Groningen en Veltman verzoekt de regering om de investeringshorizon en de bijbehorende systematiek voor hernieuwbare energie in de vervoerssector te verlengen tot in ieder geval 2035.

¹³ Kamerstuk Tweede Kamer, 2025-2026, 32813 nr. 1560.

1 Aanleiding en kernvragen

In de brief Toekomstperspectief voor de energie-intensieve industrie (hierna EI) is aangekondigd dat het kabinet werkt aan een visie op de brandstoffen- en chemiegrondstoffenproductie (hierna BCP).¹⁴ Bij overheid en bedrijfsleven bestaan zorgen over de toekomstbestendigheid van de sector in Nederland. De recente handelswinsten van oliemaatschappijen als gevolg van de sluiting van de Straat van Hormuz volgen op een periode van jaren waarin de Europese raffinagesector te maken heeft met een trendmatige toename van internationale concurrentie door wereldwijde overcapaciteit, in combinatie met een geleidelijke daling van de vraag naar hun belangrijkste producten: diesel en benzine.¹⁵ Daarnaast hebben raffinaderijen in Nederland te maken met hogere elektriciteitskosten dan concurrenten elders, met name door relatief hoge nettarieven, waar omringende landen forse kortingen op geven. De komende jaren komt daar een geleidelijke stijging van de CO₂-prijs en afname van gratis ETS-rechten bij (bij installaties waarvan de emissies niet gereduceerd worden).¹⁶ Investerings in zowel de opbouw van hernieuwbare productie als de verduurzaming, ombouw en afbouw van fossiele raffinaderijen blijven echter achter, ondanks de Europese en Nederlandse doelen: klimaatneutraal en circulair in 2050. Deze ontwikkelingen roepen de vraag op of BCP-bedrijven op middellange en lange termijn Europa kunnen blijven voorzien van brandstoffen en chemicaliën binnen de grenzen van de opgaven (zie hoofdstuk 2) en gezonde economische bedrijfsvoering.

Zonder opbouw van hernieuwbare BCP en afbouw van fossiele BCP neemt de kans af dat Nederland haar klimaat- en circulaire doelen zal halen. Maar de maatschappelijke opgave rijkt verder, want Nederland wil ook minder afhankelijk worden van import van ruwe olie en olieproducten, gelet op de toegenomen oorlogsdreiging en verstoring van handelsketens. Daarnaast wil Nederland verdienvermogen in de geavanceerde groene chemie vergroten, waarvoor de BCP-sector een toeleverancier is.¹⁷ Dit betekent dat een verschuiving van fossiele naar hernieuwbare productie in Nederland noodzakelijk is.

Het opbouwen van hernieuwbare productie en aanvoerketens vergt echter tijd en geld. Ter illustratie, het *Sustainable Industry Lab* schetst een samenhangende investeringsportfolio van ca. 30 mld. euro met meer dan 20 projecten die in een periode van minder dan 15 jaar moeten plaatsvinden om in 2040 7 Mton hernieuwbare koolstofconversiecapaciteit per jaar te behalen (ter vergelijking: de huidige conversiecapaciteit bedraagt ca. 200 Mton per jaar).¹⁸ In de tussenliggende periode zijn derhalve ook private investeringen in de verduurzaming van fossiele BCP (reductie scope 1 en 2 emissies industrie-sector) nodig om de leveringszekerheid en betaalbaarheid van brandstoffen te borgen, ook voor militaire toepassingen in conflictsituaties. De huidige fossiele BCP kan onder druk komen te staan, als er te weinig CO₂-reductie wordt gerealiseerd om binnen het steeds strengere Europese emissiehandelssysteem (ETS) te kunnen blijven opereren.

De private investeringen in verdere verduurzaming (zowel in opbouw van hernieuwbare BCP, als ombouw van fossiele installaties ter verlaging van emissies) zullen echter niet tot stand komen zonder een goede kans op positief rendement op middellange termijn. De kans hierop is vooralsnog laag, omdat het voor investeerders en raffinaderijen onzeker is hoe relevante markten zich de komende tijd zullen ontwikkelen en omdat zij niet weten of het huidige Europese en nationale beleid de benodigde investeringen beter en langer zal ondersteunen. Europees en nationaal wordt gewerkt aan het beleid voor de lange termijn, maar het zal nog een tijd duren voordat dit uitmondt in implementatie van concrete maatregelen. Het risico bestaat dat in de tussentijd fossiele capaciteit mede hierdoor versneld en ongecontroleerd wordt afgebouwd, voordat voldoende hernieuwbare capaciteit is opgebouwd of er

¹⁴ Kamerstuk Tweede Kamer 2025-2026, 29826, nr. 265.

¹⁵ McKinsey (2022). *From crude oil to chemicals: How refineries can adapt to shifting demand*. Eurostatcijfers tonen vanaf ca. 2006 een dalende trend in de vraag naar olieproducten en van de productie van de Europese raffinagesector. [Oil and petroleum products - a statistical overview - Statistics Explained - Eurostat](#).

¹⁶ PwC Strategy& (2026) Speelveldtoets 2026.

¹⁷ Ter illustratie: de opbouw van een keten voor productie van hernieuwbare luchtvaartbrandstoffen in Nederland heeft een potentieel van ruim € 900 mln. per jaar bruto toegevoegde waarde en 3,500 extra arbeidsplaatsen. PA Consultants (2026). *SAF's contribution to the Dutch economy*.

¹⁸ SIL (2025). Hulp bij systeempijn, p. 17, fig. 5.

voldoende mogelijkheden zijn om hernieuwbare producten te importeren. Anderzijds is er ook een risico dat investeringen in hernieuwbare capaciteit niet van de grond komen doordat beleidsmatig de focus te veel ligt op het verduurzamen van de huidige fossiele capaciteit.

Om de transitie in goede banen te leiden helpt een visie die zicht geeft op het beleid dat de overheid wil voeren om de BCP-sector toekomstbestendig te maken. Hierin staan de volgende kernvragen centraal:

1. Welke toekomstbeelden zijn denkbaar voor BCP in Nederland vanuit de belangrijkste onzekerheden en risico's die op de sector afkomen?
2. Welk toekomstbeeld is hiervan het meest maatschappelijk wenselijk, voor zowel opbouw van hernieuwbare productie als gestuurde afbouw van fossiele productie, toetsend op diverse publieke belangen?

In hoofdstuk 2 worden de opgaven vanuit het kabinet benoemd, waaraan de BCP-sector een bijdrage moet leveren. In hoofdstuk 3 en 4 worden diverse toekomstbeelden geschetst en beoordeeld op hun bijdrage aan publieke belangen. In hoofdstuk 5 leidt dit tot een aantal conclusies over de benodigde koers voor de korte en lange termijn. In de VOADK komen barrières voor investeringen en het instrumentarium aan bod.



2 Wat zijn de opgaven?

Verduurzaming

Nederland heeft zich gecommitteerd aan een net-zero doel voor 2050, dat in de Klimaatwet is vastgelegd. Daarnaast heeft Nederland een doelstelling om in 2050 circulair te zijn¹⁹ en om het gebruik van fossiele brand- en grondstoffen te minimaliseren.²⁰ De raffinagesector is verantwoordelijk voor een aanzienlijk deel van de broeikasgasemissies in Nederland – bijna 11 Mton CO_{2-eq}: ca. 7% van de nationale uitstoot en 20-25% van de industrie (zie bijlage 1) - en kent daarom een forse verduurzamingsopgave.

Hierbij maken we onderscheid tussen het reduceren van schoorsteenemissies (scope 1 en 2) en het opbouwen van (en ombouwen naar) hernieuwbare productiecapaciteit om de emissies van de gehele product levenscyclus, inclusief winning en verbranding (scope 3), te reduceren. De verduurzaming van de BCP is van groot belang voor verduurzaming van de industrie, de mobiliteitssector en internationale transportsector. Hernieuwbare brandstoffen vormen de komende decennia nagenoeg de enige optie voor de energietransitie voor zeevaart en luchtvaart. Ook zwaar wegverkeer en binnenvaart zijn hier voorlopig nog grotendeels van afhankelijk. Voor het deel dat de geproduceerde brandstoffen nationaal worden ingezet, geldt dat dit ook bijdraagt aan emissiereductie in de mobiliteitssector.²¹

Het kabinet en de industrie hebben de komende jaren ook te maken met veranderingen in Europese klimaatwetgeving (onder meer ten aanzien van het emissiehandelssysteem ETS), naast ambities voor het behoud van industriële activiteiten binnen de EU. Dit blijkt uit de onlangs gepresenteerde *Industrial Accelerator Act* (hierna: IAA) en zoals ook op te maken is uit het *Sustainable Transport Investment Plan* (STIP) dat eind 2025 door de Europese Commissie is gepubliceerd en dat inzet op opschaling van hernieuwbare brandstoffen. Voor de raffinage- en chemiesector betekent de IAA een Europese inzet op versnelde vergunningverlening voor de bouw en modernisering van fabrieken, het streven naar het sneller kunnen vergunnen van faciliteiten die circulaire chemie en biograndstoffen verwerken en meer focus op producten die in de EU zijn gemaakt met lage CO₂-uitstoot bij overheidsopdrachten en publieke steunregelingen.

Verdienvermogen

Het coalitieakkoord zet ook in op strategisch industriebeleid, voor strategische autonomie, maatschappelijke opgaven en verdienvermogen, mede naar aanleiding van het rapport Wennink²². De coalitie wil de schone maakindustrie uitbouwen, met kansen voor onder meer groene chemie, circulaire bouwmaterialen en bioplastics. Ook zet de coalitie in op een uitbreiding van de bijmenging van duurzame brandstoffen en de productie hiervan in Nederland.²³

Leveringszekerheid

Gezien de recente geopolitieke ontwikkelingen is nog urgenter geworden dat Europa in belangrijke mate onafhankelijk wordt van een beperkt aantal landen in soms instabiele regio's voor grondstoffen en halffabricaten. Denk daarbij ook aan beschikbaarheid over voldoende brandstoffen en grondstoffen voor de krijgsmacht. Dit is een belangrijk argument om een groot deel van de huidige en toekomstige markt vraag te kunnen voorzien met nationale en Europese productie, naast dat er net als nu import en export plaats zal vinden. Om in te kunnen schatten welke omvang de nationale BCP-sector moet hebben om aan de vraag te voldoen, is gekeken naar de belangrijkste vraagcomponenten die de

¹⁹ [Nederland circulair in 2050! | Nederland circulair in 2050](#)

²⁰ [Rijksoverheid.nl Fossiele brandstoffen in de toekomst | Duurzame energie | Rijksoverheid.nl](#)

²¹ Hoeveel dit zal zijn, is onzeker en hangt van veel factoren af. De potentie voor emissiereductie is aanzienlijk: de CO₂-uitstoot van de Nederlandse mobiliteitssector bedroeg in 2024 29,2 Mton (dit zal dalen door elektrificatie), naast 10,5 Mton in de luchtvaart vanaf Nederland en 10,7 Mton in het Nederlandse vervoer over water (zeevaart en binnenvaart). Luchtvaart en zeevaart zijn moeilijk te elektrificeren. Bronnen: PBL(2025) KEV2025 en CBS.nl.

²² Wennink (2025). De route naar toekomstige welvaart. Een van de aanbevelingen in dit rapport is om te investeren in groene, innovatieve chemie, omdat Nederland economisch en veiligheidsbelang heeft bij weerbare aanvoerketens voor duurzame brandstoffen en chemie en daarvoor kan voortbouwen op een sterk logistiek- en kennisecosysteem.

²³ [Regeerakkoord 'Aan de slag. Bouwen aan een beter Nederland' | Rijksoverheid.nl](#)

ontwikkeling van de totale behoefte bepalen. Daarbij is gebruik gemaakt van de VOADK, zodat de cijfers aansluiten bij het NPE. Tabel 1 laat zien welke ontwikkeling verwacht wordt, uitgedrukt in koolstofhoudende energievraag in Petajoule per jaar (de elektrische energievraag voor onder meer mobiliteit blijft in tabel 1 buiten beeld). Voor zowel wegvervoer als de binnenvaart is elektrificatie de hoofdroute voor de energietransitie, maar dat zal niet voor alle binnenvaartschepen mogelijk zijn en evenmin voor de zeevaart en luchtvaart. Voor die sectoren zal daarom op de korte en lange termijn een vraag naar hernieuwbare brandstoffen blijven bestaan. Naar verwachting zal vliegen op elektriciteit en waterstof op den duur mogelijk worden voor kortere afstanden. Er zijn nog onzekerheden wat betreft de mondiale energiemix van de scheepvaart in 2050, met name in de zeevaart. Diverse hernieuwbare energiedragers kunnen ingezet worden, afhankelijk van factoren als energiedichtheid, scheepstype, lading, afstand en vaarprofiel.²⁴ Ook in de chemie zullen er op de korte en middellange termijn koolwaterstoffen vanuit de raffinagesector nodig blijven, om als grondstof te gebruiken voor het produceren van producten zoals plastics en oplosmiddelen.

Tabel 1: Energievraag in Petajoule (PJ) voor in Nederland gebruikte brandstoffen en chemiegrondstoffen per sector in 2023 en 2050.

Sector	Vraag naar koolstofhoudende brandstoffen en chemiegrondstoffen 2023	Inschatting vraag naar koolstofhoudende brandstoffen en chemiegrondstoffen 2050 ²⁵	Waarvan duurzaam ingevuld in 2050 ²⁶
Luchtvaart	142	140 – 240	100 - 205
Binnenvaart	416	200 – 400	100 - 300
Zeevaart	47	35 – 40	35
Wegtransport	385	55 – 65	0 - 30
Chemie	430	390	Beperkt - 390
Totaal	1420	820-1135	235 – 960

De koolstofbehoefte voor Nederlandse vraagsectoren is inclusief de vraag naar bunkerbrandstoffen voor lucht- en scheepvaart die in Nederland worden getankt, maar exclusief eventuele export van brandstoffen naar het buitenland. Voor de chemie wordt de vraag naar grondstoffen voor de chemie in Nederland wel volledig meegenomen, ook al geldt voor die sector ook dat een groot deel van de basischemicaliën en eindproducten worden geëxporteerd.

Naar een koolstofconversiedoel

Het kabinet staat voor de keuze om te wachten op meer en verdergaande Europese mandaten, of zelf de ambities te vertalen in concrete doelen voor de BCP-sector. Het expertadvies ‘De toekomst van Duurzame koolstofchemie in Nederland’ adviseerde het kabinet in 2025 om de toekomst van de koolstofchemie in eigen hand te nemen en nu sturing te geven aan de verduurzaming van de koolstofchemie, om deze aan te jagen, te versnellen en te zorgen dat transitiefalen wordt voorkomen.²⁷ De basis van dit advies ligt in het blijvende belang van de koolstofchemie voor Nederland. Enerzijds vanuit het potentieel van verdienvermogen in deze sector, anderzijds vanuit het belang van de aanwezigheid van chemische processen voor de circulaire economie. We hebben de koolstofchemie nodig om klimaat- en circulariteitsdoelstellingen te behalen zonder grootschalig welvaartsverlies. Ongecontroleerde afbouw van huidige koolstofchemische bedrijvigheid, zonder ombouw en opbouw van nieuwe activiteiten is wat betreft het expertadvies onwenselijk. Er is immers een blijvende behoefte aan de producten van de koolstofchemie. De verwachte daling van de vraag naar brandstoffen voor mobiliteit (personenvervoer),

²⁴ Het opnemen van zeevaart in EU-ETS1 en binnenvaart in EU-ETS2, *FuelEU Maritime*, en de (nationale) brandstoftransitieverplichting op levering aan zeevaart en binnenvaart zorgen voor een toenemende vraag naar hernieuwbare brandstoffen in de scheepvaart. Daarnaast kan een nog grotere stimulans ontstaan voor de afname van hernieuwbare brandstoffen na aanneming van zogenaamde mid-term measures door IMO.

²⁵ PBL (2024). Trajectverkenning klimaatneutraal 2050 en Visie Opschaling Aanbod Duurzame Koolstofdragers.

²⁶ Visie Opschaling Aanbod Duurzame Koolstofdragers, zie voetnoot 9.

²⁷ Akerboom, S. et al. (2025). Expertadvies - De toekomst van duurzame koolstofchemie in Nederland.

de binnenvaart en wegtransport (zie tabel 1) zal samengaan met een blijvende en mogelijk toenemende vraag in luchtvaart tot ruim na 2050. Voor scheepvaart laten verschillende scenario's over de toekomstige bunkervraag een grote bandbreedte zien, variërend van een lichte tot een sterke afname van de koolstofhoudende brandstoffen. Ook in de chemie blijft de vraag stabiel. Het kabinet is voornemens om in de Beleidsagenda BCP te verkennen of het stellen van een koolstofconversiedoel van een bepaald aantal Mton per jaar, met een groeiend aandeel hernieuwbaar richting 2050, bijdraagt aan de sturing van de transitie van de BCP en chemiesector, door het vertrouwen bij investeerders in de stabiliteit van het beleid op lange termijn te vergroten.

Afwending van problemen op korte termijn

Naast een opgave voor de langere termijn, kan deze visie niet om de actualiteit in de BCP-sector heen. Zoals in hoofdstuk 4 wordt beargumenteerd, kampt de sector met uitdagingen die ertoe kunnen leiden dat de productie van brandstoffen- en chemiegrondstoffen in Europa ongecontroleerd snel inkrimpt, nog voordat er een alternatieve duurzame productiecapaciteit is opgebouwd. De onzekerheden, waaronder de snelheid van technologische ontwikkelingen, toekomstige grondstofprijzen en over de snelheid waarmee de vraag naar fossiele olieproducten zal dalen en verschuift naar hernieuwbare producten, brengen risico's met zich mee die door de sector in meer of mindere mate beheerst kunnen worden, onder meer door installaties te verduurzamen en andere te sluiten.

Afhankelijkheden

Het sluiten van een bedrijf in een sterk vervlochten cluster, zoals Rotterdam-Moerdijk kan bij de overblijvende bedrijven leiden tot een afname van synergievoordelen (van onderlinge leveringen) en oplopende kosten van infrastructuur-diensten.²⁸ Domino-effecten van opeenvolgende sluitingen zouden substantiële negatieve effecten hebben op de Noordwest-Europese economie (met name in de chemiesector), de afhankelijkheid van import van brand- en grondstoffen vergroten en de strategische autonomie van de EU verzwakken. Afschaling van productie bij alle installaties is bedrijfseconomisch geen goed alternatief, aangezien een kleinere schaalgrootte de productiekosten per eenheid product verhoogt, hetgeen de concurrentiekracht verzwakt. Hoe dit te voorkomen, is dus ook een opgave voor het kabinet. Tegelijkertijd heeft het kabinet oog voor nieuwe afhankelijkheden als gevolg van verduurzaming, die bij goede regie kansen kunnen bieden voor meerdere bedrijven in een cluster.

²⁸ Lappen, J. & Grubert, E. (2026) *Fossil energy minimum viable scale*.

3 Opbouw hernieuwbare brandstoffen en chemieproductie

3a Vier toekomstbeelden opbouw hernieuwbare BCP

De opgaven zoals beschreven in hoofdstuk 2 vragen een BCP die in toenemende mate draait op hernieuwbare grondstoffen. Hiervan is niet op voorhand te zeggen hoeveel en hoe snel deze capaciteit kan worden opgebouwd. Dat heeft verschillende oorzaken. Zo kan de opbouw van hernieuwbare BCP op verschillende manieren gerealiseerd worden (zie bijlage 2), elk met voor- en nadelen, waardoor het complex is om te bepalen welke route het best bij Nederland past. Om de verschillende mogelijkheden te kunnen vergelijken, worden deze hieronder vertaald in toekomstbeelden die rekening houden met een aantal onzekerheden. Niet elk toekomstbeeld is wenselijk. Om een keuze te maken voor een wenselijke ontwikkelrichting, worden de beelden in paragraaf 3b voorzien van scores op een selectie van de meest relevante publieke belangen.

De grootste onzekerheden zijn (afgezien van nieuwe en lopende oorlogen):

- Beleidsonzekerheid: investeringen zijn nodig in installaties die tenminste 15 jaar zullen produceren, dus bedrijven vragen voldoende zekerheid dat afname langjarig gegarandeerd is door Europese mandaten, dat waar relevant projecten langjarig (nationale) financiële ondersteuning ontvangen voor de onrendabele top en waarbij ook voldoende zekerheid moet zijn over de randvoorwaarden die van invloed zijn op de business case. Een actueel voorbeeld is:
 - Onzekerheid over de duurzaamheidsprestatie die bio-grondstoffen moeten leveren. Het inrichten van de logistiek met betrekking tot inkoop, transport en verbouwing van bio-grondstoffen is een complexe en kostbaar onderdeel van een productieroute. De duurzaamheidseisen voor biobrandstoffen en de toegestane grondstoffen kunnen in de loop der tijd worden aangepast of aangescherpt door herziening van Europese regelgeving. Dat creëert onzekerheid voor investeerders.
- Technologisch ontwikkeltempo: alle routes voor geavanceerde biobrandstoffen en e-fuels kennen nog technologische uitdagingen met betrekking tot de verwerking van de heterogene grondstoffenstromen en de beschikbaarheid en kostprijs van hernieuwbare waterstof. Daarnaast is de opschaling ervan (met uitzondering van de HVO/HEFA-technologie) wereldwijd nog zeer beperkt op commerciële schaal gerealiseerd.
- Toekomstig prijsniveau en -volatiliteit van fossiele brandstoffen (mede als gevolg van geopolitieke ontwikkelingen), hernieuwbare elektriciteit, (blauwe en groene) waterstof en biograndstoffen.

Bij het derde punt is van belang om op te merken dat de onzekerheid die deze visie toekent aan de prijsontwikkeling van houtige bio- en secundaire grondstoffen niet veroorzaakt wordt door twijfels over voldoende beschikbaarheid binnen de EU, maar door tempo waarin nieuwe aanvoerketens kunnen worden opgebouwd die aan alle eisen voldoen. Het potentieel aan duurzame biograndstoffen en secundaire grondstoffen in Nederland is beperkt, waardoor de productie op basis van binnenlands beschikbare grondstoffen op dit moment ontoereikend is en zal blijven voor het invullen van de nationale vraag.²⁹ Weliswaar kan worden ingezet op het vergroten van de productie van gewassen geschikt voor BCP (waaronder energie- en tussengewassen, zeewier en ligno-cellulose), maar het beschikbare areaal is binnen Nederland eindig. Dat betekent dat behalve nationale productie ook import van biograndstoffen nodig is, na een eerste verwerkingstap in het land van oorsprong, waarbij de energiedichtheid van de ruwe biograndstof zodanig vergroot wordt dat de transportkosten minimaal zijn.³⁰ Hier gaat de Visie Opschaling Aanbod Duurzame Koolstofdragers verder op in.

²⁹ PBL (2024) Beschikbaarheid biograndstoffen in Nederland en de Europese Unie. Notitie bij Trajectverkenning klimaatneutraal Nederland 2050.

³⁰ Zo kan torrefactie van agro- en bosbouwresidu tot pellets de energiedichtheid sterk verhogen, waardoor decentrale productie en goedkoop bulktransport als vaste stof mogelijk is.

Naast biograndstoffen zal ook secundaire grondstof nodig zijn. De beschikbaarheid van gesorteerd restafval voor hernieuwbare BCP kan vergroot worden door in te zetten op (chemische) recycling en vergassing van Nederlands afval dat niet voldoende mechanisch recyclebaar is. Echter is ook dit potentieel niet toereikend voor de vraag. Daarom is de opbouw voor hernieuwbare BCP in alle toekomstbeelden voor een deel afhankelijk van afvalimport. Daarbij wordt ook ingezet op de import van niet-biogene afvalstromen, zoals plasticafval, vanwege het grote beschikbare volume en omdat plasticafval zich goed leent voor bepaalde recyclingtechnieken. Het is van belang om hierbij aan te sturen op de import van schone monostromen (specificaties afhankelijk van de betreffende techniek), zodat er zo min mogelijk te verbranden (voor elektriciteitsproductie) of storten residu overblijft. Hierbij is van belang dat de bestaande wettelijke kaders die toezien op hoogwaardige afvalverwerking worden gewaarborgd. Het volume en de vorm van het type geïmporteerde afval varieert per transitieroute. De vier toekomstbeelden en hun onderlinge verschillen zijn weergegeven in Tabel 2.

Tabel 2: vier toekomstbeelden 2050 opbouw hernieuwbare BCP

Toekomstbeeld 1: Weinig eigen productie, vooral import eindproducten (zowel bio- als e-fuels)	Toekomstbeeld 2: Eigen productie op basis van geïmporteerde halffabricaten	Toekomstbeeld 3: Eigen productie o.b.v. halffabricaten en productie o.b.v. geïmporteerde ruwe biograndstoffen	Toekomstbeeld 4: Eigen productie bio- en e-fuels en bio-based chemiegrondstof
Weinig eigen productie-capaciteit voor brandstoffen en chemiegrondstoffen. Bovenop huidige bioraffinage geringe verwerking van binnenlandse biograndstoffen tot biobrandstoffen en afval naar secundaire grondstoffen.	Met eigen productie kan (gedeeltelijk) in vraag naar brandstoffen en chemiegrondstoffen worden voorzien, maar productie vindt plaats op basis van energiedichte halffabricaten, zoals UCO en methanol. Daarnaast verwerking binnenlandse bio- en afvalstromen.	Met eigen productie kan volledig in brandstoffen en grondstoffenvraag worden voorzien. Een groter aandeel van de productie vindt plaats op basis van (ruwe) biograndstoffen. Voor e-fuels geldt dat productie plaatsvindt op basis van halffabricaat methanol. Naast verwerking binnenlandse bio- en afvalstromen is import nodig.	Naast biobrandstoffen-productie ook in NL e-fuel productie uit CO ₂ en waterstof (kan ook door toevoeging H ₂ aan biobrandstoffen-productie). Bovenop verwerking binnenlandse bio- en afvalstromen is import nodig.

Deze onzekerheden bepalen (samen met minder volatiele concurrentiekrachtfactoren) mede waar ter wereld gunstige locaties zijn voor productie van energie-intensieve halffabricaten zoals biomethanol en hoe snel de hernieuwbare BCP kan worden opgebouwd (en fossiel afgebouwd).

Toekomstbeeld 1 geeft de situatie in 2050 weer als er geen overheidsingrijpen plaatsvindt. In dit toekomstbeeld is sprake van import van voornamelijk eindproducten en vindt hooguit enige verwerking van binnenlandse grondstoffen plaats binnen de bestaande productiefaciliteiten. In toekomstbeeld 2 worden voornamelijk energiedichte halffabricaten geïmporteerd, zoals duurzame methanol en pyrolyse-olie die verder kunnen worden verwerkt tot eindproducten in Nederland. In toekomstbeeld 3 vindt ook de omzettingstap van (ruwe) biograndstoffen zoals getorificeerde pellets naar het halffabricaat of eindproduct in Nederland plaats, denk bijvoorbeeld aan vergassing of bio-pyrolyse. In toekomstbeeld 4 komt daar ook nog productie van synthetische koolstofdragers bij op basis van waterstof en CO₂. Dit zijn geen wederzijds exclusieve opties. De toekomstige Nederlandse methanolaanvoer kan bijvoorbeeld een hybride vorm krijgen, waarbij binnenlandse productie wordt gecombineerd met internationale handel in zowel methanol als grondstoffen.³¹

³¹ TNO (2026). *Strategic Routes to Sustainable Carbon Platforms*.

3b Publieke belangen

Zonder overheidssturing zal de markt waarschijnlijk naar toekomstbeeld 1 toe bewegen. In deze paragraaf wordt kwalitatief beoordeeld hoe wenselijk dit is en hoe dit zich verhoudt tot de andere toekomstbeelden. Daartoe beschouwt deze visie de effecten van de toekomstbeelden op een aantal publieke belangen. Deze vormen een relevante subset van de publieke waarden die in het Nationaal Programma Energiesysteem (NPE) wordt gehanteerd. Belangen zijn waar relevant opgedeeld in deelbelangen en voorzien van een kwalitatief oordeel over de bijdrage van het toekomstbeeld aan het (deel)belang. De scores worden onder tabel 3 toegelicht.

Tabel 3: bijdrage van hernieuwbare BCP aan publieke belangen in 4 toekomstbeelden voor 2050

Publiek belangen per toekomstbeeld	Toekomstbeeld 1: Weinig eigen productie, vooral import eindproducten (zowel bio- als e-fuels)	Toekomstbeeld 2: Eigen productie op basis van geïmporteerde halffabricaten	Toekomstbeeld 3: Eigen productie o.b.v. halffabricaten en productie o.b.v. geïmporteerde ruwe biograndstoffen	Toekomstbeeld 4: Eigen productie bio- en e-fuels en bio-based chemiegrondstof
Duurzaamheid	Klimaatdoel: - Circulariteit: -- Biodiversiteit: ++	Klimaatdoel: +- Circulariteit: - Biodiversiteit: +-	Klimaatdoel: ++ Circulariteit: + Biodiversiteit: +-	Klimaatdoel: + Circulariteit: ++ Biodiversiteit: +
Strategische autonomie (weerbaarheid)	-	+-	+	++
Economische kracht / verdienvermogen	--	+-	+	++
Interventiebehoefte (ondersteunend beleid en betaalbaarheid)	Interventiebehoefte: + Gebruikskosten: -	Interventiebehoefte: +- Gebruikskosten: -	Interventiebehoefte: - Gebruikskosten: -	Interventiebehoefte: -- Gebruikskosten: --
Ruimte en leefomgevingskwaliteit in NL	+	+-	-	-
Internationale rechtvaardigheid	+	+	+-	+-

Duurzaamheid

Binnen het publieke belang duurzaamheid onderscheiden we drie elementen van duurzaamheid:

1. Klimaatdoel; de mate waarin vanwege de aard en omvang van hernieuwbare productie in het toekomstbeeld wordt bijgedragen aan het behalen van de nationale CO₂ reductiedoelen en de internationale doelstellingen, de scope 1 emissiereductie, inclusief de potentie voor koolstofverwijdering.
2. Circulariteit; de mate waarin er in het toekomstbeeld gebruikt wordt gemaakt van hernieuwbare en secundaire grondstoffen (duurzame koolstof) in de Nederlandse BCP productie en grondstoffen zo hoogwaardig mogelijk worden ingezet, meetbaar in scope 3 emissiereductie; en
3. Biodiversiteit; de mate waarin de BCP in het toekomstbeeld een effect heeft op de biodiversiteit elders, bekeken vanuit de vraag naar biograndstoffen en het risico op *Indirect Land Use Change* (ILUC)

Emissiereductie (klimaatdoel)

De vervanging van fossiele brandstoffen door hernieuwbare draagt bij aan de nationale scope 1 emissiereductie van de mobiliteit- en (internationale) transportsector (de scope 1 emissiereductie van de industriesector komt in hoofdstuk 4 aan bod), waarbij we aannemen dat de benodigde elektriciteit op lange termijn volledig duurzaam wordt opgewekt en dat deze hernieuwbare producten grotendeels nationaal worden ingezet. Aangezien het voor emissiereductie in de mobiliteits- en transportsector niet uitmaakt of de hernieuwbare productie in Nederland of elders plaatsvindt, is in elk van de vier toekomstbeelden sprake van ongeveer evenveel CO₂ emissiereductie. Voor de vergelijking van de toekomstbeelden betekent dit dat er pas significante verschillen optreden als we ook koolstofverwijdering in de som meenemen, en als gebruik wordt gemaakt van transitieroutes waarbij groene waterstof en elektriciteit nodig zijn voor de productiecapaciteit. Als er meer nationaal wordt geproduceerd op basis van

vergassing van biogene grondstoffen (toekomstbeeld 3) waarbij biogene CO₂ wordt afgevangen en opgeslagen, is meer koolstofverwijdering mogelijk (zie kader koolstofverwijdering). Bij toekomstbeeld 4 wordt een groot deel van de biogene CO₂ gebruikt voor e-fuelproductie in plaats van ondergronds opgeslagen. Daarom scoort toekomstbeeld 3 op de bijdrage aan nationale klimaatdoelstellingen beter dan beeld 4.

De rol van koolstofverwijdering

Verwerking van (geïmporteerde) ruwe biograndstoffen zorgt voor emissiereductie in de hele keten en kansen voor koolstofverwijdering. Met specifieke productiestappen (met name vergassing) waaruit biogene CO₂ als bijproduct ontstaat die met CCS kan worden opgeslagen, kan er ook koolstofverwijdering gerealiseerd worden. Het hier plaats laten vinden van de productiestap vergassing biedt dus maatschappelijke voordelen en mogelijk een aanvullend verdienmodel voor producenten, afhankelijk van de manier waarop in Europa een markt zal worden gecreëerd voor koolstofverwijdering (bijvoorbeeld middels integratie in het ETS, zoals recent door de Europese Commissie is voorgesteld).

Vanuit het oogpunt van de producent is een proces waarbij grote hoeveelheden biogene CO₂ geproduceerd worden echter niet direct aantrekkelijk, omdat een deel van de grondstof- en energie-input niet in de brandstof of chemiegrondstof terecht komt (het koolstofrendement is laag). Biogene CO₂ blijft dus een restproduct. Koolstofverwijdering concurreert bovendien met de toepassing van CO₂ als grondstof voor e-fuels.

Door extra waterstof bij te voegen in de methanolsynthese uit synthesesgas na de vergassing kan een hoger koolstofrendement worden bereikt (synthesegasverrijking). Omdat groene waterstof op termijn elders mogelijk goedkoper te produceren is (dit is nog onzeker), is het de vraag of een productieproces op basis van verrijkt synthesesgas in Nederland concurrerend zal zijn vergeleken met plekken waar zowel biograndstoffen als groene waterstof ruim en voordelig beschikbaar zijn, zoals Scandinavië, Canada en Brazilië. Hier zijn vergelijkende studies naar gedaan, maar daarbij wordt doorgaans niet gekeken naar de waarde van koolstofverwijdering en niet naar synergievoordelen van integratie binnen een bestaand industriecollocatie en haven- en energie-infrastructuur. Daarnaast wordt geen rekening gehouden met verwachte prijsconversie binnen Europa, als gevolg van geplande investeringen interconnectiecapaciteit, gebrek aan uitbreidingsmogelijkheden van goedkope waterkracht en de verwachte toename van netwerkkosten in onder meer Spanje.³²

PBL voorziet dat het halen van de emissiereductiedoelen voor Nederland alleen mogelijk is met inzet van koolstofverwijdering, ter compensatie van zeer lastig te vermijden restemissies in diverse klimaatsectoren, waaronder landbouw en industrie. Of de transitieroute daarnaartoe het meest efficiënt in Nederland of elders kan gebeuren, is op korte en middellange termijn niet relevant en op lange termijn onzeker. Want zelfs als productie van halffabricaten elders veel goedkoper is door lagere kosten van groene elektriciteit en waterstof, dan moet er volgens PBL wel voldoende groene waterstof beschikbaar zijn om in de mondiale vraag voor verduurzaming hier en elders te voorzien, en dat lijkt vóór 2050 niet waarschijnlijk.³³

Het effect van een veel hogere (duurzame) energiebehoefte in toekomstbeeld 4 voor productie van e-fuels, nemen we hier niet mee, maar onder het publieke belang betaalbaarheid, omdat we ervan uitgaan dat de inzet van beperkt beschikbare hernieuwbare energiebronnen de prijs van het eindproduct zullen opdrijven.

³² Westerveld, J. (2026). Verbazing om economenbrief Tata bij energie-onderzoekers. Energiea 18 maart 2026.

³³ PBL. (2024) Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050.

Circulariteit

Hoe meer er in Nederland geproduceerd wordt, hoe hoger de bijdrage aan de nationale circulaire economie, in de vorm van hergebruik van secundaire grondstoffen (afval omgezet naar synthesesgas of pyrolyseolie) en bijmenging van bio-gebaseerde grondstoffen (o.a. gebruikte vetten (UCO) en houtige resten uit landbouw en bosbouw, omgezet naar biocrude, pyrolyseolie of synthesesgas). Hierbij moet wel worden opgemerkt dat het gebruik van afval voor energetische toepassingen zoals brandstoffen als laagwaardiger wordt ingeschaald dan het gebruik van afval voor meer hoogwaardige verwerkingsvormen naar materialen middels recycling. Hieruit volgt dat vergassing van afval dat onvoldoende mechanisch recyclebaar is, zoveel mogelijk moet bijdragen aan de verduurzaming van het niet-energetische grondstofgebruik in de chemiesector. Deze route via vergassing dient niet te concurreren met hoogwaardigere vormen van afvalverwerking. Grootchalige import van (zo goed mogelijk gesorteerd) afval voor mechanische en chemische verwerking zou op termijn nodig kunnen zijn om de BCP van voldoende niet-fossiele koolstof te voorzien, maar zou echter ook nadelen kunnen hebben, vanwege de toename van residustromen die gestort en/of verbrand moeten worden, extra ruimtegebruik en mogelijke geurhinder.

Nationale productie van e-fuels in toekomstbeeld 4 kan de beschikbaarheid van biogene CO₂ voor hoogwaardige toepassingen in chemie (zoals via ureum voor cosmetica) en drankenindustrie verminderen. Tegelijkertijd vermindert nationale productie van e-fuels de vraag naar biograndstoffen voor brandstof, die idealiter hoogwaardig worden ingezet in de bouw of de chemie als grondstof. Het Duurzaamheidskader Biograndstoffen wil schaarse duurzame biograndstoffen zo hoogwaardig mogelijk inzetten. De toepassing van duurzame biograndstoffen voor de productie van biobrandstoffen is in dit kader als overbruggings-toepassing opgenomen. Dit geldt voor zolang zogenaamde 'hard-to-abate' sectoren zoals de lucht- en scheepvaart nog op zoek zijn naar andere nul-emissie alternatieven, waarbij een lock-in moet worden voorkomen. De productie en het gebruik van e-fuels is zodoende ten aanzien van circulariteit een duurzamer alternatief ten opzichte van productie van uitsluitend biobrandstoffen, en krijgt in de EU voor de inzet in luchtvaart vanaf 2030 een gemandateerde markt. Per saldo scoort toekomstbeeld 4 op de hoogwaardige inzet van biograndstoffen beter dan beeld 3.

Door te streven naar het minimaliseren van conversieverliezen, zowel op het gebied van koolstof als energie blijft de behoefte aan biograndstoffen en afval voor de productie van biogene en secundaire koolstofdragers zo beperkt mogelijk. Met name hierom is het van belang om ook te kijken naar nieuwe innovatieve routes, bijvoorbeeld voor de productie van chemicaliën.

Biodiversiteit

Bij gebruik van biograndstoffen uit land- en bosbouw (houtige reststromen) voor tweede generatie biobrandstoffen kan de biodiversiteit onder druk komen te staan, bijvoorbeeld wanneer primaire biomassa ten onrechte als reststroom wordt geclassificeerd. Daarom is het van belang dat de grondstoffen voldoen aan de RED-III duurzaamheidseisen en duurzaam worden verkregen en gecertificeerd. Deze eisen en certificering gelden voor alle biograndstofstromen, ongeacht het soort grondstof en het land van herkomst. De Europese Commissie vereist dat biograndstoffen gecertificeerd zijn om de (duurzame) herkomst te waarborgen. Dit gebeurt via streng gereguleerde certificeringssystemen onder toezicht van de Europese Commissie en de lidstaten. De duurzaamheidscriteria hebben niet alleen betrekking op CO₂-neutraliteit, maar ook op duurzaam bosbeheer, het behoud van biodiversiteit en de bescherming van oerbossen. Met deze regelgeving op het gebied van duurzaamheidsborging worden mogelijk risico's in mondiale handelsketens geminimaliseerd. De scores zijn daarom voor toekomstbeelden 1, 2 en 3 op neutraal gezet. In toekomstbeeld 4 is er echter door de productie van e-fuels een verminderde aanspraak op duurzame biograndstoffen in vergelijking met de andere toekomstbeelden, waardoor dit toekomstbeeld positiever scoort op biodiversiteit dan de andere toekomstbeelden.

Strategische autonomie

Vanuit het oogpunt van strategische autonomie en verdienvermogen van de Nederlandse industrieclusters acht het kabinet het wenselijk dat er naast verwerking van geïmporteerde halffabricaten tot op zekere hoogte ook (ruwe) biograndstoffen in Nederland zullen worden verwerkt, primair ten behoeve van de vraag naar brandstoffen en chemiegrondstoffen in het ARRRRA-cluster. Vooral de chemische industrie is sterk verweven met de raffinagesector en behaalt daaruit synergieën in de verschillende clusters. Bij opbouw van hernieuwbare capaciteit zijn er voor de chemie synergieën te behalen in de opbouw van en ombouw naar

groene chemie. Tegelijkertijd zou bij een grootschalige (ongecontroleerde) afbouw van de raffinage-capaciteit ook de chemie de bestaande synergieën verliezen en daarmee aan concurrentiekracht inboeten. Ook de bunkermarkt voor leveringen van brandstoffen aan scheepvaart en luchtvaart is sterk verweven met de raffinagesector. Daarom is de binnenlandse beschikbaarheid van eindproducten betrouwbaarder dan wanneer er alleen eindproducten of halffabricaten geïmporteerd worden.³⁴ De toekomstbeelden met meer eigen productie scoren daarom positiever.

Op dit moment zet het kabinet in op behoud van de open strategische autonomie ('het vermogen eigen keuzes te maken en de wereld om zich heen vorm te geven door leiderschap en betrokkenheid, en daarbij haar strategische belangen en waarden te weerspiegelen').³⁵ Materieel betekent dit dat het kabinet een deel van de productieketen voor brandstoffen en chemiegrondstoffen in Nederland wil hebben. In combinatie met een gediversifieerde import van koolstofbronnen, halffabricaten en eindproducten - vooral vanuit de EU - biedt dit de stevigst mogelijke borging van de leveringszekerheid. Daarbij wordt eveneens ingezet op het afbouwen van risicovolle strategische afhankelijkheden.³⁶ De Visie Opschaling Aanbod Duurzame Koolstofdragers (VOADK) bevat de importstrategie van het kabinet.

Defensie heeft het uitgangspunt dat gevechtskracht voorop staat en dat duurzaamheid daaraan bijdraagt. Energie voor varen, vliegen, rijden, vastgoed, kampementen en informatietechnologie is essentieel voor de operationele inzet van de krijgsmacht. De focus ligt op investeringen in energiezekerheid en autonoom voortzettingsvermogen. Defensie wil voor brandstoffen minder kwetsbaar worden voor geopolitieke onzekerheden. De afhankelijkheid van fossiele brandstoffen wordt verminderd door het bijmengen van biobrandstoffen en later groene methanol (voor hulpvaartuigen) en synthetische brandstoffen (e-fuels, met name voor vliegtuigen). Tot in 2030 wordt jaarlijks stapsgewijs meer hernieuwbare diesel, scheepsdiesel en kerosine bijgemengd. Defensie heeft (nog) geen afspraken over (lokale) productie van hernieuwbare brandstof. Alternatieven moeten voldoen aan militaire specificaties, passen binnen het NAVO-beleid en de standaarden voor interoperabiliteit. Defensie heeft de doelstelling om in 2030 voor 30% onafhankelijk te zijn van fossiele brandstoffen.³⁷

HCSS (*The Hague Centre for Strategic Studies*) heeft recent een rapport uitgebracht naar militaire paraatheid en energiezekerheid³⁸. Volgens het rapport is Europa, en ook Nederland, onvoldoende voorbereid om te voldoen aan de brandstofbehoefte van een grootschalig militair conflict. Het huidige energiesysteem is volgens HCSS ingericht op efficiëntie in vreedstijd, niet op leveringszekerheid tijdens oorlog of crisis. Eerder onderzoek van HCSS geeft aan dat biomethanol en ammoniak niet geschikt zijn voor militair gebruik (overigens ook niet voor civiele luchtvaart). Wel geschikt zijn (geavanceerde) biobrandstoffen en synthetische brandstoffen die bij fossiele brandstof worden bijgemengd.³⁹ In de toekomst zal het naar verwachting technisch mogelijk worden om volledig op hernieuwbare brandstoffen te vliegen.

Voor de productie van duurzame koolstofdragers is leveringszekerheid in Europa of Nederland niet evident, want in een duurzame wereld geven de toegang tot voldoende, betaalbare, groene elektriciteit en duurzame koolstof nieuwe comparatieve voordelen. Sommige hernieuwbare koolstofdragers zullen goedkoper elders geproduceerd kunnen worden. Het is echter niet duidelijk of we erop kunnen rekenen dat er voldoende aanbod aan hernieuwbare koolstofdragers voor import zal zijn. Daarom is er een importstrategie nodig die inzet op een divers aanbod, door ketens te spreiden over verschillende EU- en non-EU-landen (deze maakt deel uit van de VOADK). Bovendien is van belang dat de opbouw van hernieuwbare BCP ingericht is op het innemen van verschillende hernieuwbare grondstofftypen (multi-input) en ook kan voorzien in een divers palet aan producten (multi-output).⁴⁰

³⁴ Kamerstuk Tweede Kamer, 2025–2026, 29826, nr. 279.

³⁵ Europese Commissie (2021). *Trade Policy Review 2021. An Open, Sustainable and Assertive Trade Policy*.

³⁶ Een afhankelijkheid is risicovol en strategisch, als het betreffende product, de dienst of de technologie cruciaal is voor het borgen van onze publieke belangen, en als het risico van leveringsonderbrekingen hoog is, waarbij onder andere wordt gekeken naar de aard van de betrekkingen met het land. Kamerstuk Tweede Kamer 2024–2025, 30821, nr. 244.

³⁷ Kamerstuk Tweede Kamer, 2025–2026, 36592, nr. 52.

³⁸ HCSS (2026). *'No fuel, no fight: The Dutch fuel industry and European military readiness'*.

³⁹ HCSS (2025). *European Military Fuel Readiness. The Role of Alternative Fuels in Military Logistics*.

⁴⁰ TNO (2026). *Breaking free from fossil dependence*.

Hernieuwbare BCP via pyrolyse of vergassing naar synthesesgas lenen zich hiervoor het beste.⁴¹ Als de afvalstroom zeer verontreinigd is levert dit wel een residu op dat in Nederland moet worden verwerkt, in de vorm van storting of verbranding.

De score op strategische autonomie is zodoende een weergave van de mate waarin een toekomstbeeld meer import vergt – hierop scoort beeld 1 het zwakst – en de diversiteit binnen de voorziene import. Toekomstbeeld 3 en 4 scoren beter dan 2 doordat er ook ruwe grondstoffen naar Nederland gebracht worden. Toekomstbeeld 4 scoort het best omdat e-fuelproductie op eigen bodem extra diversiteit biedt ten opzichte van toekomstbeeld 3, waarin e-fuels worden gemaakt van geïmporteerde e-methanol.

Economische kracht/Verdienvermogen

Naast een bijdrage aan de strategische autonomie brengt het opbouwen en behouden van binnenlandse hernieuwbare productiecapaciteit ook economische voordelen voor Nederland, mits de sector kan concurreren met productie elders in de wereld. De BCP-sector, zowel fossiel als hernieuwbaar, draagt bij aan het verdienvermogen, de werkgelegenheid en R&D investeringen in Nederland. De BCP-sector staat daarnaast aan de basis van de chemische industrie en vormt als leverancier van zowel de energie als de grondstof voor de huidige chemie een essentiële schakel in het grensoverstijgende ARRRR-cluster (zie kader ARRRR-cluster). Ook zijn er spill-over effecten zoals contracting en de logistieke sector, waaronder de scheepvaart en tankopslag. De bestaande sector (fossiel en bio) kenmerkt zich door een hoge mate van productiviteit en export.⁴²

De productie van hernieuwbare brandstoffen is kennisintensief en vereist meer conversiestappen dan de productie van fossiele brandstoffen. Hierdoor is er sprake van een hogere toegevoegde waarde wanneer deze productiestappen in Nederland plaatsvinden. Een koploperpositie op hernieuwbare BCP kan leiden tot exportmogelijkheden voor kennisintensieve technologieleveranciers. Daarbij komt dat hernieuwbare BCP in Nederland vervolgens uitstralingseffecten heeft op economische activiteiten in het ARRRR-cluster, met name in nieuwe groene chemie (zie kader ARRRR-cluster). Vanwege de verwevenheid van BCP en chemie, is de mate van de opbouw van hernieuwbare BCP capaciteit in grote mate ook bepalend voor de mate waarin de chemie kan verduurzamen en daarmee nieuw, groen verdienvermogen creëert. Hoe meer eigen productie in verschillende ketenstappen, hoe positiever derhalve de score in tabel 3.

IenW heeft in 2025-2026 een studie laten uitvoeren naar economische waarde van de productie en inzet van duurzame brandstoffen voor de luchtvaart, met inbegrip van de bredere aanvoerketen en omliggende industrie. Met binnenlandse productie van HEFA-SAF en bio-SAF op basis van houtige reststromen kan richting 2050 per jaar ca. 4.800 fte en €564 miljoen bruto toegevoegde waarde worden gecreëerd. Wanneer ook e-SAF in Nederland op significante schaal wordt geproduceerd, kan dit groeien naar ruim 6.500 fte en ca. €950 miljoen per jaar.⁴³ Het inzetten op de opschaling van e-SAF in Nederland kan hiermee op lange termijn een significante bijdrage leveren aan de Nederlandse economie, die volgens het onderzoek groter kan worden dan de huidige fossiele raffinagesector.⁴⁴ Eind 2026 zal hiervoor een subsidieregeling van €290 miljoen uit het Klimaat- en Energiefonds voor e-SAF en geavanceerde bio-SAF worden opengesteld.⁴⁵ Ook is op Prinsjesdag jl. aangekondigd dat er €45 miljoen wordt gestoken in een fonds van Schiphol om het bijmengen van SAF boven de Europese bijmengverplichting te stimuleren.⁴⁶

⁴¹ Akerboom, S. et al. (2025). Expertadvies - De toekomst van duurzame koolstofchemie in Nederland.

⁴² PwC Strategy& (2026). Speelveldtoets 2026.

⁴³ Bij grootschalige HEFA-SAF en geavanceerde bio-SAF productie dient te worden beoordeeld of de biograndstoffen duurzaam beschikbaar zijn. Het bewust en zorgvuldig inzetten van het niet ongelimiteerde aanbod aan duurzame biograndstoffen vormt een kernprincipe van het nationale biomassabeleid, uitgewerkt in het Duurzaamheidskader Biograndstoffen.

⁴⁴ PA Consulting (2026). *SAF's Contribution to the Dutch Economy*.

⁴⁵ [Subsidieregeling duurzame luchtvaartbrandstoffen \(SDL\) | RVO.nl](#).

⁴⁶ [Miljoenennota 2027 | Rijksoverheid.nl](#).

Betaalbaarheid

Het NPE maakt ten aanzien van het begrip betaalbaarheid onderscheid tussen betaalbaarheid voor consumenten (gebruikerskosten) en maatschappelijke kosten, onder meer als gevolg van benodigde overheidsinterventies, zoals normering en subsidies. In deze visie worden subsidiekosten apart beschouwd (zie hieronder). Aangezien de prijs voor olieproducten grotendeels bepaald wordt op internationale markten, verwachten we op betaalbaarheid geen substantieel verschil per toekomstbeeld. Dat neemt niet weg dat hogere bijmengverplichtingen tijdens de transitie kunnen leiden tot prijsstijgingen van olieproducten en chemiegrondstoffen. Monitoringsdata wijst uit dat dit in de afgelopen jaren gebeurd is en vooral afhankelijk was van de prijs van (bio)grondstoffen.⁴⁷ Deze (bio) grondstoffen worden ook internationaal verhandeld, waardoor dit effect beperkt relevant is voor het verschil in gebruikerskosten tussen de toekomstbeelden. Op korte termijn is de verhandelbaarheid van nieuwe productvarianten echter beperkt, waardoor prijsfluctuaties in theorie substantieel kunnen zijn, tenzij deze schommelingen worden gedempt door overheidsinterventies. Wanneer de binnenlandse hernieuwbare BCP opgebouwd wordt en daarnaast de grondstoffen en producten die wél geïmporteerd worden verschillende landen van herkomst kennen, wordt het risico op grote prijschommelingen – zoals die momenteel plaatsvinden voor fossiele producten – gedempt. Op langere termijn zullen prijzen van hernieuwbare producten stabiel en goedkoper worden als de productieschaal toeneemt en internationale transportketens efficiënter en diverser georganiseerd zijn.

Doordat in toekomstbeeld 4 voor e-fuels extra veel hernieuwbare waterstof als grondstof nodig is (bij productie van biobrandstoffen is eveneens waterstof nodig in de voorbehandeling, maar veel minder dan voor e-fuelproductie), verwachten we dat de gebruikskosten hiervan lange tijd hoger zullen blijven.

Interventiebehoefte

Ten aanzien van de maatschappelijke kosten van ondersteunende overheidsinterventies zijn de verschillen tussen de toekomstbeelden groter. Onderzoek door TNO laat zien dat het vanuit kosten oogpunt aannemelijk is om de eerste verwerkingsstap van biograndstoffen dicht bij de bron van de grondstof uit te voeren en dan te vershippen.⁴⁸ Recent onderzoek komt tot vergelijkbare conclusies over de productie van brandstoffen op basis van vergassing en hydrothermische liquefactie (HTL).⁴⁹ Het ligt vanuit energie- en grondstofkostenperspectief dus minder voor de hand dat in Nederland grootschalig geïmporteerde grondstoffen zullen worden verwerkt tot brandstoffen en chemiegrondstoffen.⁵⁰ Kostenverschillen kunnen in theorie ook gecompenseerd worden door subsidie en/of normerend beleid waarmee marktvraag wordt gecreëerd en hogere kosten naar de eindgebruiker worden verschoven. Over het algemeen geldt dat hoe meer stappen in de hernieuwbare productieketen nationaal worden opgebouwd, hoe meer subsidie en/of normering daarvoor nodig is. Dit is vertaald naar scores in de tabel. Bij toekomstbeeld 4 is de behoefte aan overheidsinterventie extra groot, aangezien er voor integrale productie van e-fuels in Nederland relatief veel dure duurzame waterstof nodig is. Productie van e-fuels op basis van goedkopere geïmporteerde synthetische grondstoffen (zoals e-methanol) kan met minder overheidsinterventie concurreren.

Het verwachte prijsverschil in productie van groene waterstof in Nederland ten opzichte van andere locaties (inclusief transport) kan voor producenten echter ook zonder subsidie dragelijk zijn, als er andere voordelen tegenover staan, zoals aanwezigheid van infrastructuur en nabijheid van afnemers. Experts betogen dat de gunstige uitgangspositie van de Nederlandse industrieclusters en het bredere ARRA cluster comparatieve voordelen bieden, waardoor Nederland toch een plek is waar deze processen competitief kunnen plaatsvinden.⁵¹ Nederland is namelijk qua kennis en expertise, infrastructuur (havens,

⁴⁷ https://te-cdn.ams3.cdn.digitaloceanspaces.com/files/202206_Billions_wasted_on_biofuels_TE.pdf

⁴⁸ [Circulaire koolstof in systeemperspectief: achtergrondrapportage](#)

⁴⁹ TNO (2024). *Exploration of Transition Strategies in Dutch Refineries and Organic Chemicals Industry for Climate Policy*. Concawe (2025). *Sustainable biofeedstock supply chains for advanced biofuels in Europe towards 2050*. Report no. 10/25.

⁵⁰ Op dit moment worden wel houtpellets geïmporteerd ten behoeve van elektriciteitsproductie. Het verschil is dat het voor elektriciteit nodig is om dit lokaal te produceren en men dus de grondstof naar Nederland moet halen, terwijl het halffabricaat of eindproduct in het geval van brandstoffenproductie ook goedkoop te transporteren is. Nieuwe technieken zoals torrefactie, kunnen de energiedichtheid en inertie van pellets sterk vergroten, waardoor de transportkosten per eenheid koolstofhoudende energie dalen.

⁵¹ Akerboom, S. et al. (2025). *Expertadvies - De toekomst van duurzame koolstofchemie in Nederland*.

opslag en achterlandverbindingen) en ligging een strategische plek om energiedichte halffabricaten te verwerken tot eindproducten. Dit geldt zowel voor de verwerking van biogene en secundaire koolstofdragers, als voor synthetische halffabricaten. Halffabricaten als bio- of synthetische methanol en bio- of secundaire pyrolyseolie kunnen gemakkelijk worden getransporteerd naar de Nederlandse industrieclusters en sluiten daarmee goed aan bij de sterke uitgangspositie van Nederland. Voor de score in de tabel is aangenomen dat Nederlands positieve uitgangspositie aan alle toekomstbeelden ongeveer evenveel bijdraagt.

De rol van de Nederlandse BCP-sector in een krachtig ARRRRA cluster

De Nederlandse BCP-sector maakt deel uit van een cluster van raffinaderijen, krakers en chemiebedrijven in de regio tussen Antwerpen, Rotterdam en het Duitse Rijn-Ruhrgebied, waarbinnen bedrijven en havens via buisleidingen, water, spoor en wegen met elkaar verknoopt zijn. Dit ARRRRA-cluster is een van de vijf grootste petrochemieclusters ter wereld en voorziet in ongeveer 40 procent van de chemicaliënproductie in de Europese Unie en kan ook in de toekomstige, duurzame koolstofchemie van Europa een belangrijke rol vervullen.⁵²

De huidige concurrentiekracht van de Nederlandse raffinaderijen is gebaseerd op een stevig verankerde positie in de aan-, door- en uitvoer van aardolie(producten) binnen het ARRRRA-cluster, waarbij er sprake is van een synergetische relatie met *liquid bulk* zeehavens, die tevens bunkering hub voor de scheepvaart zijn. De voornaamste asset is de onderliggende infrastructuur: pijpleidingen, waterwegen, kades, terminals, opslag en de verbindende logistiek. Raffinaderijen die een sterke integratie hebben met chemie en die complex zijn, hebben een goede concurrentiepositie. Dit blijkt uit een recent onderzoek van TNO naar de toekomstbestendigheid van het raffinage en chemiecluster in Nederland, Duitsland en België (het ARRRRA-cluster). Verduurzaming biedt kansen voor nieuw verdienvermogen doordat ARRRRA door de integratie en onderlinge verbondenheid een unieke kans biedt op hernieuwbare koolstofverwaarding, waarbij blijvend gebruik kan worden gemaakt van de bestaande infrastructuur en logistiek. Door daarnaast energiegebruik hoofdzakelijk te elektrificeren en CCS toe te passen ontstaat in potentie een krachtig en toonaangevend duurzaam cluster.⁵³ De drie landen zouden hiervoor samen kunnen optrekken.

Nationaal beleid moet zich richten op kansrijke (delen van) productieprocessen voor Nederland, kennisontwikkeling en innovatie. Rotterdam houdt als brandstof- en chemiegrondstoffen-hub in de toekomst comparatieve voordelen voor duurzame productie, waarmee zowel transportsectoren als de chemie bediend kunnen worden. Er is veel kennis in Nederland op een aantal van de noodzakelijke productietechnologieën. Het opbouwen van delen van de productieketen in Nederland kan van die kennis een exportproduct maken. Het huisvesten van (kennisintensieve) productiestappen met een hoge toegevoegde waarde biedt economische kansen voor Nederland.⁵⁴

Ruime en leefomgevingskwaliteit

Bij leefomgevingskwaliteit gaat het doorgaans om veiligheid voor werknemers en bewoners in de omgeving van productielocaties. Het is niet aannemelijk dat er veel verschil is tussen toekomstbeeld 2, 3 en 4 wat betreft het effect op dit publiek belang. Wel zou meer lokale verwerking van afval en recycalaat extra inspanningen kunnen vragen van bedrijven en het bevoegd gezag om geurverspreiding en geurhinder te voorkomen. Ook is meer ruimte nodig dan bij verwerking van halffabricaten, die

⁵² PBL & CPB (2026). Trends voor de toekomst van de industrie.

⁵³ TNO (2026). *Breaking free from fossil dependence*. Hierin wordt koolstof uit afval en biograndstoffen maximaal hergebruikt via pyrolyse en vergassing naar synthese gas. Dit onderzoek wordt tegelijk met deze visie gepubliceerd.

⁵⁴ Akerboom et al. (2025). Expertadvies duurzame koolstofchemie.

grotendeels in bestaande terminals opgeslagen kunnen worden.⁵⁵ Dit verschil is vertaald in scores per toekomstbeeld. Hierbij is gekeken naar de nationale impact, en niet naar de internationale impact. In toekomstbeeld 1 wordt de impact op de leefomgeving geëxporteerd naar het buitenland.

Internationale rechtvaardigheid

Het vergelijken van effecten op internationale rechtvaardigheid is gestoeld op de rechtvaardigheidsprincipes zoals geformuleerd in een recent rapport van het *Sustainable Industry Lab*, dat specifiek bedoeld is voor toepassing bij besluiten over de verduurzamingstransitie van de industrie.⁵⁶ Opbouw van nieuwe waardeketens op basis van import van biograndstoffen of halffabricaten uit non-EU landen kan gepaard gaan met positieve externe effecten in termen van mondiale verduurzaming, realisatie van *Sustainable Development Goals* en (daarmee) het voorkomen van migratiestromen naar de EU. Dit vergt EU-beleid dat faciliteert dat verwerking van deze grondstoffen (deels) lokaal plaatsvindt.⁵⁷ De veronderstelling in de toekomstbeelden is dat aanvoer van grondstoffen en halffabricaten deels uit de EU zal komen en deels van buiten de EU. Door die veronderstelling scoren toekomstbeelden 1 en 2 gunstiger dan beelden 3 en 4.

3c Conclusie opbouw hernieuwbare BCP

Op basis van de scores over de publieke belangen kan geconcludeerd worden dat toekomstbeeld 1 het minst maatschappelijk wenselijk is. Echter, dit is wel het toekomstbeeld dat waarschijnlijk gerealiseerd zal worden als er geen overheidssturing plaatsvindt. Hierom is het van belang dat de overheid stuurt op een ander, meer gewenst toekomstbeeld. Ook in toekomstbeeld 2 is de leveringszekerheid van brandstoffen en chemicaliën in hoge mate afhankelijk van import. Daardoor zou de nationale productie een geringe diversiteit aan productiestappen kennen, hetgeen een beperkte basis biedt voor het verdienvermogen rondom het industriële focusgebied groene geavanceerde chemie. Daarnaast laat tabel 3 zien dat toekomstbeeld 4, waarin ook op grote schaal synthetische koolstofdragers in Nederland worden geproduceerd, het meeste ondersteunende overheidsinterventie vereist, met name voor de benodigde productie van groene waterstof in Nederland. Het kabinet kiest ervoor om in te zetten op toekomstbeeld 3, waarin de opbouw van hernieuwbare BCP een mix vormt van eigen productie op basis van import van ruwe biograndstoffen (na een eerste bewerkingstap in het land van herkomst) en afval uit een diverse groep landen, naast import van halffabricaten. Voor de langere termijn wil het kabinet ook inzetten op toekomstbeeld 4. E-fuels kunnen daarbij gemaakt worden van geïmporteerde e-methanol. De import van energiedichte halffabricaten en het realiseren van een aanzienlijk deel van de biogene keten in Nederland gaat gepaard met belangrijke maatschappelijke voordelen en is bovendien kansrijk. Bij de keuze om al dan niet te sturen op verduurzamingsroutes met meer import van ruwe biograndstoffen en gesorteerd restafval, is de afweging vooral tussen enerzijds meer klimaatbaten van koolstofverwijdering, strategische autonomie en verdienvermogen en anderzijds hogere overheidsinterventie- en ruimtebehoefte.

De wijze waarop Nederland toekomstbeeld 3 (en later 4) het best kan realiseren wordt nog verder onderzocht en uitgewerkt in een Beleidsagenda. Aanvullende Europese maatregelen, waaronder mandaten zullen daarin een sleutelrol vervullen, enerzijds om vraag te creëren, anderzijds om te zorgen voor een gelijk speelveld binnen de EU interne markt. Ook is dit van invloed op de behoefte aan financiële ondersteuning. Daarbij moet ook meegenomen worden dat op lange termijn groene waterstof goedkoper kan zijn dan nu, bijvoorbeeld dankzij technologische doorbraken of import via buisleidingen uit Zuid-Europa. Met name toekomstbeeld 4 kan zo op lange termijn aantrekkelijker worden, omdat daarin enorme hoeveelheden waterstof nodig zijn. Nederland kan hieraan bijdragen door in te zetten op verdere innovatie- en ontwikkelstappen voor productie van e-fuels en synthetische koolstofdragers. Vanuit het Klimaat- en Energiefonds wordt €290 miljoen geïnvesteerd in een SAF-

⁵⁵ STEC Groep en CE Delft (2025). Ruimte voor circulaire economie op bedrijventerreinen. [file](#)

⁵⁶ Fromm, M. & Akerboom, S. (2026). Op weg naar een rechtvaardige industrie: Een besluitvormingskader voor de industrietransitie. Rapport van het *Sustainable Industry Lab*.

⁵⁷ Ricardo Hausmann and Ketan Ahuja (2023). *A more globally minded European green industrial policy. Brueghel Blueprint Series. Sparking Europe's new industrial revolution. A policy for net zero, growth and resilience.* Edited by Simone Tagliapietra and Reinhilde Veugelers.

subsidieregeling, waarvan €205 miljoen naar de ontwikkeling van e-SAF in Nederland gaat. Omdat in toekomstbeeld 4 minder afhankelijkheid is van grote hoeveelheden biograndstoffen, al dan niet uit import, kan dit op de langere termijn een gunstig eindbeeld zijn met het oog op de strategische autonomie van Nederland. Snelle opschaling van deze route is de komende jaren echter niet aan de orde, aangezien er nog veel technische ontwikkel- en opschalingstappen nodig zijn die de kosten verlagen.

Gewenste omvang hernieuwbare BCP

Het streven in het NPE is om voor de binnenlandse energievraag zoveel mogelijk zelfvoorzienend te worden richting 2050. Dit laat zich echter moeilijk vertalen naar de (internationale) transportsector en chemie, omdat deze sectoren in Nederland op dit moment relatief groot zijn en gericht zijn op export, waardoor de energie en grondstoffenvraag niet geheel toe te schrijven is aan binnenlandse consumptie. Wat betreft omvang van de hernieuwbare productiecapaciteit in Nederland betekent toekomstbeeld 3 dat het kabinet streeft naar binnenlandse productiecapaciteit waarmee tenminste in een aanzienlijk deel van de binnenlandse vraag naar brand- en grondstoffenproductie kan worden voorzien en zo mogelijk ook in een deel van de Europese vraag. Dit kan echter per sector sterk verschillen. Bijvoorbeeld, als de nadruk komt te liggen op import van energiedichte tussenproducten als methanol, geldt voor sommige sectoren dat geen verdere verwerking nodig is, bijvoorbeeld als methanol wordt ingezet als brandstof voor de zeevaart. Voor de zeevaart is dan in feite sprake van import van eindproducten. Voor luchtvaart en chemie kan vervolgens in Nederland wel verdere verwerking plaatsvinden. Dit hangt sterk af van de productieroutes waar vanuit het overheidsbeleid en de sector op wordt ingezet, en het deel van de productieketen dat in Nederland zal plaatsvinden. Het kabinet heeft in het regeerakkoord afgesproken dat de productie van SAF ook in eigen land moet worden opgeschaald. Dit wordt met een subsidieregeling uit het Klimaat- en Energiefonds financieel gestimuleerd. Halffabricaten zoals methanol spelen hierbij een belangrijke rol. Daarbij houdt het kabinet ten alle tijde oog voor de totale optelsom van het gebruik van biomassa, zoals ook eerder aangegeven in deze visie.

Het *Sustainable Industry Lab* heeft geadviseerd om een koolstofconversiedoel te stellen om de transitie op te starten en door te komen op weg naar een substantiële, toekomstbestendige nationale BCP capaciteit.⁵⁸ Het kabinet neemt deze aanbeveling in overweging, waarbij met name de eventuele instrumentering nog de nodige uitwerking vergt. Hieronder valt zowel conversie ruwe biograndstoffen of afval naar energiedichte halffabricaten, alsook conversie van halffabricaten naar brandstoffen en chemiegrondstoffen.

Visie verduurzaming bunkerbrandstoffen

In de internationale markt voor het tanken ('bunkeren') van brandstoffen door zeevaart, binnenvaart en luchtvaart neemt Nederland met de zeehavens en Schiphol een grote positie in. De haven van Rotterdam is de grootste bunkerhaven in Europa en behoort tot de mondiale top. De luchtvaart in West-Europa wordt voor een groot deel vanuit de havens van Rotterdam en Amsterdam bevoorrad via pijpleidingen naar Schiphol.

Behoud en vorm van onze huidige positie is niet vanzelfsprekend. Dit geldt specifiek voor de scheepvaart, omdat scheepvaart in vergelijking tot luchtvaart minder afhankelijk van haar eindbestemming is voor bunkering. Door de energietransitie van scheepvaart en luchtvaart wordt een verschuiving van de vraag verwacht: van fossiele bunkerbrandstoffen naar duurzame energiedragers. Daarbij geldt dat het tempo van deze verschuiving van de vraag erg moeilijk te voorspellen is. Hier niet tijdig op voorbereid zijn kan impact hebben op de bunkerpositie van Nederland. Tegelijk biedt deze transitie ook kansen en kan de bunkerpositie worden benut voor het faciliteren van deze transitie. Diversificatie van het huidige fossiele bunkeraanbod met duurzame energiedragers kan bijdragen aan strategische autonomie en leveringszekerheid.

⁵⁸ SIL (2025). Hulp bij systeempijn.

Nederland heeft een groot volume internationale bunkering. Voor scheepvaart laten verschillende scenario's over de toekomstige bunkervraag een grote bandbreedte zien, variërend van een lichte tot een sterke afname ervan. De omvang is afhankelijk van de vervoersprestatie, de verbetering van efficiëntie en de aantrekkelijkheid van de Nederlandse haven voor bunkering. Daarbij spelen nationale en internationale beleidsmaatregelen en de beschikbaarheid van de gevraagde brandstoffen een belangrijke rol. Voor de luchtvaart laten verschillende scenario's over het algemeen een toename zien van de brandstofvraag, waarbinnen een toenemend aandeel van hernieuwbare brandstoffen (SAF) komt.

Het bunkeraanbod kan bestaan uit import of productie in Nederland van hernieuwbare brandstoffen. Voor de importzijde is met name de ontwikkeling van de import van waterstofdragers belangrijk voor de haven van Rotterdam als waterstofhub. Een deel van de waterstofdragers die nodig zijn om waterstof te transporteren (zoals methanol) is hetzij direct inzetbaar in de scheepvaart, dan wel om te zetten naar vliegtuigbrandstoffen.

De impact van een veranderende vraag naar bunkerbrandstoffen op de bunkerpositie van Nederlandse havens wordt in kaart gebracht in de Visie verduurzaming bunkerbrandstoffen in 2026. Binnen de Visie verduurzaming bunkerbrandstoffen wordt daarbij meegenomen, hoe de bunkerpositie kan bijdragen aan de energietransitie van lucht- en scheepvaart. Een stevige inzet op de verduurzaming van de BCP-transitie is van belang voor het behouden van een sterke bunkerpositie van de Nederlandse havens.



4 Afbouw en emissiereductie in de fossiele BCP-sector

4a Huidige situatie en verwachtingen voor afbouw en emissiereductie

Afbouw

De afbouw (zie Begrippenlijst, bijlage 1) van de Europese fossiele BCP-sector is al ingezet; volgens Fuels Europe zijn sinds 2009 35 raffinaderijen in Europa gesloten, wat overeenkomt met ongeveer 20% van de toenmalige productiecapaciteit. De 83 resterende fossiele en 11 bioraffinaderijen staan onder druk van buitenlandse concurrentie. Daardoor is de EU al netto importeur van kerosine en diesel geworden.⁵⁹ In Nederland is recent de raffinaderij van Gunvor stilgelegd, de kleinste van de zes raffinaderijen in Nederland.

De verwachting is dat bij ongewijzigd beleid ook in Nederland fossiele BCP nog verder zal worden afgebouwd. In welke mate en snelheid dit zal gebeuren is echter niet te voorspellen, omdat de Nederlandse fossiele BCP bij een gelijk speelveld relatief kostenefficiënt kan opereren in de Europese markt.⁶⁰ Dat speelveld wordt nu verstoord door met name ongelijke energiekosten ten opzichte van buurlanden.⁶¹ Er bestaan verschillende scenariostudies over de reductie in omvang van de Nederlandse fossiele raffinagesector. Over de beelden heen (inclusief de eerder genoemde studies van NPE, PBL en PwC Strategy&) is de breed gedragen verwachting dat zowel de vraag naar, als het aanbod van fossiele raffinage in Nederland afneemt.

Volgens de trendanalyse van CPB en PBL is de Nederlandse raffinagesector relatief emissie-intensief (veel uitstoot per euro toegevoegde waarde ten opzichte van andere bedrijfstakken; hier wordt niet vergeleken met andere raffinaderijen in de EU), wat zich binnen het ETS vertaalt in een relatief grotere blootstelling aan de stijgende CO₂-prijzen, vooral naarmate de gratis emissierechten verder worden afgebouwd.⁶² Onbekend is echter wanneer de afbouw van gratis rechten in het ETS individuele raffinaderijen dwingt tot harde keuzes om te investeren in scope 1 verduurzaming (zie opties hieronder) of sluiting. Daarbij speelt mee dat de vijf raffinaderijen in Nederland door grote schaal en hoge energie-efficiëntie relatief goedkoop kunnen produceren ten opzichte van Europese concurrenten, die hierdoor waarschijnlijk eerder zullen sluiten. De verwachting in deze visie is dus dat er in Nederland afbouw zal plaatsvinden bij raffinaderijen die niet in staat zijn om hun installaties richting 2040 op scope 1 emissies te verduurzamen.

Afbouw van raffinagecapaciteit gaat gepaard met risico's in termen van weglek, verlies van strategische autonome en negatieve economische effecten. Er is een risico dat investeringen in verduurzaming en ombouw uitgesteld worden tot het moment dat CO₂-kosten ondraaglijk worden, waardoor productie uit Nederland verdwijnt, nog voordat er hernieuwbare BCP-capaciteit is opgebouwd. Deze ongecontroleerde afbouw zou ook negatieve effecten hebben op de chemische industrie, waar de sterke verwevenheid met de BCP zowel synergieën als kwetsbaarheden met zich meebrengt.

Een vorm van gecontroleerde, gestuurde afbouw, waarbij de overheid enige mate van sturing uitoefent op het afbouwpad, kan een geleidelijke transitie faciliteren en vergroot de kans dat negatieve gevolgen (zoals importafhankelijkheid) van ongecontroleerde, te snelle afbouw beperkt worden.

⁵⁹ Fuels Europe (2026). Brief aan Europese regeringsleiders.

⁶⁰ TNO (2026) *Breaking free from fossil dependence* (bijlage). De relatief gunstige ligging bij de Rotterdamse haven, integratiemogelijkheden met chemische industrie en verbondenheid met afnemers in een groot achterland, samen met een grote productieschaal van grotendeels boekhoudkundig afgeschreven installaties (dit drukt de kosten per eenheid product) zorgen voor een sterke concurrentiepositie ten opzichte van raffinaderijen elders in Europa.

⁶¹ PwC Strategy& (2026). Speelveldtoets 2026. PwC Strategy& rekent voor dat de Nederlandse raffinaderijen te maken hebben met oplopende ETS-kosten (in 2040 tot bijna een verdrievoudiging) en een ongelijk Europees speelveld voor elektrificatie, vooral door hogere nettarieven (na afschaffing in 2025 van de volumekorting in Nederland) en netto hogere energiebelastingtarieven (andere landen kennen ruimere vrijstellingen of korting).

⁶² CPB en PBL (2026). Trends voor de toekomst van de industrie.

Emissiereductie

De opties voor scope 1 en 2 emissiereductie voor fossiele BCP laten zich in de volgende categorieën vatten⁶³:

1. Energie-efficiëntie (energiebesparing): hiervan zijn de grootste besparingsopties al uitgevoerd, er is een relatief klein resterend potentieel ten opzichte van andere emissiereductieopties⁶⁴;
2. Elektrificatie van processen: vooral aantrekkelijk voor stoomturbines (aandrijving) en stoomproductie, bijvoorbeeld door middel van e-boilers;
3. *Carbon Capture and Storage*: CCS telt onder voorwaarden mee als scope-1 emissiereductie, wanneer de CO₂ langjarig wordt opgeslagen of vastgelegd. In de fossiele BCP sector is dit mogelijk door restgassen die gebruikt worden voor ondervuring te scheiden in waterstof en CO₂ en de CO₂ vervolgens op te slaan. Als de restgassen bovendien deels biogeen zijn, door inzet van *co-processing* (zie 6 en tekstkader) draagt deze route bij aan koolstofverwijdering.
4. Het gebruik van hernieuwbare waterstof, die ook kan worden toegepast voor de productie van biogene en synthetische brandstoffen en chemiegrondstoffen.
5. Koolstofarme waterstof kan worden toegepast in de transitiefase naar volledig gebruik van hernieuwbare waterstof. Deze waterstof wordt doorgaans gemaakt van aardgas, in combinatie met CCS. Het is ook mogelijk om hiervoor restgas te gebruiken (zie optie 3).
6. *Co-processing*: raffinage op basis van een mengsel van fossiele- en hernieuwbare grondstoffen (bijvoorbeeld aardolie en pyrolyseolie) zorgt ervoor dat brandstoffen deels biogeen worden, wat meetelt als scope-3 emissiereductie (scope-1 bij de mobiliteitssector). Daarnaast wordt een deel van de restgassen die raffinaderijen hergebruiken en daarna emitteren biogeen, wat meetelt als een scope-1 emissiereductie. Het vergt relatief weinig investeringen en kan biomassa pyrolysestromen op gang brengen. Met *co-processing* is echter geen volledige ombouw naar hernieuwbare productie te bereiken, maar wel tussen 5 en 30 procent biogene emissies en brandstoffen en chemiegrondstoffen, al naar gelang het type raffinaderij (zie kader *co-processing*). Deze optie is te combineren met optie 3.
7. *Co-location*: bestaande infrastructuur en productieassets bieden mogelijkheden om de ontwikkeling van hernieuwbare brand- en grondstoffen te ondersteunen, in de vorm van her- of co-gebruik. *Co-location* is daarmee een optie om opbouw van hernieuwbaar en volledige ombouw goedkoper te maken, maar levert op zichzelf geen emissiereductie op.

De eerste vijf opties kunnen allemaal bijdragen aan het reduceren van de scope 1 en 2 emissies op de productielocaties in Nederland en zijn van belang voor het behoud van fossiele raffinagecapaciteit.⁶⁵

De zesde optie – *co-processing* – draagt in beperkte mate bij aan scope 1 emissiereductie in de raffinagesector en ook aan die van de mobiliteitssector. Aangezien deze optie ook gezien kan worden als opbouw van hernieuwbare BCP, wordt deze in de beoordeling van publieke belangen hieronder niet meegenomen, maar in het tekstkader over *co-processing*. Optie 7 blijft bij die beoordeling eveneens buiten beschouwing, al geldt voor beide dat bedrijven hiervan gebruik kunnen maken als dat een investering aantrekkelijker maakt. Het is technisch mogelijk een fossiele raffinaderij geheel (of gedeeltelijk) om te bouwen naar een hernieuwbare raffinaderij, maar dit betreft conversie naar een bioraffinaderij waar gebruik gemaakt wordt van oliehoudende biogene grondstoffen. Volledige ombouw is daarom in deze visie gelijk gesteld aan opbouw van hernieuwbare BCP.

Reductieopties 2 tot en met 6 van bestaande fossiele raffinaderijen kunnen in sommige gevallen in de weg staan van opbouw van hernieuwbare productie, als schaarse productiefactoren arbeid, kapitaal, (fysieke en milieu-)ruimte en grondstoffen vastgehouden zouden worden in hoofdzakelijk fossiele processen. Als dit ten koste gaat van investeringen in hernieuwbare BCP-capaciteit, is sprake van een *lock-in effect*. Op dit moment is evenwel zichtbaar dat de opbouw van hernieuwbare BCP-capaciteit al plaatsvindt. Neste heeft in Rotterdam de grootste biobrandstoffabriek van Europa gebouwd (op basis van oliehoudende biogene grondstoffen), naast bestaande raffinaderijen.

⁶³ Verkenning Taskforce verduurzaming brandstoffen en chemiegrondstoffenproductie. Zie bijlage 2.

⁶⁴ PwC Strategy& (2026). Speelveldtoets 2026. Met energie-efficiëntie is 5-10% reductie mogelijk, met elektrificatie ook, met koolstofarme en hernieuwbare waterstof 10-15% en met CCS 45-50%.

⁶⁵ PwC Strategy& (2026). Speelveldtoets 2026.

Ruimtegebrek in de Rotterdamse haven beperkt de mogelijkheden voor verdere uitbreiding. Investerings in opbouw van hernieuwbare BCP blijven echter ook om andere redenen dan de genoemde schaarstes achter.⁶⁶

Co-processing

De mogelijke inzet van bedrijven op *Co-processing* – het gedeeltelijk bijmengen van biogene grondstoffen (zoals pyrolyseolie) bij fossiele producten – biedt een dilemma voor bedrijven en voor de overheid. Enerzijds zorgt *co-processing* voor een geleidelijke afname van het gebruik van fossiele koolstof en een geleidelijke toename van biogene koolstof in fossiele BCP. Daarbij zal ook emissiereductie bij de raffinaderij plaatsvinden, omdat de vrijkomende restgassen die verbrand worden in fornuizen deels biogeen worden, en daarmee klimaatneutraal. Het kan zo ook biomassa-pyrolyse-stromen op gang brengen, die opgeschaald kunnen worden voor volledige ombouw naar hernieuwbare BCP. Raffinage-assets waarvan de benuttingsgraad daalt kunnen worden ingezet voor *co-processing*. *Co-processing* vraagt daardoor relatief kleine investeringen: 30 tot 50% minder in vergelijking met nieuwbouw. Doordat de brandstoffen en chemiegrondstoffen door *co-processing* deels biogeen worden, levert deze techniek ook een (beperkte) emissiereductie op in de mobiliteitssector en in de lucht- en scheepvaart en telt het mee voor Europese mandaten voor biobased brandstofgebruik. *Co-processing* kan zo een snelle en impactvolle route voor emissiereductie zijn, die tevens de leveringszekerheid en het verdienvermogen versterkt.

Anderzijds kan *co-processing* niet zorgen voor meer dan ongeveer 30 procent verduurzaming van de grondstofinname (mogelijk zijn in de toekomst hogere percentages mogelijk en rendabel, wat mede afhankelijk is van de kosten van de benodigde opwerking met behulp van waterstof), waarmee geen volledige ombouw naar hernieuwbare productie te bereiken is. Ook zal de productiecapaciteit in de meeste gevallen lager zijn dan bij ombouw. De vraag is dan ook of bedrijven wel in *co-processing* als overgangstechnologie zullen investeren, als ze daarmee de pijn van oplopende CO₂-prijzen op termijn niet kunnen afwenden en als ze weten dat de Europese mandaten zullen dwingen tot uiteindelijk volledige verduurzaming (ervan uitgaand dat vroeg of laat wereldwijd de overstap gemaakt wordt naar duurzaam koolstofgebruik). Investerings in *co-processing* zijn weliswaar kleiner dan in ombouw, maar moeten wel worden terugverdiend. Voor raffinaderijen kan de combinatie van CCS met *co-processing* aantrekkelijk worden als koolstofverwijdering een waarde krijgt als onderdeel van het ETS. De opslag van deels biogene CO₂ draagt zo immers bij aan het verdienmodel.

4b Vier toekomstbeelden voor de fossiele BCP

Net als in Hoofdstuk 3 bij opbouw hernieuwbare BCP, kunnen ook bij bestaande fossiele raffinagecapaciteit vier toekomstbeelden worden onderscheiden, op basis van onzekerheden. Deze beelden zijn weergegeven in tabel 4, ze verschillen onderling op twee dimensies:

1. Afbouwsnelheid. Hierbij kijken we naar de mate van productie voor export in 2050. Uitgangspunt hierbij is dat Nederlandse raffinaderijen relatief concurrerend zijn binnen de Europese markt, waardoor niet aannemelijk is dat Nederland netto-importeur wordt. Daarbij geldt dat de schaalgrootte van de Nederlandse raffinaderijen en daarmee de gunstige concurrentiepositie afhankelijk is van export, met name de afzet in het ARRA-cluster.⁶⁷ Goedkope fossiele producten van buiten de EU zullen dan eerst duurdere Europese raffinagecapaciteit verdringen. De snelheid waarmee dat de komende decennia gebeurt, bepaalt de mate waarin Nederlandse raffinaderijen blijven produceren voor export naar de rest van Europa. Bij veel export is het afbouwtempo van bestaande Nederlandse raffinaderijen dus gematigd.

⁶⁶ TNO (2026). *Barriers to advanced biofuels*. Deze studie is als bijlage opgenomen bij deze visie en zal benut worden voor de Beleidsagenda BCP.

⁶⁷ Volgens CPB en PBL is het aandeel van de Nederlandse raffinageproductie dat naar EU-landen gaat iets minder dan 50 procent. CPB en PBL (2026). Trends voor de toekomst van de industrie.

2. De mate van emissiereductie. Het gaat hier vooral om scope 1 (en 2) reductie bij raffinaderijen in de klimaatsector industrie, op basis van bovenstaande aanpassingen aan het productieproces, dus met geen of zeer beperkte inzet van hernieuwbare grondstoffen.

De toekomstbeelden in tabel 4 zijn in zekere zin ook een weergave van de grote verschillen die er zijn tussen de raffinaderijen, die het zicht beperken op de precieze concurrentiekracht onder de blootstelling aan hogere CO₂-prijzen en afnemende ETS-rechten per individuele raffinaderij (zie bijlage 1 voor basis-informatie over omvang en type). Daarnaast zijn de beelden een reflectie van de onzekerheid omtrent de bereidheid van buitenlandse hoofdkantoren om in Nederland te investeren in ombouw. Door hierna de effecten van de toekomstbeelden op publieke belangen te toetsten, wordt het makkelijker om een keuze te maken over het gewenste toekomstbeeld.

Tabel 4: afbouw en ombouw van fossiele BCP in vier toekomstbeelden voor 2050

Toekomstbeeld 1: Snelle ongecontroleerde afbouw, weinig scope 1 emissiereductie	Toekomstbeeld 2: Matige gecontroleerde afbouw, weinig scope 1 emissiereductie	Toekomstbeeld 3: Snelle ongecontroleerde afbouw, veel scope 1 emissiereductie	Toekomstbeeld 4: Matige gecontroleerde afbouw, veel scope 1 emissiereductie
Investering in verduurzaming worden uitgesteld tot het laatste moment, waardoor CO ₂ -kosten ondraaglijk worden en productie binnen korte tijd uit Nederland verdwijnt.	Raffinaderijen investeren weinig in verduurzaming, maar dankzij de goede concurrentiepositie van de Nederlandse raffinagesector is snelle afbouw economisch niet nodig.	Alleen fossiele raffinaderijprocessen met veel emissiereductie blijven in Nederland produceren, andere verdwijnen op korte termijn.	Mede dankzij grote inzet op verduurzaming van de processen kunnen fossiele raffinaderijen binnen de gestelde klimaatdoelen nog lange tijd in Nederland produceren.

4c Publieke belangen

Van bovenstaande toekomstbeelden kunnen de bijdragen aan een aantal publieke waarden ingeschat worden, deze worden weergegeven in tabel 5. In deze visie gebeurt dit kwalitatief. De scores in de tabel worden hieronder toegelicht.

Duurzaamheid

Klimaatdoelen (nationaal en internationaal)

Anders dan bij de opbouw van hernieuwbare BCP, is in de onderscheiden toekomstbeelden voor afbouw fossiel de score op duurzaamheid vooral afhankelijk van de mate waarin bedrijven investeren in scope 1 emissiereductie bij de BCP-sector zelf. Deze investeringen dragen bij aan de nationale klimaatdoelstellingen. De hoeveelheid fossiele productie (snelle of matige afbouw) maakt ook uit, aangezien er altijd wat restemissies overblijven na toepassing van genoemde reductieopties. Bovendien draagt de afbouw van fossiele productie binnen de nationale BCP bij aan het behalen van de internationale klimaatdoelstellingen, vanwege de emissies (o.a. methaan) die vrijkomen bij de winning van fossiele grondstoffen en de scope 3 emissies die vrijkomen bij de verbranding van de geëxporteerde brandstoffen. Daardoor komt de score bij veel reductie en snelle afbouw het positiefst uit (toekomstbeeld 3).

Circulariteit

Fossiele grondstoffen dragen niet bij aan circulaire economie in Nederland (in tegendeel). Deze grondstoffen zijn eindig, en kennen geen gesloten kringloop. Wanneer we *co-processing* buiten beschouwing laten, leidt matige of snelle afbouw van fossiele BCP, noch emissiereductie op zichzelf tot circulariteit. Hierdoor scoren alle toekomstbeelden op het gebied van circulariteit negatief (geen effect in tabel 5). Het afbouwen van fossiele grondstoffen voor BCP-productie is dus voorwaarde voor een circulaire economie.

Biodiversiteit & luchtkwaliteit

De inzet van fossiele grondstoffen in de Nederlandse BCP kan negatieve gevolgen hebben voor de biodiversiteit en de luchtkwaliteit in de omgeving waar de grondstoffen gewonnen worden. In Nederland wordt nauwelijks olie gewonnen. Voornamelijk olie lekkages op zee en bodemvervuiling hebben langdurige gevolgen voor de biodiversiteit waar deze incidenten plaatsvinden. Daarnaast heeft de verbranding van fossiele (en hernieuwbare) brandstoffen een negatief effect op de biodiversiteit en luchtkwaliteit van het land waarnaar geëxporteerd wordt. In tabel 5 gaat het om verwachte effect op biodiversiteit van verschillen tussen de toekomstbeelden van de Nederlandse BCP. Deze zijn verwaarloosbaar klein en derhalve niet opgenomen.

Tabel 5: bijdrage van fossiele BCP afbouw en ombouw aan publieke belangen in 4 toekomstbeelden voor 2050

Publiek belangen	Toekomstbeeld 1: Snelle ongecontroleerde afbouw met 0 fossiel in 2050 (of eerder), weinig scope 1 emissiereductie	Toekomstbeeld 2: Matige gecontroleerde afbouw met resterend fossiel in 2050, weinig scope 1 emissiereductie	Toekomstbeeld 3: Snelle ongecontroleer- de afbouw tot 0 fossiel in 2050 (of eerder), veel scope 1 emissiereductie	Toekomstbeeld 4: Matige gecontroleerde afbouw met resterend fossiel in 2050, veel scope 1 emissiereductie
Duurzaamheid (klimaatdoelen, circulariteit, biodiversiteit)	- Nog veel emissies	-- Nog erg veel emissies	++ Zeer weinig restemissies	+ Weinig restemissies
Strategische autonomie NW EU (betrouwbaarheid leveringszeker- heid)	-- Strategische autonomie onder druk	+ Bijdrage aan strategische autonomie NW-EU	-- Strategische autonomie onder druk	+ Bijdrage aan strategi- sche autonomie NW-EU
Economische kracht / verdienvermogen	-- Relatief kleine sector, en weinig toekomstbestendig	+/- Relatief krachtige sector, maar weinig toekomstbestendig	+/- Relatief kleine sector, wel meer toekomstbestendig	++ Relatief krachtige economische sector, ook meer toekomstbestendig
Interventiebehoefte (ondersteunend beleid en betaalbaarheid)	+ Weinig interventiebehoefte	+/- Beperkte interventiebehoefte	+/- Beperkte interventiebehoefte	- Veel interventiebehoefte
Ruimte en leefomge- vings-kwaliteit	+/- Naast CO ₂ ook andere emissies, maar sneller ruimte voor opbouw	-- Naast CO ₂ veel andere emissies, geen extra ruimte voor opbouw	++ Naast CO ₂ ook reductie van andere emissies, sneller ruimte voor opbouw	+/- Naast CO ₂ ook reductie van andere emissies, geen extra ruimte voor opbouw
Internationale rechtvaardigheid	- Veel weglek van emissies	+ Weinig weglek van emissies	- Veel weglek van emissies	+ Weinig weglek van emissies

Strategische autonomie

Ondanks het uitgangspunt dat Nederland in alle toekomstbeelden vanwege de relatief goede concurrentiepositie geen netto importeur van volledig verwerkte olieproducten en chemiegrondstoffen wordt, kan de betrouwbaarheid en leveringszekerheid toch onder druk komen te staan als gevolg van de importafhankelijkheid van ruwe aardolie. Dit heeft ook te maken met de grote rol die de Nederlandse BCP-sector speelt voor afnemers in Noordwest-Europa, waaronder ook militaire bases en luchthavens. In de toekomstbeelden waarin snel fossiele BCP in Nederland wordt afgebouwd, blijft minder flexibiliteit over in relatie tot export en plotselinge piekvraag, zoals in een oorlogssituatie. Deze toekomstbeelden (1 en 3) scoren dus slechter op deze publieke waarde dan de toekomstbeelden met gematigde afbouw (2 en 4).

Economische kracht/verdienvermogen

Het verdienvermogen van de raffinagesector in Europa staat onder druk door de relatief hoge (fossiele) energie- en grondstofprijzen, waardoor steeds meer import van fossiele brandstoffen (met name kerosine) en chemieproducten van buiten Europa naar de EU plaatsvindt. De score op het Nederlandse verdienvermogen in de toekomstbeelden start dus in alle gevallen laag, maar is gunstiger bij matige afbouw, vanwege de samenhang tussen productieschaal en winstmarges. Door te investeren in scope 1 emissiereductie, kunnen fossiele activiteiten langer doorgaan, wat de score op verdienvermogen verbetert. Echter zal ook dit eindig zijn, gezien het streven om van fossiele grondstoffen weg te bewegen, naar een circulaire economie. Uiteindelijk dragen investeringen in opbouw van hernieuwbare productie het meest bij aan het verdienvermogen van de Nederlandse BCP.

Betaalbaarheid en interventiebehoefte

In alle toekomstbeelden bepaalt de internationale prijs voor olieproducten de betaalbaarheid voor consumenten en andere afnemers. De overgebleven fossiele productiecapaciteit is het meest competitief en daarmee betaalbaar. Dit aspect is in alle toekomstbeelden hetzelfde en telt daarom niet mee in de score.

interventiebehoefte is vooral afhankelijk van de veronderstelde mate van investering in emissiereductie, als gevolg van het steeds strenger wordende ETS (deze vorm van beprijzende overheidsinterventie op EU-niveau wordt in deze visie als gegeven beschouwd). Met interventie wordt de inzet van ondersteunend overheidsbeleid bedoeld, waaronder subsidie voor investeringsprojecten en normerende instrumenten waarmee marktvraag naar gedeeltelijk biogene brandstoffen wordt gecreëerd en de hogere productiekosten naar de eindgebruiker worden verschoven. Europese mandaten spelen ook een rol door vraagcreatie naar RFNBO-brandstoffen, wat investeringen in duurzame waterstofproductie stimuleert. Hiermee is een deel van de benodigde emissiereductie te behalen. Toekomstbeeld 1 kent weinig emissiereductie bij relatief lage productie (snelle afbouw), dus heeft weinig ondersteunend beleid nodig. In toekomstbeeld 4 is dit andersom, wat leidt tot een lage score op dit punt. In toekomstbeeld 2 is sprake van weinig afbouw in combinatie met veel restemissies; dat zou mogelijk zijn als de CO₂-prijs richting 2040 en verder niet veel toeneemt en de sector in Nederland aanzienlijk concurrerender is dan andere Europese raffinaderijen. In dat geval is weinig ondersteunend beleid nodig, maar meer dan in toekomstbeeld 1. In toekomstbeeld 3 wordt per raffinaderij meer geïnvesteerd in scope-1 reductie, maar bij een gering aantal (de rest stopt), waardoor de interventiebehoefte meevalt.

Ruimte en leefomgevingskwaliteit

Bij snelle afbouw komt binnen de bestaande milieucontouren meer ruimte vrij voor alternatieve productie, waaronder opbouw van hernieuwbare BCP. In de beelden waarin bedrijven in hoge mate investeren in ombouw voor emissiereductie, worden technieken ingezet die doorgaans zorgen dat ook emissies van andere milieubelastende gassen dalen. Toekomstbeeld 3 met snelle afbouw en veel emissiereductie scoort zodoende het beste.

Voor ombouw en afbouw kan wel (tijdelijk) extra fysieke en milieuruimte nodig zijn. Bovendien vraagt het realiseren van een (tijdig) afbouw en ombouw om veel ruimtelijke regie en sturing. In dit kader is relevant dat de (Ontwerp) Nota Ruimte inzet op meer Rijksregie op de ruimtelijke ordening in en om de haven- en industrieclusters. Hoe deze sturing er uit komt te zien, en hoe de opgaven rond om- en afbouw brand- en grondstoffensysteem daarin meeweegt, wordt nader uitgewerkt in de 'nationale ruimtelijk-economische strategie haven- en industrieclusters', zoals aangekondigd in het coalitieakkoord.

Internationale rechtvaardigheid

Bij snelle afbouw van BCP in Nederland wordt een groter deel van de Noordwest-Europese marktvraag ingenomen door import. De kans is groot dat deze import afkomstig is uit raffinaderijen elders in de wereld die meer broeikasgassen (naast CO₂ bijvoorbeeld ook methaan) uitstoten dan Nederlandse. Daardoor scoren deze toekomstbeelden op dit publiek belang slechter dan bij gematigde afbouw.

4d Conclusie afbouw en emissiereductie fossiele BCP

Op grond van de scores op publieke belangen is toekomstbeeld 4 het meest wenselijk: matige gecontroleerde afbouw met resterend fossiel in 2050, met veel scope 1 emissiereductie.

Toekomstbeeld 4 heeft goede scores op duurzaamheid, strategische autonomie en verdienvermogen en leidt ook tot beperkte internationale weglek van emissies. Daar staat een relatief hoge behoefte aan ondersteunende overheidsinterventie (zoals subsidies en normering) tegenover, evenals minder snelle vrijval van ruimte voor opbouw van hernieuwbare BCP. Europese mandaten kunnen de interventiebehoefte beperken. Zonder grote publieke en private inzet op investeringen in emissiereductie zijn toekomstbeeld 2 (matige afbouw en weinig emissiereductie) of 3 (snelle ongecontroleerde afbouw en veel emissiereductie) echter waarschijnlijk. Daarom heeft een inzet op toekomstbeeld 4 de voorkeur van het kabinet.

5 Conclusie

In dit hoofdstuk brengen we de deelconclusies over afbouw van fossiele raffinage samen met de conclusies over opbouw van hernieuwbare BCP. De kernvraag bij deze visie was welk toekomstbeeld denkbaar is en maatschappelijk gezien het meest wenselijk. Daartoe is in hoofdstuk 3 en 4 beoordeeld welke toekomstbeelden het best voldoen aan de strategische opgaven ten aanzien van duurzaamheid, weerbaarheid en verdienvermogen en de mate waarin ze beperkt worden door de interventiebehoefte en beschikbare ruimte. Gegeven de schaarste aan arbeid, kapitaal (publiek en privaat), (milieu)ruimte en hernieuwbare energie, kan niet alles tegelijk plaatsvinden, terwijl ondertussen bestaande productie (in afnemende mate) doorgaat. Volgens de Wetenschappelijke Klimaatraad (WKR) dwingen dergelijke complexe transitievraagstukken, in combinatie met teruglopende winstmarges en oplopende energie- en klimaatkosten overheden tot het maken van lastige keuzes in het beleid om de industrie toekomstbestendig te maken.⁶⁸

Op basis van de scores over de publieke belangen bij hernieuwbare BCP kan geconcludeerd worden dat het wenselijk is om te streven naar een mix van eigen productie op basis van import van ruwe bio-grondstoffen (na een eerste bewerkingstap in het land van herkomst) en gesorteerd restafval en import van halffabricaten (toekomstbeeld 3 in hoofdstuk 3). Op langere termijn is een verschuiving naar e-fuelsproductie wenselijk (toekomstbeeld 4), als de kosten daarvan door verdere innovatie en opschaling fors gedaald zijn en daarmee relatief aantrekkelijker geworden is ten opzichte van bio-gebaseerde BCP. Op grond van de scores op publieke belangen is ook ten aanzien van de afbouw en ombouw van fossiele BCP toekomstbeeld 4 het meest wenselijk: matige gecontroleerde afbouw met resterend fossiel in 2050, in combinatie met scope 1 emissiereductie, zodat klimaatneutraliteit in 2050 verzekerd wordt.

De resterende Europese marktvraag naar brandstoffen en chemiegrondstoffen zal op grond van beperkingen in de opschalingsmogelijkheden van hernieuwbare BCP op korte- en middellange termijn vooral bediend moeten worden door bestaande raffinaderijen (fossiel en eerste en tweede generatie biobrandstoffen). Daarom moet voorkomen worden dat door teruglopende marges Europese raffinaderijen worden gesloten voordat geavanceerde hernieuwbare alternatieven op voldoende schaal beschikbaar komen (zie hoofdstuk 4). Tegelijkertijd maken fossiele grondstoffen Nederland afhankelijk van een beperkt aantal landen voor import, terwijl hernieuwbare producten (grondstoffen en halffabricaten) vanuit een diverse groep landen geïmporteerd kunnen worden. Een snelle opbouw in Nederland van hernieuwbare productie en de opbouw van een strategische hernieuwbare brandstoffenvoorraad, gelijktijdig met gecontroleerde afbouw van fossiele productie, leidt daarom juist tot meer strategische autonomie, maar alleen als dit in samenhang gebeurt.

Bij het opbouwen van hernieuwbare BCP kan de overheid kiezen om transitiepaden volledig te laten invullen door de private sector of als overheid meer regie te voeren. Bij de keuze om te sturen op verduurzamingsroutes met meer of minder import van ruwe biograndstoffen en gesorteerd restafval, is de afweging vooral tussen enerzijds meer klimaatbaten van koolstofverwijdering, weerbaarheid en verdienvermogen en anderzijds hogere ondersteunende interventie- en ruimtebehoefte. Operationele doelen daarbij zijn:

- Het op korte termijn behouden van voldoende raffinagecapaciteit voor leveringszekerheid in Noordwest Europa – inclusief voor militaire behoeften in noodsituaties – en een krachtig ARRRR-cluster;
- Gelijktijdige opbouw van hernieuwbare BCP met oog op zowel zoveel mogelijk emissiereductie alsmede negatieve emissies voor het behalen van de nationale emissiereductieopgave, als de weerbaarheid van de brandstoffenketen en leveringszekerheid voor eindgebruikers;
- Voldoende flexibiliteit inbouwen wat betreft mogelijkheden voor hernieuwbare grondstofinname en soorten output. Voorkomen van lange-termijn lock-in op fossiele BCP.
- Voorkomen van disproportioneel publiek budgettair beslag.

⁶⁸ WKR (2026). Kiezen of verliezen. Naar een industrie die past in een toekomstbestendig Nederland.

De overgang naar hernieuwbare BCP is al gestart, maar zal voor verdere uitbreiding de focus moeten verleggen naar geavanceerde biobrandstofproductie. Dat vergt ook nu al investeringen vanwege de doorlooptijden en de bijmengverplichtingen die volgen uit Europese wetgeving, waaronder *ReFuelEU Aviation*.⁶⁹ Niet alle vraag die uitgaat van de Europese mandaten kan naar verwachting worden voorzien met productie in Nederland, er is ook een aanzienlijke hoeveelheid import van koolstofdragers nodig (zie bijlage 3). Hoeveel import mogelijk is, hangt af van de ontwikkeling van hernieuwbare BCP in landen binnen en buiten Europa, die leveringszekerheid bieden in lijn met het Duurzaamheidskader Biograndstoffen. Dat kan erin uitmonden dat een volledige omschakeling van fossiel naar hernieuwbare grondstof in 2050 nog niet gehaald wordt. Voor klimaatneutraliteit is dat ook niet noodzakelijk, mits restemissies van de industrie en mobiliteit worden gecompenseerd met koolstofverwijdering. Dit zou een beperking van de interventiebehoefte met ondersteunend overheidsbeleid tot gevolg hebben, aangezien voor fossielvrije productie de hernieuwbare energie- en biograndstoffenbehoefte fors toeneemt ten opzichte van het realiseren van klimaatneutraliteit. TNO schat in dat de publieke en private kosten van de daartoe noodzakelijke investeringen cumulatief tot 2050 8 à 13 mld. euro hoger zijn dan voor klimaatneutraliteit.⁷⁰

De kosten kunnen verder worden beperkt door gebruik te maken van leereffecten door integrale planvorming voor opeenvolgende pilotinstallaties en bijbehorende infrastructuur. Ook weten we dat er synergievoordelen mogelijk zijn als nabijgelegen bedrijven volgens een gezamenlijk totaalplan tot verduurzaming overgaan, zowel in techno-economische zin als in termen van efficiënt ruimtegebruik (daarbij is volgens de ontwerpnota Ruimte het uitgangspunt dat we voedsel en grondstoffen-productie prioriteren boven (bio)brandstoffenwinning). Het aanpassen van alle BCP installaties inclusief afvalverwerkers op één industriecluster naar een toekomstbestendig geheel, is dan voordelig, naast samenwerking met België en Duitsland voor een integrale verduurzamingsaanpak binnen het bredere ARRA-cluster.⁷¹ Dit zou gekoppeld kunnen worden aan een doel voor het behouden van bepaalde hoeveelheid koolstofconversiecapaciteit, waarvan zoveel mogelijk hernieuwbaar. Dit alles vergt aanvullend Europees en nationaal beleid, dat niet in deze visie is uitgewerkt.

Contouren aanvullend beleid voor nadere uitwerking

Voor het realiseren van de transitie naar een duurzaam toekomstbeeld kan Nederland niet unilateraal handelen, maar is extra internationaal, vooral Europees beleid nodig. Inzet op Europees niveau is noodzakelijk en effectief vanwege het internationale, competitieve karakter van de (bio)brandstoffen- en chemiegrondstoffenmarkt. Een belangrijk onderdeel is het pleiten voor het harmoniseren van de duurzaamheidseisen en de rapportage-vereisten binnen de RED, *ReFuelEU Aviation* en *FuelEU Maritime*. Door deze regelgeving te verduidelijken en beter op elkaar af te stemmen kan de raffinagesector hernieuwbare brandstofproductie tijdig opschalen en aanvoerroutes met duurzame grondstoffen opbouwen. De chemie kan voor haar eigen transitie gebruikmaken van deze aanvoerroutes, mits EU-brede verplichtingen, EU-preferentiecriteria en een sterk grenscontrole-mechanisme de markt daarvoor creëren.

Naast mandaten die de verduurzaming aanjagen en borgen, zijn ook maatregelen en nieuwe instrumenten nodig die diverse risico's voor investeerders wegnemen of mitigeren.⁷² Investeringsen zullen zichzelf niet alleen moeten terugverdienen, maar ook relatief gunstig scoren binnen een internationale portfolio van investeringsopties. Tot de gewenste Europese inzet behoort voor de korte termijn het beschermen van de Europese markt tegen dumping van duurzame brandstoffen, gericht op het uit de markt prijzen van Europese bedrijven, onder meer door middel van antidumpingmaatregelen en eventueel het verplichten van inzet van in Europa geproduceerde brandstoffen. Gezien het belang

⁶⁹ Voor productie van hernieuwbare SAF zijn daarnaast recent ook subsidies aangekondigd. Uit het Klimaat- en Energiefonds is reeds €290 miljoen beschikbaar gesteld voor de ontwikkeling van e-SAF en geavanceerde bio-SAF, waarvoor eind 2026 een subsidieregeling opengaat. Ook is op Prinsjesdag jl. aangekondigd dat het kabinet €45 miljoen bijdraagt aan een fonds van Schiphol om vrijwillige extra bijmenging van SAF te stimuleren boven de Europese verplichting.

⁷⁰ TNO (2025). *Fossil free energy system and the chemical industry in the Netherlands*.

⁷¹ Zie bijvoorbeeld Ten Cate, A. & Beek, T. (2026). *Syngas value chains in the Rotterdam Harbor Industrial Cluster – Go Big or Go Home?*

⁷² TNO (2026). *Barriers to advanced biofuels production in the Netherlands*. Dit onderzoek wordt tegelijk met deze visie gepubliceerd.

van leveringszekerheid voor brandstoffen en chemiegrondstoffen (voor industrie, mobiliteit, transport en defensie) is van belang om ook in Europa in te zetten op een toekomstvisie voor BCP-sector. Daarin zou ook een bepaalde minimum productiecapaciteit op Europees niveau opgenomen kunnen worden met de intentie om leveringszekerheid te borgen, terwijl hernieuwbare productie gestaag de fossiele productie vervangt.

Nationaal beleid kan zich richten op ondersteuning van kansrijke (delen van) productieprocessen voor Nederland, kennisontwikkeling en innovatie, naast realisatie van randvoorwaarden, zoals infrastructuur en vergunningverlening. Daarbij is de inzet van biograndstoffen noodzakelijk, evenals geïmporteerd afval. Het kabinet zet zich in om het gebruik van secundaire grondstoffen in de BCP, onder de juiste voorwaarden, te faciliteren en stimuleren. Rotterdam houdt als brandstof- en chemiegrondstoffen-hub in de toekomst comparatieve voordelen voor duurzame productie, waarmee zowel transportsectoren als de chemie bediend kunnen worden. Er is veel kennis in Nederland op een aantal van de noodzakelijke productietechnologieën. Het opbouwen van delen van de productieketen in Nederland kan van die kennis een exportproduct maken. Het huisvesten van (kennisintensieve) productiestappen met een hoge toegevoegde waarde biedt economische kansen voor Nederland.

Begrippenlijst

Begrip	Definitie
Opbouw	Het realiseren van productiecapaciteit voor (volledig) hernieuwbare brandstoffen en chemiegrondstoffen in Nederland, inclusief het realiseren en/of aanpassen van ketens voor de aanvoer van hernieuwbare grondstoffen naar en vanuit Nederland.
Afbouw	Het verminderen van productiecapaciteit voor fossiele brandstoffen en chemiegrondstoffen in Nederland, bijvoorbeeld door verminderde concurrentiepositie van productiecapaciteit, beleid of veranderende marktomstandigheden. Afbouw kan zowel organisch als gestuurd plaatsvinden.
Ombouw	Het aanpassen van (onderdelen van) bestaande raffinaderijen zodat zij van fossiele naar hernieuwbare grondstoffen kunnen overstappen en op termijn volledig zijn omgebouwd naar hernieuwbare grondstoffen.
Verduurzaming fossiel	Het treffen van maatregelen die de CO ₂ -emissies van een bestaande raffinaderij reduceren terwijl nog wel van fossiele grondstoffen gebruik wordt gemaakt.
Co-processing	Een proces waarbij hernieuwbare grondstoffen tegelijkertijd worden ingezet met fossiele grondstoffen voor de productie van brandstoffen en/of chemiegrondstoffen in raffinaderijen.
Scope 1	Verwijst naar de directe uitstoot van broeikasgassen die afkomstig is van bronnen die eigendom zijn van of gecontroleerd worden door een bedrijf.
Scope 2	Verwijst naar de indirecte uitstoot van broeikasgassen die voortvloeit uit de opwekking van ingekochte energie, zoals elektriciteit, stoom, warmte of koeling.
Scope 3	Verwijst naar indirecte uitstoot die niet door het bedrijf zelf wordt geproduceerd, maar wel in de waardeketen van het bedrijf plaatsvindt. Daarbij geldt dat emissies die scope 3 zijn voor raffinaderijen en AVI's in de klimaatsector industrie, meetellen als scope 1 voor de klimaatsector mobiliteit (in het land waar de brandstof wordt gebruikt).
Hernieuwbare waterstof	Waterstof die wordt geproduceerd door elektrolyse, waarbij de elektriciteit afkomstig is van duurzame energiebronnen.
Koolstofarme waterstof	Waterstof die is geproduceerd met een methode waarbij de vrijkomende CO ₂ wordt afgevangen en opgeslagen of hergebruikt, waardoor de totale uitstoot van broeikasgassen wordt verminderd.
Grijze waterstof	Waterstof die wordt geproduceerd uit fossiele bronnen (aardgas en restgassen) zonder toepassing van CC(U)S.
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i> : afvang en opslag van CO ₂
Annex IXa	Verwijst in de context van de EU Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED III) naar een lijst met biograndstoffen die door middel van geavanceerde technologie kunnen worden omgezet in biogas of biobrandstoffen die als "geavanceerd" worden beschouwd.
Annex IXb	Verwijst in de context van de EU Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED III) naar een lijst met biograndstoffen die door middel van volwassen technologie kunnen worden omgezet in biobrandstoffen of biogas.
RFNBO	<i>Renewable Fuels of Non-Biological Origin</i> : een term uit de RED III die verwijst naar hernieuwbare brandstoffen van niet-biogene oorsprong, dat wil zeggen op basis van elektriciteit. Voorbeelden zijn: groene waterstof, e-SAF, e-Diesel, e-methanol, e-ammoniak.
FOAK	<i>First of a kind</i> : installaties die de eerste in hun soort zijn, voor productie op commerciële schaal.

Afkortingenlijst

Begrip	Definitie
ARRRA-cluster	<i>Antwerp-Rotterdam-Rhine-Ruhr Area</i> (industriecluster)
BCP	Brandstoffen- en Chemiegrondstoffenproductie
CBAM	<i>Carbon Border Adjustment Mechanism</i>
CC(U)S	<i>Carbon Capture (Utilisation) and Storage</i>
CID	<i>Clean Industrial Deal</i>
CSO-richtlijn	<i>Critical Stock Obligation</i>
CSRD	<i>Corporate Sustainability Reporting Directive</i>
e-SAF	<i>Sustainable Aviation Fuel</i> op basis van hernieuwbare elektriciteit
ETS	<i>Emissions Trading System</i>
FAME	<i>Fatty Acid Methyl Ester</i> (duurzame biobrandstof, dieselvervanger).
HEFA	<i>Hydroprocessed Esters and Fatty Acids</i> (duurzame luchtvaartbrandstof (SAF); kerosinevervanger)
HTL	<i>Hydrothermal Liquifaction</i> (proces waarbij ruwe biograndstof wordt omgezet in energiedichte vloeistof)
HVO	<i>Hydrotreated Vegetable Oil</i> (duurzame biobrandstof, dieselvervanger)
ICAO	<i>International Civil Aviation Organization</i>
IMO	<i>International Maritime Organization</i>
NPE	Nationaal Programma Energiesysteem
NPVI	Nationaal Programma Verduurzaming Industrie
OESO-landen	Organisatie voor Economische Samenwerking en Ontwikkeling. OESO is een internationale organisatie die streeft naar het bevorderen van beleid dat de economische en sociale welvaart van mensen over de hele wereld verbetert.
RFNBO	<i>Renewable Fuel of Non-Biological Origin</i>
SAF	<i>Sustainable Aviation Fuel</i> , duurzame luchtvaartbrandstof
TRL	<i>Technology Readiness Level</i>

Bijlage 1: Basisgegevens Nederlandse raffinagesector

Bron: PwC Strategy& (2026). Speelveldtoets 2026 – Sectorstudie raffinage

De vijf raffinaderijen gevestigd in Nederland stoten gezamenlijk ruim 10 Mt CO₂-equivalent uit per jaar – vier daarvan zijn gevestigd in Rotterdam, één in Vlissingen

Algemene informatie

Sectorinformatie

Raffinaderij	Capaciteit ⁴ (KBPD ³)	Type raffinaderij	Aantal werknemers
1 Shell	404	Kraker	ca.1900 (Pernis)
2 BP	400	Hydroskimmer, incl. FCC	ca. 730 (Europoort)
3 ExxonMobil	201	Kraker	ca. 570 (Botlek)
4 Zeeland Refinery	180	Kraker	ca. 420 (Vlissingen)
5 Vitol	84	Condensaat verwerker	ca.50 (Europoort)

Profiel Nederlandse raffinage sector

Nederland

Clifers

- Werknemers: ~3990
- Omzet: 23,7 mld.⁵

Emissie en productie per ton

- Emissie: gem. 0,03 ton CO₂e/CWT¹
- Productie: 384 mln. CWT/jaar⁶

Emissies (Mt CO₂ equivalent)¹

Raffinage karakteristieken Nederland

- Raffinagesector wordt gekenmerkt door **homogene producten**, **kapitaalintensiteit**, **procesintegratie** (e.g. raffinage levert grondstoffen voor chemische bedrijven), **clustering** (e.g. onderdeel ARRR²) met pijpleidingen naar DE en BE en **tijdsgebonden** (e.g. geplande 5-jaarlijkse onderhoudstops)
- NL'se raffinaderijen hebben een **strategisch interessante ligging** vanwege toegang tot **haven**, **pijpinfrastructuur**, **achterlandverbindingen** en de **integratiemogelijkheden** met de industrie

Raffinaderijen in Nederland

PwC

1) Nea emissiecijfers over 2013-2020 ([link](#)), 2021-2024 ([link](#)); 2) Antwerp-Rotterdam-Rhine-Ruhr cluster; 3) Kilo Barrels Per Day; 4) PBL midden 2020 ([link](#)); Shell Pernis (2026), ([link](#)); BP Nederland (2026), ([link](#)); Concawe (2025), ([link](#)); Promotion Council North Sea Port, (2026), ([link](#)); 5) Vemobin ([link](#)); 6) O.b.v. Interne informatie van de deelnemende raffinaderijen

90

Raffinaderijen verwerken ruwe olie tot eindproducten – fornuizen en waterstofproductie zijn over het algemeen het meest CO₂-intensief (ca. 80% van totale emissies)

Procesbeschrijving

Inputs

Productieproces

Eindproducten¹

Toelichting

- De exacte **procesbeschrijving** en **siteconfiguratie** verschillen per raffinaderij; tussen de vijf raffinaderijen varieert zowel het **outputprofiel** als de **technische configuratie**. Sommige Nederlandse raffinaderijen beschikken over een **SMR-unit** voor **on-site waterstofproductie**. Raffinaderijen zonder SMR-unit importeren hun waterstof via pijplijn of externe productiecontracten – één raffinaderij beschikt over een (CO₂-intensieve) een residuvergasser
- Ruwe aardolie** is de **belangrijkste grondstof** voor raffinaderijen; via **destillatie** (e.g. atmosferische destillatie, vacuümdestillatie) worden **fracties** met verschillende kookpunten weggevoerd
- Verwerking van tussenproducten** vindt plaats om:
 - Lichtere producten te maken met **kortere koolstofketens**; dit vindt plaats via bijvoorbeeld kraken
 - Aan **kwaliteitseisen** te voldoen én **zware fracties om te zetten**; dit gebeurt onder andere via hydrokraken en **waterstofbehandeling** en **-ontzwaveling**
- Totale CO₂ uitstoot** van raffinaderijen is ca. **10,9 Mt per jaar**³, tussen 20-25%⁴ van de totale uitstoot van de **Nederlandse industrie**. De belangrijkste bron van uitstoot zijn **fornuizen** en **waterstofproductie** (ca. 80%) gevolgd door WKKs/boilers (ca. 12%) en krakers (ca. 8%)^{1,5}

PwC

1) PBL MIDDEN-database 2024 ([link](#)); PBL MIDDEN-report 2020 ([link](#)); 2) Bijvoorbeeld minerale olie en wax/paraffines, 3) Nea emissiecijfers over 2021-2024 ([link](#)); 4) Raffinaderijen gezamenlijk verantwoordelijk voor ca. 7% nationale uitstoot en de totale industrie is verantwoordelijk voor ongeveer 33% van de nationale uitstoot. De Correspondent (2025), ([link](#)); CBS (2026), ([link](#)); 5) De huidige weergegeven percentages omvatten ook de emissie gerelateerde waterstofproductie door industriële gasbedrijven ter plaatse om de raffinaderijen te bevoorraden. Bron: Ministerie van EZK.

91

36

Bijlage 2: Hernieuwbare brandstoffen- en chemieproductieroutes voor Nederland

Uit een verkenning in 2025 door een Taskforce BCP – waarin brancheorganisaties, bedrijven, NGO's en overheden hebben geparticipeerd - in opdracht van het Nationaal Programma Verduurzaming Industrie, kwam naar voren dat er in Nederland potentieel is voor hernieuwbare productie langs de volgende technologiepaden, die ieder een rol hebben in de transitie naar klimaatneutraal:

- Technologiepad 1: duurzame oliehoudende grondstoffen (HVO, FAME en HEFA-route). Deze past bij de huidige Nederlandse productiecapaciteit. Er wordt reeds een brede grondstoffenbasis benut, daarbinnen kan nog meer worden benut, maar dit is niet onbegrensd. De potentie voor verdere opschaling hangt daardoor af van de ontwikkeling van nieuwe grondstofstromen, zoals algen en oliehoudende gewassen op basis van nieuwe of verbeterde tussengewassen of het telen op marginale gronden;
- Technologiepad 2: duurzame suikerhoudende grondstoffen (ethanol-route). In Nederland wordt momenteel bio-ethanol uit suikerhoudende gewassen geproduceerd, nog weinig uit reststromen, maar vooral nog uit gewassen (zoals C-zetmeel en veevoedermaïs). Dit betreft technologie die al op commerciële schaal benut wordt. Verdere opschaling is afhankelijk van het beschikbaar maken van rest- en afvalstromen, maar deze worden ook al gebruikt in andere toepassingsgebieden, zoals veevoederproductie;
- Technologiepad 3: conversie van duurzame halffabricaten met innovatieve technologieën. Dit betreft geavanceerde productieroutes waarvan een aantal productiestappen zich nog in demonstratiestadium (TRL 6-8) bevindt en nog niet commercieel beschikbaar is. Er bestaan verschillende geavanceerde conversieroutes waarbij het waarschijnlijk lijkt dat de eerste opwerkingsstappen niet in Nederland, maar elders zullen plaatsvinden. Dit kunnen landen zijn met een grote beschikbaarheid aan duurzame biomassa, duurzame elektriciteit of plastic afval. In de eerste opwerkingsstappen wordt een relatief eenvoudig transporteerbaar halffabricaat geproduceerd met een relatief hoge energiedichtheid. Na lokale productie en transport naar Nederland, kunnen deze halffabricaten hier verder worden bewerkt en omgezet naar hernieuwbare brandstoffen en chemiegrondstoffen. Dit kunnen grootschalige productiefaciliteiten zijn omdat het een veel kleiner beroep doet op Nederlandse beschikbaarheid van grondstoffen en energie. Halffabricaten kunnen in de toekomst waarschijnlijk uit verschillende delen van de wereld worden ingekocht, wat de leveringszekerheid vergroot. De productiestappen met de hoogste toegevoegde waarde worden in Nederland gedaan. Onder bepaalde voorwaarden kan (niche)productie wellicht volledig in Nederland plaatsvinden, maar omgekeerd is volledige productie elders en import van eindproducten in Nederland ook mogelijk. De belangrijkste categorieën van deze productieroutes zijn:
 - Halffabricaten op basis van lignocellulose
 - Pyrolyseolie uit biograndstof (onder voorwaarden eventueel ook uit niet-recyclebaar plastic afval), met een upgrading stap (met waterstof) en verwerking tot brandstof of chemiegrondstof in Nederland;
 - Getorreficeerde pellets die in Nederland kunnen worden vergast gevolgd door methanolsynthese of FischerTropsch processen in Nederland;
 - Ook de producten daarvan (methanol/Fischer Tropsch crude) kunnen worden geïmporteerd en in Nederland verder verwerkt.
 - Halffabricaten op basis van hernieuwbare waterstof (RFNBO) en eventueel CO₂ als koolstofdrager:
 - Hernieuwbare methanol -> *Methanol to Jet of Methanol to Olefins* in Nederland
 - Hernieuwbare ammoniak -> Productie van kunstmest/chemie of gebruik als brandstof.
- Technologiepad 4: Synergien via meerdere technologieroutes, zoals de benutting van biogene CO₂, synthesesegas, groene waterstof en infrastructuur voor methanol. Er bestaan synergieën en kosten-optimalisaties tussen de technologiepaden waardoor BCP-clusters die meerdere routes combineren mogelijk competitiever zijn. Voorbeelden zijn: synthesesegas-installaties waarin de verschillende synthesesegasroutes vanuit vergassing van biograndstof en (plastic)afval en hydrogenering van CO₂ samenkomen; het benutten van biogene CO₂ van fermentatie (alcohol, biogas) en vergassingsinstallaties voor de productie van RFNBO's of voor koolstofverwijdering via CCS; en de rol van groene waterstof in veel BCP-technologiepaden. Synergie geldt ook voor nieuwe infrastructuur: als meerdere partijen gebruik maken van hetzelfde product wordt het rendabel om deze infrastructuur

aan te leggen, bijvoorbeeld voor methanol dat toepassingen kent in SAF productie, als scheepvaartbrandstof en als chemiegrondstof. Dit biedt ook ruimte aan kleinere bedrijven met processen die restproducten van anderen verwerken of nicheproducten maken.

De Nederlandse BCP-sector heeft tot nu toe de methode gehanteerd om energiedichte fossiele grondstoffen (aardolie) te importeren en te raffineren tot allerlei diverse fossiele brandstoffen en chemicaliën. Sommige productieprocessen van duurzame koolstofdragers zijn hiermee enigszins vergelijkbaar. Dat geldt bijvoorbeeld voor de verwerking van duurzame oliehoudende grondstoffen, zoals gebruikt frituurvet, naar biodiesel (FAME, HVO) en biogene *Sustainable Aviation Fuel* (SAF). De huidige capaciteit van biobrandstofproductie in Nederland is de grootste van Europa en gebruikt eerste generatie technieken. Verdere opschaling wordt beperkt door onvoldoende mondiale beschikbaarheid van oliehoudende restproducten (na 2035), maar zou (na aanpassing van het Europees landbouwbeleid) wel meer energiegewassen en tussengewassen kunnen benutten.⁵¹

Derde generatie biobrandstoffen (op basis van houtige residuen uit land- en bosbouw, zoals suikerbiet-schillen en zaagsel) en synthetische koolstofdragers op basis van CO₂ en hernieuwbare waterstof (e-fuels), vragen om processen van een andere orde, niet alleen in termen van installaties, maar ook energie- en ruimtegebruik. Voor duurzame productie van chemie-grondstoffen op basis van secundaire grondstoffen (afval dat nu nog grotendeels verbrand wordt door de AVI's) geldt eveneens dat nieuwe processen nodig zijn en daarmee inzet van meer energie en ruimte. Opschaling van de Europese productiecapaciteit voor zowel eerste, tweede als derde generatie biobrandstoffen en chemicaliën en synthetische koolstofdragers is nodig om de BCP verder te verduurzamen, invulling te geven aan Europese wettelijke doelen en afhankelijkheid van import uit andere werelddelen te verminderen.

Figuur 1: Drie voorbeelden van routes voor hernieuwbare BCP in Nederland. Bron: RVO.nl



Bijlage 3: verwacht aanbod van duurzame biograndstoffen

Uit verschillende studies blijkt dat het duurzame aanbod aan biograndstoffen in 2050 toereikend kán zijn om aan de stijgende vraag te voldoen. Zowel het aanbod van duurzame biograndstoffen als de vraag naar duurzame koolstofdragers zijn echter met onzekerheid omgeven. PBL⁷³ concludeert desondanks dat het aanbod van duurzame biograndstoffen voor energie en chemie tegen 2050 naar verwachting met een factor 2 tot 4 groeit.⁷⁴ Daarbij gaat het uitsluitend om Europese biograndstofstromen⁷⁵ die niet ten koste gaan van de voedsel- en veevoerproductie. Dit betekent dat er niet gerekend wordt op de extra ruimte die mogelijk vrijkomt doordat de vraag naar veevoergewassen daalt als gevolg van een verschuiving naar een meer plantaardig dieet.

Het bewust en zorgvuldig inzetten van het niet ongelimiteerde aanbod aan duurzame biograndstoffen vormt een kernprincipe van het nationale biomassabeleid, uitgewerkt in het Duurzaamheidskader Biograndstoffen. Biograndstoffen worden alleen daar ingezet waar op dat moment geen of onvoldoende hernieuwbare en duurzame alternatieven beschikbaar zijn.

In verschillende, samenhangende beleidstrajecten wordt gestuurd op het vergroten van het aanbod aan biograndstoffen, de optimale inzet ervan binnen verschillende sectoren, en de ontwikkeling en opschaling van duurzame alternatieven (waaronder het vergroten van het aanbod aan synthetische en secundaire koolstofdragers). Als uitwerking van het NPE is de Visie Opschaling Aanbod Duurzame Koolstofdragers (VOADK) opgesteld. Dit stuk brengt onder andere het verwachte duurzame aanbod van biograndstoffen in 2050 in kaart en zet dit af tegen de verwachte vraag vanuit zowel de energiesector als de chemische industrie.

Tabel 6: Totale beschikbaarheid van biograndstoffen voor energie, koolwaterstofproductie en materialen voor Nederland (uitgedrukt in PJ) op basis van EU stromen (uitgedrukt in EJ), afkomstig uit notitie van PBL.

Regio	Type stroom	2020	2030		2050	
			Laag	Hoog	laag	hoog
EU28	Totaal	10,5	11,9	14,9	14,6	23,4
EU27	Totaal	8,9	10,1	12,6	12,4	19,8
EU27	Energie & koolwaterstof	5,2	6,0	8,1	7,6	13,8
EU27	Materiaal	3,7	4,0	4,4	4,4	5,6
EU27	Verhandelbaar energie & koolwaterstof	4,5	5,0	6,8	5,9	11,5
EU27	Gebruikte Ratio energie/koolwaterstof ¹	100/0	80/20	80/20	20/80	20/80
NL	Verhandelbaar energie & koolwaterstof ²	258	379	521	635	1231
	(waarvan Import)	192	309	424	558	1073
NL	Niet verhandelbaar energie & koolwaterstof uit Nederland	40	42	51	47	73
NL	Totaal beschikbaar Energie & koolwaterstof	298	421	572	682	1304
NL	Totaal beschikbaar Materiaal	210	219	243	243	309

¹ Deze ratio wordt gebruikt voor de toewijzing van verhandelbare biograndstoffen van EU27 naar Nederland (zie tekst)

² is gelijk aan de som van het verhandelbare deel in Nederland en import (zie ook tekst)

⁷³ Beschikbaarheid biograndstoffen in Nederland en de Europese Unie' (PBL, 2024).

⁷⁴ Deze orde van grootte past bij de potentiële beschikbaarheid voor Nederland, maar het is geen onvoorwaardelijke groeiverwachting

⁷⁵ PBL laat import van landen buiten de EU bewust buiten beschouwing, omdat ervan uit wordt gegaan dat qua volumes Europa in zijn eigen vraag moet kunnen voorzien (wat niet betekent dat er geen handel tussen EU en derde landen plaats kan vinden). Een fair share berekening op basis van BBP (in termen van *Purchasing Power Parity*) laat zien dat de EU28 recht heeft op ongeveer 10% van de wereldwijd beschikbare biograndstoffen (7,3 tot 19,4 J), wat binnen dezelfde range ligt als het duurzame potentieel uit de EU zelf (9 tot 16 EJ).

Dit is een uitgave van:

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK)

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 ac Den Haag
Postbus 20401 | 2500 EK Den Haag

Oktober 2026



Verduurzamingsprojecten en knelpunten bij de Nederlandse industrie 2026



Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Opdrachtgever



Rijksdienst voor Ondernemend Nederland

Uitvoering en rapportage

VNO NCW



vemw

Kenniscentrum en belangenbehartiger
van zakelijke energie- en watergebruikers



Vertegenwoordiging bedrijfsleven



65 bedrijven
verspreid over
Nederland

Inbreng gegevens

Inhoud

In 2021 startte RVO met het interviewen van 30 grote uitstoters van CO₂ binnen de industrie. Sindsdien zijn de interviewrondes een belangrijk instrument voor het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) en RVO om de dialoog te voeren met grote bedrijven over hun verduurzamingsplannen.

Dit rapport geeft een overzicht van de verwachte CO₂-reductie door investeringen van de Nederlandse industrie. Ook geeft het rapport inzicht in de knelpunten die de bedrijven ondervinden om hun verduurzamingsplannen te realiseren. In eerste instantie beschrijft het rapport CO₂-reductieprojecten tot en met het jaar 2030, het jaar waarvoor een indicatief restemissiedoel voor de sector industrie is vastgesteld van 28,8 Mton CO₂-eq. Daarnaast zijn ook de verduurzamingsplannen voor de periode 2031-2040 in kaart gebracht.

De informatie uit dit rapport is in de periode februari tot en met april 2026 verzameld bij de bedrijven door middel van interviews door RVO-accounthouders, die een grondige sector kennis hebben én bekend zijn met de geïnterviewde bedrijven.

Samenvatting	4
Achtergrond	7
Procesverantwoording	8
Dekkingsgraad geïnterviewde bedrijven in relatie tot de emissie van de gehele sector industrie	9
Deel 1: Algemene vragen	10
Deel 2: Overzicht scope 1 CO₂-reductieprojecten	14
Deel 3: Overzicht knelpunten m.b.t. scope 1 CO₂-reductieprojecten gesplitst naar projecten voor en na 2030	21
Deel 4: Inzicht in scope 2 en scope 3 CO₂-reductieprojecten	26

Samenvatting

Begin 2026 zijn er 65 interviews gehouden met vertegenwoordigers van de grootste CO₂-uitstoters in de industrie in Nederland, die samen ongeveer 80% van de CO₂-emissie binnen de klimaatsector industrie vertegenwoordigen. Tijdens deze interviews zijn de bedrijven gevraagd naar hun verduurzamingsplannen voor de periode tot 2040 en naar knelpunten waar zij tegenaan lopen bij het realiseren van de plannen. Daarnaast zijn algemene vragen gesteld over bijvoorbeeld het belang van verduurzaming en rentabiliteit van verduurzamingsinvesteringen. In het voorliggende rapport zijn de resultaten van deze interviews weergegeven en vergeleken met de uitkomsten van de interviews die in 2025 gehouden. Daarbij is onderscheid gemaakt tussen de categorieën Top-15 ETS¹, Overig ETS en Afvalverbrandingsinstallaties (AVI's). De bedrijven waren, net als in voorgaande jaren, weer in hoge mate bereid om (vertrouwelijke) informatie te delen met RVO.

Algemeen beeld

Tussen 2021 en 2025 zijn de jaarlijkse CO₂-emissies van de geïnterviewde bedrijven afgenomen met ongeveer 6 Mton (op basis van NEa-gegevens, 2026). Uit de interviews komt naar voren dat dit voor slechts 20% het gevolg is van de uitvoering van verduurzamingsprojecten. De grootste afname is het gevolg van bedrijfssluitingen en (al dan niet tijdelijke) productiedalingen.

Veel bedrijven ervaren dat de concurrentiepositie van de industrie in Nederland de afgelopen jaren is verslechterd, vergeleken met andere landen binnen en buiten Europa. Bedrijven worden geconfronteerd met hoge energieprijzen, concurrentie uit China en onzekerheden rondom netcongestie en stikstofproblematiek. Daarnaast hebben sommige bedrijven bijvoorbeeld te maken met oplopende kosten voor CO₂-opslag (CCS), waardoor de eerder toegekende subsidies niet meer toereikend zijn. Verder hebben bedrijven de verwachte vraag naar waterstof naar beneden bijgesteld. Hierdoor zijn projecten die waterstof produceren uitgesteld of gestopt. Bedrijven geven echter ook aan dat zij de verduurzaming van het bedrijf nog steeds als sterk noodzakelijk zien voor hun toekomstperspectief. De overheidsondersteuning voor het oplossen van diverse knelpunten beoordelen de bedrijven als vrij negatief. Ongeveer de helft van de bedrijven is hier ontevreden of zeer

ontevreden over. Ze ervaren onvoldoende level playing field op het gebied van heffingen, belastingen, vrijstellingen en subsidies.

Tenslotte blijkt uit de interviews dat volgens de bedrijven de hierboven genoemde onzekerheden en knelpunten negatieve impact hebben op de rentabiliteit van verduurzamingsinvesteringen. Daarom besluiten bedrijven in een aantal gevallen tot uitstel of afstel van eerder geplande verduurzamingsprojecten. Dit leidt tot vertraging van de verduurzaming van de industrie.

Belangrijkste conclusies

1. CO₂-reductieprojecten scope 1²⁾ zorgen in 2030 voor 13,3 Mton CO₂-reductie, minder dan in de interviews in 2025

- De in de interviews genoemde CO₂-reductieprojecten leveren naar verwachting in 2030 een CO₂-reductie van 13,3 Mton. In de interviewronde in 2025 telden de reducties door geplande projecten in 2030 nog op tot 17,2 Mton³. De beoogde CO₂-reductie in 2030 is dus gedaald met 3,9 Mton. De bedrijven geven bij 20% van de projecten aan dat zij onzeker zijn over de realisatie. Het tempo van de beoogde emissiereductie van de groep geïnterviewde bedrijven ligt te laag om het reductiedoel voor de klimaatsector industrie (als geheel) voor 2030 nog te halen.
- Van de meeste projecten die vorig jaar uiterlijk in het jaar 2030 stonden gepland, is de huidige planning nog steeds dat deze uiterlijk in 2030 zijn gerealiseerd (11,6 Mton). Wel is van ongeveer een derde van deze projecten het uitvoeringsjaar met één of twee jaar uitgesteld.
- In de onderstaande tabel wordt het verschil tussen de beoogde CO₂-reducties van 2025 en 2026 nader geduid. De belangrijkste verschillen zijn:
 - Projecten worden uitgesteld tot na 2030 (-4,0 Mton)
 - Projecten zijn gestopt of afgesteld (-1,3 Mton)
 - Bedrijven hebben ook nieuwe projecten gepland (0,9 Mton)
 - Bedrijven hebben ook projecten versneld, die nu uiterlijk 2030 worden uitgevoerd (0,9 Mton).

¹ ETS staat voor het 'Emission Trade System', het Europese systeem voor CO₂-emissiehandel.

² Scope 1 betreft de directe CO₂-emissies binnen de bedrijfsgrenzen

³ In het [rapport van 2025](#) (RVO, Inventarisatie CO₂-reductieplannen en knelpunten bij de industrie 2025) stond 18,5 Mton. Toen werden de projecten van gesloten vestigingen nog meegenomen, dan is nu niet meer het geval, zie verder bij procesverantwoording.

Tabel 1 Duiding verschil CO₂-emissiereductie 2025 vs. 2026

Projecten tot en met 2030	Totaal (Mton)
Verwachte CO ₂ -reductie interviews 2025	17,2
Projecten uitgesteld tot ná 2030	-4,0
Projecten gestopt/afgesteld	-1,3
Nieuwe projecten	+0,9
Projecten versneld	+0,9
Overige wijzigingen	-0,4
Verwachte CO ₂ -reductie interviews 2026	13,3

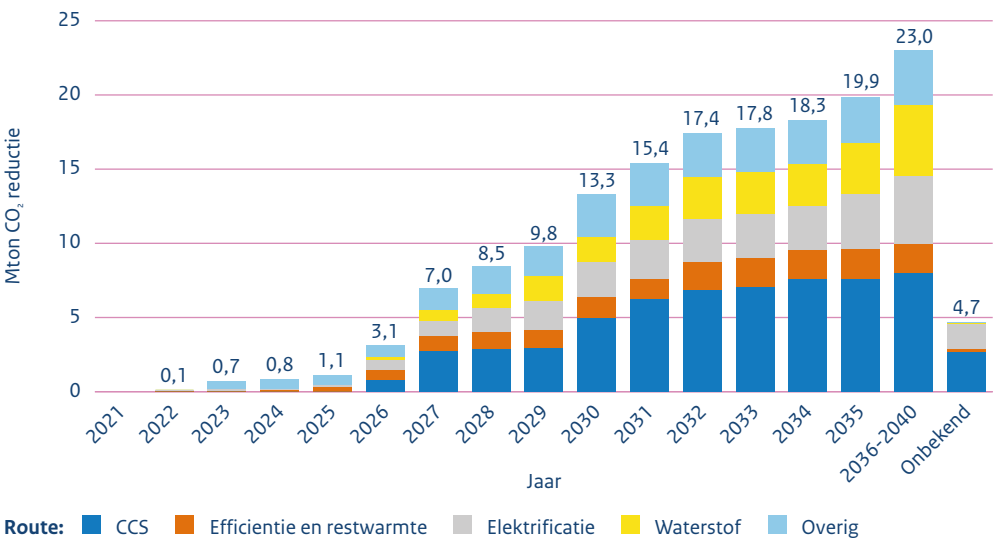
2. Geplande definitieve investeringsbesluiten (FID's) voor 2025 zijn voor een groot deel uitgesteld of afgesteld

- De bedrijven waren van plan om in 2025 voor diverse projecten een FID te nemen, De realisatie van deze projecten zou dan leiden tot 3,7 Mton CO₂-reductie. Uit de interviews in 2026 bleek dat in 2025 FID's zijn genomen die leiden tot 0,8 Mton CO₂-reductie. Nadere analyse van de vijf grootste projecten (2,2 Mton CO₂-reductie) met geplande FID in 2025 leert dat er twee projecten zijn gestopt/afgesteld en voor drie projecten de FID is uitgesteld, waarvan één tot na 2030.
- Vorig jaar stonden voor 2026 FID's gepland leidend tot 6,4 Mton CO₂-reductie. Uit de interviews dit jaar bleek dat een aantal FID's is doorgeschoven. Voor 2026 staan nu nog FID's gepland leidend tot 2,6 Mton CO₂-reductie, dus 3,8 Mton minder reductie dan vorig jaar werd gedacht. Nu wordt verwacht dat in 2027 FID's worden genomen, die zullen resulteren in 4,1 Mton CO₂-reductie. Dat is 2 keer zoveel als in 2025 werd genoemd voor het jaar 2027.

3. CO₂-afvang en -opslag (CCS) levert in 2030 de grootste CO₂-reductie, namelijk 5 Mton, maar minder dan werd verwacht in 2025

- De grootste CO₂-reductie in 2030 vindt plaats door CCS. Reductie door CCS vindt voornamelijk plaats bij de Top-15 ETS bedrijven en bij de AVI's. Daarbij is er een grote afhankelijkheid van het tijdig beschikbaar komen van de benodigde CO₂-infrastructuur. Bij AVI's speelt daarnaast ook het mogelijk maken van administratieve verrekening van fossiele en biogene CO₂, de zogenaamde bioswap⁴. De bijdrage van CCS is wel lager dan in 2025, mede door onzekerheid rondom Aramis.
- Uit de onderstaande figuur blijkt verder dat elektrificatie en overige projecten (o.a. biomassa, lachgasreductie) ook een grote bijdrage leveren aan de CO₂-reductie in 2030.
- Bij de ETS bedrijven die niet tot de Top-15 behoren, levert elektrificatie en energie-efficiëntie de grootste bijdrage aan de emissiereductie in 2030.
- Cluster 6 bedrijven⁵ hebben in de periode tot en met 2030 vooral projecten op het gebied van elektrificatie gepland. Na 2030 levert CCS ook een grote bijdrage als het gevolg van projecten van enkele AVI's, die tot Cluster 6 behoren.

Figuur 1 CO₂ reductieplannen industrie- o.b.v. techniek



4 AVI's stoten bij de verbranding van afval een mix uit van fossiele en biogene CO₂. Deze CO₂ kan in sommige projecten worden afgevangen, deels voor opslag (CCS) en deels voor levering aan de glastuinbouw (CCU). Er is sprake van bioswap, eigenlijk een administratieve verrekenmethode, als de biogene CO₂ als levering aan de glastuinbouw wordt toegerekend en de fossiele CO₂ aan de ondergrondse opslag. Op dit moment (juni 2026) is deze verrekenmethode niet toegestaan onder EU ETS.

5 Cluster 6 betreft industriële bedrijven die verspreid over Nederland zijn gevestigd buiten de 5 industrieclusters (vier havengebieden in Nederland en Chemelot).

4. De industrie heeft nog veel projecten in de planning ná 2030, maar de meeste zijn onzeker

- Verder zijn er nog voor 14,4 Mton CO₂-reductieprojecten (scope 1) gemeld voor de periode 2031–2040. Dit is een toename ten opzichte van de projecten die vorig jaar zijn gemeld voor deze periode (13,6 Mton). Van deze projecten is echter ruim 80% onzeker.
- De stijging komt deels door uitgestelde projecten die vorig jaar nog stonden gepland om uiterlijk in 2030 te worden gerealiseerd. Ook zijn er enkele nieuwe projecten bijgekomen.

5. Bedrijven ervaren bij ruim 80% van de projecten (periode tot en met 2030) één of meerdere knelpunten

- Financiële en overige knelpunten (o.a. marktcondities, technische haalbaarheid) worden het meest genoemd, maar wel minder vaak dan vorig jaar. Deze daling is voornamelijk het gevolg uitgestelde en afgestelde projecten.
- Bij financiële knelpunten spelen net als vorig jaar vooral hoge elektriciteits-/netwerkkosten en hoge waterstofprijs, waardoor de rentabiliteit van de projecten laag is.
- Bij infrastructuur wordt genoemd de (tijds) fysieke aansluiting op het elektriciteitsnet, voldoen de transportvermogen en aansluitingen op het waterstof- en het CO₂-netwerk.
- Daarnaast lopen bedrijven ook aan tegen knelpunten op het gebied van regelgeving (implementatie van de REDIII), vergunningen (lange en complexe aanvragen) en overige knelpunten (o.a. marktcondities).
- Al deze knelpunten leiden tot het hierboven gesignaleerde uitstel van het nemen van investeringsbesluiten en van de uitvoering van projecten, waardoor de verduurzaming van de industrie vertraagt.

6. Groot potentieel scope 2 en 3⁶ CO₂-reductieprojecten

- Er zijn tot en met 2030 ook projecten gepland in scope 2 en scope 3, die bij realisatie een reductie van 12,6 Mton CO₂ opleveren.
- Bijna de helft daarvan valt in scope 2 (5,2 Mton): deze energieprojecten zullen de CO₂-emissie van de Nederlandse elektriciteitssector verlagen. De bedrijven kwalificeren 7% van deze projecten als onzeker.
- De scope 3-projecten (7,4 Mton) betreffen onder meer waterstofproductie, productie van biobrandstoffen, warmtelevering aan stadsverwarming en vergroening van grondstoffen. Emissiereductie zal voor een deel in het buitenland plaatsvinden. Van deze projecten wordt 8% als onzeker gekwalificeerd.



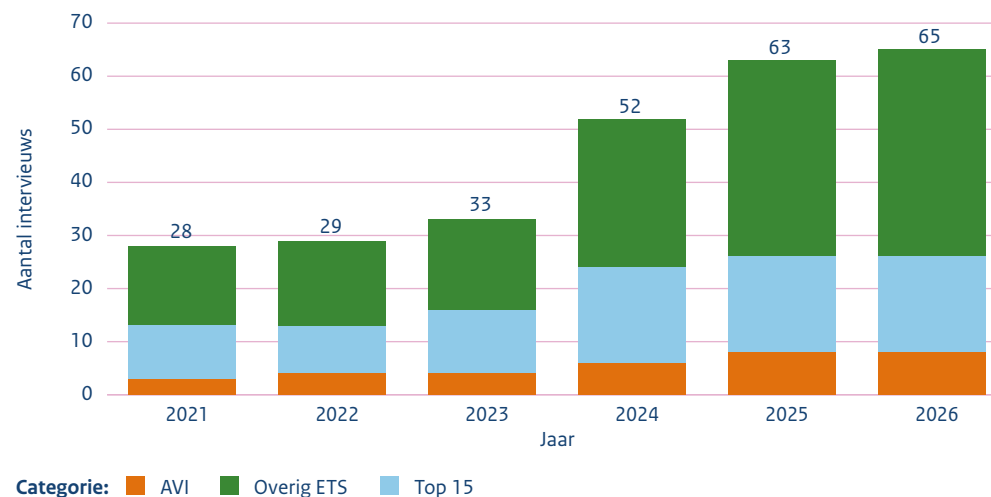
6 Scope 2 zijn de CO₂-emissies als gevolg in ingekochte elektriciteit of warmte. Scope 3 betreft de CO₂-emissies in de keten, bijvoorbeeld bij de productie van grondstoffen of als een product in de afvalfase terechtkomt.

Achtergrond

In 2021 startte RVO met het interviewen van 30 grote uitstoters van CO₂, omdat informatie uit de energieconvenanten MJA/MEE sinds dat jaar was weggevallen. Sindsdien zijn de interviews een belangrijk instrument voor EZK en RVO om de dialoog te voeren met grote bedrijven over hun verduurzamingsplannen. De interviews worden jaarlijks afgenomen door de accounthouders van RVO, die een grondige sector kennis hebben én bekend zijn met de geïnterviewde bedrijven. Deze persoonlijke aanpak maakt het mogelijk in detail de vaak vertrouwelijke projecten met bedrijven te bespreken. De waardering door de bedrijven van deze persoonlijke aanpak door RVO is zeer hoog.

In de loop der jaren is de groep bedrijven steeds verder uitgebreid. In 2025 zijn ongeveer tien (wat kleinere) bedrijven toegevoegd, die behoren tot Cluster 6, om beter zicht te krijgen op de verduurzamingsplannen van Cluster 6 bedrijven. Deze vallen in de rapportage onder de groep Overig ETS. Dit jaar is de samenstelling van de groep ongeveer gelijk gehouden aan die van vorig jaar (zie onderstaande figuur).

Figuur 2 Aantal gehouden interviews per categorie bedrijf



Procesverantwoording

- De opzet van het interviewproces was in 2026 vrijwel gelijk aan het proces in 2025, waardoor een goede vergelijking mogelijk is tussen deze jaren. In 2026 zijn in totaal 65 interviews gehouden (2025: 63), waarvan achttien⁷ met Top-15 bedrijven, 39 ETS-bedrijven buiten de Top-15 (Overig ETS) en acht afvalverbrandingsinstallaties (AVI's).
- De bedrijven zijn door VNO-NCW, VEMW en Stichting Cluster 6 per brief uitgenodigd. De interviews zijn afgenomen door de RVO-accounthouders voor de betreffende bedrijven in de periode februari tot en met april 2026.
- Tijdens de interviews zijn de bedrijven gevraagd naar CO₂-reductieprojecten die zij in de periode tot en met 2030 hebben gepland, met tevens een doorkijk naar 2035 en 2040. Het gaat hierbij om projecten, die de CO₂-emissie binnen de bedrijfsgrenzen reduceren (scope 1), besparing van elektriciteitsgebruik of investering in nieuwe elektriciteitsproductie op eigen locatie (scope 2 CO₂-reductie) en CO₂-reductie in de keten (scope 3). Dit levert voor elk bedrijf een vertrouwelijk overzicht op van geplande verduurzamingsprojecten met daarin vermeld de belangrijkste kenmerken van die projecten, inclusief de knelpunten waar de bedrijven tegenaan lopen bij de realisatie van de projecten. Deze overzichten vormen de basis voor dit rapport.
- CO₂-reductieprojecten in de industrie die meetellen voor het bereiken van het klimaatdoel in de elektriciteitssector (inzet van restgassen in elektriciteitscentrales) worden gerapporteerd als scope 2-projecten. Deze projecten zijn daarmee alleen zichtbaar in de grafiek in deel 4 van dit rapport.⁸
- Belangrijk verschil met de rapportage van vorig jaar is de wijze waarop (gedeeltelijke) bedrijfssluitingen worden behandeld. Vorig jaar werden deze opgevoerd als operationeel CO₂-reductieproject waarbij de gehele CO₂-emissie in 2021 als CO₂-reductieproject werd meegenomen. Dit jaar wordt sluiting van (delen van) bedrijven apart in beeld gebracht onder de noemer Beëindiging productie. Inmiddels gaat het om acht bedrijven die in de afgelopen jaren geheel of gedeeltelijk zijn gesloten. Deze bedrijven waren in 2021 verantwoordelijk voor de CO₂-uitstoot van ongeveer 1,6 Mton. Het wegvallen van deze productieactiviteiten levert dus wel een CO₂-reductie maar is geen gevolg is van uitvoering van verduurzamingsprojecten.
- Er zijn tijdens de interviews ook enkele algemene vragen gesteld, o.a. met betrekking tot het belang van CO₂-reductie voor de bedrijven en de ervaren overheidsfacilitering bij het oplossen van knelpunten. Hieraan hebben bijna alle geïnterviewde bedrijven deelgenomen.
- RVO heeft een beperkte validatie van de projecten gedaan rond beoogde CO₂-reductie, scope 1/2/3-classificatie, ontwikkelfase, de jaartallen voor investeringsbesluit en inbedrijfstelling, projectfase, mate van zekerheid m.b.t. realisatie en de knelpunten. Er is niet gevraagd naar financiële gegevens over de projecten.
- De interviews zijn bedrijfsvertrouwelijk, er wordt alleen gerapporteerd in geaggregeerde vorm.
- In deze rapportage worden de cijfers over CO₂-emissie en CO₂-reductie uitgedrukt in Mton CO₂. Hiermee wordt altijd Mton CO₂-eq bedoeld, dat wil zeggen de optelling van alle broeikasgassen: CO₂, methaan (CH₄), lachgas (N₂O) en F-gassen.

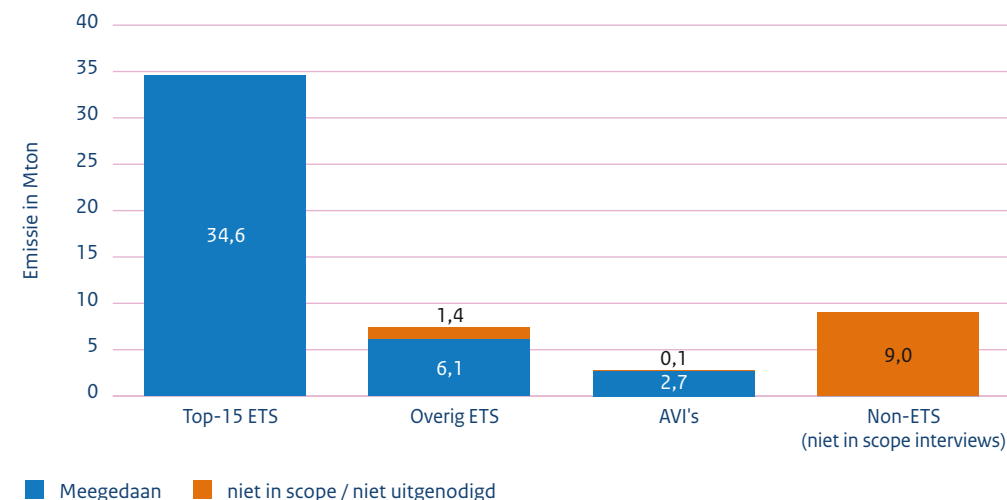
⁷ Bij de Top-15 ETS-bedrijven is er sprake van in totaal 18 interviews omdat bij Chemelot, die als één uitstoter geldt, interviews bij meerdere bedrijven zijn afgenomen.

⁸ Eind 2025 maakte Tata Steel bekend dat zij per 1 januari 2026 de Vattenfall-centrales in de IJmond-regio overnemen. Dit heeft gevolgen voor de totale emissies van de te interviewen bedrijven én voor de verdeling van emissiereducties over scope 1 en scope 2. Het PBL verwerkt deze wijziging pas in de KEV 2027, daarom kiest RVO er voor om deze wijziging in de cijfers pas volgend jaar door te voeren.

Dekkingsgraad geïnterviewde bedrijven in relatie tot de emissie van de gehele sector industrie

- De sector industrie kende in 2021 een totale emissie van 53,9 Mton CO₂-eq⁹ (scope 1). Het streefdoel voor de industrie voor 2030 is bepaald op een indicatieve restemissie van 28,8 Mton. Dat betekent dat er in de periode 2021–2030 47% emissiereductie moet plaatsvinden in de klimaatsector industrie.
- De CO₂-emissie van de 65 geïnterviewde bedrijven (ruim 130 vestigingen) bedroeg 42,6 Mton in 2021. Bij drie bedrijven (emissie 2021: 0,2 Mton) is het dit jaar niet gelukt om een interview te houden. Van die bedrijven zijn wel CO₂-reductieplannen bekend uit de interviews in 2025. Ook die zijn meegenomen in deze rapportage, evenals de gegevens van vier bedrijven die zijn gesloten (emissie 2021: 0,6 Mton). De totale dekking (van 72 bedrijven) komt hiermee op 43,3 Mton, wat overeenkomt met 80% van de totale emissies in de industrie in 2021.
- Over de ontwikkelingen in de andere 20% van de sector industrie doet deze rapportage geen uitspraak.
- In de figuur zijn de emissies voor 2021 onderverdeeld naar vier categorieën:
 - Top-15 ETS bedrijven: net als vorig jaar is in 2026 bij alle Top-15 ETS-bedrijven (emissie in 2021: 34,6 Mton CO₂-eq) een interview afgenomen.
 - Overig ETS: in 2026 hebben 39 overige ETS-bedrijven deelgenomen aan de interviews. Daarnaast zijn ook de CO₂-reductieprojecten van de vier gesloten bedrijven en de drie bedrijven waarvan de data van vorig jaar zijn meegenomen in de groep Overig ETS. Daarmee komt de groep Overig ETS op 46 bedrijven, die in 2021 een totale CO₂-emissie kende van 6,1 Mton.
 - Acht AVI's (emissie in 2021: 2,7 Mton (fossiel)) hebben deelgenomen aan de interviews in 2026.
 - In totaal valt 10,6 Mton emissies in de industrie in 2021 dus buiten de scope van dit onderzoek. Dit betreft zowel CO₂-emissies (niet-ETS; 4,1 Mton) als emissies van andere broeikasgassen (zgn. industriële procesemissies, ca. 6,5 Mton CO₂-eq). In de onderstaande figuur zijn emissies die niet in de scope van de interviews vallen verdeeld over non-ETS (9,0 Mton), Overig ETS (1,4 Mton) en AVI's (0,1 Mton).

Figuur 3 CO₂-emissie 2021 van deelnemende bedrijven



⁹ Dit getal is conform de meest recente inzichten bij de Emissieregistratie. In de rapportage over interviews van 2025 was de totale emissie van de hele industrie nog 53,4 Mton CO₂-eq in 2021. Deze wijziging is met name het gevolg van nieuwe inzichten in de emissies van F-gassen voor koeling en airconditioning, die ook aan de industrie worden toegerekend.



Deel 1: Algemene vragen

Tijdens de interviews zijn enkele algemene vragen aan bedrijven gesteld, met als doel om meer achtergrondinformatie te krijgen bij het overzicht van hun CO₂-reductieprojecten en bijbehorende knelpunten. De vragen hadden betrekking op de volgende onderwerpen:

- 1. Belang van CO₂-reductie voor bedrijven.
- 2. Rentabiliteit van investeringen in CO₂-reductie.
- 3. Mate van tevredenheid met overheidsfacilitering van knelpunten.
- 4. Netcongestie

De antwoorden op deze vragen geven duiding aan het huidige sentiment bij bedrijven. Ruim 60 van de 65 geïnterviewde bedrijven hebben hun inzichten gedeeld met RVO.

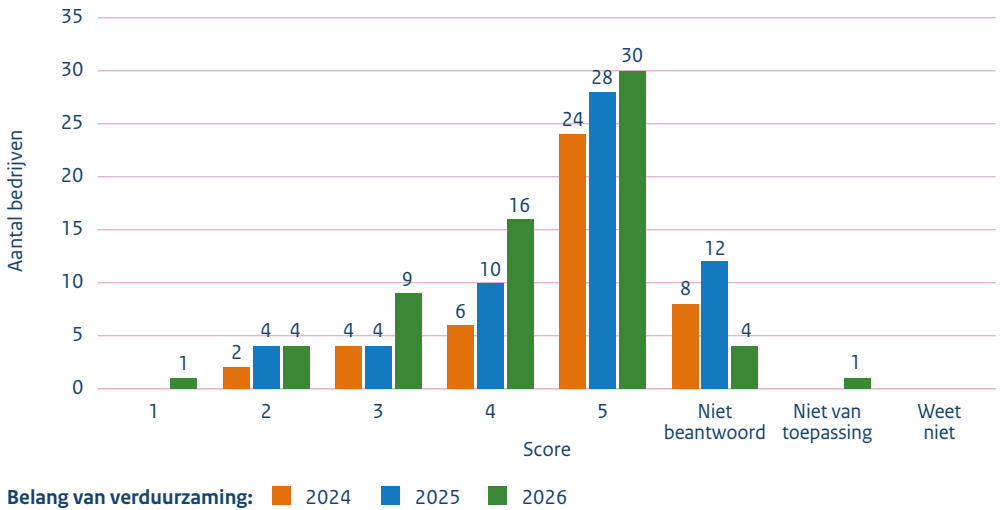


Belang van CO₂-reductie

Vraag 1: Hoe belangrijk is het nemen van verduurzamingsstappen in de komende paar jaar (inclusief het oplossen van knelpunten) voor de toekomst van uw bedrijf? Score tussen 1 (zeer onbelangrijk) en 5 (zeer belangrijk).

De grote meerderheid van bedrijven ziet verduurzaming als (sterk) noodzakelijk voor hun toekomstperspectief. Dit beeld is vergelijkbaar met de interviews in 2025. In een nadere toelichting geven bedrijven met hoge scores aan dat het implementeren van verduurzamingsprojecten noodzakelijk is om concurrerend te blijven. Voor bedrijven die laag scoren op deze vraag geldt dat voor hen de focus meer ligt op (financieel) overleven, waardoor er geen ruimte is om te investeren in verduurzaming.

Figuur 4 Belang CO₂-reductie



Rentabiliteit investeringen CO₂-reductie

Vraag 2: Hoe concurrerend zijn verduurzamingsinvesteringen in Nederland t.o.v. investeringsmogelijkheden elders binnen uw bedrijf of internationaal concern? Score tussen 1 (zeer slecht) en 5 (zeer goed).

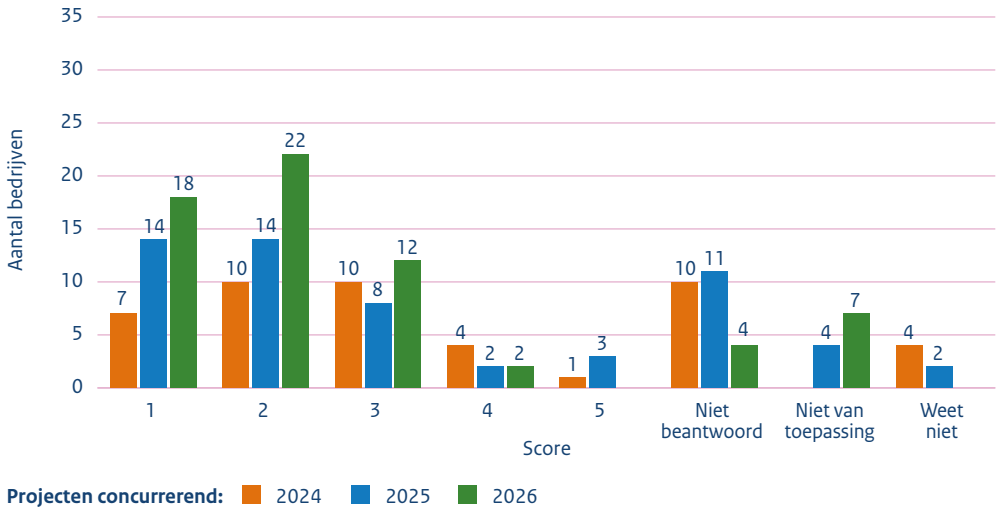
Het sentiment bij de bedrijven is vrij negatief: uit de onderstaande grafiek blijkt dat ongeveer driekwart van de bedrijven als oordeel geven dat de rentabiliteit van verduurzamingsprojecten slecht of zeer slecht is. Dit is iets meer dan in 2025 en veel meer dan in 2024. Er is dus sprake van een negatieve trend.

Aspecten die bij de antwoorden vaak terugkomen zijn hoge energiekosten en hoge netwerkkosten, in vergelijking met andere landen in de EU en daarbuiten.

Hoge kosten van verduurzaming kunnen de bedrijven niet of onvoldoende doorberekenen omdat de vraag naar meer duurzaam geproduceerde producten nog niet goed is ontwikkeld. De bedrijven geven aan dat vraagcreatie daarbij zou kunnen helpen. Een van de bedrijven noemde het een catch 22 waar ze moeilijk uit komen: “De kosten van CO₂-reductie zijn hoger dan de ETS kosten en die kunnen niet worden doorberekend. Maar de ETS kosten lopen ook op omdat de CO₂ niet wordt gereduceerd en ook die kosten kunnen niet worden doorberekend.”

Tenslotte geeft een enkel bedrijf aan dat het afschaffen van de CO₂-heffing een negatieve impact heeft op de businesscase van verduurzamingsprojecten.

Figuur 5 Rentabiliteit investeringen CO₂-reductie



Mate van tevredenheid overheidsfacilitering knelpunten

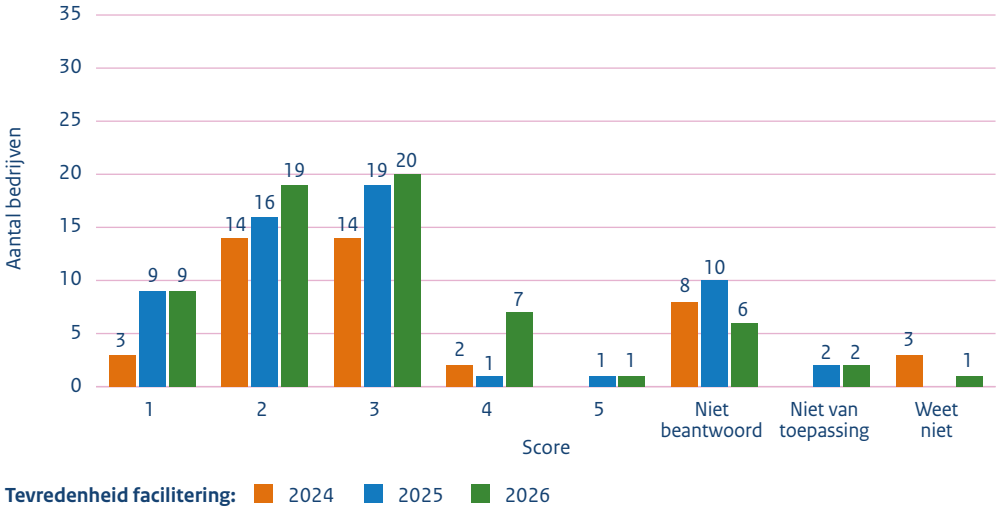
Vraag 3: Hoe tevreden bent u met de facilitering door de overheid van de knelpunten tot nu toe? Score tussen 1 (zeer weinig) en 5 (zeer veel).

Bedrijven geven een vrij negatief oordeel op deze vraag: ongeveer de helft van de bedrijven is ontevreden of zeer ontevreden over de ervaren overheidsondersteuning bij het oplossen van diverse knelpunten. Dit is vergelijkbaar met vorig jaar.

Hierbij brengen de bedrijven de volgende punten naar voren:

- Indirecte Kosten Compensatie (IKC-ETS) compenseert de extra elektriciteitskosten niet volledig
- Bedrijven ervaren een onvoldoende level playing field
- Facilitering van vraagcreatie ontbreekt
- Overheid is wel bereidwillig maar uiteindelijk onvoldoende effectief
- Lange vergunningstrajecten
- Tevredenheid over maatwerktrajecten
- De afschaffing van de CO₂-heffing wordt zowel positief als negatief beoordeeld: voor bedrijven die al hebben geïnvesteerd of binnenkort gaan investeren in verduurzaming heeft het wegvallen van de CO₂-heffing negatieve impact op businesscase.
- In andere landen zijn de voorwaarden beter en/of is er meer steun vanuit de overheid.

Figuur 6 Mate van tevredenheid overheidsfacilitering knelpunten



Vragen betreffende netcongestie

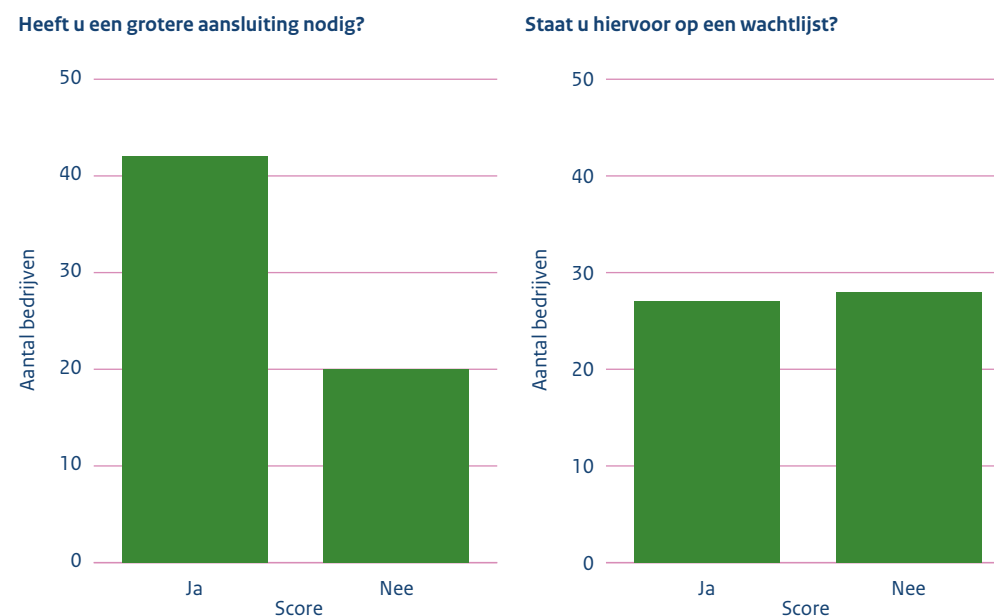
Er zijn tijdens de interviews meerdere vragen gesteld over de elektriciteitsaansluiting van bedrijven. Het begon met de vragen of het bedrijf een grotere elektriciteitsaansluiting nodig heeft en of men daarvoor op de wachtlijst staat. Daarna is er doorgevraagd op de mogelijkheden die het bedrijf ziet voor alternatieven als tijdelijke oplossing in de periode tot de realisatie van de grotere aansluiting.

Van de 65 bedrijven die deze vragen beantwoord hebben, geven 43 (tweederde) aan dat ze een grotere aansluiting nodig hebben om hun verduurzamingsplannen op het gebied van elektrificatie te realiseren. Van deze bedrijven geven 28 bedrijven aan dat ze hiervoor op een wachtlijst staan. Dit hoeft geen belemmering te vormen voor de realisatie van verduurzamingsprojecten. Als bedrijven op een wachtlijst staan voor een grotere aansluiting is het immers goed mogelijk dat de aansluiting alsnog op tijd gerealiseerd wordt. Meerdere bedrijven geven dan ook aan dat ze tijdig een grotere aansluiting verwachten. Van de 43 bedrijven die een grotere aansluiting nodig hebben, geven zestien aan dat die aansluiting nog voor 2030 gerealiseerd wordt en ongeveer 15 bedrijven verwachten dit in de periode 2030-2035. In overige gevallen is pas na 2035 verzwaring mogelijk of is dat nog onbekend. Van de 15 bedrijven die niet op een wachtlijst staan verwachten zeven dat een zwaardere aansluiting voor 2030 gerealiseerd wordt. Sommige bedrijven zijn ook om administratieve redenen van een wachtlijst afgehaald: een plek op de wachtlijst is alleen mogelijk met een concreet projectplan voor uitbreiding.



Dertig van de bedrijven die een grotere aansluiting nodig hebben, onderzoeken ook alternatieven, bijvoorbeeld flexibilisering van elektriciteitsgebruik, groepscontracten, batterijopslag etc. Verder zien 24 bedrijven (beperkt) kansen in opslag van warmte of elektriciteit. Onzekerheid over de planning van een grotere aansluiting kan ook leiden tot uitstel van investeringen. In een enkel geval leidt de vertraging in de aanpak van netcongestie tot frustratie bij het bedrijf.

Figuur 7





Deel 2: Overzicht scope 1 CO₂-reductieprojecten

CO₂-reductieprojecten tot en met 2030

De 72 bedrijven die in deze rapportage zijn meegenomen hadden in 2021 een CO₂-emissie van 43,3 Mton. In 2026 rapporteren deze bedrijven 263 verduurzamingsprojecten die in 2030 goed zijn voor 13,3 Mton CO₂-reductie. Dit is inclusief de reeds gerealiseerde plannen vanaf 2021. Vorig jaar was dat 17,2 Mton met 277 projecten, inclusief de correctie zoals beschreven in tekstbox 1. De verduurzamingsprojecten leveren in 2030 dus 3,9 Mton minder op in 2030, vergeleken met vorig jaar.

De grootste bijdrage aan CO₂-reductie in 2030 wordt geleverd door CCS, zie onderstaande tabel. Dit zijn ook verreweg de grootste projecten. Op het gebied van restwarmte en energie-efficiëntie staan 100 projecten gepland, met een CO₂-reductie van 1,5 Mton. Per project zijn die dus verreweg het kleinst in omvang. Ongeveer de helft van de totale CO₂-reductie (plm. 6,5 Mton) komt van de dertien grootste zekere en waarschijnlijke projecten.

Tekstbox 1 Gesloten vestigingen

In deze rapportage worden faillissementen en (gedeeltelijke) sluitingen van vestigingen anders in beeld gebracht dan vorig jaar¹⁰. In dat rapport werden de sluitingen van deze locaties gerapporteerd als gerealiseerd project, met een emissiereductie die gelijk was aan de CO₂-emissie in 2021 (in de categorie Overige Projecten). Sluiting levert uiteraard een emissiereductie op, maar deze is niet het gevolg van verduurzaming. Daarom worden de projecten van die bedrijven nu gelabeld als “Productie beëindigd”. In totaal is er bij acht bedrijven sprake van gehele of gedeeltelijke sluiting van productielocaties. Hierdoor vallen emissies weg ter grootte van 1,6 Mton (4% van de emissies in 2021 van de 72 bedrijven). De betreffende bedrijven hadden in totaal voor 1,5 Mton aan reductieprojecten opgevoerd (die vervallen dus), waarvan 1,4 Mton tot en met 2030 en 0,1 Mton na 2030. Deze projecten zijn vorig jaar wel gerapporteerd. Om een goede vergelijking met de resultaten van vorig jaar te kunnen maken, is de emissiereductie die vorig jaar werd gerapporteerd naar beneden bijgesteld van 18,5 Mton naar 17,2 Mton.

Tabel 2 CO₂-reductie naar techniek

Techniek	Aantal projecten	CO ₂ -reductie (kton)	gemiddelde CO ₂ -reductie (kton)
CCS	14	4.956	354,0
Efficiëntie en restwarmte	100	1.369	13,7
Elektrificatie	71	2.418	34,1
Overig	58	2.864	49,4
Waterstof	20	1.665	83,3
Totaal	263	13.283	50,5

In de interviews zijn de bedrijven ook gevraagd naar de mate van zekerheid van hun projecten. De 13,3 Mton emissiereductie laat de volgende verdeling zien:

- Zekere projecten 6,0 Mton (45%)
- Waarschijnlijke projecten 4,6 Mton (35%)
- Onzekere projecten 2,6 Mton (20%)

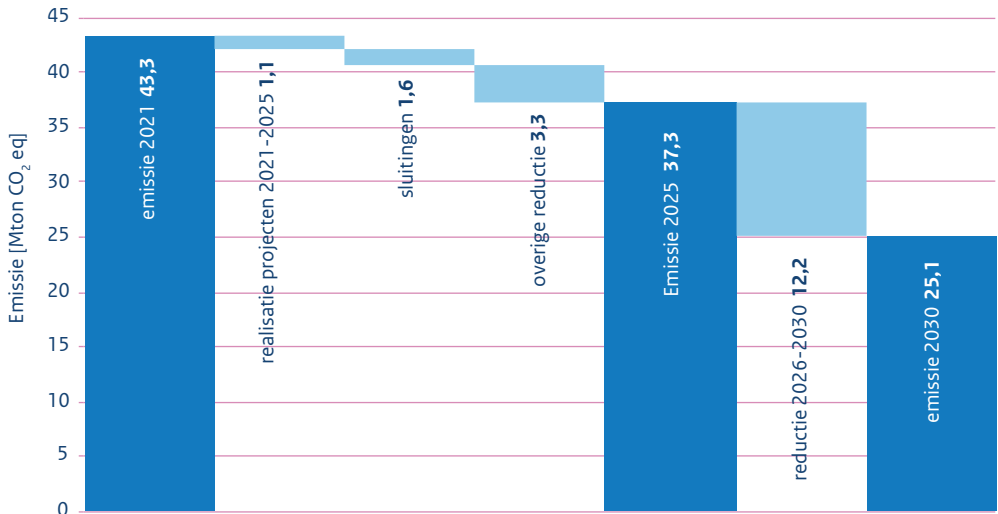


10 RVO, Inventarisatie CO₂-reductieplannen en knelpunten bij de industrie 2025

CO₂-reductie sinds 2021

In de onderstaande figuur zijn de reductieprojecten verdeeld naar wat er al is gerealiseerd in de periode 2021-2025 (1,1 Mton) en de geplande emissiereducties in de periode 2026-2030 (12,2 Mton). In de figuur is eveneens aangegeven de reductie als gevolg van sluitingen (1,6 Mton) en de overige emissiedaling (3,3 Mton), grotendeels het gevolg van (al dan niet tijdelijke) productievermindering. Dit betekent dat ongeveer 20% van de emissiereductie sinds 2021 (1,1 Mton) het gevolg is van verduurzamingsprojecten. De CO₂-emissies van 2021 en 2025 zijn bepaald op basis van ETS-data van de Nederlandse Emissieautoriteit (NEa). Als alle projecten worden uitgevoerd komt de restemissie van de geïnterviewde bedrijven in 2030 uit op 25,1 Mton. Het tempo van deze beoogde emissiereductie ligt daarmee te laag om het reductiedoel voor de klimaatsector industrie (als geheel) voor 2030 nog te halen.

Figuur 8



Een nadere vergelijking van de resultaten van de interviews van 2025 en 2026 laat het volgende beeld zien:

- Voor een groot aantal projecten (11,6 Mton) dat vorig jaar voor uiterlijk 2030 gepland was geldt dat dit jaar nog steeds, wel zijn ongeveer eenderde van die projecten één of meerdere jaren uitgesteld.
- In de tabel zijn de resultaten van de verdere analyse van de verschillen van de resultaten van de interviews 2025 en 2026 weergegeven.

- Een deel van de projecten wordt uitgesteld binnen de periode tot 2030, maar een ander deel wordt uitgesteld tot na 2030 (-4,0 Mton)¹¹. Deze projecten dragen niet meer bij aan het klimaatdoel in 2030. In de tabel valt op dat de AVI's een relatief groot aandeel hebben in de uitgestelde projecten tot na 2030. De vertraging bij het Aramis-project (CO₂-opslag onder de Noordzee) speelt hier een rol, net als vertraging in vergunningen en onzekerheid met betrekking tot bioswap (zie voetnoot 4). Verder wordt ook de niet-tijdige beschikbaarheid van de waterstofbackbone genoemd als reden voor uitstel.
- Er zijn ook projecten die bedrijven vorig jaar nog wel opvoerden maar waarvan zij inmiddels hebben besloten dat zij die niet meer gaan uitvoeren (gestopt/afgesteld; -1,3 Mton).
- Verder is er ook sprake van nieuwe projecten voor 2030 (+0,9 Mton) en projecten die aanvankelijk na 2030 stonden gepland maar die nu versneld zullen worden uitgevoerd in de periode tot en met 2030 (+0,9 Mton).
- In 2025 hadden de bedrijven voor 3,7 Mton onzekere projecten opgevoerd voor 2030. Hiervan is er voor 1,3 Mton uitgesteld tot na 2030, 0,4 Mton is gestopt en 0,3 Mton is het uitvoeringsjaar gewijzigd in "onbekend". In al deze gevallen telt de emissie reductie niet meer mee in 2030.
- In de onderstaande tabel zijn deze cijfers weergegeven, ook uitgesplitst naar Top-15 ETS, Overig ETS en AVI's.

Tabel 3 Duiding verschil CO₂-emissiereductie 2025 vs. 2026

	Top-15 ETS	Overig ETS	AVI's	totaal
Projecten tot en met 2030				
Verwachte CO ₂ -reductie interviews 2025	10,8	2,6	3,9	17,2
Projecten uitgesteld tot ná 2030	-2,0	-0,5	-1,5	-4,0
Projecten gestopt/afgesteld	-0,8	-0,1	-0,3	-1,3
Nieuwe projecten	+0,5	+0,3	+0,1	+0,9
Projecten versneld	+0,9	+0,0	+0,0	+0,9
Overige wijzigingen	+0,3	-0,3	-0,3	-0,4
Verwachte CO ₂ -reductie interviews 2026	9,5	1,9	1,8	13,3

11 Dit is inclusief een aantal projecten waarvan het jaar in bedrijf is gewijzigd in "onbekend". Bedrijven geven dan vaak aan dat het project On-hold is gezet. De projecten met "onbekend" tellen in geen enkel jaar mee, maar worden in verschillende grafieken apart weergegeven.

CO₂-reductie na 2030

- Voor de periode na 2030 (of met onbekende datum) hebben de bedrijven voor 14,4 Mton aan CO₂-reductieplannen gemeld (vorig jaar: 13,5 Mton).
- De toename kan voor een groot deel worden toegeschreven aan de AVI's (+1,1 Mton) en aan uitgestelde projecten van vóór 2030. Bij Top-15 ETS is er juist sprake van een afname van 0,6 Mton.
- In de periode 2031-2035 komen er nog voor 6,6 Mton projecten bij (in 2025 was dat ook 6,6 Mton) en loopt de totale scope 1 emissiereductie op tot 19,9 Mton. Van deze 6,6 Mton kwalificeren de bedrijven ruim 80% als onzeker. Er zijn projecten bijgekomen die bedrijven hadden uitgesteld van voor 2030, maar aan de andere kant worden er ook projecten uitgesteld tot na 2025 en projecten gestopt.
- Verder hebben de bedrijven voor de periode 2036-2040 nog 3,1 Mton aan projecten gepland. Hiervan zijn bijna 90% onzeker. Dat betekent dat bedrijven verreweg de meeste projecten na 2030 als onzeker kwalificeren.
- Tenslotte zijn er 65 projecten met als uitvoeringsjaar “onbekend”. Dit gaat om 4,7 Mton. Deze projecten worden meegeteld in de periode 2036-2040. De emissiereductie voor die periode stijgt hiermee naar 7,8 Mton (2025: 7,0 Mton)
- Over de hele periode van 2021 tot 2040 zijn 27,7 Mton aan scope 1 CO₂-reductieprojecten gepland (incl. onbekend). Dat is 3,0 Mton lager dan vorig jaar.

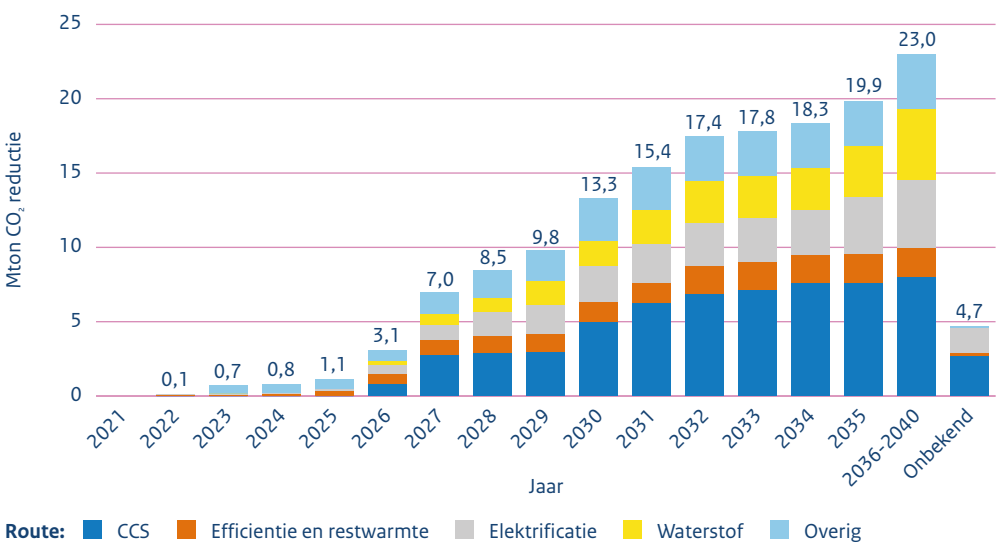
Tabel 4 Duiding verschil CO₂-emissiereductie 2025 vs. 2026

Projecten na 2030	Top-15 ETS	Overig ETS	AVI's	totaal
Verwachte CO ₂ -reductie interviews 2025	10,9	1,7	0,9	13,5
Projecten uitgesteld tot ná 2030	+2,2	+0,5	+1,4	+4,0
Projecten gestopt/afgesteld	-0,5	-0,1	-0,0	-0,6
Nieuwe projecten	+0,6	+0,1	+0,0	+0,7
Projecten versneld (naar voor 2030)	-0,9	-0,1	-0,0	-1,0
Overige wijzigingen	-2,0	-0,1	-0,1	-2,2
Verwachte CO ₂ -reductie interviews 2026	10,3	2,0	2,1	14,4

Overzicht CO₂-reductieplannen per techniek

- Tot 2030 is er minder CCS gepland. In 2025 was dat nog 6,4 Mton en in 2026 5,0 Mton. Deze daling is geheel toe te schrijven aan de AVI's, waar meerdere CCS-projecten zijn uitgesteld tot na 2030. Er worden diverse redenen genoemd voor uitstel, zoals de onvoldoende zekerheid betreffende de infrastructuur (bijvoorbeeld vertraging van Aramis), vertraging met vergunningen, onzekerheid omtrent bioswap.
- Van de 5 Mton wordt er 1,6 Mton opgeslagen via Porthos en 0,8 Mton via Northern Lights (beide vanaf 2026). Van de overige projecten (2,6 Mton) is onbekend welke binnenlandse of buitenlandse opslagfaciliteit zal worden gebruikt.
- Er zijn minder plannen op basis van waterstof (1,8 Mton) in 2030. Vorig jaar was dat 2,8 Mton. Er zijn twee grote waterstofprojecten uitgesteld tot na 2030. Daarnaast zijn ook enkele waterstof-projecten gestopt.
- Er staan zijn 62 elektrificatieprojecten (2,4 Mton) gepland voor 2030, een kleine stijging van de besparing t.o.v. vorig jaar. De meeste projecten zijn op basis van warmtepompen en e-drives. De stijging is voornamelijk het gevolg van bijna 20 nieuwe projecten.
- Onder de categorie ‘Overig’ vallen bijvoorbeeld projecten waar biomassa ingezet wordt, recycling, lachgas- of methaanreductie. Deze categorie kent dit jaar minder CO₂-reductie: dat is voornamelijk toe te schrijven aan het feit dat de projecten van gesloten vestigingen toen nog werden meegerekend in deze categorie.

Figuur 9 CO₂ reductieplannen industrie- o.b.v. techniek



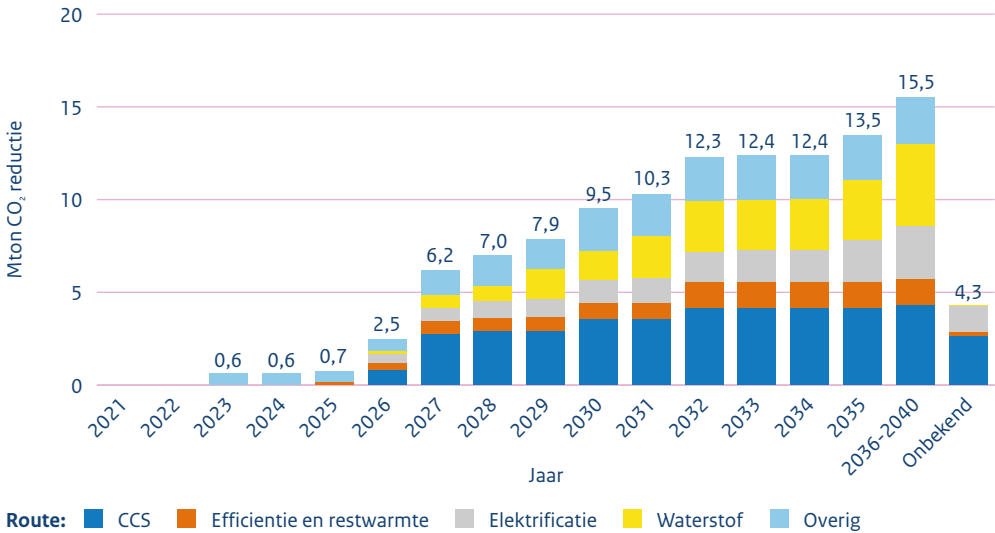
CO₂-reductieplannen Top-15 ETS bedrijven

De Top-15 bedrijven stootten gezamenlijk 34,6 Mton uit in 2021 en hebben plannen gemeld voor 9,5 Mton CO₂-reductie tot en met 2030. Vorig jaar kwam de reductie in de plannen nog uit op 10,8 Mton. Na 2030 hebben de bedrijven plannen gemeld ter grootte van 10,3 Mton (incl. onbekend). Vorig jaar telden de plannen na 2030 op tot 10,9 Mton.

- De reductieplannen bij de Top-15 bedrijven zijn in 2030 verdeeld over de verschillende technologieën. Vooral de CO₂-reductie in de categorie overig is gedaald ten opzichte van vorig jaar: van 2,6 naar 1,6 Mton. Dat komt doordat de gesloten (delen van) bedrijven niet meer als project worden beschouwd. De grootste bijdrage aan CO₂-reductie in de komende jaren is afkomstig van CCS.
- De bijdrage door energie-efficiëntie is relatief beperkt. Ook na 2030 blijft de bijdrage beperkt, zeker in relatieve zin ten opzichte van de andere technologieën. De Top-15 bedrijven geven aan dat ze meer kunnen bereiken met andere technieken, zoals CCS. Wel melden de Top-15 ETS bedrijven een aantal relatief grote energie-efficiëntie projecten.

In de onderstaande tabel worden de verschillen tussen de interviews van 2025 en 2026 nader geduid voor de Top-15 ETS bedrijven. Uitstel tot na 2030 komt het vaakst voor.

Figuur 10 CO₂ reductieplannen industrie- o.b.v. techniek Top-15



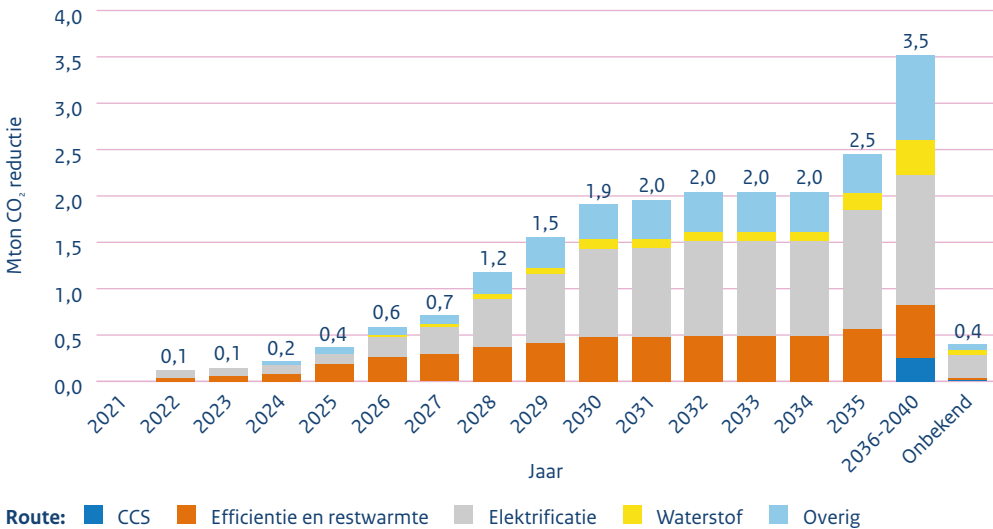
Tabel 5 Duiding verschil CO₂-emissiereductie 2025 vs. 2026

Projecten tot en met 2030	Top-15 ETS
Verwachte CO ₂ -reductie interviews 2025	10,8
Projecten uitgesteld tot ná 2030	-2,0
Projecten gestopt/afgesteld	-0,8
Nieuwe projecten	+0,5
Projecten versneld	+0,9
Overige wijzigingen	+0,3
Verwachte CO ₂ -reductie interviews 2026	9,5

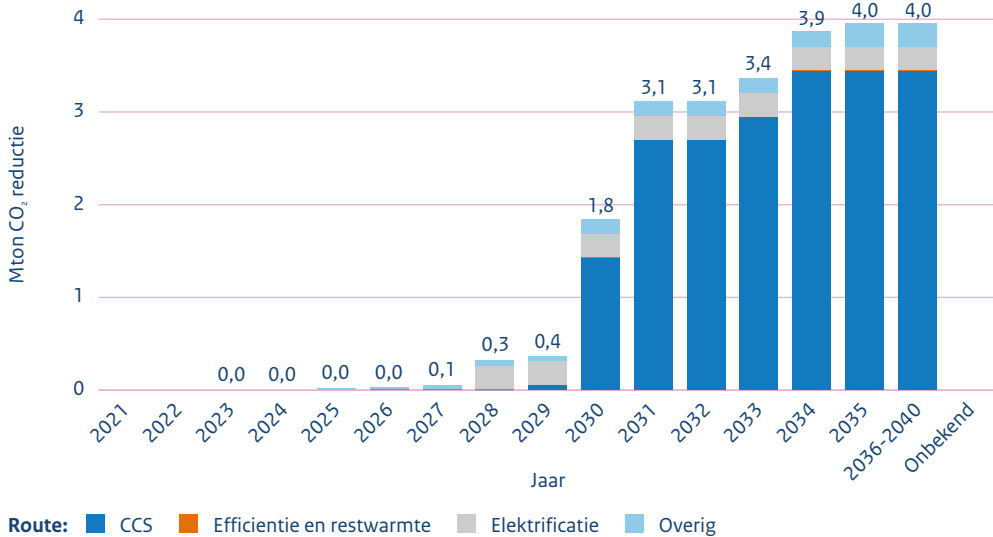
CO2-reductieplannen overige ETS-bedrijven en AVI's

- Naast de Top-15 ETS bedrijven zijn de resultaten van 54 andere bedrijven meegenomen in deze rapportage: 46 ETS-bedrijven (39 interviews, drie bedrijven met gegevens van vorig jaar en vier gesloten bedrijven; totaal 6,1 Mton in 2021) en acht AVI's (2,7 Mton in 2021). Onderstaand zijn twee grafieken weergegeven, één voor Overig ETS en één voor AVI's.
- De overige ETS-bedrijven hebben voor 1,9 Mton projecten gepland tot en met 2030. Dat is 0,7 Mton minder dan vorig jaar. Elektrificatie levert de grootste bijdrage in 2030 en ook daarna.
- Bij AVI's staan projecten gepland ter grootte van 1,8 Mton. Dat is meer dan een halvering ten opzichte van vorig jaar. Dat komt omdat een aantal CCS-projecten is uitgesteld tot na 2030 in verband met onzekerheden met betrekking tot Aramis en bioswap. CCS blijft voor deze sector is wel de leidende techniek om CO2-reductie te realiseren.

Figuur 11 CO2 reductieplannen industrie - o.b.v. techniek Overig ETS



Figuur 12 CO2 reductieplannen industrie - o.b.v. techniek AVI's



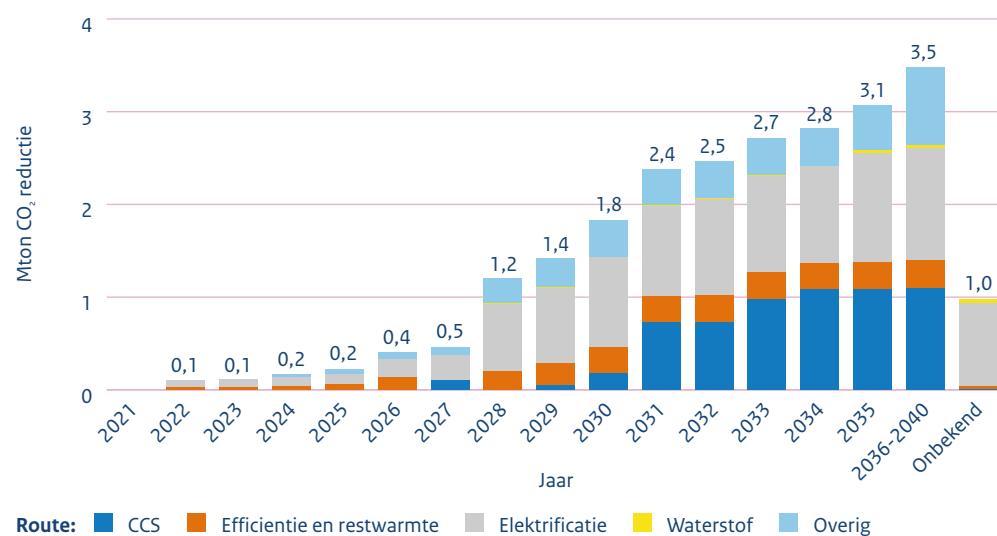
Tabel 6 Duiding verschil CO2-emissiereductie 2025 vs. 2026

Projecten tot en met 2030	Overig ETS	AVI's
Verwachte CO2-reductie interviews 2025	2,6	3,9
Projecten uitgesteld tot ná 2030	-0,5	-1,5
Projecten gestopt/afgesteld	-0,1	-0,3
Nieuwe projecten	+0,3	+0,1
Projecten versneld	+0,0	+0,0
Overige wijzigingen	-0,3	-0,3
Verwachte CO2-reductie interviews 2026	1,9	1,8

CO₂-reductieplannen Cluster 6

- In totaal zijn de resultaten van 26 bedrijven uit Cluster 6 meegenomen in deze rapportage: bedrijven die niet in één van de 5 regionale industriecusters liggen. Samen zijn deze bedrijven goed voor een uitstoot van 2,9 Mton in 2021. Deze groep heeft overlap met Overig ETS en AVI's.
- Tot deze groep behoren vier AVI's, acht bedrijven in de voedingsmiddelenindustrie en vijf papier- en kartonfabrieken.
- Deze bedrijven hebben opgeteld plannen die leiden tot 1,8 Mton CO₂-reductie in 2030.
- Hierbij valt op dat de geplande emissiereductie (in 2040) van deze groep groter is dan de emissies in 2021. Dit wordt veroorzaakt door de AVI's, waarbij de reductie ook de biogene component omvat die niet meetelt in de emissie.
- Er zijn enkele grote CO₂-afvangprojecten, warmte-uitwisseling, relatief veel elektrificatie (e-boilers, warmtepompen) en toepassing van groen gas.
- Ook in de groep Cluster 6 zijn veel projecten uitgesteld tot na 2030. Waar er in de rapportage van vorig jaar nog 3,5 Mton aan projecten gepland was voor 2030, is dat nu afgenomen tot 1,8 Mton. De belangrijkste daling vindt plaats bij CCS van 1,4 Mton naar 0,2 Mton. Dit wordt met name veroorzaakt door onzekerheid over de realisatie van Aramis. Dit speelt met name bij de AVI's.

Figuur 13 CO₂ reductieplannen industrie Cluster 6



Veel investeringsbesluiten worden uitgesteld of afgesteld

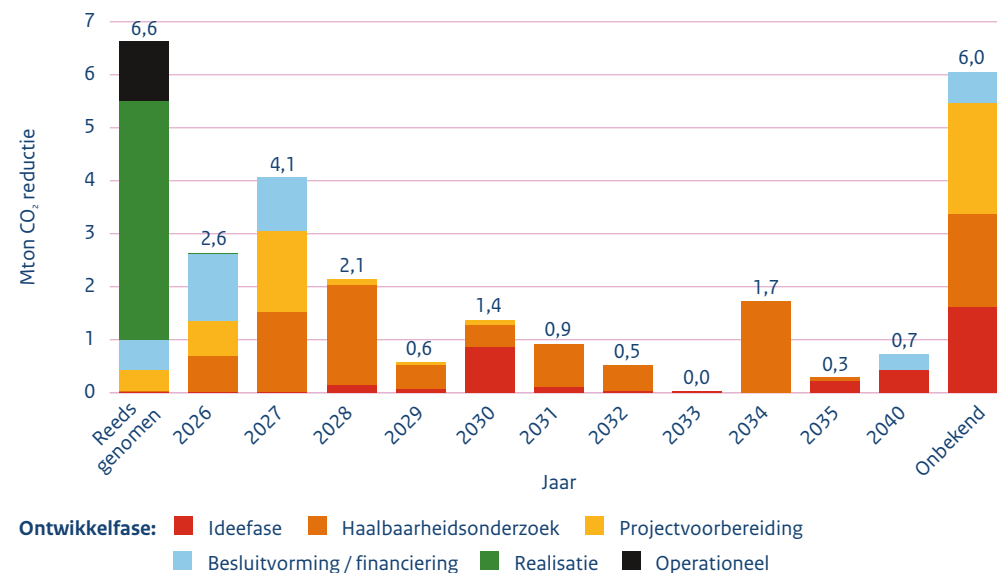
In vergelijking met vorig jaar zijn er voor 0,8 Mton extra FID's (Final Investment Decisions) genomen. Dat is aanzienlijk minder dan de 3,5 Mton die vorig jaar nog was beoogd voor 2025. Een deel van de besluiten is dus uit- of afgesteld. Om hier in nader inzicht in te krijgen zijn de vijf grootste projecten met een geplande FID in 2025 nader geanalyseerd. Deze projecten hadden een totale CO₂-emissie-reductie van 2,2 Mton. Voor geen van deze projecten is in 2025 de FID genomen: twee FID's zijn met één of twee jaar uitgesteld, één is er uitgesteld tot na 2030 en twee projecten zijn gestopt.

Voor 2026 staat een FID gepland voor 57 projecten met een CO₂-reductie van 2,6 Mton (in 2025: 6,4 Mton) en voor 2027 51 projecten met een CO₂-reductie van 4,1 Mton (in 2025: 2,0 Mton).

Voor 108 projecten, samen goed voor een reductie van 6,7 Mton, staat een investeringsbesluit in 2026 of 2027 gepland. De meeste van deze projecten worden voor 2030 gerealiseerd (5,8 Mton), de rest volgt na 2030. Van de projecten die na 2030 worden uitgevoerd zijn de meeste overigens onzeker.

Van de twaalf grootste projecten met besluitvorming in 2026 of 2027 kampen er tien met financiële knelpunten. Bij zeven van deze projecten zijn er ook infrastructurele knelpunten, met name op het gebied van CO₂- en elektriciteitsinfrastructuur.

Figuur 14 Investeringsbesluiten per jaar





Deel 3: Overzicht knelpunten m.b.t. scope 1 CO₂-reductieprojecten gesplitst naar projecten voor en na 2030

Knelpuntenoverzicht projecten met beoogde realisatie voor 2030

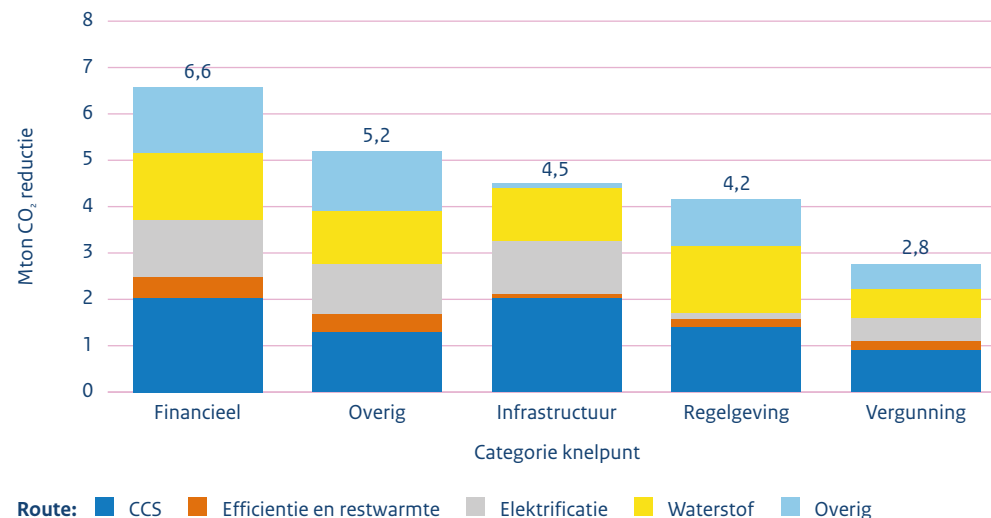
Knelpunten betreffen belemmeringen bij bedrijven om een investeringsbesluit mogelijk te maken. De projecten die bedrijven hebben gepland met een realisatie voor 2030 hebben een gezamenlijke geplande emissiereductie van 13,3 Mton. De grootste belemmering die door bedrijven wordt genoemd is -net als vorig jaar- financieel. Dit type knelpunt wordt genoemd bij 75% van de projecten, waarbij een emissiereductie van 6,6 Mton is gepland. Vorig jaar bedroeg de geplande emissiereductie bij projecten met een financieel knelpunt 7,6 Mton. Deze daling is voornamelijk het gevolg van het stoppen en uitstellen van projecten (tot na 2030).

Het aantal infrastructurele knelpunten dat is genoemd is afgenomen. Dit type knelpunt wordt genoemd bij circa 50% van de projecten met een totaal geplande reductie van 4,5 Mton. Vorig jaar werd dit knelpunt nog genoemd bij projecten met een emissiereductie van 7 Mton. Ook hier is de afname vooral het gevolg van uit- of afgestelde projecten. Ook de categorie 'overig' is dit jaar groot: 5,2 Mton, hoewel dit minder is dan vorig jaar. Onder deze categorie vallen veel verschillende knelpunten, zoals technische aspecten, prijs of prioriteiten van het hoofdkantoor. Afgezien van de relatief grote overige knelpunten, is de volgorde van de knelpunten vergelijkbaar met eerdere jaren.

Er kan ook sprake zijn van meerdere knelpunten per project. In de figuur, waar het type knelpunt is gekoppeld aan de bijbehorende CO₂-reductie, zijn de Mtonnen CO₂-reductie per type knelpunt daarom niet optelbaar. Hierbij zijn de projecten die al worden gerealiseerd of operationeel zijn buiten beschouwing gelaten. Slechts 9% van de projecten kent geen knelpunten. Dit betekent dat bijna alle projecten die nog niet worden gerealiseerd of operationeel zijn één of meer knelpunten kennen.

Er is ook gevraagd welke van de genoemde knelpunten een 'showstopper' zou kunnen zijn voor het genoemde project. Bij 36 projecten is er sprake van dit soort blokkerende knelpunten (3,5 Mton emissiereductie, ongeveer een kwart van de totale geplande reductie). Blokkerende knelpunten worden vooral genoemd als er sprake is van financiële knelpunten. Zonder zekerheid over een positieve businesscase zullen projecten niet doorgaan. Daarbij wordt de prijs van waterstof (als alternatief voor aardgas) een aantal keren genoemd. Ook realisatie van infrastructuur (netcongestie) en het verkrijgen van vergunningen (doorlooptijd) worden genoemd als showstopper. Bij negen projecten (samen bijna 1 Mton) heeft een dergelijk knelpunt al geleid tot afstel van het project.

Figuur 15 Knelpunten bij CO₂ projecten t/m 2030

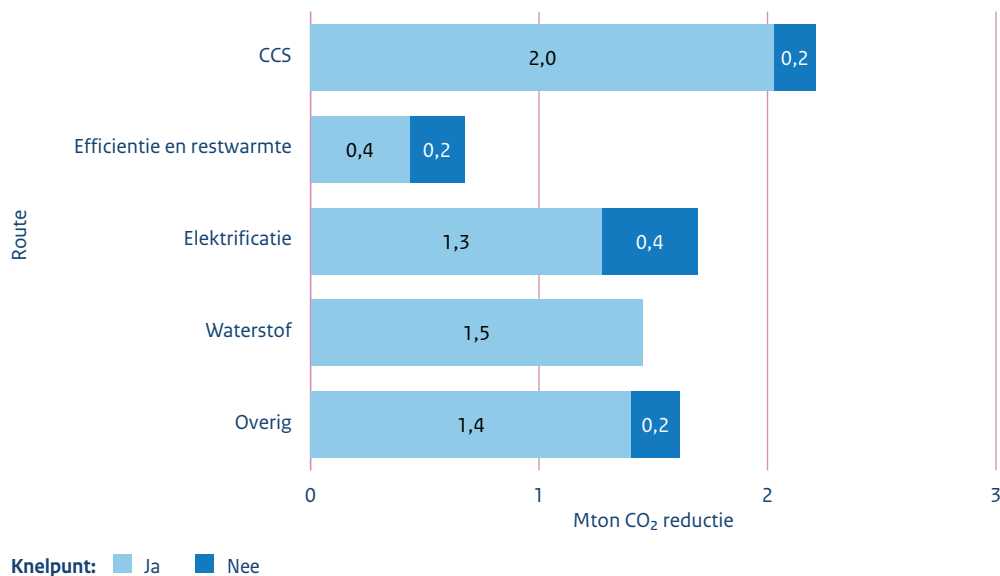


Financiële knelpunten bij projecten voor 2030

Een deel van alle projecten die bedrijven hebben gepland met een realisatie vóór 2030, heeft een financieel knelpunt. Deze projecten hebben een gezamenlijke geplande CO₂-reductie van 6,6 Mton. Daarbij valt op dat het bij de grootste projecten met name gaat om Opex support (46 projecten met een besparing van 4 Mton), bij de kleinere projecten gaat het vaker om Capex-support (38 projecten met een reductie van 0,5 Mton). In totaal gaat dit om 124 van de 159 projecten (78%):

- zeven CCS-projecten met een geplande emissiereductie van 2,0 Mton. Alle genoemde financiële knelpunten betreffen Opex-support. Hier wordt vooral de inpasbaarheid in de SDE++ genoemd. Dit speelt voornamelijk bij de AVI's.
- 35 elektrificatieprojecten met een verwachte emissiereductie van 1,2 Mton. Hier worden vooral de kosten van elektriciteit en nettarieven als belemmering genoemd. Behoeft aan Opex support (bijv. SDE, NIKI), Capex support (bijv. VEKI, DEI) en overig worden ongeveer even vaak genoemd.
- achttien waterstofprojecten met een verwachte reductie van 1,5 Mton. Hier betreffen de financiële knelpunten vooral Opex-support. Bij deze projecten wordt vooral de betaalbaarheid van groene waterstof genoemd.

Figuur 16 Financiële knelpunten



Om meer duidelijk te geven aan de financiële knelpunten, is bedrijven ook gevraagd of ze financiële ondersteuning hebben gevraagd voor hun project. Ruim 80% van de bedrijven die antwoord hebben gegeven op deze vraag, bevestigt dat zij subsidie hebben aangevraagd of dat nog gaan doen. Hierbij worden SDE++ en VEKI verreweg het vaakst genoemd. In ongeveer de helft van de projecten waar financiële support nodig is, is ook ondersteuning aangevraagd.

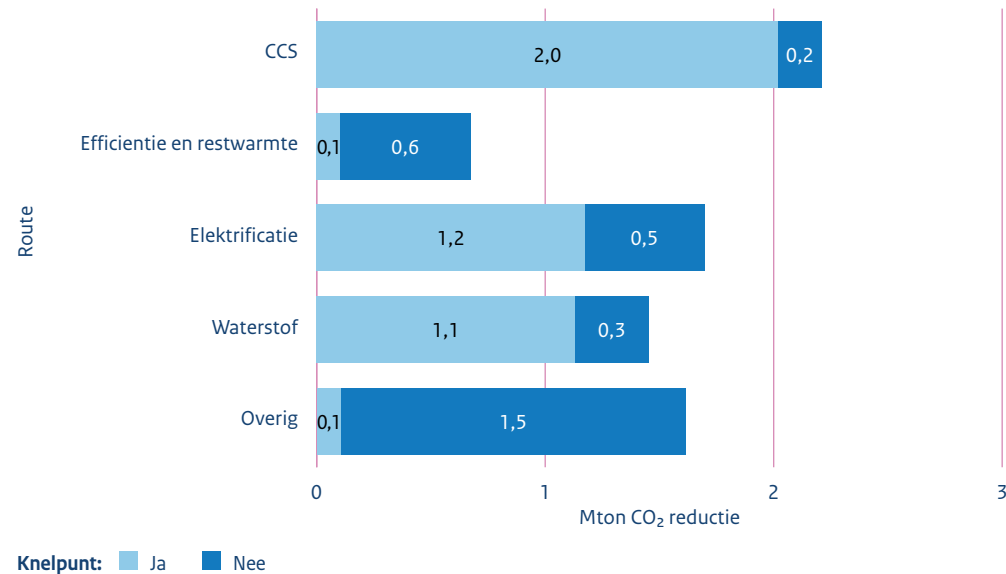
Een oorzaak van de vaak slechte businesscase van projecten is dat de extra kosten van verduurzaming moeilijk doorberekend kunnen worden in de prijs van producten of dat er geen markt is voor duurzame producten. Daarom geven bedrijven aan dat vraagcreatie zou kunnen helpen. Immers, zonder voldoende marktvraag, heeft een duurzaam geproduceerd product geen toekomst. Bij 81 projecten is dit het geval. Bij 22 daarvan is aangegeven dat een CO₂-footprint zou kunnen helpen, bij elf projecten normering en bij 20 een combinatie van deze twee. Bij 26 projecten is een andere vorm van vraagcreatie gewenst.

Infrastructurele knelpunten bij projecten voor 2030

Een deel van alle projecten die bedrijven hebben gepland met een realisatie voor 2030, heeft een infrastructureel knelpunt, denk aan tijdige beschikbaarheid van een aansluiting op een waterstofnetwerk of een zwaardere elektriciteitsaansluiting. Deze projecten hebben een gezamenlijke geplande emissiereductie van 4,5 Mton. In totaal gaat dit om 76 van de 159 projecten (48%):

- zeven CCS-projecten met 2,0 Mton reductie waarbij o.a. ingebruikname van Aramis en aansluiting van bedrijven op CO₂-infrastructuur genoemd wordt, met name bij de AVI's.
- 33 elektrificatieprojecten met geplande emissiereductie van 1,2 Mton. Hierbij worden zowel de fysieke aansluiting als het transportvermogen als belemmering genoemd. Bijna alle elektrificatieprojecten buiten de Top-15 kennen een infrastructureel knelpunt.
- veertien waterstofprojecten met een verwachte emissiereductie van 1,1 Mton, waarbij vooral de realisatie van de waterstof backbone genoemd wordt
- negen overige projecten, bijvoorbeeld toepassing van biomassa of verduurzaming van de elektriciteitsproductie.
- 29 projecten waar een knelpunt rond infrastructuur speelt, zijn uitgesteld, hoewel niet met zekerheid is te zeggen of vertraging in de aanpak van netcongestie ook heeft geleid tot uitstel van het project.

Figuur 17 Infrastructuur knelpunten

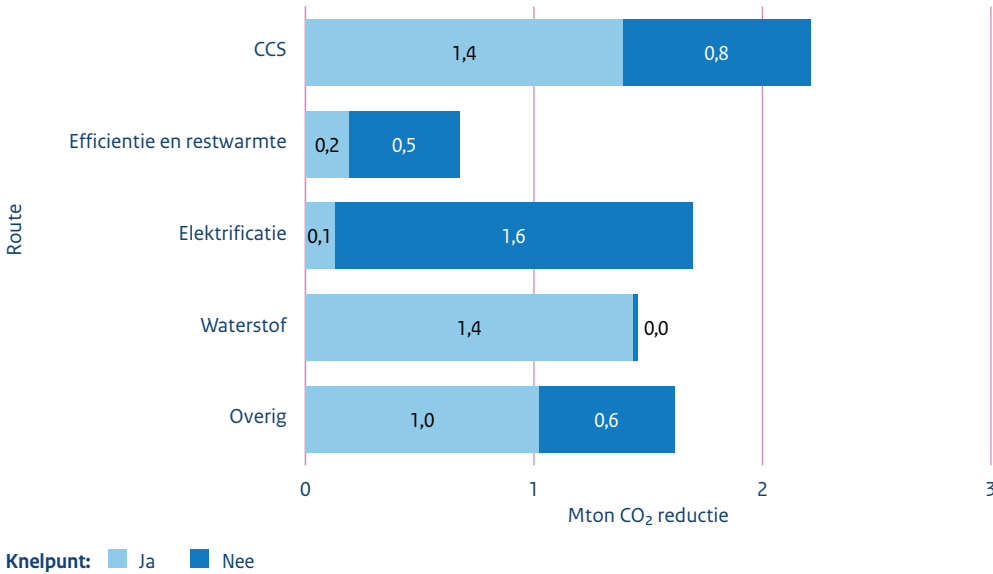


Knelpunten rond regelgeving bij projecten voor 2030

Een deel van alle projecten die bedrijven hebben gepland met een realisatie voor 2030, heeft een knelpunt rond regelgeving. Deze projecten hebben een gezamenlijke geplande emissiereductie van 4,2 Mton. Er zijn minder projecten die het knelpunt noemen ten opzichte van vorig jaar, maar het aandeel in de emissie-reductie is hoger. In totaal gaat dit om 55 van de 159 projecten (35%), met name rond waterstof en CCS:

- veertien waterstofprojecten met een verwachte reductie van 1,4 Mton. Hierbij wordt vooral genoemd: de implementatie van de REDIII en de RFNBO-verplichting.
- vijf CCS-projecten met een verwachte emissiereductie van 1,4 Mton. Hier worden diverse knel-punten genoemd, waaronder het niet toestaan van bioswap onder EU ETS. Dit speelt met name bij de AVI's. Voor sommige projecten is dit een showstopper.

Figuur 18 Regelgeving knelpunten

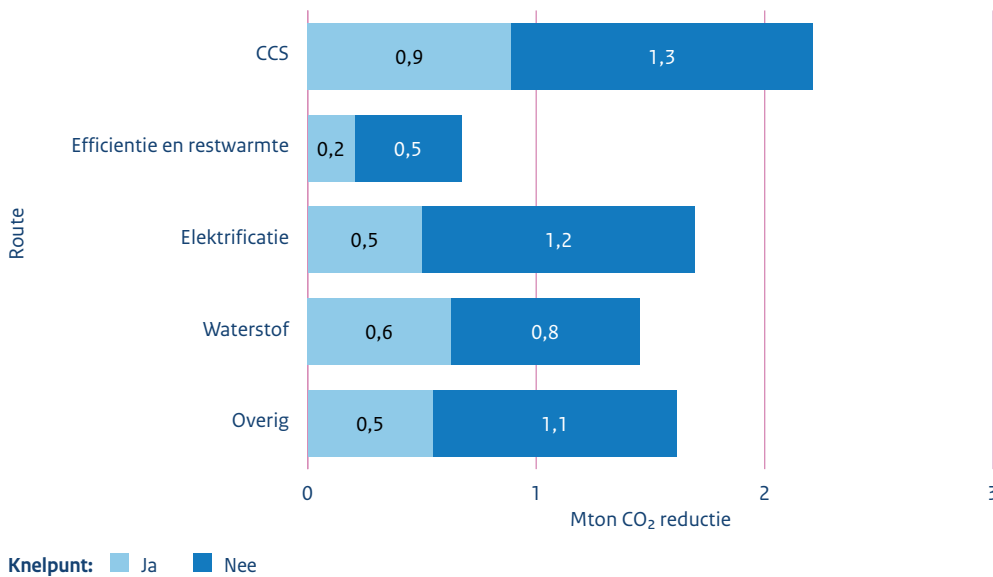


Knelpunten rond vergunningverlening bij projecten voor 2030

Een deel van alle projecten die bedrijven hebben gepland met een realisatie voor 2030, heeft een knelpunt rond vergunningverlening. Deze projecten hebben een gezamenlijke, geplande CO2-reductie van 2,8 Mton. In totaal gaat dit om 60 van de 159 projecten (38%):

- vier CCS-projecten met een verwachte emissiereductie van 0,9 Mton. Hierbij wordt vooral de doorlooptijd en capaciteit bij de vergunningverlener genoemd.
- veertien elektrificatieprojecten met een verwachte reductie van 0,5 Mton. Hierbij worden vooral de lange en complexe vergunningsaanvragen genoemd met lange doorlooptijden.

Figuur 19 Vergunningen knelpunten

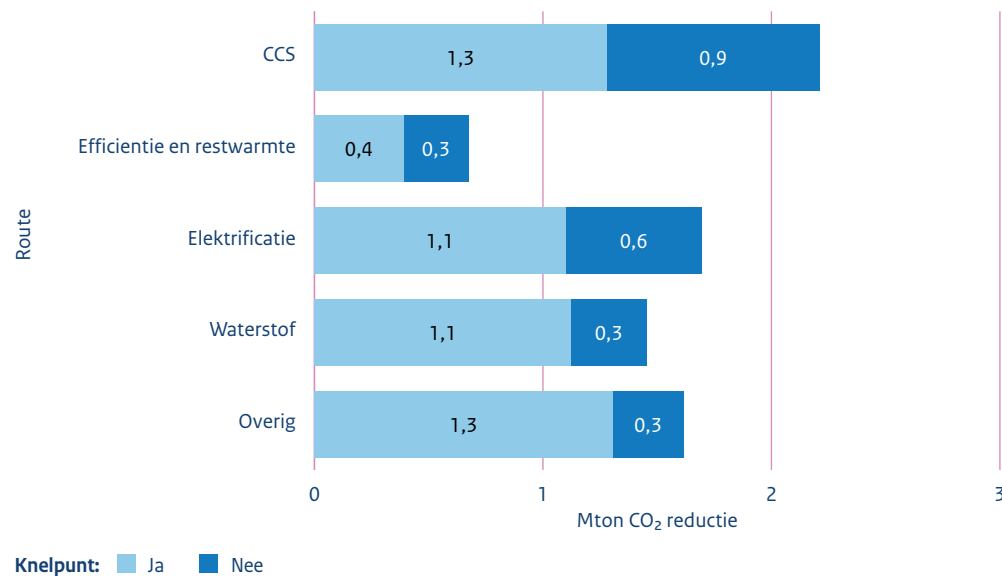


Overige knelpunten bij projecten voor 2030

Een deel van alle projecten die bedrijven hebben gepland met een realisatie voor 2030, heeft een knelpunt dat niet in de eerder genoemde categorieën valt. Dit is een divers palet aan knelpunten, dat soms ook wel verband houdt met één van de overige categorieën. Veel genoemde knelpunten zijn technische belemmeringen, onzekerheden, prioriteiten t.o.v. andere projecten en onzekerheden rond diverse aspecten van het project. Deze projecten hebben een gezamenlijke, geplande CO₂-reductie van 5,2 Mton. In totaal gaat dit om 97 van de 159 projecten met een knelpunt (61%) met name rond elektrificatie en waterstof:

- 31 elektrificatieprojecten met een verwachte emissiereductie van 1,1 Mton. Hierbij worden vooral genoemd als knelpunten: marktcondities, andere prioriteiten van het hoofdkantoor en technische haalbaarheid.
- twaalf waterstofprojecten met een verwachte emissiereductie van 1,1 Mton. Hierbij worden vooral marktcondities (level playing field, positieve business case) genoemd als knelpunt.

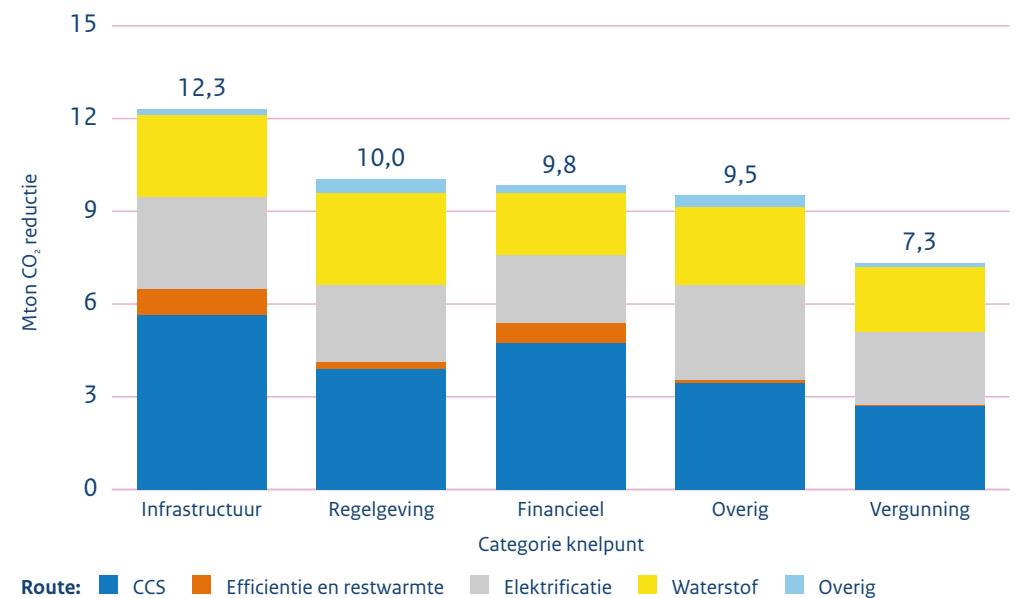
Figuur 20 Overige knelpunten



Knelpuntenoverzicht projecten met beoogde realisatie na 2030

Bij het grootste deel van de projecten met een realisatie na 2030 wordt een belemmering rond infrastructuur opgegeven. De projecten die dit betreft hebben gezamenlijk een verwachte jaarlijkse emissiereductie van 12,3 Mton. Infrastructurele knelpunten spelen relatief vaker bij projecten ná 2030 dan vóór 2030. Bij CCS speelt de onzekerheid rondom beschikbaarheid van de CO₂-infrastructuur (o.a. Aramis). Bij elektrificatie is de niet-tijdige verzwaring van de netcapaciteit de belangrijkste belemmering. Het aantal projecten met infrastructurele knelpunten ligt hoger dan vorig jaar (2025: 11,8 Mton). Deze stijging is voornamelijk het gevolg van projecten die zijn doorgeschoven tot na 2030. Knelpunten rond regelgeving wordt aangegeven bij projecten met een emissiereductie van 10,0 Mton. Hier worden stikstofregels en regelgeving rondom RED vaak als belemmering genoemd. Bij 4% van de projecten wordt aangegeven dat er geen knelpunt is.

Figuur 21 Knelpunten bij CO₂ projecten ná 2030





Deel 4: Inzicht in scope 2 en scope 3 CO₂-reductieprojecten

Projecten onder scope 2 of 3 realiseren CO₂-reductie elders in de productieketen. Voor scope 2 gaat het om reductie bij de opwekking van energie die het bedrijf gebruikt (bijvoorbeeld ingekochte elektriciteit). Bij scope 3 gaat het om besparingen elders in de keten, bijvoorbeeld door het inzetten van biomassa, zuiniger brandstoffen of recycling. Voor een deel vinden deze emissiereducties plaats in het buitenland. In totaal geven bedrijven scope 2 en scope 3 projecten (tot en met 2030) met een gezamenlijke CO₂-reductie van 12,6 Mton. Deze projecten hebben dus een fors CO₂-reductie-potentieel, die maar iets kleiner dan de beoogde CO₂-reductie van de scope 1 projecten.

Scope 2

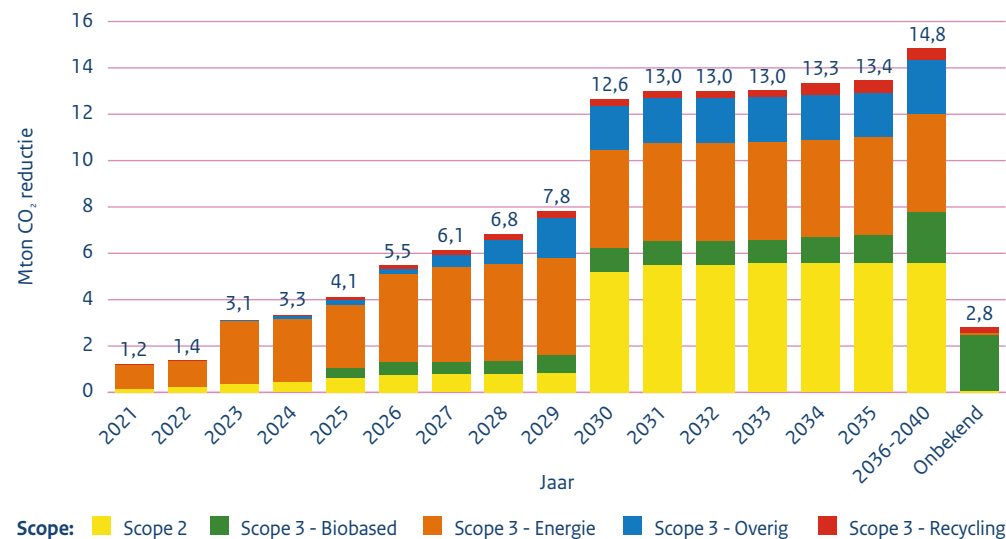
Scope 2-projecten (5,2 Mton; tot en met 2030): betreffen vooral de verduurzaming van elektriciteitsproductie voor eigen gebruik en besparing van elektriciteit. Dit is inclusief de CO₂-reductie als gevolg van de vermindering van de inzet van industriële restgassen in elektriciteitscentrales. De CO₂-reductie van de scope 2 projecten ligt iets lager dan vorig jaar. Ook hier vindt er uitstel van projecten plaats maar in de meeste gevallen betreft dat één of twee jaren, zodat de uitvoering nog steeds uiterlijk in 2030 plaatsvindt.

Scope 3

De CO₂-reductie van scope 3 projecten komt dit jaar uit 7,4 Mton. Ook bij scope 3 is er sprake van uitstel en stoppen van projecten.

- Scope 3-energieprojecten: betreft groei van duurzame elektriciteitsproductie (3,7 Mton, vnl. zonne- en windparken), warmtelevering aan stadsverwarming (0,5 Mton) en waterstofproductie (circa 1,5 Mton) t.b.v. derden.
- Scope 3 – biobased (1,0 Mton): betreft onder meer bijmenging van Sustainable Aviation Fuel (SAF) en inzet van biobased grondstoffen (o.a. bionafta) in de chemie.
- Scope 3 – recycling (0,3 Mton): betreft vooral chemische recycling van plastic afval en kunststoffen.

Figuur 22 Scope 2 en 3 CO₂ reductie projecten



Colofon

Dit is een publicatie van:

Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
Graadt van Roggenweg 200 | 3531 AH Utrecht
Postbus 8242 | 3503 RE Utrecht
T +31 (0) 88 042 42 42
Contact www.rgvo.nl

Deze publicatie is tot stand gekomen in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat werkt samen met zijn partners aan een schoner en sterker Nederland. Door te werken aan een klimaatneutrale samenleving en door te investeren in mensen, innovatie en duurzame energie. Zodat we de kansen kunnen pakken voor een duurzame toekomst en ervoor zorgen dat iedereen hieraan een bijdrage kan leveren. Nu én later.

Publicatienummer: RVO-152-2026/BR-DUZA

© Rijksdienst voor Ondernemend Nederland | 2026

De Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) stimuleert duurzaam, agrarisch, innovatief en internationaal ondernemen. Met subsidies, het vinden van zakenpartners, kennis en het voldoen aan wet- en regelgeving. RVO werkt in opdracht van ministeries en de Europese Unie. RVO is een onderdeel van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

Breaking free from fossil dependence

**How the Trilateral Chemical Region can deliver
sustainable products**



TNO 2026 R10806 – 30 Juni 2026

Breaking free from fossil dependence

How the Trilateral Chemical Region can deliver
sustainable products

Author(s)	Frank Wubbolts Marcelle Senekal Jonathan Moncada Botero Tonny Manalal Karina Veum (project manager)
Classification report	TNO Public
Title	TNO Public
Report text	TNO Public
Appendices	TNO Public
Number of pages	119 (excl. front and back cover)
Number of appendices	5
Sponsor	Ministry of EZK/KGG
Project name	'3CVaCS' – TNO's value chain and systems perspective
Project number	060.58118

All rights reserved

No part of this publication may be reproduced and/or published by print, photoprint, microfilm or any other means without the previous written consent of TNO.

© 2026 TNO

Samenvatting

De Trilaterale Chemische Regio (Nederland, Vlaanderen, Noordrijn-Westfalen) is een belangrijk centrum voor de Europese chemische industrie. Dit werk stelt dat de Regio een levensvatbare en duurzame industriële toekomst kan veiligstellen door haar bestaande infrastructuur te benutten, de koolstof instroompunten te verschuiven van fossiele naar circulaire bronnen en levenscyclus gebaseerd productbeleid te hanteren. Dit versterkt de veerkracht tegen geopolitieke risico's, vermindert emissies over de volledige levenscyclus en behoudt de industriële ruggengraat waar Europa's strategische autonomie op steunt. Dit werk is parallel aan het 3CVaCS project uitgevoerd, en staat op zichzelf. TNO rapporteert hiermee direct aan het Nederlandse ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

Het 3C VaCS project is een initiatief van de Trilaterale Chemische Regio (TCR) en wordt uitgevoerd in samenwerking met DECHEMA, VITO en TNO. Het project onderzoekt de uitdagingen voor het verdienvermogen van de chemische industrie in de regio, brengt huidige productiemiddelen in kaart en verkent strategische conversie routes voor niet-fossiele grondstoffen die overheden kunnen ondersteunen. Binnen de 3CVaCS samenwerking levert TNO een waardeketen en systeemperspectief, met bijzondere aandacht voor niet fossiele grondstoffen en circulaire koolstofgrondstoffen, en voor alternatieve chemische routes om olefinen en aromaten te produceren uit niet fossiele bronnen.

De chemische industrie in de Trilaterale Chemische Regio bevindt zich op het snijvlak van ingrijpende economische, ecologische en geopolitieke verschuivingen. Haar historische kracht is een sterk geïntegreerd industrieel ecosysteem: procesinstallaties in clusters, grensoverschrijdende ethyleen- en propeenpijpleidingen, gedeelde nutsvoorzieningen en productiemiddelen die grotendeels boekhoudkundig zijn afgeschreven, waardoor productie voor een belangrijk deel tegen marginale kosten plaatsvindt. Dit systeem maakte daarom decennialang betrouwbare en wereldwijd concurrerende productie mogelijk. Juist die onderlinge verwevenheid maakt het systeem echter ook kwetsbaar: wanneer kerninstallaties niet meer competitief worden door mondiale verschuivingen in grondstoffen of wanneer energieprijzen pieken, plant de schok zich voort door het hele cluster.

Tegelijkertijd verandert het kader rond de industrie ingrijpend. Decarbonisatiebeleid heeft CO₂-emissies van een voorheen niet-beprijste externaliteit tot een essentiële kostenfactor gemaakt, terwijl energieprijzen, die ooit waren verankerd in goedkoop regionaal aardgas, nu een nieuwe mondiale realiteit weerspiegelen. De mondiale chemische markten verschuiven nog sneller: grootschalige capaciteitsuitbreidingen in China en goedkope grondstoffen in de Verenigde Staten en het Midden-Oosten verkleinen de prijsbepalende positie van de Trilaterale Chemische Regio en bemoeilijken herinvesteringsbeslissingen bij elk onderhoudsmoment van assets. Deze dynamiek vergroot het risico op weglek van industrie, waarbij productie migreert naar regio's met lagere grondstofprijzen en een gunstiger vestigingsklimaat. Deze verplaatsing van productie en het risico op koolstof-lekkage zijn rationele uitkomsten van een reguleringskader dat productie-emissies geïsoleerd adresseert in plaats van de duurzaamheid van het product zelf.

Ondanks deze uitdagingen heeft de regio een doorslaggevend voordeel: de route naar duurzame chemie vereist geen volledige herbouw van het systeem. Het grootste deel van de downstream-productie kan worden verduurzaamd via elektrificatie met hernieuwbare energie,

terwijl de upstream-opgave om fossiele koolstof te vervangen kan worden aangepakt via chemische routes gebaseerd op methanol, ethanol en paraffinen uit afval en biomassa. Deze drie 'precursor intermediates' vormen de belangrijkste schaalbare brug van het huidige fossiele grondstoffenplatform naar een duurzaam, op olefinen en aromaten gebaseerd systeem. Ze stellen de TCR in staat haar industriële weefsel te behouden, terwijl de koolstof die de toeleveringsketens binnenkomt wordt afgebogen van primaire fossiele bronnen. Wat nu nodig is, is dat het regelgevend kader naast het beprijzen van CO₂-emissies uit productie ook het belang van defossilisatie op productniveau erkent.

Een centraal inzicht dient zich aan: de duurzaamheid van chemische producten is primair een levenscyclusvraagstuk, niet louter een vraagstuk van productie. Voor koolstofgebaseerde materialen vinden de meeste CO₂-emissies vandaag plaats aan het einde van de levensduur, waar verbranding de moleculaire waarde definitief vernietigt. Regulering van productieprocessen, bijvoorbeeld via CO₂-beprijzing en energiemandaten, pakt deze structurele inefficiëntie niet aan. Duurzaamheidsnormen op productniveau kunnen de verantwoordelijkheid verschuiven richting het punt van consumptie, door te borgen dat materialen die op de markt worden gebracht geen fossiele koolstof bevatten, ongeacht waar ze zijn geproduceerd. Deze aanpak brengt beleid in lijn met de systeemlogica en neemt druk weg bij lokale producenten terwijl zij de concurrentie aangaan met andere producenten op wereldmarkten.

Afval, biomassa en hernieuwbare elektriciteit zijn echter niet zo overvloedig als fossiele hulpbronnen. België, Nederland en Duitsland, de landen waarin het de Trilaterale Chemische Regio zich bevindt, genereren circa 3 Mt C aan recyclebare koolstof uit plasticafval en 30–50 Mt C aan koolstof uit lignocellulose- biomassa. De chemische sector in deze landen produceert ongeveer 18 Mt C in producten. Dit betekent dat deze chemicaliën in principe met niet-fossiele lokale koolstof kunnen worden geproduceerd.

De mogelijkheden voor circulariteit van plastic zijn begrensd: plastic accumuleert in het gebruik en een groot deel van de regionale kunststoffen wordt als product geëxporteerd, waardoor volledige binnenlandse recyclestromen onmogelijk zijn zonder her-import van afval of pyrolyse-oliën. Louter mechanische recycling kan de kloof niet dichten door verontreiniging, polymeerafbraak en kwaliteitseisen; chemische recycling via vergassing en pyrolyse wordt essentieel om koolstof terug te winnen, maar heeft geen volledige koolstof efficiëntie.

Daarbij blijft het volume aan koolstof dat nodig is in alle producten inclusief brandstof (nu in de orde van 250 Mt C voor de drie landen) een veelvoud van dat in chemicaliën. Hoewel dit volume in brandstoffen door elektrificatie zal afnemen, blijft het zeer significant. Daarom zal er ook import nodig zijn van koolstofhoudende grondstoffen. De lokale koolstofbronnen worden daarom het beste zo strategisch en effectief mogelijk aan de belanghebbende sectoren toegewezen, daarbij rekening houdend met de mogelijkheid van import van precursors en beschikbaarheid van hernieuwbare energie voor verwerking.

Voor de industrie rust de transitie op drie randvoorwaarden: toegang tot betrouwbare, koolstofarme energie en grondstoffen; de mogelijkheid om winstgevend te opereren met duurdere, duurzame routes; en de aanwezigheid van duidelijke, verifieerbare productnormen die de markt in staat stellen ingesloten duurzaamheid te herkennen en te belonen, een vorm van waarde die in het product zelf onzichtbaar is maar essentieel om klimaatdoelen te halen.

Voor beleidsmakers is precisie de opgave: interventies moeten worden onderbouwd met heldere data over toeleveringsketens, grondstoffenbeschikbaarheid en technologische routes. Vandaag belemmeren datalacunes en gefragmenteerd zicht effectieve actie. Een geharmoniseerde gegevensbank die aanbodopties op product- en marktniveau in kaart brengt, stelt overheden in staat risico's te voorzien, scenario's te vergelijken en gerichte interventies te sturen.

Duurzaamheid en leveringszekerheid (beschikbaarheid) leveren duidelijke maatschappelijke waarde op, maar brengen aanzienlijke kosten mee voor producenten in de vroege schakels van de keten. Deze kosten moeten voorspelbaar en transparant worden doorberekend langs de waardeketen naar de eindmarkten. Omdat duurzaamheid fundamenteel is, moet zij niet worden behandeld als een producteigenschap maar als een productnorm. Naleving behoort daarom geen basis te zijn voor concurrentie; bij voorkeur definiëren deze normen het mondiale gelijke speelveld voor industriële productie. De industrie floreert bij heldere, verifieerbare en breed erkende normen.

Door deze waarde via standaarden te formaliseren, kunnen markten producten herkennen en belonen die echte voordelen op systeemniveau leveren. Dit creëert transparantie voor regelgevers, consumenten en de industrie, en biedt een geloofwaardige basis voor het opschalen van circulaire en bio-gebaseerde productie van chemicaliën en brandstoffen.

Deze analyse beargumenteert dat de transitie geen ontmanteling van het bestaande systeem vergt, maar een gerichte heroriëntatie en erkenning van de waarde die de transformatie oplevert. Door de geïntegreerde industriële structuur te behouden, de koolstofinstroom systematisch te verschuiven van fossiele naar circulaire en hernieuwbare bronnen, en beleid te baseren op levenscyclus-gebaseerde productprestaties, kan de Trilaterale Chemische Regio concurrerend én relevant blijven in een veranderend mondiaal landschap.

Dit vereist consistentie tussen industriestrategie en reguleringsontwerp: het belonen van duurzaamheid op productniveau, het mogelijk maken van toegang tot niet-fossiele koolstof en het borgen van de randvoorwaarden voor aanhoudende investeringen. Als dit wordt gerealiseerd, vermindert dit pad niet alleen het risico op industriële neergang, maar verankert het ook een veerkrachtig en toekomstbestendig systeem voor chemische productie in Europa.

Summary

The Trilateral Chemical Region (the Netherlands, Flanders, North Rhine–Westphalia) is a key hub for the European chemical industry. This work argues that the Region can secure a viable and sustainable industrial future by leveraging its existing infrastructure, shifting carbon feedstock inputs from fossil to circular sources, and adopting life cycle based product policies. This enhances resilience to geopolitical risks, reduces emissions across the full life cycle, and preserves the industrial backbone on which Europe's strategic autonomy depends. This work was carried out in parallel with the 3CVaCS project, and stands independently. TNO hereby reports directly to the Dutch Ministry of Economic affairs and Climate.

The 3C VaCS project is an initiative of the Trilateral Chemical Region (TCR) and is being carried out in collaboration with DECHEMA, VITO and TNO. The project examines the challenges to the earning capacity of the region's chemical industry, maps current production assets and explores strategic conversion routes for non fossil feedstocks that governments can support. Within the 3CVaCS collaboration, TNO provides a value chain and systems perspective, with particular attention to non fossil feedstocks and circular carbon resources, as well as alternative chemical pathways to produce olefins and aromatics from non fossil sources.

The chemical industry in the Trilateral Chemical Region is at the intersection of profound economic, ecological and geopolitical shifts. Its historical strength lies in a highly integrated industrial ecosystem: process installations in clusters, cross-border ethylene and propylene pipelines, shared utilities and production assets that have largely been amortized, allowing a significant share of production to take place at marginal cost. For decades, this system therefore enabled reliable and globally competitive production. Yet it is precisely this interconnectedness that also makes the system vulnerable: when core installations become uncompetitive due to global shifts in feedstocks or when energy prices spike, the shock propagates throughout the entire cluster.

At the same time, the framework surrounding the industry is undergoing profound change. Decarbonization policy has transformed CO₂ emissions from a previously unpriced externality into a key cost factor, while energy prices, once anchored in inexpensive regional natural gas, now reflect a new global reality. Global chemical markets are shifting even faster: large-scale capacity expansions in China and low-cost feedstocks in the United States and the Middle East are eroding the price-setting position of the Trilateral Chemical Region and complicating reinvestment decisions at every maintenance cycle of assets. This dynamic increases the risk of industrial relocation, with production migrating to regions with lower feedstock prices and a more favorable business environment. Such relocation of production and the associated risk of carbon leakage are rational outcomes of a regulatory framework that addresses production-phase emissions in isolation, rather than the sustainability of the product itself.

Despite these challenges, the region has a decisive advantage: the pathway to sustainable chemistry does not require a complete rebuilding of the system. Most downstream production can be made sustainable through electrification using renewable energy, while the upstream challenge of replacing fossil carbon can be addressed through chemical pathways based on methanol, ethanol and paraffins derived from waste and

biomass. These three 'precursor intermediates' form the most important scalable bridge from the current fossil feedstock platform to a sustainable system based on olefins and aromatics. They enable the TCR to preserve its industrial fabric while diverting the carbon entering supply chains away from primary fossil sources. What is now needed is for the regulatory framework, in addition to pricing production-phase CO₂ emissions, to recognize the importance of product-level defossilization.

A central insight emerges: the sustainability of chemical products is primarily a life-cycle issue, not merely a production issue. For carbon-based materials, most CO₂ emissions today occur at the end of life, where incineration destroys the molecular value permanently. Regulation of production processes, for example through CO₂ pricing and energy mandates, does not address this structural inefficiency. Product-level sustainability standards can shift responsibility towards the point of consumption by ensuring that materials placed on the market contain no fossil carbon, regardless of where they were produced. This approach aligns policy with system logic and eases pressure on local producers as they compete with other manufacturers in global markets.

Waste, biomass and renewable electricity, however, are not as abundant as fossil resources. Belgium, the Netherlands and Germany, the countries in which the Trilateral Chemical Region is located, generate roughly 3 Mt C of recyclable carbon from plastic waste and 30–50 Mt C of carbon from lignocellulosic biomass. The chemical sector in these countries produces approximately 18 Mt C in products. This means that these chemicals could in principle be produced using non-fossil local carbon.

The possibilities for plastics circularity are limited: plastics accumulate in use, and a large share of produced plastics leave the region as products, making full domestic recycling streams impossible without re-importing waste or pyrolysis oils. Mechanical recycling alone cannot close the gap due to contamination, polymer degradation and quality requirements; chemical recycling via gasification and pyrolysis is essential to recover carbon, but does not achieve full carbon efficiency.

Moreover, the total volume of carbon needed in all products including fuels (currently on the order of 250 Mt C for the three countries) is many times larger than that used in chemicals. Although this fuel-related volume will decline with electrification, it will remain very significant. Imports of carbon-containing feedstocks will therefore also be necessary. Local carbon sources are thus best allocated to sectors as strategically and effectively as possible, taking into account the possibility of imports and the availability of renewable energy for processing.

For industry, the transition rests on three preconditions: access to reliable, low-carbon energy and feedstocks; the ability to operate profitably with more expensive, sustainable pathways; and the presence of clear, verifiable product standards that allow the market to recognize and reward embedded sustainability: a form of value that is invisible in the product itself but essential for achieving climate goals.

For policymakers, precision is the task: interventions must be supported by clear data on supply chains, feedstock availability and technological pathways. Today, data gaps and fragmented visibility hinder effective action. A harmonized database that maps supply options at the product and market level enables governments to anticipate risks, compare scenarios and steer targeted interventions.

Sustainability and security of supply (availability) deliver clear societal value, but they impose significant costs on producers in the early stages of the value chain. These costs must be passed on in a predictable and transparent manner along the value chain towards end markets. Because sustainability is fundamental, it should not be treated as a product feature but as a product standard. Compliance should therefore not be a basis for competition; ideally, such standards define the global level playing field for industrial production. Industry thrives on clear, verifiable and widely recognized standards.

By formalizing this value through standards, markets can recognize and reward products that carry real system-level benefits, creating transparency for regulators, consumers, and industry alike, and providing a credible foundation for the scaling of circular and bio-based chemical and fuel production.

This analysis argues that the transition does not require dismantling the existing system, but rather a targeted reorientation and recognition of the value generated by the transformation. By preserving the integrated industrial structure, systematically shifting carbon inflows from fossil to circular and renewable sources, and grounding policy in life-cycle-based product performance, the Trilateral Chemical Region can remain both competitive and relevant in a changing global landscape.

This requires consistency between industrial strategy and regulatory design: rewarding sustainability at the product level, enabling access to non-fossil carbon, and safeguarding the conditions for sustained investment. If achieved, this pathway not only reduces the risk of industrial decline but also anchors a resilient and future-proof system for chemical production in Europe.

Contents

Samenvatting	3
Summary	3
Glossary	7
1 Introduction to the project	9
1.1 The Trilateral Chemical Region	9
1.2 Motivation for the 3C-VaCS study.....	9
1.3 The project stakeholders and partners	10
1.4 The TNO share and research question.....	10
1.5 Outline of this report	13
2 Background to the transformation of the chemical industry	14
2.1 Multiple transitions deteriorate profitability of industry operations in the TCR	14
2.2 The life cycle emission of carbon products	20
2.3 Chemical synthesis plays a pivotal role in producing non-fossil fuels and chemicals.....	21
2.4 The olefins and aromatics platform delivers the bulk of sustainable industrial chemicals	22
2.5 How molecules' properties shape industry location and co-location	29
2.6 Chemicals production is exposed to global markets	31
2.7 Sustainable consumption as a societal objective	35
3 Results of the TNO deep-dives in 3C-VaCS	38
3.1 Deep dive 1 – Key molecules for producing sustainable carbon chemicals	38
3.2 Deep dive 2 - Chemicals production in the TCR is entwined in global supply chains	42
3.3 Deep dive 3 - Waste and bio-based feedstock availability in the TCR for synthetic chemistry	53
4 Discussion and conclusions.....	56
4.1 Sustainable consumer products	56
4.2 Non-fossil supply chains for both chemicals and for fuels.....	57
4.3 Existing production infrastructure.....	58
4.4 Reconfiguring the chemical industry	59
4.5 Exposure to geopolitical risks	59
4.6 Conclusions.....	60
5 Recommendations	61
5.1 Leverage industry's nature through a business-oriented framework	61
5.2 Effective framework interventions require structured public information	62
5.3 Suggested areas for further research	63
Appendices	
Appendix A: Public data on chemicals production and trade in the trilateral chemical region	67
Appendix B: Plastic waste availability in the trilateral region	75
Appendix C: Biomass availability in the trilateral region	84
Appendix D: Plastic waste based pathways for the production of olefins and aromatics	94
Appendix E: Biomass based pathways for the production of olefins and aromatics	107

Glossary

Asset	The resource- and capability-oriented part of a value chain, owned and controlled by a business, that provides the physical, technical, or natural basis for production and value creation.
Basic chemicals	High-volume chemicals with low molecular complexity that serve as primary building blocks for the chemical industry. In this work specifically: the olefins (ethylene, propylene, butene, butadiene) and aromatics (benzene, toluene, xylene). These are also referred to as High Value Chemicals (HVC).
Bio-based	A material or product that is wholly or partly derived from biomass, meaning biodegradable fractions of products, waste and residues from biological origin (excluding fossil carbon).
Bio-derived	A material or product produced from bio-based feedstock fraction through chemical, biochemical, or thermochemical modification processes.
Business	The product- and market-oriented part of a value chain, owned and governed by a corporate entity, responsible for customer value creation and accountable to shareholders for financial performance.
Chemical products	Substances, mixtures, or formulations manufactured by the chemical industry and placed on the market for industrial, professional, or consumer use.
Circular carbon	Carbon-based materials recovered from products that have lost their consumer value and are reintroduced into the economy as secondary resources.
Complex feedstock	Feedstocks consisting of heterogeneous mixtures with variable composition, requiring pre-treatment, separation, or upgrading before chemical use. In this work, specifically, waste and biomass.
Compounds	A chemical substance composed of two or more elements chemically bonded or mixed in fixed proportions.
Functional chemicals	Chemicals designed to provide a specific technical or performance function in a product or process.
Intermediates	Substances that are manufactured for and consumed in chemical processing to produce other substances. In this work specifically those derived from basic chemicals: ethylene oxide, propylene oxide.
Paraffins	Mixed hydrocarbons, with the general form C_nH_{2n+2} , consisting essentially of carbon backbones in linear or branched form. For the purpose of this work, the denomination spans a wider range e.g. pyrolysis oils, HEFA, HVO, FTL, in untreated or upgraded state depending on industry standards.
Platform chemicals	Platform chemicals are versatile chemical substances that can be converted into a wide range of downstream chemicals, materials, or products, thereby serving as strategic nodes in chemical value networks.

Precursor	A chemical precursor is a substance that comes before another chemical in a reaction pathway. It's the starting material (or one of them) that gets transformed into a target compound through chemical reactions.
Renewable carbon	Carbon embodied in biomass or in materials derived from biomass that is replenished through biological growth cycles.
Supply chain	The network of organizations and flows that deliver a product from raw materials to the customer.
Synthetic chemistry	The creation of complex carbon molecules from simple feedstocks like syngas, enabling the reuse of carbon from renewable or recovered sources.
Value chain	The sequence of activities that creates and captures value for customers and business profitability.

1 Introduction to the project

1.1 The Trilateral Chemical Region

The Trilateral Chemical Region forms the heart of North Western Europe's key industrial cluster in the Antwerp Rotterdam Rhine Ruhr Area – the ARRRRA cluster. The Trilateral Chemical Region consists of North Rhine-Westphalia, the Netherlands and Flanders, which agreed on a joint vision on the future development of their flagship chemical industry¹.

In a rapidly changing, globally competitive environment, the trilateral chemical industry faces fundamental economic, environmental and technological challenges. To prepare for the future, capture the benefits of a growing chemical industry and remove existing bottlenecks for this development, an important strategic process was launched in 2017.

1.2 Motivation for the 3C-VaCS study

The chemical industry in the Trilateral Chemical Region is undergoing a profound restructuring driven by decarbonization imperatives, changing energy and feedstock economics, and increasing regulatory pressure. Traditional fossil-based value chains are becoming less competitive, while new low-carbon pathways based on alternative feedstocks, electrification, and circularity are emerging. This transition is occurring unevenly across technologies, sites, and value chains, creating uncertainty about future investment priorities, infrastructure needs, and regional competitiveness.

The ambition shared by society and industry alike is to create a future that is simultaneously sustainable, competitive, and resilient. From an environmental perspective, sustainability primarily concerns meeting climate-related goals, which can be achieved by replacing fossil-based resources with renewable energy, recovered materials, and biomass, while also minimizing emissions and resource depletion across the value chain.

Resilience refers to the capacity to remain a relevant and autonomous actor in a complex geopolitical landscape, by maintaining strategic options, securing access to critical resources, and retaining the ability to adapt and trade essential elements under changing conditions.

Competitiveness emphasizes the economic dimension, focusing on creating and capturing value in ways that generate robust business profits, ensure long-term growth, and maintain market relevance in a rapidly evolving global economy. Together, these three dimensions form a guiding framework for aligning industrial strategy with societal expectations, environmental limits, and economic imperatives.

A value chain study is therefore essential to understand how upstream feedstock choices, intermediate chemical precursors, and downstream product markets interact under these changing conditions, and to identify robust transition pathways that could preserve industrial activity in the region while aligning with climate and sustainability objectives.

¹ <https://www.trilateral-chemical-region.eu/>

1.3 The project stakeholders and partners

The governments of the Netherlands, Flanders, and North Rhine–Westphalia act as the primary stakeholders and sponsors of this project, reflecting the strategic importance of the chemical industry for the Trilateral Chemical Region. Supported by the respective national industry associations (VNCI, ESSENSCIA, and VCI-NRW), the public partners seek to develop a shared, evidence-based understanding of the current state of chemical production in the region, as well as the options and trade-offs for its future development under changing economic, regulatory, and sustainability conditions. Their central interest lies in identifying transition pathways that safeguard industrial competitiveness, employment, and strategic autonomy while aligning with climate and circularity objectives.

The research institutes contribute complementary technical and system-level expertise to the project. In this project the centre of DECHEMA expertise pertains to the current production infrastructure, the VITO expertise to modelling of industry & infrastructure and policy, and the TNO expertise to resources and conversion processes. Together, they bring in-depth knowledge of chemical production processes, the organization and interdependencies of industrial supply chains, and the availability of resources and technologies relevant to the sector's transition. Their role is to translate this technical understanding into coherent value-chain analyses, assessing feasible pathways, infrastructure implications, and innovation needs that can inform both policy decisions and industrial strategy across the region.

DECHEMA and VITO have presented their findings together in a joint report, while TNO has published its results in this stand-alone report.

1.4 The TNO share and research question

The main objective of TNO's contribution to the 3C-VaCS project is to **identify how non-fossil feedstocks and conversion pathways can enable supply chains for the production of sustainable consumer products in the Trilateral Chemical Region**, while making those supply chains more resilient against geopolitical tensions, and building on the existing production infrastructure of the chemical sector.

To achieve this objective, we need to clarify the essence of the chemical conversion pathways that underpin the industry today. We aim to analyse how the supply of chemicals in the TCR is foreseen through production and imports, and how demand is generated from exports and conversion in the TCR. We aim to identify non-fossil pathways to produce the same chemicals and indicate how they intersect with the current supply chains.

Hence, our main research question is:

How can chemical conversion pathways in the Trilateral Chemical Region be reconfigured to enable resilient, non-fossil supply chains for sustainable consumer products, while building on existing chemical production infrastructure and reducing exposure to geopolitical risks?

To answer this question, TNO's work covers:

- (1) The analysis of conversion pathways to chemicals that start from non-fossil feedstocks: waste and biomass
- (2) The study of public data on installed production capacities and realised production, import and export of key feedstocks and chemicals in the trilateral chemical region

1.4.1 Chemical product scope

Especially the chemicals that are highly energy-intensive to produce can create significant competitiveness challenges for the industrial operations that manufacture them. The energy intensity arises primarily from the ‘activation’ of chemically inert molecules, transforming them into small but reactive ‘basic chemicals’. These basic chemicals then undergo a thermo-catalytic cascade of chemical reactions that ultimately yield the target products. Among the most critical activation steps are the conversion of nitrogen (N_2) into ammonia (NH_3), chloride ions (Cl^-) into elemental chlorine (Cl_2), and carbon-based feedstocks into key building blocks such as olefins and aromatics. These activations represent the chemical and energetic bottlenecks of industrial production, often defining both the cost and environmental footprint of the resulting products.

The production of chlorine (Cl_2) from chloride (Cl^-) is fundamentally an electrochemical process, meaning that the carbon footprint of chlorine is almost entirely determined by the CO_2 intensity of the electricity used. As power systems continue to decarbonize and the share of renewable electricity grows, the carbon intensity of chlorine production is expected to decline correspondingly, making it a highly electrifiable and potentially low-carbon chemical.

Ammonia production, by contrast, is more complex. Converting nitrogen (N_2) into ammonia (NH_3) requires hydrogen, which today is predominantly derived from natural gas through steam methane reforming - a process with significant CO_2 emissions. However, the electrochemical (or “green”) production of hydrogen through water electrolysis has reached a level of technological maturity that enables it to increasingly serve as a low-carbon alternative, but economically it is not attractive. The direct electrochemical nitrogen reduction to ammonia is actively researched, but not yet industrially mature². Like chlorine, the CO_2 footprint of electrochemical hydrogen - and consequently of ammonia production will directly reflect the carbon intensity of the electricity used. This highlights the central role of renewable electricity not only in decarbonizing heat and power but also in enabling low-carbon industrial chemistry.

The production of activated carbon compounds, such as olefins and aromatics, remains, however, far more challenging. Conventional steam crackers, which transform hydrocarbon feedstocks into these high-value products, operate at high temperatures generated by the direct combustion of fossil fuels. While several innovative pathways are under development, including electrically heated crackers, mechanical generation of high temperatures, and electrochemical reduction of hydrocarbons, these approaches are not yet commercially scalable. For the purposes of near- to medium-term materials transition strategies, large-scale electrification of decarbonization of carbon activation processes must therefore be considered technologically out of reach.

This distinction underscores critical asymmetries in techno-economic maturity of electrifying the production of these chemicals: while for chlorine production, electrolysis is the techno-economical industry standard³, electrochemical hydrogen production is technically mature but not yet an industry standard for economic reasons. Hence, although nitrogen activation with hydrogen is the industry standard, using electrochemical ‘green’ hydrogen for now remains economically challenging. Alternative technologies for carbon activation are not yet mature

² Muhammad Yasir, Zhiliang Zhao, Min Zeng, Sangaraju Shanmugam, Xinyi Zhang, Recent progress and prospects in electroreduction of nitrogen to ammonia in non-aqueous electrolytes, *Current Opinion in Electrochemistry*, Volume 45, 2024, 101487, ISSN 2451-9103, <https://doi.org/10.1016/j.coelec.2024.101487>.

³ https://en.wikipedia.org/wiki/Chloralkali_process

enough for industry-wide deployment and, for now remains the domain of research, industrial development and life cycle analysis⁴.

Unlike N₂ and Cl₂, carbon-based products carry inherent climate risk. When eventually oxidized or degraded, they form CO₂ or methane, both potent and persistent greenhouse gases. The impact mainly follows from the sheer scale of carbon embedded in these products across global production volumes.

While natural processes such as photosynthesis and carbonate formation can re-assimilate some of this carbon, the effect is overwhelmingly outweighed by the continuous output of fossil-derived carbon through fuels combustion and chemicals incineration. Consequently, a central goal of the materials transition is to replace fossil carbon with alternative sources - primarily recycled carbon from waste streams and biomass-derived carbon. By shifting the feedstock basis of industrial chemistry away from fossil inputs, the transition addresses both climate impact and resource availability, creating pathways for a more circular, low-carbon and resilient chemical industry.

While feedstocks for nitrogen- and chlorine-based chemicals are locally abundant and they can follow low-carbon trajectories through electrification and green hydrogen, the greatest challenge and opportunity lie in the carbon-intensive building blocks, where local feedstocks and innovative processing strategies can decouple industrial growth from fossil carbon and support a resilient, locally anchored chemical industry.

Accordingly, the materials and process scope of this work is focused on:

The conversion of complex carbon-based waste and biomass into high-value, carbon-based chemicals through the olefins and aromatics platform.

Intentionally kept out of scope are oxygenates and other bio-derived chemicals, processing through mechanical recycling, and the recovery of polymers or monomers. From a systems perspective, these pathways should generally be preferred whenever their resulting products can meet the required functional demand, as they typically deliver higher carbon efficiency and lower energy requirements. This work instead focuses on the challenge of producing sustainable products via the olefins and aromatics pathways of the conventional large-scale chemical industry, where existing assets, scale, and market structures dominate and where decarbonisation poses fundamentally different system, energy, and investment challenges.

1.4.2 Technology scope

This report deliberately avoids to evaluate or discuss technologies, even though the Appendices D and E do reflect the capabilities of solutions that enable new pathways.

These solutions generally exhibit a high level of technical maturity: the core technologies face no remaining fundamental bottlenecks that would prevent them from passing a technical due-diligence assessment. The remaining learning curve lies primarily in integrating these solutions effectively into real supply chains through robust standardization, harmonized specifications, and reliable long-term offtake agreements. In practice, the challenge is no

⁴ Oleksii Mynko, Mike Bonheure, Ismaël Amghizar, David J. Brown, Lin Chen, Guy B. Marin, Rodrigo Freitas de Alvarenga, Didem Civancik Uslu, Jo Dewulf, Kevin M. Van Geem, Electrification of steam cracking as a pathway to reduce the impact of the petrochemical industry on climate change, Journal of Cleaner Production, Volume 427, 2023, 139208, ISSN 0959-6526, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.139208>.

longer whether the technologies work, but how to scale them consistently, predictably, and in alignment with market and infrastructure realities.

1.5 Outline of this report

Chapter 2 (Background to the transformation of the chemical industry) provides several perspectives that we believe are relevant to understand the current situation of the chemicals industry and what may shape its recovery.

- How multiple transitions deteriorate the profitability of the chemical industry in the Trilateral Chemicals Region.
- The pivotal role of syngas chemistry in producing non-fossil fuels and chemicals.
- Why the olefins and aromatics platform may be most likely to deliver the bulk of sustainable industrial chemicals.
- Why the production of some industrial chemicals is co-located, and others can be produced in a distributed network.

Chapter 3 (Results of the TNO deep-dives in 3C-VaCS) presents publicly available data on current chemical industry supply chains, as well as on the supply chains for waste- and biomass-based pathways.

- Presentation and discussion of public data about products and feedstock of the Trilateral Chemical Region chemical industry.
- Analysis of pathways for producing olefins and aromatics from waste and biomass.
- Analysis of the availability of waste and biomass in the Trilateral Chemical Region.

Chapter 4 (Discussion and conclusions) concludes that methanol, ethanol and paraffins are key commodities for both sustainable fuels and chemicals that can be produced locally and traded globally.

- Sustainable consumer products are the ultimate goal, not the reduction of CO₂ emissions from production.
- Non-fossil carbon is to displace fossil carbon for chemicals and for fuels.
- The existing infrastructure is a strategic asset for industry as well as for society.
- Industry needs to be reconfigured based on product standards.
- Industry and its products define our advanced society, and therefore, its disappearance is a geopolitical risk.

Chapter 5 (Recommendations)

- A business-oriented framework can leverage the industry's nature to compete and excel.
- Effective framework interventions require structured public information.

2 Background to the transformation of the chemical industry

The Trilateral Chemical Region faces mounting structural pressures that erode competitiveness: carbon pricing makes CO₂ emission a constrained resource, energy costs are normalizing upwards as the system transitions, ethylene production from natural gas liquids has scaled and geopolitical fragmentation is reshaping global value chains. Together, these and other forces raise production costs and intensify global exposure of the European chemical industry.

The ambition of reducing the CO₂ footprint of chemicals requires a serious shift from fossil inputs to renewable electricity, circular carbon from waste and sustainably sourced biomass. The production of the desired functional products will always require carbon based chemicals. To unlock these resources it is unavoidable that syngas chemistry plays a bigger role and in particular the olefins-and-aromatics platform will remain central to producing sustainable materials at scale. Yet waste and biomass are limited resources, and their availability will increasingly set feedstock prices.

Industrial geography adds further complexity. The TCR's current structure emerges from the physics and boundary conditions of molecule transport: co-location-forced toxics, regionally transportable intermediates, and system feedstock pipelines of high-value chemicals form a tightly integrated corridor. While highly efficient, this system is path-dependent and vulnerable to anchor-asset loss. In the globally tradable chemicals market, even modest structural disadvantages can shift industry's reinvestment decisions, making coordinated transition strategies essential for the Trilateral Chemical Region.

2.1 Multiple transitions deteriorate profitability of industry operations in the TCR

Structural forces are reshaping the space for chemical industry operations in the Trilateral Chemical Region:

- Carbon pricing and sustainable energy mandates for industrial production
- Normalization of energy prices and increasing energy-system costs
- The production boom of Natural Gas Liquids and new Crude-Oil-To-Chemicals complexes
- Strategic fragmentation of global supply chains driven by geopolitical actors.

2.1.1 Carbon pricing and sustainable energy mandates

Society has recognized climate change as a defining challenge, making the reduction of CO₂ emissions a top priority for policymakers. While the energy transition focuses on lowering emissions from final energy use, the materials transition targets the life-cycle CO₂ emissions associated with the synthetic chemical products that underpin and enrich modern life.

While much of the final energy demand for heat and power can be met through electrification, carbon-based products will require careful carbon management throughout their life cycle. Apart from demand-side behavioural changes, such as shifts in consumption patterns to satisfy demand, the main carbon management levers that contribute to climate goals are storing CO₂ and reducing fossil feedstock inputs by keeping synthetic carbon in a loop and using bio-based feedstock to make up for the loop's carbon-inefficiencies.

Governments are deploying an increasingly broad set of policy instruments to address global warming, with sector-specific regulations that all ultimately aim to reduce CO₂ emissions. In the industrial sector, and particularly in energy- and materials-intensive industries, the main regulatory levers are: requirements for improved energy efficiency, mandates or incentives to use renewable electricity (either directly or indirectly via green hydrogen), and the monitoring, registration, and pricing of greenhouse-gas emissions through mechanisms such as emissions trading schemes or carbon taxes.

Over recent decades, materials science and engineering have enabled major progress in clean energy. Renewable power has seen remarkable success: solar costs have plummeted, storage technologies have rapidly improved, and wind turbines have matured into a large-scale, reliable power source. Carbon capture and storage has also advanced from concept to pilot projects, demonstrating technical feasibility across sectors.

Yet despite the advances of energy and CCS, the adoption by the chemical industry of circular carbon processing has proven far from straightforward. The transition to more sustainable production routes almost invariably requires substantial upfront capital investments, often combined with higher operating complexity or increased energy input. These investments must ultimately be recovered through the economics of the business. In a 'natural' or unconstrained market setting, this recovery typically occurs either through lower production costs via efficiency gains, cheaper inputs or through higher product prices that reflect added value of new functionality.

The limited pace of investment in low-carbon chemical production, therefore, points to a structural mismatch between technological performance and economic viability. In many cases, sustainable production routes do not yet offer sufficiently lower costs to justify investment on their own merits. At the same time, chemical products are largely traded in highly competitive, global commodity markets, which severely restrict the ability of sustainable producers to pass additional costs on to customers. As a result, those first movers risk losing competitiveness without a clear mechanism for cost recovery.

Carbon pricing and mandates for clean energy inputs imposed by governments further accentuate this tension. While these instruments are essential to internalize environmental externalities, they directly increase operating costs for incumbent production assets. Unless accompanied by credible pathways for value recovery through protected markets, demand-side pull, border adjustment mechanisms, or long-term policy certainty, such measures tend to compress operating margins rather than unlock large-scale investment. The consequence is a growing gap between regulatory ambition, technological potential, and the investment logic that governs the reality of industrial decision-making.

2.1.2 Normalization of energy prices and increasing energy-system costs

The long-standing availability of abundant and relatively low-cost natural gas in the Trilateral Chemical Region has come to an end. The closure of the Groningen gas field has removed a cornerstone of domestic supply, while geopolitical developments have made the import of Russian pipeline gas politically and strategically undesirable for Europe. As a consequence, natural gas can no longer be assumed to provide a stable, low-cost backbone for energy-intensive industries, fundamentally altering the cost structure, investment assumptions, and risk profile of chemical production in the region.

In parallel, the energy system must undergo a profound transformation to accommodate high shares of renewable electricity and to enable new energy carriers and carbon management solutions. This requires large-scale investments in electricity grid reinforcement, hydrogen production and transport infrastructure, and CO₂ transport and storage. These developments represent systemic shifts rather than incremental adjustments and will directly influence the location, design, and operation of chemical plants, as well as the degree to which industrial sites can be integrated into regional and European energy and carbon networks.

As a result, industrial operations in Europe, and in the Trilateral Chemical Region in particular, are increasingly exposed to global energy prices and to the costs of system transformation. This upward pressure on production costs challenges the international competitiveness of the regional chemical industry and increases uncertainty around future investments, reinforcing the need for coordinated, value-chain-oriented transition strategies.

2.1.3 The production boom of Natural Gas Liquids and new Crude-Oil-To-Chemicals complexes

U.S. natural gas liquids (NGLs), containing large amounts of ethane, have surged on the back of the shale gas expansion, with U.S. ethane production averaging a record ~2.8 mb/d in 2024 and exports at record highs; this expanding, low-cost ethane stream feeds a large fleet of U.S. ethane crackers and growing export capacity ⁵. The U.S. now exports not only ethane, but also shown in [Figure 2.1](#) the produced ethylene and ethylene derivatives.

The ethane crackers produce predominantly ethylene, which is different from the olefins mix produced by naphtha crackers that produce also propylene, butadienes and aromatics. The introduction of ethane based ethylene this also affects the price setting of the other olefins, as relatively their supply decreases.

⁵ U.S. Energy Information Administration (EIA), U.S. ethane production, consumption, and exports set new records in 2024, Today in Energy, March 20, 2025. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=64785>

US Ethylene and Derivatives Exports Trade Map

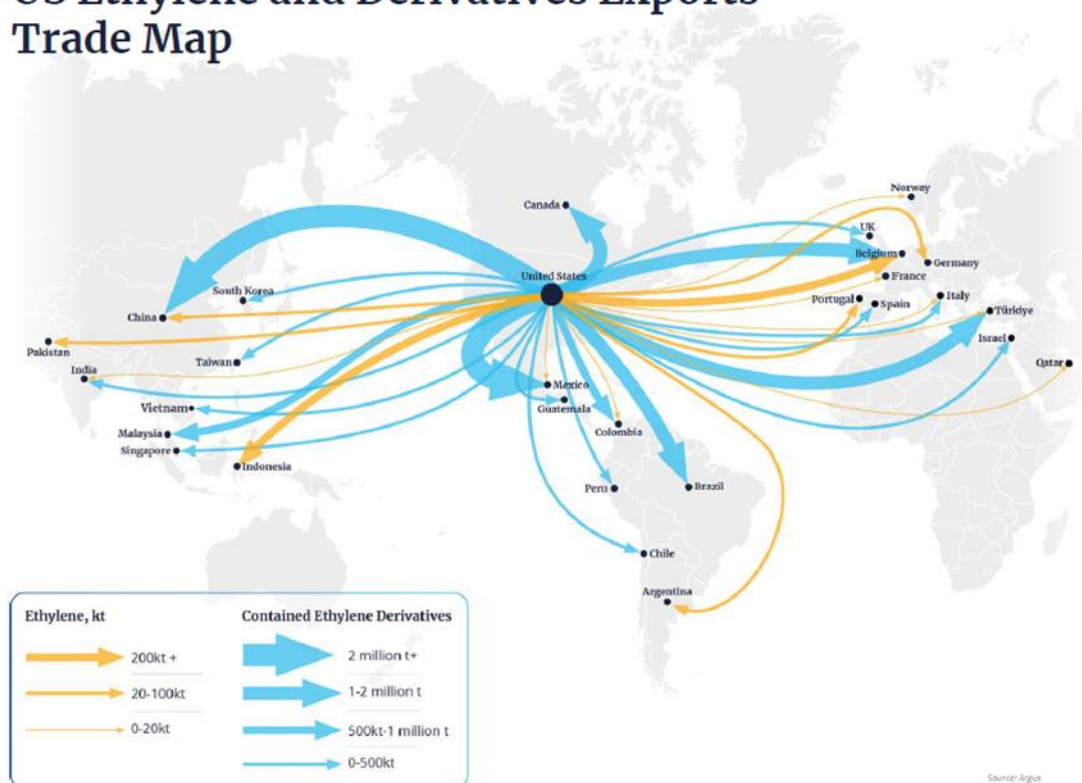


Figure 2.1: US ethylene and ethylene derivatives exports trade map, Argus, March 2026. (For reference: the production of ethylene by the countries of the Trilateral Chemical Region in 2019 was around 10 million tonnes).

In parallel, Middle Eastern supply is scaling: Qatar's multi-phase North Field expansion targets 142 mtpa of LNG by 2030 and will yield substantial co-products, including ethane, LPG and condensate, bolstering regional ethane availability for petrochemicals.

Together, these advantaged NGL streams give U.S. and Middle East ethylene producers a structural cost edge over Europe's largely naphtha-based crackers, with analyses showing gas-based (ethane) steam cracking as the lowest-cost route and widening ethane - naphtha differentials in recent years, eroding the competitiveness of olefins production in the Netherlands, Germany and Flanders ⁶, traditionally based on steam cracking naphtha.

New-build crude-oil-to-chemicals (COTC) complexes especially in China are configured to convert 40% or more of crude directly into chemicals, far above the 15 to 20% typical of conventional refinery-to-naphtha routes ⁷. China's Zhejiang Petrochemical (ZPC) Zhoushan megacomplex exemplifies the model, pairing very large refining with aromatics and olefins capacity (~11.8 Mt/y aromatics and ~4.2 Mt/y olefins), which improves unit costs via scale and deep integration. This COTC build-out is intensifying global overcapacity and pressuring high-cost, naphtha-based olefins and aromatics producers in Northwest Europe including the

⁶ Boston Consulting Group (BCG), Opportunities in Global Ethylene Economics, White Paper, May 2023. <https://media-publications.bcg.com/opportunities-in-global-ethylene-economics.pdf>

⁷ Alexander H. Tullo, "China's aromatics building boom rattles the petrochemical industry," Chemical & Engineering News, Mar. 12, 2024 <https://cen.acs.org/business/petrochemicals/China-aromatics-building-boom-rattles-the-petrochemical-industry/102/i8>

Trilateral Chemical Region, where operating rates and therefore margin have already been under strain, accelerating rationalisation ⁸.

2.1.4 Strategic fragmentation of global supply chains driven by geopolitical actors

Strategic fragmentation refers to the deliberate reshaping of global value chains by governments and geopolitical actors to reduce dependencies on perceived strategic rivals.

We must recognize that the production of advanced chemical products is no longer the exclusive domain of the geopolitical West. Two major forces are driving this shift. First, the commoditization of basic chemical technologies and plant designs has lowered barriers to entry: any actor with sufficient capital and market access can now replicate or license industrial processes that were once the preserve of Western incumbents ^{9,10}. Second, global businesses are pursuing shareholder value by strategically locating production where resources, costs, and regulatory conditions are most favourable. This has led to the rapid expansion of chemical manufacturing in Asia-Pacific, particularly in China and ASEAN countries, which now capture increasing shares of both basic and higher-value chemical production ^{11,12}.

The consequences of this global reallocation extend beyond mere production metrics. Regions that lose industrial presence may experience strategic disadvantages, as the presence of chemical industry contributes not only to infrastructure and economic output, but also to social cohesion, innovation ecosystems, technical expertise, and a strong position in global supply chains ^{13,9}. Evidence of this dynamic is visible in Europe, where rising energy costs, regulatory pressures, and global competition have led to investment slowdowns, plant closures, and growing dependency on imports for critical chemical products^{13,11}.

Figure 2.2 illustrates this clearly: virtually all net new ethylene capacity, the foundational building block of the petrochemical value chain, is being added outside Europe. Recent investment waves in China, the US Gulf Coast, and the Middle East dwarf European additions. The combined scale of these projects exceeds not only incremental European capacity, but in many cases rivals or surpasses the entire installed ethylene base of the Trilateral Chemical Region.

⁸ ICIS feature, "Cracker closures: facing the inevitable," 2024. <https://www.icis.com/explore/resources/cracker-closures-europe/>

⁹ https://en.wikipedia.org/wiki/Global_Value_Chains_and_Development

¹⁰ <https://www.chemengconsulting.com/blog/2025/02/20/asia-pacific-chemical-market-leadership-analysis/1044/>

¹¹ <https://www.mckinsey.com/industries/chemicals/our-insights/chemicals-and-capital-markets-regional-differentiation>

¹² Muhammad Mohiuddin, Mohammad Nurul Huda Mazumder, Elie Chrysostome, Zhan Su, Relocating high-tech industries to emerging markets: case of pharmaceutical industry outsourcing to India, *Transnational Corporations Review*, Volume 9, Issue 3, 2017, Pages 201-217, ISSN 1925-2099, <https://doi.org/10.1080/19186444.2017.1370808>.

¹³ <https://www.ft.com/content/6d7dee96-4d6f-431c-a229-b78f9298f1ef>

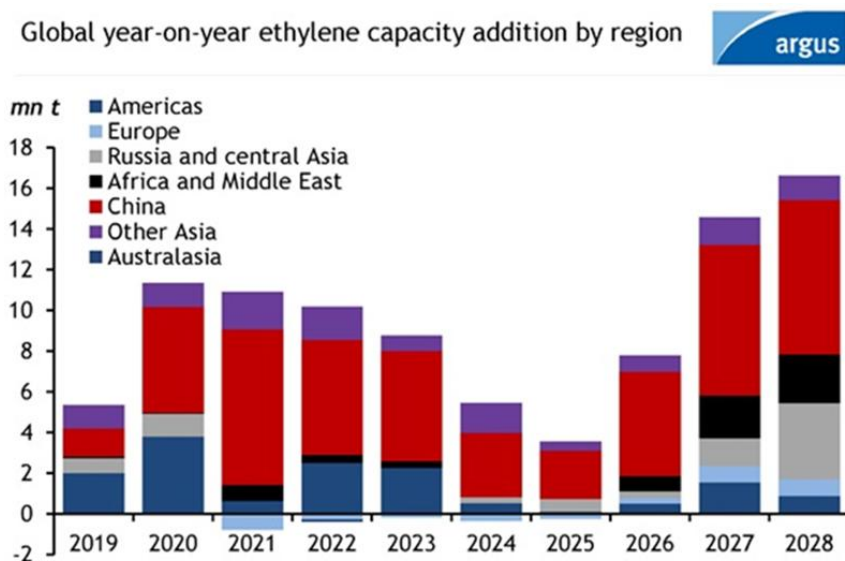


Figure 2.2: Ethylene production capacity additions by region (source: Argus)

The implication is straightforward yet profound. Even if regional demand for chemical products remains stable or grows moderately, the projected global overcapacity is likely to outnumber current TCR ethylene capacity several times over. When a region's local assets become a marginal fraction of global supply, price-setting power shifts decisively to the low-cost regions. For Europe, and the TCR in particular, this increases competitive pressure on existing assets, erodes contribution margins, and heightens the risk that structurally disadvantaged crackers lose their place in global cost curves. With such capacity additions, while assets in Europe are struggling and even closing, it seems plausible that these are also driven by strategic investments beyond a free-market rationale.

In such a market, the TCR's role can no longer be taken for granted. Without strategic positioning in sustainable production pathways, and without leveraging its unique cluster synergies, the region risks being structurally displaced by new capacity built closer to both advantaged feedstocks and growing demand centres.

The European share of the global chemicals market is indeed declining, as illustrated in **Figure 2.3** by the steadily falling orange line. This relative decline, however, must be understood in the context of absolute performance: EU27 chemical sales have continued to grow over the long term, shown by the rising blue bars. Europe is not shrinking, rather it is being outgrown. The centre of gravity of chemical production and demand has shifted toward regions experiencing rapid industrialisation, urbanisation, and population growth, particularly in Asia and the Middle East. Part of this growth is also captured by global corporate businesses (BASF, Shell) that have their industrial roots in Europe.

EU27 share of global chemical market

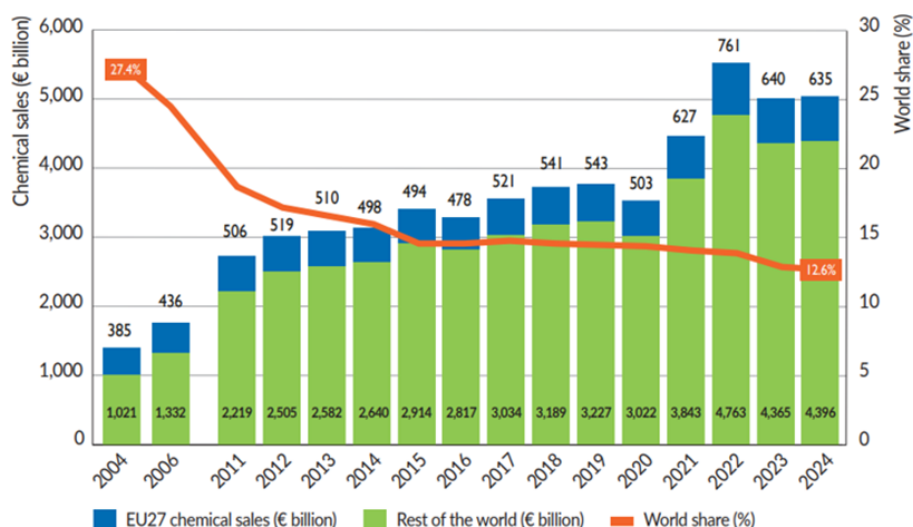


Figure 2.3: The EU27 share of global chemical market (Source: CEFIC)

For Europe, the consequence is a gradual loss of global market share: not because demand is falling, but because relative global growth is taking place elsewhere and at lower cost levels. This shift represents a structural, long-term rebalancing of the global chemical industry, with implications for competitiveness, asset utilisation, and future investment decisions in the Trilateral Chemical Region.

Strategic fragmentation thus means that instead of maximizing efficiency through market-led global integration, countries provide businesses with ‘advantaged resources’ to tip the balance of industrial investments to prioritize security of supply, political control, and resilience. This leads to the regionalization of production, selective reshoring or ‘friend-shoring’, trade restrictions, and the duplication of critical industrial capacity. For the chemical industry, this means that access to feedstocks, energy, technologies, and markets is increasingly shaped by geopolitical considerations rather than purely economic ones, resulting in higher costs, reduced scale advantages, and structurally different supply-chain configurations.

2.2 The life cycle emission of carbon products

The production of carbon-based chemicals and materials is inherently energy-intensive, with the dominant contribution arising from the steam cracking of naphtha. In conventional crackers, this energy demand is largely met by the combustion of by-products, primarily methane and other light hydrocarbons. As a consequence, today’s production of carbon-based chemicals is associated with substantial CO₂ emissions. On average, the production phase alone results in approximately 1 to 2.5 kg of CO₂ emissions per kg of polymer ¹⁴, while other petrochemicals are in the range of 1 to 5 kg of CO₂ per kg of chemical ¹⁵.

¹⁴ Manufacturing Energy and Greenhouse Gas Emissions Associated with United States Consumption of Organic Petrochemicals, Scott R. Nicholson, Nicholas A. Rorrer, Taylor Uekert, Greg Avery, Alberta C. Carpenter, and Gregg T. Beckham, ACS Sustainable Chemistry & Engineering 2023 11 (6), 2198-2208, DOI:10.1021/acssuschemeng.2c05417

¹⁵ Manufacturing energy and greenhouse gas emissions associated with plastics consumption, Scott R. Nicholson, Nicholas A. Rorrer, Alberta C. Carpenter, Gregg T. Beckham, Joule, Volume 5, Issue 3, 2021, Pages 673-686, ISSN 2542-4351, <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.12.027>.

At the end of a product's life, the carbon embedded in these materials is ultimately released back into the atmosphere, either as CO₂ or methane. This occurs through decomposition processes in landfills or through combustion during incineration. The associated CO₂ emissions of embedded carbon typically exceed those of the production phase. From a stoichiometric perspective, the full oxidation of carbon-based products corresponds to typically 3 kg of CO₂ per kg of product ¹⁶, underscoring that end-of-life emissions are a very significant contributor to the overall carbon footprint.

In the production phase CO₂ emissions from energy generation in the supply chain may in cases be eliminated through electrification with renewable electricity, although combustion may be necessary when byproducts need to be incinerated or when high temperature is required. Steam cracking is an example where a high temperature is required, which is still difficult to electrify. Of steam cracking also the byproducts of steam cracking are nowadays combusted and provide the energy for the cracking process. If the byproducts are not combusted in the cracking process, for example when the heating can eventually be electrified, the carbon will eventually still find its way to the atmosphere.

An alternative route involves the use of bio-based feedstocks, such as bio-naphtha. In steam crackers this approach effectively shifts fossil-based fuel combustion to the firing of furnaces with bio-based byproducts, thereby reducing net fossil CO₂ emissions. Similarly, alternative production pathways to cracker products, such as methanol-to-olefins or ethanol-to-ethylene, exhibit climate impacts that are strongly dependent on both the origin of the carbon feedstock and the degree of electrification across the conversion steps.

Some oxidation is unavoidable

In the end-of-life phase, the central objective should be to retain carbon within a closed loop for as long as possible, minimizing decomposition and combustion. Closing this loop should be driven predominantly by renewable electricity, and avoid chemical oxidation of the carbon backbone in the molecules. For certain complex material waste streams, however, some oxidation may be technically or economically unavoidable. In such cases, partial oxidation via gasification represents the preferred option. Gasification converts carbon-containing waste streams into synthesis gas (a mixture of carbon monoxide and hydrogen) which, from a chemical perspective, constitutes a foundational building block of synthetic chemicals. From syngas, carbon-based molecules can be reconstructed 'from the ground up', enabling circular carbon pathways rather than irreversible carbon loss through the formation of CO₂.

As waste recycling technologies are unable to convert all their input into product, there is a need for gasification. Partial oxidation gasification produces syngas, which is the basis of syngas-based chemistry.

2.3 Chemical synthesis plays a pivotal role in producing non-fossil fuels and chemicals

The transition away from fossil resources implies that chemical synthesis will play an essential and increasingly central role in the production of functional chemicals, materials, and energy carriers. Unlike fossil feedstocks, alternative carbon sources such as biomass and waste are chemically complex, heterogeneous, and rich in heteroatoms. As a result, target products can no longer be obtained through simple physical separation or the relatively

¹⁶ Multiplication of mass by $44/14 = 3,14$ (the mass ratio of CO₂ / CH₂).

“mild” rearrangement of carbon chains that has traditionally been used to refine crude oil into fuels and chemical intermediates.

In the geological past, crude oil and natural gas were formed through the deposition and burial of organic matter in sedimentary environments. Over geological time scales, spanning millions of years, this organic matter was exposed to increasing temperatures and pressures as it was buried deeper within sedimentary basins. Under these conditions, a sequence of thermochemical transformations occurred in which large, highly functionalized biomolecules were progressively broken down and reorganized into simpler, hydrocarbon-rich molecules. Temperature, time, and the geochemical environment (including the presence of water and minerals) were the dominant drivers of this transformation, favouring the formation of hydrocarbons that are thermodynamically more stable than the original complex biomolecules. The result was crude oil and natural gas: energy-dense feedstocks with a substantially reduced content of heteroatoms such as oxygen, nitrogen, and sulphur.

Biomass has not undergone this long-term geological ‘maturation’. Consequently, when biomass-derived carbon or complex waste streams are used as feedstocks for conventional chemical products, the chemical industry must actively perform (within industrial time scales and reactors) the transformations that geology previously provided over millions of years. This represents an intrinsic additional burden in terms of process severity, energy input, and chemical complexity.

From a circularity perspective, waste streams are ideally separated into fractions that can be routed back into similar product categories with minimal intervention. However, a substantial fraction of waste consists of complex, mixed, or contaminated materials that cannot be directly linked to specific product pathways. Re-using the carbon contained in these molecules requires particularly intensive treatment to break down their chemical structure.

For the production of crude oil-based chemicals from biomass and complex waste, high-severity conversion routes such as pyrolysis and gasification become essential. These processes decompose complex molecules into smaller fragments such as syngas, light hydrocarbons, or oxygenated intermediates that no longer resemble the original feedstock.

The value creation therefore shifts to targeted synthetic chemistry, in which these fragments are selectively recombined through multi-step reaction pathways into functional chemicals, materials, and fuels. This synthesis from molecular fragments to end products typically proceeds through several intermediate stages, each requiring precise control over reaction conditions, catalysts, and energy input.

In this sense, synthetic chemistry becomes the central enabling discipline of the non-fossil chemical industry: it replaces geological time with engineered processes and converts chemically disordered carbon into the structured molecules required by modern society.

2.4 The olefins and aromatics platform delivers the bulk of sustainable industrial chemicals

Olefins and aromatics are among the most essential platform chemicals in the global chemical industry, underpinning a vast array of polymers, resins, fibres, coatings, and other functional materials. Their industrial scale, versatility, and integration into existing supply

chains make them foundational to modern chemical production. As such, sustainable production of olefins and aromatics represents a critical stepping stone toward decarbonizing the chemical sector and enabling the broader use of renewable carbon feedstocks ¹⁷.

At the same time, it is important to recognize that the functional requirements of end-use applications, rather than the chemical lineage alone, ultimately define material performance. In many cases, molecules derived from biomass, CO₂, or other alternative feedstocks can deliver equivalent chemical functionality and material properties to those traditionally obtained from olefins and aromatics. Examples include bio-based polymers such as polylactic acid (PLA) and polyhydroxyalkanoates (PHA)¹⁸, as well as functionalized bio-aromatics for resins, adhesives, or coatings. These alternatives can replicate mechanical strength, chemical resistance, or other critical attributes, although often at smaller scale or with additional process complexity.

Taken together, this implies a dual strategy for sustainable chemical production: olefins and aromatics remain indispensable as high-volume, foundational platforms, forming the 'gateway' to a sustainable materials economy, while functional equivalents from renewable sources can complement them in applications where scale, cost, or performance requirements permit. Sustainable olefins and aromatics thus provide the structural backbone for the chemical industry's transition, while the development of alternative molecules broadens the toolbox for functional, low-carbon products.

A critical balance must be struck to avoid overcommitting to sustainable olefins and aromatics if alternative chemical platforms, such as oxygenates, could ultimately deliver superior environmental or functional performance. Lock-in to a particular pathway may occur if these alternatives do not mature rapidly enough or remain under-invested, potentially leaving the industry reliant on a platform that is suboptimal in terms of carbon efficiency, energy use, or material functionality. To safeguard both competitiveness and sustainability, it is therefore essential to monitor emerging chemistries and maintain flexibility in the development and deployment of chemical building blocks.

¹⁷ A global analysis of the rise, reign, and retreat of topics in research toward sustainable platform chemicals, Paul Tautorat et al., *Green Chem.*, 2025, 27, 12985–13003

¹⁸ <https://publications.tno.nl/publication/34643657/nscrew0P/ruiter-2025-pathways.pdf>

2.4.1 Chemical pathways based on olefins and aromatics

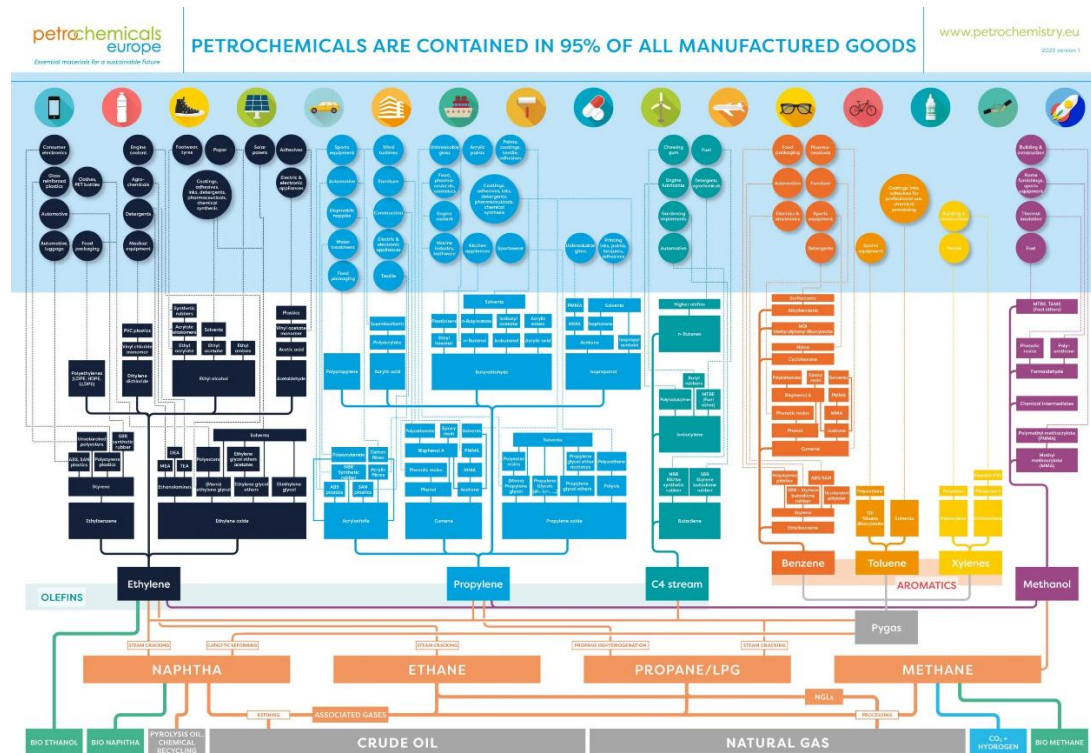


Figure 2.4: The petrochemical pathways: a map of how dependencies of chemicals production evolves from olefins and aromatics. <https://cefic.org/news/the-journey-of-petrochemicals-explained-from-raw-materials-to-95-of-all-manufactured-goods/>. Olefins and Aromatics are key entry points to the synthesis of a large number of chemicals.

Figure 2.4 illustrates the “petrochemical pathways” – a schematic showing how fractions of crude oil and natural gas (primarily naphtha, ethane, propane/LPG, and methane) are transformed into the fundamental platform molecules of the chemical industry. Through steam cracking and related processes, these feedstocks are converted into olefins (ethylene, propylene, ‘C4’: butenes/butadiene) and aromatics (benzene, toluene, xylenes). These molecules are in a chemically high-energy, unsaturated or ‘activated’ state, which makes them highly reactive and suitable as building blocks for downstream synthesis.

Producing this activated state requires substantial energy input. In conventional naphtha steam crackers, this energy is delivered almost entirely through the combustion of carbon-based fuels, typically methane and other light hydrocarbons produced within the cracker itself. This fuel combustion is the dominant source of CO₂ emissions associated with the production of olefins and aromatics. Within the entire chain from fossil feedstock to finished chemical products, the steam-cracking step is by far the most energy-intensive process, and thus the primary driver of operational CO₂ emissions.

Alternatively, the olefins and aromatics may be produced from methanol, ethanol and paraffins (HEFA, HVO, FTL, Pyrolysis oils). These may in turn be derived from waste and biomass. Hence waste and biomass as feedstock reduce the need of fossil carbon for chemicals. At the same time these are also suitable to be used as fuel. This dual use of methanol, ethanol, and paraffins can contribute to scale and enhance global availability.

Although this work has explored the pathways from the perspective of converting waste and biomass to chemicals, some parts of the supply chains are already operational for the production of fuels, e.g. the blending of ethanol in petrol and the blending of HVO/HEFA in diesel.

2.4.2 Sustainability considerations

At the end of their useful life, most chemical products are either incinerated or gradually decompose in the environment. In both cases, the carbon they contain is ultimately released to the atmosphere and ultimately forms CO₂. When these products are derived from fossil feedstocks, this release represents a net transfer of carbon from geological storage to the atmosphere.

Producing olefins and aromatics from waste streams or biomass instead of all virgin fossil resources both reduces the input of new fossil carbon into the system. In these pathways, carbon that has already been mobilised, either within the technosphere (waste) or the biosphere (biomass), is reused for an additional product life before eventual release.

Conversion of waste into chemical products avoids the immediate release of CO₂ that would otherwise occur through direct incineration. A fraction of the carbon in the waste is therefore retained within the product system, while the remainder is typically converted into low-molecular-weight by-products that are combusted to supply process energy.

Biomass-based feedstocks introduce carbon into the chemical system that originates from the biosphere rather than from fossil reservoirs. The resulting CO₂ emissions therefore represent a transfer of carbon from the biosphere to the atmosphere, rather than an addition of fossil carbon to the atmospheric system. The assessment of climate impact then depends on the chosen system boundaries and carbon accounting conventions, rather than on assumptions about instantaneous neutrality.

The carbon efficiency of biomass conversion pathways can be increased through the use of hydrogen, which enables oxygen removal from biomass in the form of water rather than CO₂. This increases the fraction of biogenic carbon retained in chemical products and reduces process-related CO₂ formation.

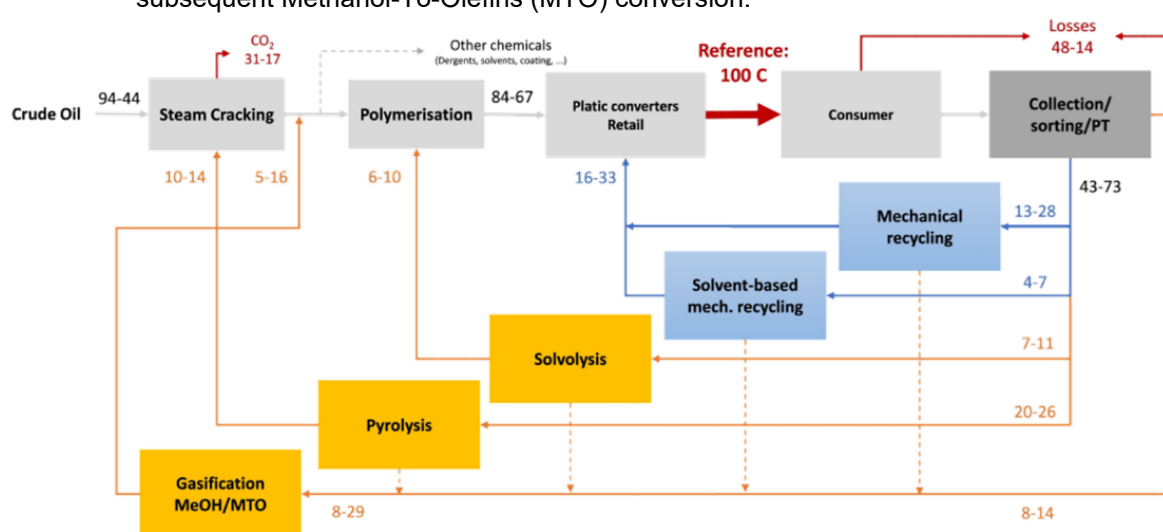
2.4.3 Olefins and aromatics from mixed plastic waste

Plastic waste primarily consists of synthetic chemicals based on the olefin and aromatic platforms. Because these molecules were originally created for these platforms, they are already carbon-rich and relatively low in oxygen, making them an attractive starting point for producing olefins and aromatics.

While incineration is largely indifferent to the chemical nature of waste, circular pathways will gain efficiency from first separating waste into fractions. Each fraction then follows the best pathway back to chemical products. Especially some plastic types, the poly-olefins, may be readily converted back to olefins or olefin-derived monomers. Other plastic types, the poly-condensates, should best not be converted to olefins and follow different routes back to their monomers.

A system of waste recycling technologies was studied by Jean-Paul Lange c.s.¹⁹ and a graph is shown in **Figure 2.5**. This graph shows categories of plastic waste recycling technologies and the carbon flows through such a system. Mild processing technologies are preferred because they maintain the structure of molecules and consume less (renewable) energy. Where the capabilities of milder technologies fall short, the study indicates that pyrolysis and gasification are the end of the line. These technologies, certainly gasification, are not as demanding on the quality of the feedstock, although the capability to process materials such as PVC will remain very limited due to the presence of Chlorine, which causes severe corrosion in equipment.

The olefins and aromatics, in this graph, are produced by steam-cracking the light pyrolysis products and producing olefins from gasification, methanol (MeOH) production and subsequent Methanol-To-Olefins (MTO) conversion.



Normalized carbon flow of a cascade of recycling technologies based on mechanical recycling (blue) and chemical recycling (Orange) technologies. The numbers represent normalized C-flows, based on a realistic (2030) -futuristic (2050) sorting scenario. (The naphtha intake is scaled to deliver 100 unit of C plastics on the market, excl. the additional non-plastics chemicals).

Figure 2.5: Waste processing options and estimates of fossil-naphtha input displacement.

According to the study to produce a reference 100 units of carbon-based product in 2030 requires 94 units of Crude Oil (naphtha). Combining and optimizing waste collection and applying the recycling technologies to the separated streams could reduce this to 44 units of Crude Oil input in 2050 to fulfil the same 100 reference units of demand. Further the study estimates that, while the carbon efficiency may be further improved by using renewable energy, displacing more than 70% of the naphtha would consume a disproportionate amount of renewable energy. Naphtha displacement beyond 70% should therefore come from another non-fossil carbon source: biomass – more specific lignocellulose.

2.4.4 Bio-based olefins and aromatics

Bio-based olefins and aromatics represent the renewable-carbon drop-ins of the high-volume platform chemicals that underpin modern materials and chemical production. While starches, sugars, and lipids have historically been the most accessible renewable feedstocks for

¹⁹ Plastic recycling stripped naked – from circular product to circular industry with recycling cascade, Jean-Paul Lange,* Sascha R. A. Kersten, Steven De Meester, Marcel C. P. van Eijk, and Kim Ragaert, ChemSusChem (2024), doi.org/10.1002/cssc.202301320

chemical production, lignocellulosic biomass offers far greater potential for large-scale, sustainable chemical synthesis. This type of biomass, which includes agricultural residues, forestry waste, and dedicated energy crops is abundant, non-food competing, and structurally rich in carbon, making it ideal for producing high-volume platform chemicals such as olefins and aromatics.

In contrast, starches and sugars, though easier to process via fermentation, are limited in supply and often compete with food production, restricting their scalability for industrial chemical production. Lipids are already converted on industrial scale into fuels and specialty chemicals, but their chemical functionality is narrower, and large-scale deployment is constrained by agricultural and ecological limits.

Lignocellulosic biomass contains a complex matrix of cellulose, hemicellulose, and lignin, each of which can be valorised through appropriate chemical or thermochemical processes. Cellulose and hemicellulose are sources of sugars for fermentation or catalytic conversion to intermediates such as ethanol, methanol, or syngas, while lignin, the most abundant natural source of aromatics, provides a direct route to renewable aromatic chemicals, which are otherwise difficult to produce from sugars or lipids. By leveraging all three fractions, lignocellulosic biomass enables the full utilization of carbon and the production of a broader spectrum of functional chemicals, making it the preferred feedstock for a circular, low-carbon chemical industry.

The carbon-efficiency of processing biomass to olefins and aromatics was investigated by Arts, W et.al.²⁰ and a key graphic from this paper is shown in [Figure 2.6](#). The study illustrates that the basic process for the conversion of lignocellulosic biomass to olefins and aromatics through gasification, Fischer-Tropsch and cracking has a typical 28% carbon efficiency, that can be improved to 64% by gasification in the presence of hydrogen. Naturally this hydrogen should be generated from renewable electricity. In both cases the gasification produces CO₂, at relatively high concentrations, which may be stored to maintain carbon neutrality of the cycle.

²⁰ Feasibility of wood as a renewable carbon feedstock for the production of chemicals in Europe, Arts, W et.al. DOI: 10.1002/bbb.2575; Biofuels, Bioprod. Bioref. (2024)

Hydrocarbons (Flows are given in Mt C a⁻¹)

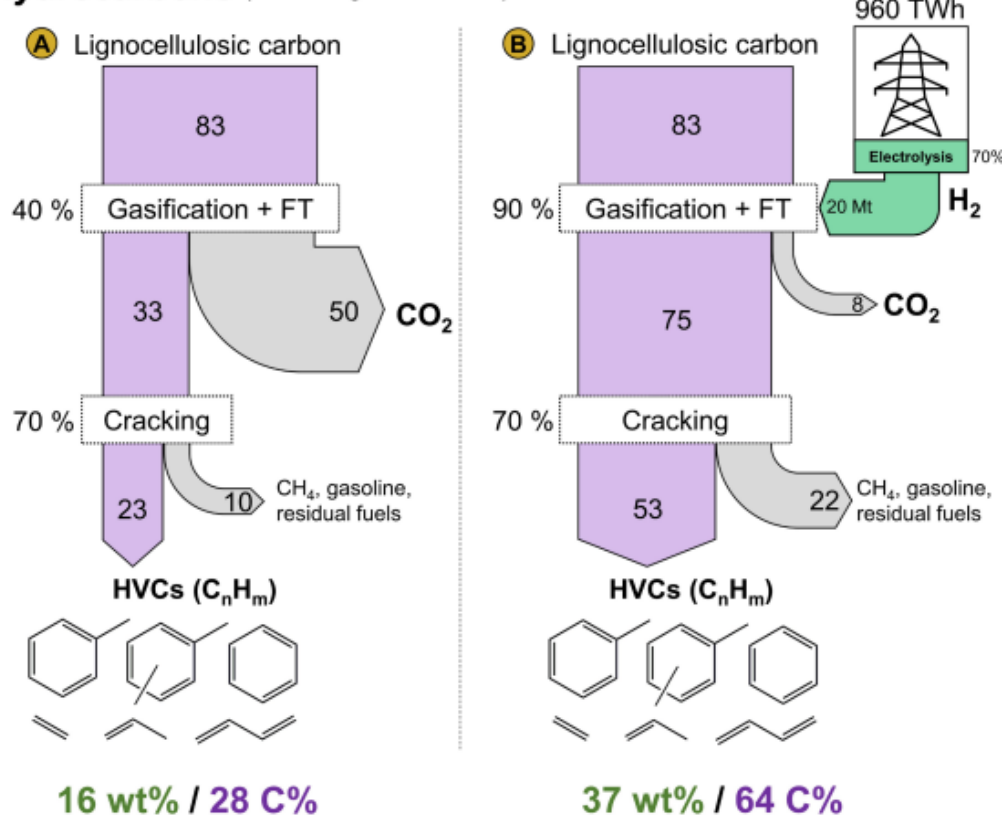


Figure 2.6: The carbon efficiencies for the production of HVC (High-Value Chemicals = olefins and aromatics) from lignocellulosic biomass. Flows are given in Mt carbon per year. Figure clipped from a figure in ²⁰.

In both cases the cracking produces olefins and aromatics as well as other carbon-based compounds ('CH₄, gasoline, residual fuels' in Figure 2.6) that can be added to the blendstock and end up in formulated fuels. Although the carbon-efficiency to olefins and aromatics is estimated in the order of 28% and 64%, the carbon efficiency of lignocellulosic biomass to carbon-based fuels and chemicals can be as high as 40% and 90%.

The authors ²⁰ make a point that the separation of biomass in fractions should be preferred. And oxygenates have a potential for more optimal carbon efficiency and energy demand. This would, however, demand re-development of many, if not most, applications of chemicals in products today, which at this moment seems not feasible to achieve before climate action needs to be taken, and this can only be achieved at considerable cost.

2.4.5 Waste and biomass as resources are different from fossil

Fossil resources and renewable carbon sources differ fundamentally in their physical, ecological, and system characteristics. Fossil resources such as crude oil and natural gas are available as large, concentrated point sources, accumulated over geological timescales and accessible in volumes that support highly centralized, large-scale industrial processing. Their high carbon and energy density, together with mature extraction and transport infrastructure, have enabled the chemical industry to operate with exceptional economies of scale.

By contrast, biomass and waste are inherently dispersed, heterogeneous, and structurally limited resources. Biomass availability is constrained by photosynthetic productivity, land use, and the need to preserve ecosystem functions and biodiversity. Importantly, there is no broad scientific or policy consensus on how much biomass can be responsibly mobilized without undermining nature's vital role in ecosystems²¹, leading to significant uncertainty regarding long-term sustainable supply.

Waste streams are fragmented across many sources and subject to substantial carbon inefficiencies: during use and end-of-life, a large share of carbon is dissipated and cannot be recovered. Many chemical products do not end up in durable materials but are discharged through wastewater systems (e.g. detergents), released to the atmosphere (e.g. solvents), or destroyed through incineration (e.g. paints and coatings), because recovery is technically or economically infeasible. Also, plastics do not simply flow through the economy and dissipate; instead, a substantial and growing portion accumulates in societal stock. Durable applications, including building materials, automotive components, textiles, and infrastructure, retain plastic carbon for years to decades. Material flow analyses indicate²² that total historical plastic production far exceeds annual disposal, with a significant mass remaining in products in use or stored in landfills, creating a continuously increasing societal reservoir of plastic carbon. As a result, maintaining and expanding the plastic stock in use requires a continuous input of new material that exceeds the amount recoverable from waste streams.

From the perspective of feedstock demand, this means that waste and biomass must be regarded as limited resources, a reality that has direct consequences for competition, pricing, and prioritization in renewable carbon markets.

This fundamental asymmetry explains why replacing fossil feedstocks with biomass and waste is not a simple one-to-one substitution, but a systemic transformation that requires careful resource allocation, high carbon efficiency, and strategic choices about where renewable carbon delivers the greatest societal value.

Through the global commodities methanol, ethanol and paraffins, the centralized large scale character of the current chemical industry may be retained. These three can either be produced in or around the TCR from waste and biomass, or be imported from production elsewhere.

2.5 How molecules' properties shape industry location and co-location

The Trilateral Chemical Region (or wider ARRRRA) did not emerge because it is "centrally located" in an abstract geographic sense. It has evolved from the coal and steel industry²³ and it emerged in its current shape because it is one of the few places in Europe where three distinct transport envelopes overlap at scale: of co-location-forced molecules, of regionally transportable toxic intermediates, and of high-value system feedstocks. Each envelope imposes a different spatial logic on industrial organization. Together, they produce a geography that cannot be explained by cost, labour, or policy alone.

²¹ Bioenergy and climate change mitigation: an assessment, Felix Creutzig et al, Bioenergy, Volume7, Issue5, September 2015, Pages 916-944

²² Production, use, and fate of all plastics ever made, Geyer, Jambeck, Law Sci. Adv. 2017;3: e1700782

²³ The dynamic development of organic chemistry in North-West Europe, J. Meijering, J. van Leeuwen, CIEP paper 2021-1 (project 'cracking the clean molecule')

2.5.1 Acutely toxic and hence co-location-forced molecules

Acutely toxic intermediates such as carbon monoxide, chlorine, phosgene, and closely related substances are produced and consumed within the same sites or on immediately adjacent sites in Antwerp, Rotterdam–Moerdijk, and the Ruhr. Chlorine electrolysis units are directly coupled to downstream PVC, epoxy, and isocyanate value chains. CO and phosgene circulate inside fenced industrial estates or through very short, dedicated pipelines.

Public safety constraints, permitting regimes, and social risk make inter-hub transport of these acutely toxic substances politically and practically prohibitive. As a consequence, off-takers must co-locate with these highly toxic intermediate chemicals.

2.5.2 Toxic but transportable intermediate molecules

A second layer consists of toxic or pressurized bulk intermediates such as ammonia, vinyl chloride monomer, and similar substances. These chemicals can be transported safely, but only under strict conditions and still with non-trivial societal risk. Their movement is therefore feasible at regional scale, but preferably not freely across populated areas.

The Rhine river system enables barge-based integration from Rotterdam deep into the Ruhr. Pipelines connect nearby hubs such as Antwerp and Rotterdam and provide dense internal connectivity within the Ruhr. Rail and short-sea shipping extend reach further, but with rising cost, complexity, and risk.

This transport envelope creates a corridor-shaped chemical region, rather than a point cluster. Ports specialize in imports, cracking, and storage, while inland sites specialize in transformation and downstream manufacturing. Toxic-but-transportable intermediates define the meso-scale system: larger than any single port complex, yet far more integrated than a Europe-wide dispersion of plants.

2.5.3 High-value system feedstock molecules

At the widest spatial scale sit high-value, capital-intensive system feedstocks most notably ethylene and propylene, alongside hydrogen and liquid carriers such as methanol. Among these, ethylene and propylene pipelines form the backbone of ARRRA's physical integration. They are the molecules through which the region quite literally operates as one system, with co-location forced molecules and regional transport where necessary.

Ethylene and propylene are produced in a limited number of large steam crackers, whose economics demand extreme scale, high utilization, and long asset lifetimes. As a result, these crackers are not replicated at every site. Instead, they are connected to multiple downstream plants through dense, cross-border 'ARG' pipeline networks that link Antwerp, Rotterdam–Moerdijk, the Rhine–Ruhr, and adjacent clusters deeper inland. While propylene can be transported in pressurised containers (18 bar), ethylene requires refrigeration below its atmospheric boiling point of -104°C because of its low critical temperature ($9,5^{\circ}\text{C}$). Apparently the added cost of refrigeration are not prohibitive for its global distribution see section 2.1.3, and the pipeline thus loses part of its advantage.

These pipelines allow a cracker in one country to supply polymer, rubber, and chemical intermediates plants in another, independent of national borders or ownership structures.

Downstream investments are therefore made based on access to the olefin grid, not proximity to a specific cracker.

The olefin pipeline system therefore transforms ARRA from a set of adjacent hubs into a single, integrated production space. Crackers, import terminals, and energy-intensive upstream units are placed where infrastructure, port access, and energy supply are optimal. Downstream units plug into the olefin network wherever it intersects with co-location-forced toxic chemistry or specialized manufacturing capabilities.

2.5.4 Cluster Dynamics: Efficiency, Dependence, and Exposure

Co-location of chemical production facilities within industrial clusters creates important synergies that can significantly improve competitiveness. Shared infrastructure for energy, utilities, feedstocks, logistics, and waste management reduces capital and operating costs, while physical proximity enables the efficient exchange of intermediates, by-products, and heat. In addition, co-location supports higher asset utilisation, greater operational flexibility, and faster innovation through knowledge spillovers and a shared skilled workforce. These synergies can materially lower production costs and risk, making clustered facilities more resilient in globally competitive markets.

At the same time, the strong interdependencies created by co-location also introduce systemic vulnerabilities. When a key player within a cluster reduces operations or exits entirely, shared infrastructure may become underutilised, by-product and intermediate flows can be disrupted, and the cost advantages of scale may rapidly erode for the remaining participants. This can trigger a cascading effect in which the loss of one anchor facility undermines the economic viability of others, potentially leading to accelerated decline of the cluster as a whole. Such path dependency makes clusters highly efficient when stable, but fragile when confronted with sustained structural disadvantages or abrupt investment withdrawal.

2.6 Chemicals production is exposed to global markets

The chemical industry is characterised by the extreme complexity and breadth of its supply chains, driven by the large number of intermediates and end products that are produced and traded. With the exception of a limited number of substances that are too hazardous to transport over long distances from a societal risk perspective, most chemical intermediates and products can be transported efficiently over large distances without loss of quality or quantity.

The high transportability of chemical products enables a truly global-for-global production and trade system ²⁴. Consequently, virtually every chemical production facility worldwide is exposed to global competition. The production facilities represented in the petrochemical pathways shown in [Figure 2.4](#) are distributed across all major industrial regions and together

²⁴ This sharply contrasts with electricity and 'e'-energy carriers. Electricity - whether transported directly through transmission lines or indirectly via hydrogen, ammonia, or liquefied synthetic natural gas (s/e-LNG) - suffers from substantial losses during conversion, storage, and transport. As a result, electricity and electricity-derived energy carriers are predominantly traded on a local-for-local or regional basis. While transport distances may be considerable, they are fundamentally constrained economically and certainly do not seem to support fully global trade.

form a complex, interdependent global network. This network is continuously optimised by globally operating companies seeking competitiveness in international commodity markets.

For each individual chemical plant, the cost of production is the primary determinant of its global competitiveness. Actual production costs depend on a wide range of factors, including feedstock and energy prices, the technical performance and age of assets, capital and labour costs, and the synergies achieved through co-location in industrial clusters. These costs are highly sensitive to local conditions and operational strategies and are therefore considered commercially confidential. Production cost data are typically well-guarded secrets of the companies operating the facilities, because of their strategic relevance to a business.

Companies may accept operating a chemicals plant in their asset portfolio at a loss for extended periods if these losses are offset by profits elsewhere in the portfolio and the asset is considered strategically important. Similarly, lower profit margins may be acceptable when a facility benefits from long-term offtake agreements, provides access to key markets, supports downstream integration, or forms part of a broader knowledge–industrial complex.

Although exact production costs are proprietary businesses information, specialised market analysts such as ICIS, Wood Mackenzie, Platts, and Argus maintain detailed databases of major chemical production assets worldwide and develop best-estimate cost curves for key products. These datasets are widely used by companies to benchmark the performance of their assets against global competitors. While such data can be purchased for internal use, it cannot be republished.

Figure 2.7 shows an example of an Argus-modelled cost curve for ethylene production via steam cracking, differentiated by region. The Middle East and North America exhibit the lowest production costs, primarily due to access to low-cost feedstocks in the form of natural gas liquids co-produced with natural gas. European steam crackers occupy the mid-range of the cost curve, while Asian crackers generally appear at the higher end of the cost spectrum.

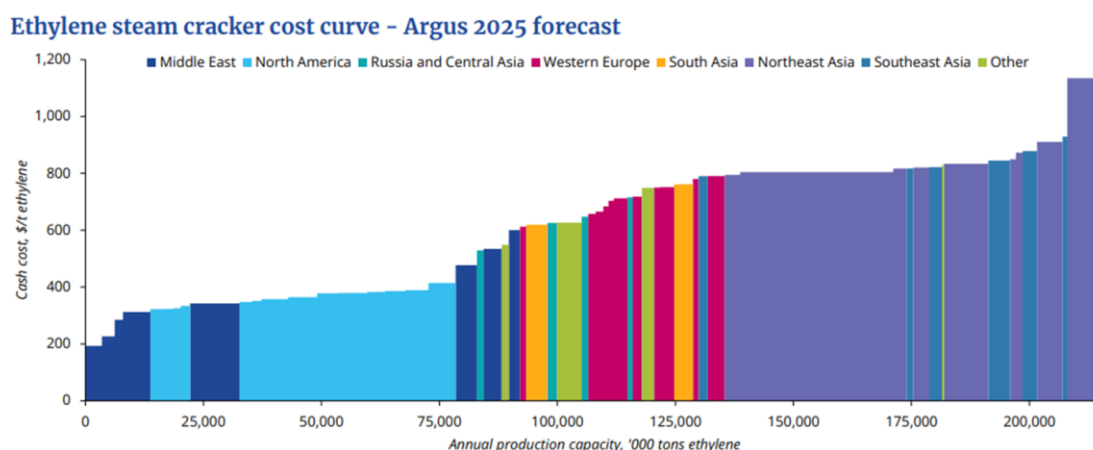


Figure 2.7: Argus-modelled 2025 forecast cost curve as of May 2025, Argus insight paper May 2025, <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/market-insight-papers/global-ethylene-market-costs-tariffs-volatility>.

Besides these steam cracker routes olefins can be produced from coal, and therefore these are not shown in **Figure 2.7**. This ‘CTMTO’ route (Coal-To-Methanol-To-Olefins) has a very high CO₂ emission and capital cost, but very low marginal cost because coal is very inexpensive. The levelized cost of olefins from CTMTO is therefore similar to the levelized

cost of olefins based on naphtha, yet the marginal cost is very low. Hence coal-based olefins (or methanol for that matter) can be very cost-competitive in global markets if the producer has no more capex to finance.

The additional cost burden for European crackers resulting from CO₂ emission pricing can be estimated by combining the carbon footprint of steam cracking with the prevailing CO₂ price. Assuming a footprint of approximately 1 tonne of CO₂ per tonne of carbon-based product and a CO₂ price of € 100,= per tonne, European crackers would experience a substantial rightward shift on the global cost curve. If these additional costs cannot be passed on to customers, production margins are likely to erode rapidly, making plant closures economically unavoidable from a business perspective.

While CBAM might protect local markets from carbon leaking-in, it works only one-way and will make export from European facilities uncompetitive. Industry points out that for the chemicals CBAM is very difficult (if not impossible) to implement. Therefore, their argument is that the responsibility for sustainability should lie as close to the consumer as possible. For chemicals this may be the new level playing field that the current CO₂ pricing of emissions aims to achieve.

2.6.1 Some chemicals are critical for security and autonomy of the European Union

Eight EU Member States have proposed a European Critical Chemicals Act to safeguard essential upstream chemical production and protect the industry from further decline. The Act targets strategic 'building-block' molecules - including ethylene, propylene, ammonia, methanol, benzene, toluene, xylene, chlorine, and sodium hydroxide - that underpin Europe's defence, health, agri-food, construction, and clean-tech value chains. Loss of domestic capacity in these chemicals is considered a direct risk to European industrial resilience and strategic autonomy.

To counter this trend, the Act would relax state-aid rules, enable funding for decarbonisation and modernization, and provide protection against structurally lower-cost imports from outside the EU. It is designed to complement the EU's broader industrial strategy - including the Clean Industrial Deal and the European Chemicals Industry Action Plan, which aim to strengthen resilience and secure critical production within the Union.

Without intervention, up to 20 European steam crackers could close by 2035, removing major upstream capacity and deepening reliance on non-EU suppliers. The Critical Chemicals Act thus marks a strategic shift: maintaining domestic production of essential chemicals is no longer seen solely as a competitiveness issue, but as a matter of economic security, sovereignty, and long-term decarbonisation.

2.6.2 The type of feedstock determines steam cracker exposure to carbon pricing

While some steam crackers in the TCR are currently under-utilized or idle, and others are undergoing restructuring through closures or takeovers, there are also notable new-build projects, such as INEOS's Project One. Understanding this apparent paradox requires looking at the economics of CO₂ emissions pricing. Project One is designed to use natural gas liquids (NGLs), primarily ethane, as its feedstock. Cracking ethane into ethylene is largely a dehydrogenation process, producing hydrogen as a co-product. This hydrogen can then be

used as an on-site fuel to fire the cracker furnaces, similar to the way methane is used in LPG or naphtha cracking. Thus an ethane cracker significantly reduces its direct CO₂ emissions, thereby mitigating exposure to the expected carbon pricing.

Because the feedstock itself remains fossil-derived, the overall carbon footprint of the resulting ethylene and downstream products is still substantial. However, from the perspective of EU emissions accounting and CO₂ costs, this design provides a competitive advantage. Today the same advantage applies to other crackers worldwide, particularly in the USA and Middel East that use NGL feedstocks: when their products are imported into the EU, they benefit from lower operational CO₂ emissions and therefore face a smaller carbon price burden. This dynamic helps explain why new-build investments in NGL-based crackers remain attractive despite broader market closures and restructuring across Europe.

Especially Natural Gas Liquids (NGLs) sourced from the United States carry a disproportionately high Scope-3 upstream greenhouse-gas footprint. This is largely because NGLs - particularly ethane - are predominantly produced as co-products of shale gas extraction, where fracking and associated gas handling often exhibit elevated methane leakage rates. methane leakage across U.S. gas basins is a well-documented upstream emissions source, with leakage occurring during fracking, gathering, processing, and pipeline transport. Methane (CH₄) is a potent greenhouse gas, with a global warming effect roughly 28 times stronger than CO₂, meaning even small leakage rates materially amplify the upstream climate impact of NGL supply chains. Upstream emissions of ethane adds approximately 0,4 ton CO₂-eq per ton of ethylene to the footprint ²⁵.

As a result, although ethane cracking itself is relatively carbon-efficient, requiring less fuel combustion and generating fewer direct (Scope-1) CO₂ emissions compared to naphtha cracking - the full life-cycle warming impact of U.S. NGL-based feedstocks is significantly higher once upstream extraction, processing, and methane leakage are accounted for. In essence, low operational emissions do not equate to a low carbon footprint when the upstream supply chain is methane-intensive. The upstream emissions associated with U.S. shale-derived feedstocks therefore represent a substantial Scope-3 contribution that must be acknowledged when assessing the climate impact of ethylene derived from NGL cracking.

Electrification of steam cracking eliminates the need to combust methane - or other fuels - in the cracker furnaces, thereby sharply reducing direct CO₂ emissions from energy use. However, electrification does not prevent the formation of methane as a by-product of the cracking process itself. If the feedstock remains fossil-based, the methane produced is also fossil-derived and must either be sold or combusted, which ultimately generates CO₂. If the feedstock is bio-based, however, the methane can serve as a carbon-neutral source of heat or as a feedstock for further chemical production, therefore, contributes to closing the carbon loop while reducing reliance on fossil resources.

2.6.3 Market Exposure: Spot Trading and Long-Term Contracts

Chemical businesses operate in a dual market environment, balancing spot-market transactions with long-term contracts. Spot markets enable producers to respond rapidly to

²⁵ Decarbonization approaches for ethylene production: comparative techno-economic and life-cycle analysis, Woojae Shin, Bosong Lin, Haoxiang Lai, Gasim Ibrahim and Guiyan Zang, Green Chem., 2025, 27, 3655-3675, DOI: 10.1039/D4GC04538F – conversion of 8.2 kg CO₂e per GJ-LHV ethane → g CO₂e per g ethane with 47.206 MJ/kg ethane.

short-term fluctuations in global supply and demand, seizing opportunities when prices temporarily exceed production costs or offloading surplus output during tight market conditions. However, reliance on spot trading also introduces volatility and exposes producers to price swings and broader market risk. By contrast, long-term contracts provide revenue stability and predictable offtake, often underpinned by downstream integration, strategic partnerships, or customer guarantees. Companies typically manage their portfolios by combining both approaches using contracts to secure baseline volumes and mitigate risk, while participating in spot markets to optimize margins and adapt to shifting global conditions. This balance is particularly crucial in a globally exposed industry, where production costs and competitiveness differ significantly across regions.

From a business perspective, this duality adds another layer of complexity to the already intricate supply chains of the chemical industry.

2.6.4 Business investment decisions in their global production asset portfolio

This global exposure directly translates into a sequence of recurring investment decisions at every major maintenance, revamp, or reinvestment cycle of a chemical production asset. At each such decision point, operators reassess whether continued operation and reinvestment at a given location remain economically justified relative to alternative uses of capital elsewhere in their global portfolio. Because chemical assets are long-lived but modular, incremental investments - such as furnace revamps, efficiency upgrades, debottlenecking, or life-extension maintenance - effectively constitute repeated “go/no-go” decisions. In a globally competitive market, even relatively small and structurally persistent cost disadvantages, such as higher energy prices or carbon costs, can tilt these decisions away from reinvestment and towards gradual capacity erosion, relocation, or closure, well before a plant reaches the end of its technical lifetime.

2.7 Sustainable consumption as a societal objective

Sustainable consumption refers to satisfying legitimate human needs and desires in ways that ensure others, both in the current generation and in the future, can enjoy the same opportunities. It is not merely about reducing consumption or restricting lifestyles, but about aligning the provision and use of goods and services with ecological limits, social equity, and long-term resilience. Sustainable consumption is thus both a personal and societal responsibility, bridging the choices of individuals with the structural capabilities of industries and governance systems.

From a systems perspective, the sustainability of fulfilling society’s demand for industrial goods is not determined by any single production process or technological innovation. Instead, it emerges from the cumulative effects across the entire life cycle of a product, spanning raw material extraction, production, distribution, use, and end-of-life treatment. Each stage contributes in distinct ways to resource consumption, greenhouse gas emissions, water and energy use, and the creation or destruction of economic and social value. For example, efficient manufacturing may be offset by resource-intensive raw materials, or low-impact use may be undermined by poor end-of-life recycling practices.

Only by considering the full life cycle of products can the true contribution of industrial systems to sustainable consumption be evaluated. Life-cycle thinking enables the identification of trade-offs, the prioritization of interventions, and the recognition of systemic synergies. It also emphasizes that sustainability is not an isolated attribute of a product, but an emergent property of complex industrial and societal interactions. In this way, sustainable consumption becomes a guiding principle that informs industrial strategy, policy design, and consumer behaviour alike, ensuring that economic activity can coexist with ecological limits and intergenerational equity.

2.7.1 The value of sustainability

Most important of all, society needs to recognize and value the embedded sustainability in products - a form of value that is largely intangible because it does not alter the technical performance or functionality of the product itself. A plastic bottle, a chemical intermediate, or a fuel molecule produced sustainably would behave identically to its conventional counterpart, yet its lifecycle carries significantly lower environmental impact, preserved molecular carbon value, and reduced climate risk. This value is hidden in the supply chain, in the choice of feedstocks, in the integration of circular processes, and in the avoidance of emissions or resource depletion.

From a systems perspective, this embedded sustainability represents a premium on responsible design, production, and end-of-life management. It is the outcome of aligning industrial operations with ecological limits and societal expectations, often through investment in advanced chemical processes, renewable energy, and carbon-efficient supply chains. The benefit to society is real: fewer emissions, lower dependency on fossil resources, and long-term resilience of industrial ecosystems - but it does not manifest as an immediately visible or functional improvement in the product itself.

For this value to be fully realized, society - including consumers, regulators, and investors - must internalize sustainability as a measurable asset, much like energy efficiency or safety standards. Only then can markets reward producers for circular, low-carbon products rather than purely commoditized goods, creating incentives for innovation and investment in low-impact industrial systems. In essence, embedded sustainability transforms the invisible advantages of system-conscious production into tangible societal benefits, even when the product's outward form and function remain unchanged.

2.7.2 Locus of responsibility for sustainability

Desirable industrial supply chains are circular rather than linear, designed to retain value, minimise waste, and close material loops across production, use, and end-of-life stages. True sustainability cannot be achieved by regulating isolated, linear actors, such as waste incinerators, landfills, or upstream raw material suppliers, because these measures target only isolated processes rather than the systemic patterns of resource use and impact. Circular economy research emphasises that sustainable supply chains must embed circular principles throughout the value chain, including product design for durability, reuse, remanufacturing, and recycling, to realise environmental, economic, and societal benefits²⁶.

In a globalised economy, industrial supply chains span multiple countries and jurisdictions, each with differing environmental standards, resource availability, and enforcement practices. To deliver meaningful sustainable outcomes without creating competitive distortions,

²⁶ Almelhem, M., Buics, L. & Süle, E. Comparison of sustainability and circularity indicators: downstream vs. upstream supply chain strategies. *Discov Sustain* 6, 302 (2025). <https://doi.org/10.1007/s43621-025-01158-0>

responsibility should be assigned as close to the consumer as possible, where it can influence product design, functionality, and end-of-life management such as embodied in Extended Producer Responsibility²⁷. This aligns with the concept of product stewardship, which recognises that environmental impacts must be managed not just upstream but throughout the life cycle of the product itself. Regulatory focus should therefore establish a level playing field at the level of consumer products, rather than attempting to standardise upstream inputs, which are often subject to heterogeneous conditions and different national contexts.

Only when sustainability is embodied in the product itself, through verified low-impact materials, circular design principles, and measurable environmental performance, can consumers make informed choices. Tools such as environmental product declarations (EPDs) and similar life-cycle transparency mechanisms quantify a product's environmental footprint in a consistent and comparable way, enabling decision-making by consumers, market actors, and policymakers alike. These mechanisms rely on life-cycle assessment (LCA) to capture impacts from raw material extraction through disposal, and are increasingly referenced in sustainability policy and reporting frameworks to support transparent product evaluation.

By concentrating accountability at the product level and requiring consistent measurement, monitoring, and verification (MMV), sustainability becomes measurable, verifiable, and enforceable across diverse markets and jurisdictions, allowing products to be compared fairly regardless of origin. A product-focused regulatory approach, as exemplified by the Ecodesign for Sustainable Products Regulation (ESPR) in the European Union²⁸, seeks to embed circularity requirements, such as durability, reparability, and recyclability, into product design and information disclosure obligations, thereby supporting a competitive market where sustainable products compete on equal terms.

This downstream focus also creates systemic incentives for circular design, responsible materials selection, and resource-efficient production processes throughout the value chain, because upstream and midstream actors are indirectly held accountable through the product's verified environmental performance. Ultimately, this ensures that circularity and sustainability are tangible in the products society consumes, rather than in isolated nodes of a fragmented, linear system.

²⁷ https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2024/04/extended-producer-responsibility_4274765d/67587b0b-en.pdf

²⁸ <https://oneclicklca.com/en/resources/articles/ecodesign-sustainable-products-regulation-guide>

3 Results of the TNO deep-dives in 3C-VaCS

TNO has performed a background analysis and three deep-dives. Combined with the background analysis these deep-dives should allow us to answer the research question in the discussion and conclusions in chapter 4.

Section 3.1	Deep-dive 1 Key molecules for producing sustainable carbon chemicals
Section 3.2	Deep-dive 2 on TCR supply chains for the chemical industry
Section 3.3	Deep-dive 3 on the availability of waste and biomass for chemical production

3.1 Deep dive 1 – Key molecules for producing sustainable carbon chemicals

As outlined in Section 1.4 the scope chosen for the TNO studies in the 3C-VaCS project is **the conversion of complex carbon-based waste- and biomass into high-value, carbon-based chemicals through the olefins and aromatics platform.**

In [Appendix D](#) (production from waste) and [Appendix E](#) (production from biomass) we have investigated pathways to produce olefins and aromatics from non-fossil resources.

Our deep-dive analysis shows that the key chemical precursors for producing non-fossil olefins and aromatics are **methanol**, **ethanol**, and mixed hydrocarbons (referred to in this study as **paraffins**). These same precursors are also highlighted in expert guidance on the future of sustainable carbon chemistry in the Netherlands ²⁹.

For the Trilateral Chemical Region, the strategic significance is substantial: these precursors can be produced from a wide range of locally available complex feedstocks, including waste and biomass, supporting low-carbon and circular production pathways. At the same time, they can be imported at scale from other regions, reinforcing the region's ability to reposition itself within global value chains for sustainable chemicals.

The pathways to convert waste and biomass into methanol, ethanol, and paraffins have been extensively researched and developed, making them well understood within both academic and industrial communities. The technologies along these pathways exhibit varying levels of readiness, ranging from established industrial practice to pilot- or demonstration-scale deployment, reflecting differences in feedstock, process complexity, and product targets. This breadth of experience provides a strong foundation for scaling low-carbon and circular production routes while leveraging existing chemical and energy infrastructure.

²⁹ De toekomst van duurzame koolstof-chemie in Nederland, Sanne Akerboom, Gert Jan Kramer, Yvonne van der Meer, Arnold Stokking, Bart Strengers, Jacqueline Vaessen, Expertadvies, 31 maart 2025.
<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2025/10/31/berenschot-de-toekomst-van-duurzame-koolstofchemie-in-nederland-expertadvies>

3.1.1 Methanol, ethanol and paraffins are the bridge to sustainable chemicals production

Methanol, ethanol, and paraffins produced from waste streams and sustainable biomass can play a central role in displacing fossil-based feedstocks in chemical production. These molecules are fully compatible with large parts of the existing petrochemical value chain and can be converted into key building blocks such as olefins and aromatics through established processes, including methanol-to-olefins, ethanol-to-ethylene, and steam cracking of paraffinic feeds. As such, they offer a pragmatic transition pathway that leverages existing assets while reducing reliance on fossil carbon. How the three key precursors can form the new basis for the current pathways for chemicals production is shown in **Figure 3.1**.

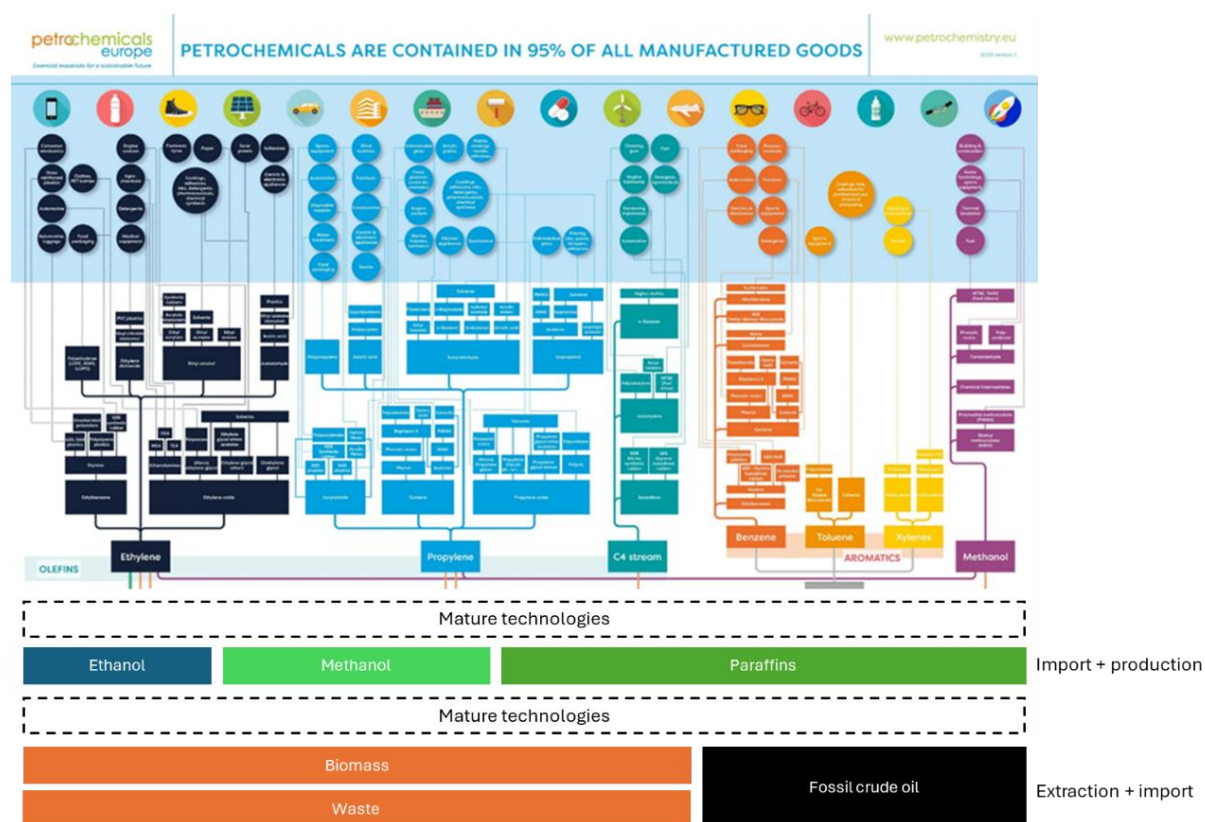


Figure 3.1: Ethanol, methanol and paraffins represent the extended feedstock platform for the chemical industry. This platform forms the bridge between waste, biomass and fossil resources.

When derived from waste or sustainably sourced biomass, these feedstocks introduce biogenic or recycled carbon into the chemical system, effectively substituting fossil inputs at the point of entry. Their use directly lowers the fossil carbon intensity of chemical production without fundamentally altering downstream process chemistry or product specifications. Over time, increasing shares of bio-based and waste-derived methanol, ethanol, and paraffins can progressively decouple chemical production from fossil feedstocks, particularly when combined with electrified conversion processes and renewable energy inputs. In this way, they act as scalable bridge molecules that enable a gradual yet structurally significant shift towards circular and low-fossil carbon feedstock systems.

When sustainability has become a standard for products rather than a feature, local waste and biomass will be the new strategic carbon resources. Combined with renewable electricity they are the basis to remain strategically relevant.

3.1.2 The current use of the key precursors

Methanol is primarily used as a feedstock for chemicals such as formaldehyde, acetic acid, plastics, and solvents, representing the largest share of global methanol consumption. Methanol is also a serious option as sustainable feedstock for producing olefins and aromatics, where so far China leads the way in development and deployment ³⁰. In addition, methanol is gaining attention as a fuel, particularly in shipping and industrial applications, due to its clean-burning properties and ease of handling.

Ethanol is one of the few large-volume chemicals where biological production is the norm rather than the exception. Around 75 % of global ethanol production is currently used as a fuel or fuel blend component, primarily in road transport. As electrification of mobility reduces fuel demand, existing ethanol production infrastructure could increasingly supply chemical and material value chains.

Paraffins are mixtures of (saturated) hydrocarbons, widely obtained as fractions from crude oil refining and lipid processing. These fractions find direct use in fuels, lubricants, and waxes, depending on chain length and branching. Among them, the naphtha fraction is particularly valuable today as a feedstock for chemical conversion, such as steam cracking, where it is transformed into olefins and other building-block chemicals. Longer-chain paraffins are also essential in specialty chemicals, surfactants, and high-performance lubricants, highlighting their versatility across both energy and material value chains.

3.1.3 Handling and global trade of the key precursors

Methanol, ethanol and paraffins are all well-established, widely traded commodities with large-scale production and distribution networks. Their extensive use as feedstocks for chemicals, fuels, and materials has led to mature transportation and storage infrastructure, including pipelines, terminals, tankers, and blending facilities. This existing infrastructure not only supports current demand but also provides a scalable foundation for future low-carbon and circular production pathways, enabling a rapid transition toward renewable or recycled feedstocks without the need for entirely new logistics systems.

3.1.4 The feedstock transformation trends for the production of fuels and chemicals

The fuels and chemicals industry has a strong structural preference for feedstocks whose molecular composition most closely resembles that of the final products. The closer a resource is, in molecular terms, to the desired fuels or chemical building blocks, the less conversion effort is required, resulting in higher carbon efficiency, lower energy demand, and ultimately lower production costs.

The legacy industry relies predominantly on fossil resources. Crude oil and natural gas are refined and separated into fractions that are either blended directly into fuels as blendstocks or further converted - most notably through cracking - into chemical feedstocks. Over

³⁰ Brovko, R.V., Sul'man, M.G., Lakina, N.V. et al. Conversion of Methanol to Olefins: State-of-the-Art and Prospects for Development. Catal. Ind. 14, 42–55 (2022). <https://doi.org/10.1134/S2070050422010032>

decades, this system has been optimised for efficiency, scale, and cost, with conversion routes and infrastructure finely tuned to fossil-derived molecules. This is shown in the top of **Figure 3.2**.

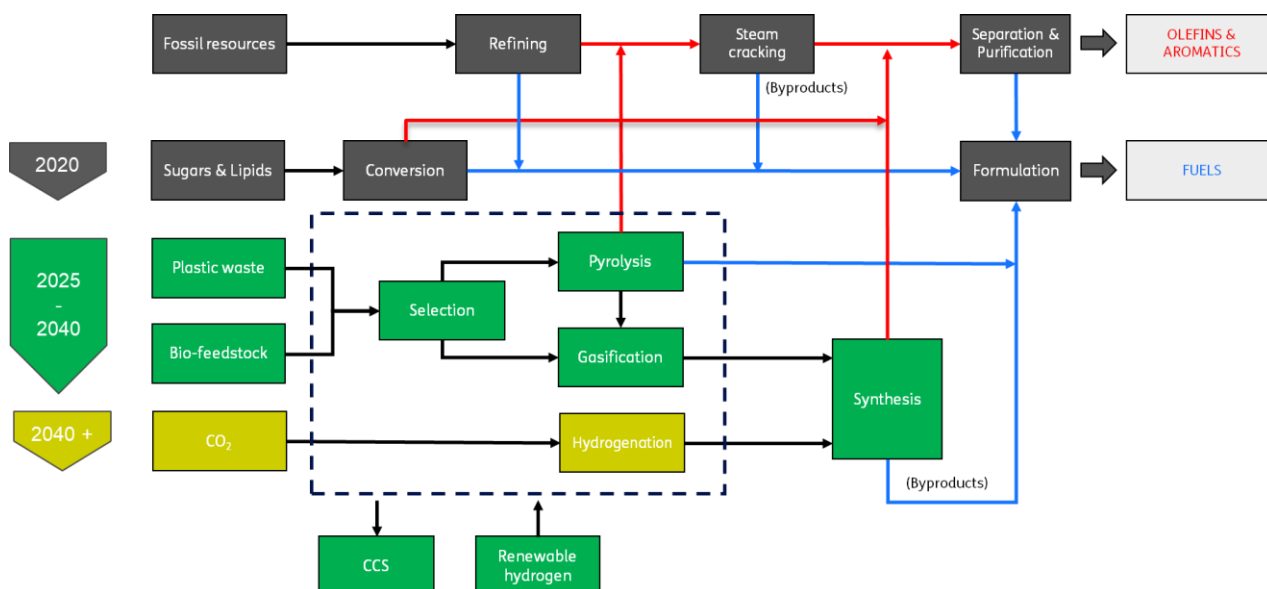


Figure 3.2: The evolution of feedstock resources, exchanging fossil for waste and biomass. The dark blocks represent mainstream pathways, the green are the next pathways to come into play as they can unlock the next category of feedstock (<https://publications.tno.nl/publication/34644228/CrRTZakN/kranenburg-2025-circular.pdf>).

Sugars and lipids represent the first and most mature category of non-fossil substitutes. Their molecular structures are already relatively close to those of conventional fuels. Ethanol produced via fermentation of sugars can be readily blended into petrol-type fuels, while lipids can be converted into HEFA and HVO and blended into diesel-type fuels or SAF components for aviation fuels. These conversion pathways are technically well developed, commercially deployed, and require only limited additional processing effort compared to fossil routes, resulting in relatively low incremental costs.

A subsequent category consists of plastic waste and bio-feedstock in the form of lignocellulosic biomass. The molecular structures of these resources are more heterogeneous and further removed from the target products in fuels and chemicals. As a result, their conversion requires more intensive processing, which typically leads to lower overall carbon efficiency and higher energy demand. Nevertheless, waste and biomass are attractive from a systems perspective, as they can introduce non-fossil and often otherwise discarded carbon into the production chain. Today waste and biomass are incinerated for energy, which in time can and therefore should be replaced by renewable electricity.

Beyond the milder conversion routes such as sugar fermentation and biomass hydrolysis, the two principal processing pathways for more complex waste streams and lignocellulosic biomass are pyrolysis and gasification. Owing to their harsh operating conditions, these processes are comparatively insensitive to feedstock heterogeneity and contamination, making them particularly suitable for mixed and low-grade carbon resources. They are most effectively deployed in close proximity to enable heat and energy integration, internal use of intermediates and by-products, shared feedstock preparation infrastructure, and the

controlled blending of biomass and plastic waste streams to achieve feedstock compositions that are suitable for stable and efficient operation³⁷.

Pyrolysis yields bio-oils, char, and non-condensable gases. Bio-oils can be upgraded and integrated into existing refinery or steam-cracking infrastructure, either as chemical feedstocks or as blending components for fuels, while char and off-gases can be utilised as internal energy carriers or routed to gasification. Gasification, by contrast, converts solid or heterogeneous feedstocks into synthesis gas (syngas), which constitutes a universal starting point for synthetic chemistry and enables the synthesis of a wide range of fuels and chemical intermediates. The close integration of pyrolysis and gasification therefore supports flexible feedstock allocation, maximises carbon and energy efficiency, and underpins the development of scalable non-fossil pathways to fuels and chemicals.

Although pyrolysis and gasification can internally supply a significant portion of their process energy by combusting part of the feedstock, this approach inherently reduces the overall carbon efficiency. Oxidation of carbon-containing components releases CO₂, which represents a loss of valuable carbon that could otherwise be retained in fuels or chemical products. Since these processes typically produce relatively concentrated CO₂ streams, a logical first step to mitigate emissions is the implementation of carbon capture and storage (CCS), which can prevent a substantial fraction of the carbon from being released to the atmosphere.

Beyond CCS, the way to increase the carbon yield for processing is hydrogen injection. Such improvements in carbon efficiency then depend on the availability of renewable electricity. Hydro-deoxygenation, for example, removes oxygen from biomass streams through reaction with hydrogen rather than oxidation, preserving more carbon in the product streams and significantly increasing the overall carbon yield.

Taken together, these strategies illustrate a progressive pathway: from reliance on feedstock-derived energy, to partial carbon mitigation via CCS, to full electrification and hydrogen-assisted conversion, each step incrementally improving the carbon efficiency of pyrolysis and gasification-based routes and bringing them closer to fully circular, low-fossil-carbon operation.

Finally, once the sustainable potential of sugars, lipids, waste, and biomass has been fully exploited and further reductions in fossil resource use are required, carbon dioxide itself may become a feedstock. Converting CO₂ into fuels or chemicals is only viable if sufficient low-cost renewable energy is available, as these pathways are highly energy-intensive. In such a future system, CO₂ conversion would represent the most resource-distant but also the most circular option, enabling the closure of the carbon cycle when all higher-efficiency alternatives have been exhausted.

3.2 Deep dive 2 - Chemicals production in the TCR is entwined in global supply chains

We have investigated the production of chemicals and use of naphtha feedstock within the TCR and the trade with the rest of Europe and the rest of the World. This would enable us to

³⁷ Co-processing plastics waste and biomass by pyrolysis–gasification: a review. Peter Nai Yuh Yek, et al. *Environmental Chemistry Letters* (2024) 22:171–188

assess on a product-basis the relation between production in the TCR and global trade and therefore the exposure to change drivers that affect products and their markets.

Appendix A is an extract of the data on production and trade of chemicals and the use of feedstocks in chemicals production that was produced in the 3CVaCS project. The full data set is not published as it is not sufficiently self-explaining, it is available from TNO on request.

Based on this data we aimed to understand dependencies and potential vulnerabilities of the chemical industry supply chains, which can be used to develop effective mitigation strategies. For this it is important to gain visibility on supply and demand flows, as well as interconnections of key chemicals and feedstock fulfilled both from local production and from global trade.

This deep-dive should then enable us to perform these three assessments:

- Section 3.2.2 How sustainable carbon feedstock can propagate along the supply chain from resources towards consumer products through the TCR/European asset-base of the global chemical industry
- Section 3.2.3 How TCR regions are specialised and linked
- Section 3.2.4 Which sections of the TCR/European supply chain may be most vulnerable to disturbances caused by the parallel transitions, especially related to CO₂ pricing and clean energy mandates

3.2.1 General findings about data collection on capacities, actual production and trade

Much of the detailed operational data in the chemical industry is proprietary and of critical strategic importance to the companies that it concerns. For these businesses, such data is so commercially sensitive that they would not share it with this project.

We did obtain data from public sources: from national statistical offices, regulatory filings, and other official sources such as environmental permits. However, these public datasets often contain inconsistencies or gaps that reflect the need to protect commercially sensitive information.

While countries collect and publish data, it is usually not available on a level of regions (Flanders, North Rhine-Westphalia). This limits the possibility to produce insights from data for the Trilateral Chemical Region only. For the Netherlands the earlier MIDDEN project (2018-2021) has delivered detailed qualitative and quantitative mapping of its industry sectors. For Germany and Belgium similar information is available about the clusters in publications of the Wuppertal institute, but raw data has not been published.

We base this deep-dive on the public data that we could retrieve from public sources. The main results on three assessment topics are summarised in sections 3.2.2, 3.2.3 and 3.2.4.

3.2.2 The propagation of sustainable carbon along the TCR's supply chains

The petrochemical pathways of [Figure 2.4](#) describe the technical and chemical relationships between molecules - how feedstocks are converted into olefins, aromatics, and their derivatives - while remaining largely agnostic to how these molecules are produced, traded,

and distributed across global supply chains, or how assets, regions, and market structures are organized at system level.

In this work we aimed to construct a map of how chemicals production is organized in the Trilateral Chemical Region, however primary data appears insufficient as we indicate in Appendix A. Hence below we reflect the literature.

For the Netherlands, the MIDDEN reports provide the installed **production capacities** shown in **Figure 3.3**. Important to note that the numbers are not the actual production for a particular period. While for some products the actual production may be obtained from the PRODCOM database, many are not shown because when there are too few producers, the actual production of competitors may be derived from own production data. Any attempts to derive an actual flow map though calculation are therefore necessarily an estimate, as we have done for the preparation of **Figure 3.9** of Section 3.2.4. in this work.

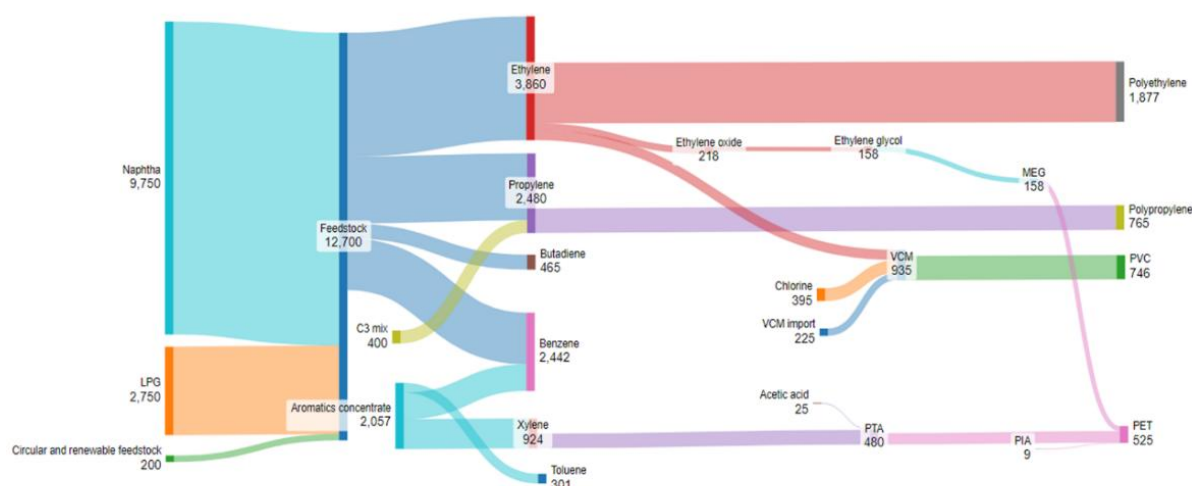


Figure 3.3: Installed production **capacities** (kton per year) for chemicals in The Netherlands 2018 (based on data from MIDDEN Decarbonisation Options for Large Volume Organic Chemicals Production reports)

Such an estimation effort was undertaken by the Wuppertal Institute for the German chemical industry, as shown in **Figure 3.4**. This Sankey diagram shows the **estimated production** of chemicals in the year 2018. The diagram seems incomplete because not all inputs to each node in the diagram can be matched with outputs, which illustrates the shortcomings of the approach.

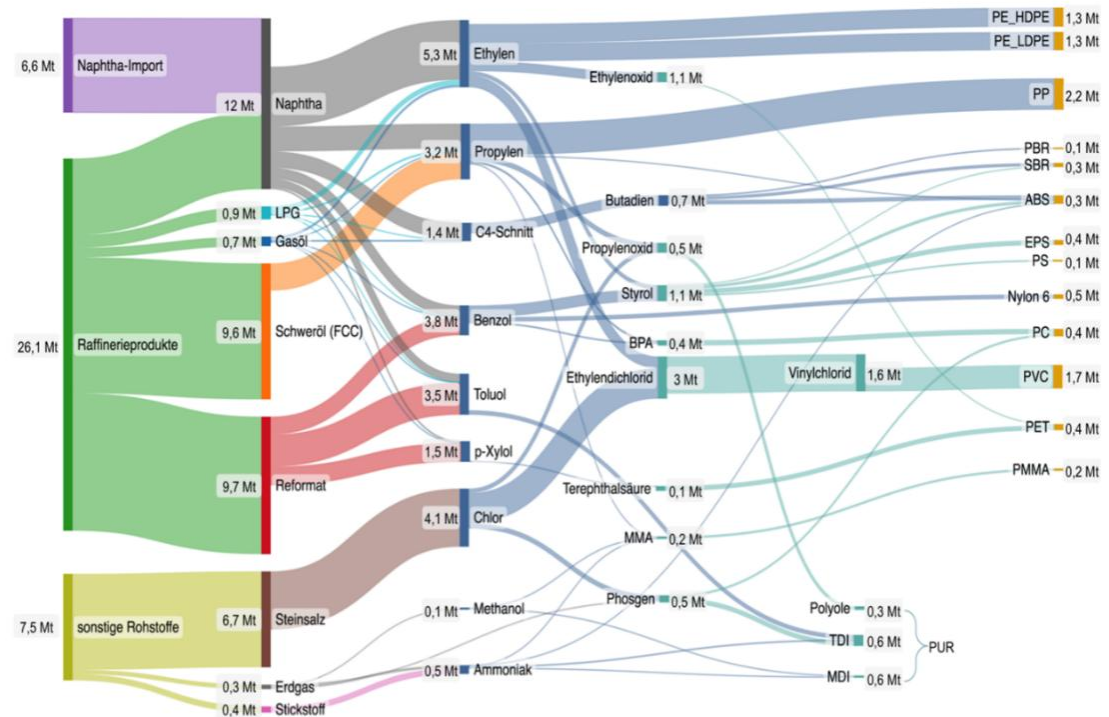


Abb. 2-2 Sankey-Diagramm zur Polymerproduktion in Deutschland. Die Werte entsprechen modellierten Produktionsmengen im Jahr 2018.

Figure 3.4: Sankey diagram of polymer production in Germany, showing **actual** production data for 2018.

For the Sankey diagram do the Antwerp cluster, shown in Figure 3.5, the authors apparently had even less data to build and could not provide estimated numbers. As they indicate the diagram was constructed through calculating the mass flows and make a remark about the 'entsprechenden Unsicherheiten' (respective uncertainties) that should be taken into account using the information in the diagram.

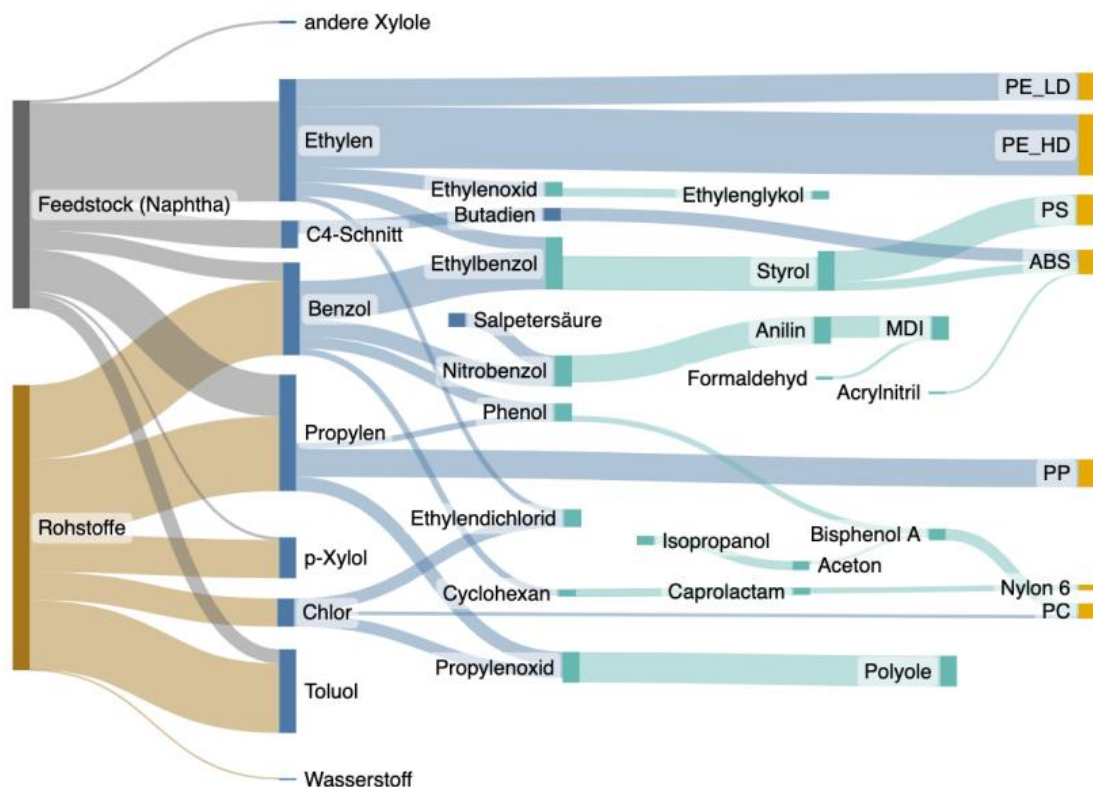


Abb. 10-3 Sankey-Diagramm zur Produktion innerhalb des Clusters Antwerpen. Alle hier dargestellten Produktionsvolumina und -Prozessketten basieren auf eigenen Modellergebnissen und sind mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet. Die Ausgangsbasis "Rohstoffe" ist hier als Sammelbegriff für Inputstoffe wie Rohöl, Erdgas, Biomasse, Salze etc. zu verstehen, die sich von dem Feedstock Naphtha abgrenzen.

Figure 3.5: Sankey diagram of the Antwerp chemical cluster, taken from³⁷ and probably representative for Belgium as a whole since the chemical industry is centred in Flanders. The publication shows no numbers, likely because of uncertainties. Also, resource data seems to be aggregated upwards from available data.

Given the uncertainties in each region, it would not be justified to combine these diagrams into one in an attempt to create a picture of the Trilateral Chemical Region as a whole. What does become clear from the above Sankey diagrams is that they show similar products and structure, and follow the petrochemical pathways in [Figure 2.4](#), as was to be expected. Also the regions have overlapping capabilities not only to produce the olefins and aromatics, but also their derivatives.

What cannot be seen in these Sankey diagrams is where the production centres are located. This is shown in a map of [Figure 3.6](#), indicating the pipeline connections of regional clusters for ethylene, propylene and naphtha. However this map does not show how the cluster as a whole is connected to the Rest of Europe and the Rest of the World through trade of the derivatives from olefins and aromatics.

Focussing on the propagation of sustainable carbon feedstock into the supply chains, it does become clear that providing sustainable varieties of ethylene, propylene and naphtha into the network will make all embedded carbon in the derived products sustainable.

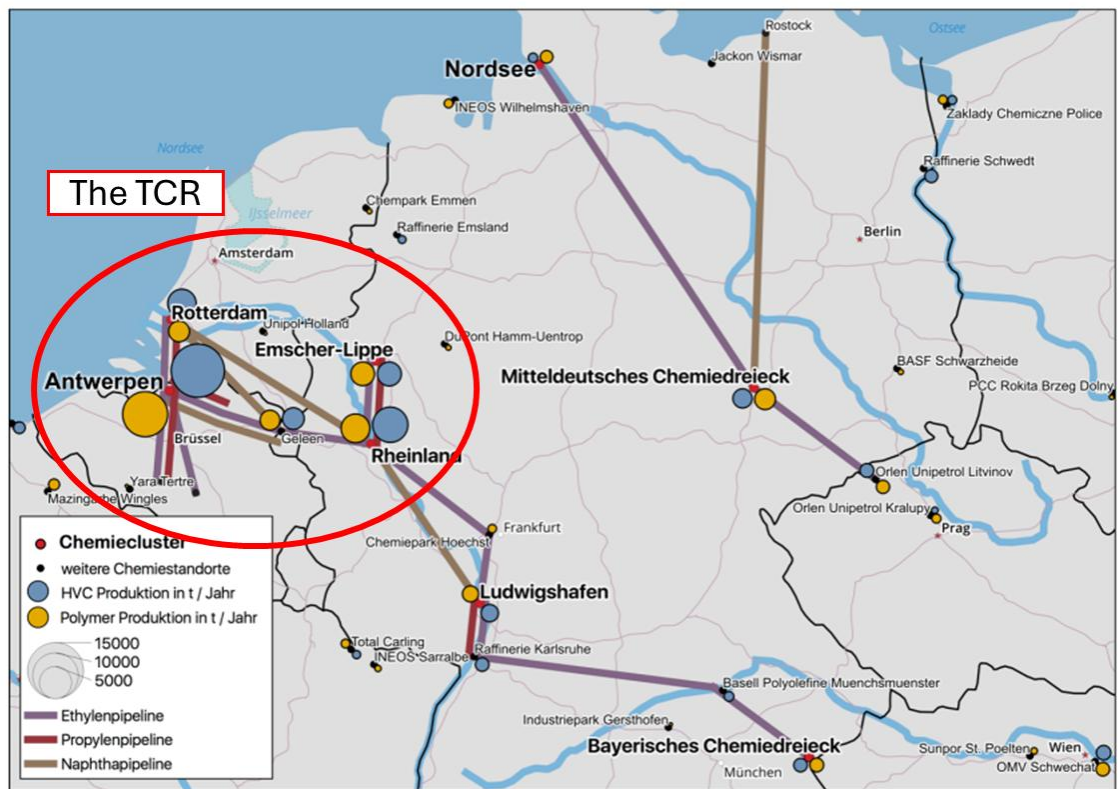


Abb. 2-1 Überblick über alle relevanten Chemiestandorte und Erdölraffinerien in und um Deutschland, inklusive Produktionsvolumen an High-Value-Chemicals und Polymeren sowie infrastruktureller Verflechtungen.
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis eigener Modellrechnungen.

Figure 3.6: The industry clusters in North Western Europe, indicating the Trilateral Chemical Region, adapted from ³⁷.

Conversion to sustainable production

In the quest for sustainable products and competitive production, the extensive pipeline network for ethylene & propylene and the infrastructure for transporting other chemicals by road or waterways can be an excellent basis for producing the products from *sustainable carbon* that is provided through *sustainable* olefins and aromatics produced from *sustainable methanol, ethanol and paraffins* (see Section 3.1) that are derived from waste and biomass.

The circular carbon commodities methanol, ethanol and paraffins are key molecules in the transformation to non-fossil carbon products. They can be the basis of all fuels and chemicals the region will need:

- Imported from overseas in large volumes, avoiding competition for resources with the fuels industry, through the existing ports infrastructure.
- Production from local waste and biomass resources in various European inland locations and supply to the chemical industry through the infrastructure.

The opportunity for the chemical industry in the Trilateral Chemical Region is then to reduce the **CO₂ footprint of its products**, not only through the electrification of heat and power generation in its processes, but enabled through the intake of non-fossil feedstock.

3.2.3 How TCR regions are specialised and linked

We aimed to explore the interconnections between production sites and the specialization patterns of industrial clusters and regions. Our approach focused on analysing supply chains at the product-node level, in order to capture the detailed linkages and flows that connect local, regional, and global production networks. Examining the system at this level would be particularly valuable for understanding business dynamics, as it reveals how products, processes, and capabilities interact across the network, highlighting dependencies, opportunities for optimization, and points of strategic leverage within clusters and regions.

For ethylene and poly-propylene we have been able to derive Sankey diagrams that reflect the flows between TCR regions and with the rest of the world. [Figure 3.7](#) shows the Sankey-node diagram for the actual ethylene production in 2019. Ethylene produced within the TCR is mainly converted further locally or traded within the TCR via the ARG pipeline network. Limited trade takes place with other EU or rest of world regions, likely due to the cost involved with cryogenic transport of ethylene. Ethylene is heavily traded between TCR regions, however this trade may mean transfer of ownership title rather than actual flow of materials, this could not be made certain at this moment.

The Netherlands exports large volumes of ethylene to Germany and Belgium. Germany subsequently exports large volumes to Belgium, where further conversion takes place. Majority of the EU trade is with France and Finland and majority of the rest of world trade is with the UK and Norway. Belgium importing and subsequently further converting large volumes of Dutch and German ethylene suggests a stronger downstream specialisation for the Flanders cluster compared to the Dutch and German clusters.

It is noteworthy that in 2019 the registered ethylene production in the Netherlands was 2012 kt (see [Figure 3.7](#)), while the production capacity was 3860 kt (see [Figure 3.3](#)). This points to an average capacity utilization of 52%, which is very low compared to the usual industry targets, which are usually 75 % or more. Maintenance stops may be an explanation, however this was not verified.

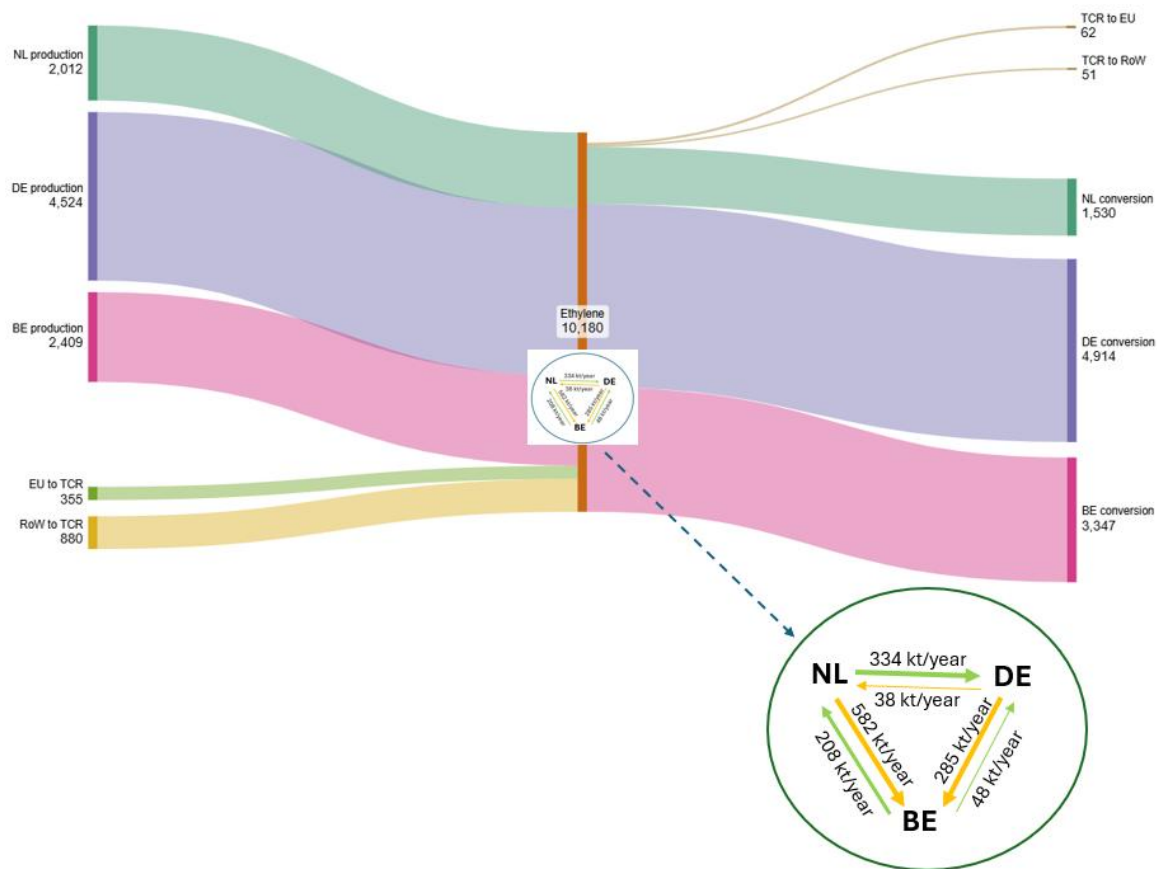


Figure 3.7: Product-node Sankey diagram for the actual production of ethylene in 2019 in TCR countries. This shows the actual production, not the production capacity.

Figure 3.8 shows a product-node Sankey diagram for poly-propylene. More substantial trade with EU and non-EU regions is observed for poly-propylene as compared to ethylene. Poly-propylene is an easy-to-transport, commodity product, with trade volumes largely going to Italy, Spain, Poland, and China. Belgium exports significant volumes to Germany, with less volumes going to the Netherlands.

This may be similar for other products further down the value chain, where transport is less challenging due to the nature of the molecules.

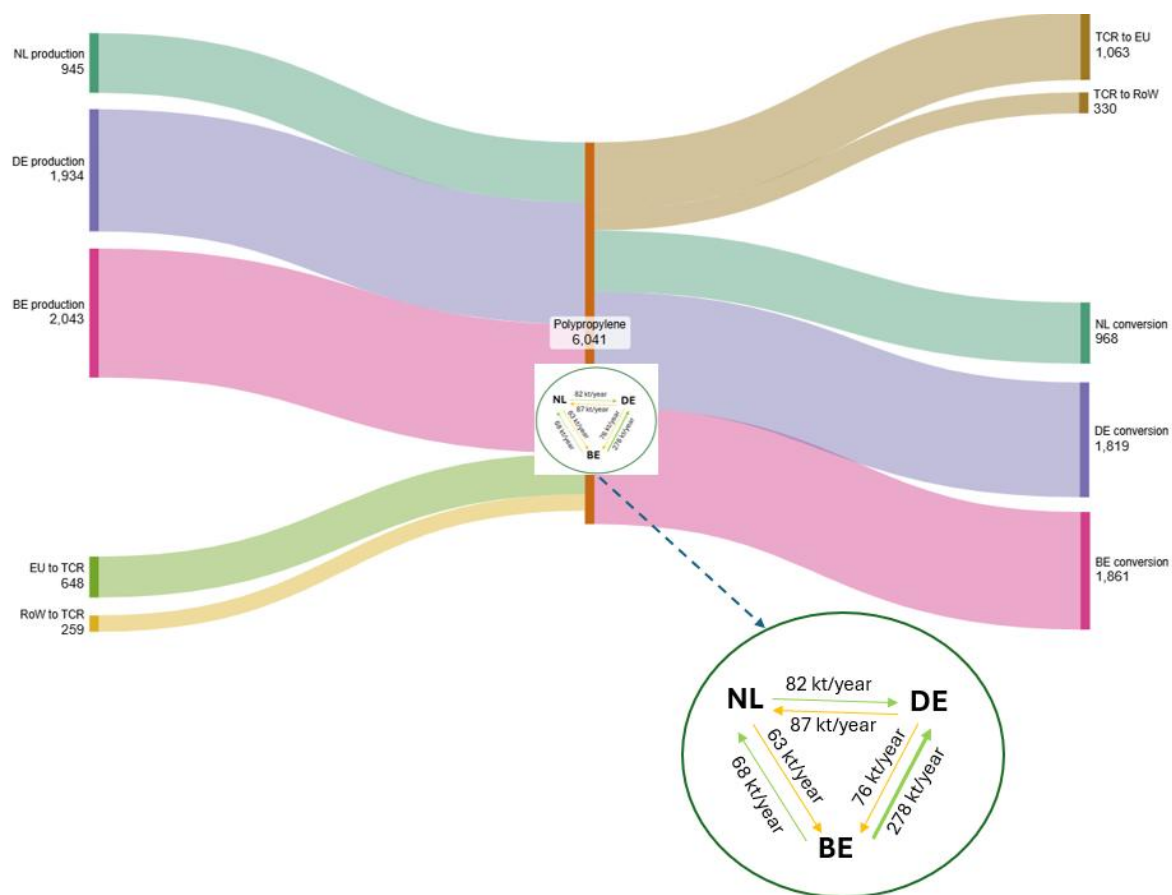


Figure 3.8: Product-node Sankey diagram for the actual production of **poly**-propylene in 2019 in TCR countries. This shows the actual production, not the production capacity.

Ideally, we would have created a data-set and analysis to perform such analysis for each (key) chemical product in the TCR, allowing for a products-level analysis of clustering and global positioning in trade flows. Although we do believe that the goal is achievable, we did not manage to extend this analysis beyond ethylene and propylene due to limitations of available data and the required effort.

3.2.4 Vulnerability of supply chain sections for import

Another dimension of vulnerability arises from the displacement of local production by imports, driven by competitive pricing in both contracted supply and spot market trading. At the product-node level, data would enable a more precise assessment of the techno-economic feasibility of such imports, as well as the evaluation of potential mitigation measures at the level of individual production sites, including alternative sourcing, local capacity adjustments, or resilience-enhancing investments.

To investigate this from the available data, the Sankey map of production capacities for the Netherlands (**Figure 3.9**) was scaled based on the known input of naphtha and LPG in 2019 (**Figure A.4**), and complemented with the trade data on the product nodes. Each node now shows the origin of the supply and the destination of the demand. The origin of supply may either be import or production within The Netherlands, and the destination can be export or further conversion to other chemicals along the petrochemical pathways. The end-node “NL Conversion 2,177 (ktpa)” in the bottom right indicates to further conversion in The

Netherlands that we did not specify in this diagram. The resulting diagram is shown in **Figure 3.9**.

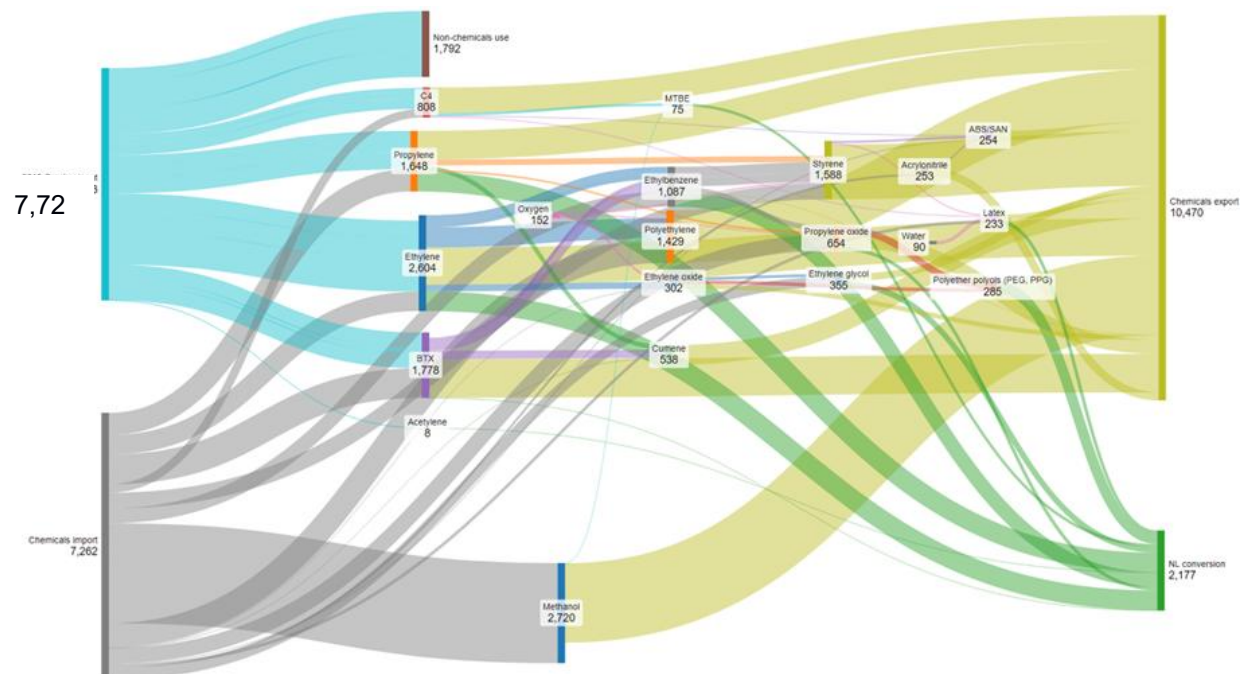


Figure 3.9: Sankey diagram for the Netherlands, combining data about chemicals production and trade (kt/a) in 2019.

The supply of olefins (ethylene, propylene, C4) and aromatics (BTX) is produced by Dutch crackers and imported. For the production, in 2019 these crackers consumed 7,720 kt input of fossil origin: naphtha, LPG and NGL, see Figure A.4 of Appendix A. The import of olefins and , aromatics complements the production to satisfy the demand.

The total demand for olefins and aromatics is from local conversion and from export. As **Figure 3.9** shows, a significant share of the demand is from exports, while the smaller share is converted within The Netherlands to chemical intermediates. The export of olefins from The Netherlands remains mainly within the Trilateral Chemical Region. Shown in this diagram, the conversion of olefins in The Netherlands is mainly to polyethylene, polypropylene, and ethylbenzene & styrene and ethylene oxide. Propylene oxide according to the diagram is mainly imported and partly converted to polyether polyols, while the remainder is likely exported.

We notice in the diagram that a major share of chemicals import is methanol, and most of the methanol is re-exported. The Netherlands has no active production of methanol ³². Also we notice that this diagram does not show chemicals that are only produced locally for local consumption, like hydrogen or the very toxic phosgene.

Clearly the chemicals imports take place in all layers of the industry. This highlights the global character of the chemical industry, that allows it to optimize its position in supply chains through a combination of local production and trade. While on the one hand this strengthens supply chains, it also makes the local production vulnerable when market conditions see a

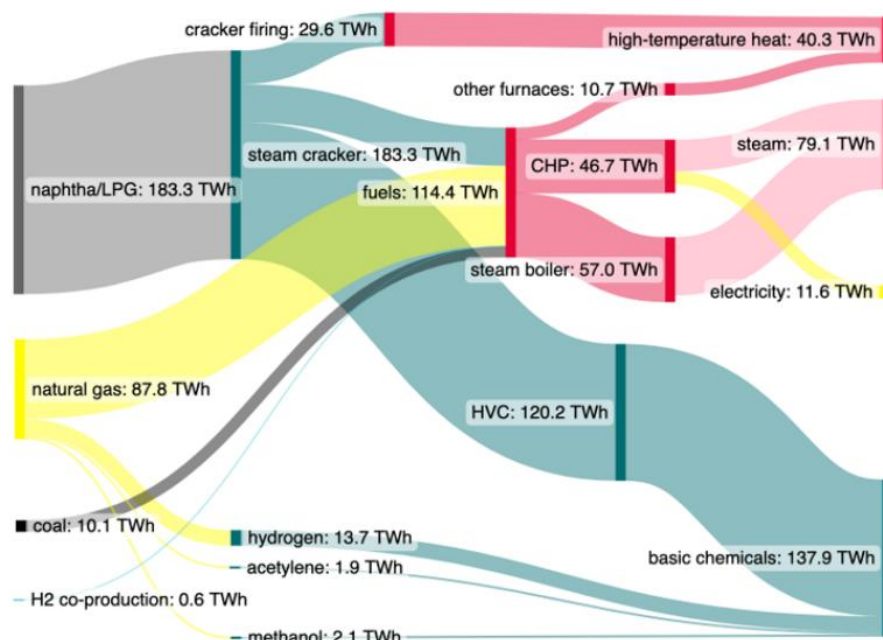
³² The production capacity in Delfzijl has been 'mothballed'.

significant shift in cost structures, as the system allows to respond by scaling production between regions.

Our deep-dive on supply chains has shown that the available data should allow to dissect the global network of chemicals production and trade by country. Today, the regional granularity of the TCR is not achievable because the data is not publicly available. Therefore after an initial effort it had to be deprioritised within the scope of this project in the perspective of the main research question.

Analysis of energy demand

The intention was to analyse sections of the supply chains in the TCR for their vulnerability for disturbances by the multiple transitions of Section 2.1, especially CO₂ emission pricing and clean energy mandates. The work would have allowed to analyse sections of the supply chains on a product-level to assess the energy demand, similar to the work of Scholz by the Wuppertal institute³⁸ and shown as an example in [Figure 3.10](#).



Sankey diagram of modeled primary energy demand for the production of basic chemicals in Germany in 2018. Data refers to the complete chemical industry without pharmaceuticals. External electricity procurement is not included here. Source: Translation of previous work (Scholz et al., 2023).

Figure 3.10: Primary energy demand of the German basic chemicals production, taken from ³⁸.

A deeper analysis of the energy demand for each production step in the chemical pathways could reveal the vulnerability of each node in the supply chain for CO₂ emission pricing and the possibilities to use renewable electricity. This may reveal the sensitivity of individual nodes to emissions pricing and renewable energy mandates, and allow to assess whether, or how, the downstream nodes in the supply chain can remain competitive in the global network.

At this moment a collection of such detailed public data about the industry is not available, and the effort to collect, validate and harmonize it is beyond the reach of this work.

3.3 Deep dive 3 - Waste and bio-based feedstock availability in the TCR for synthetic chemistry

If the chemical industry of the Trilateral Chemical Region is to displace fossil feedstock, it will need waste and biomass as carbon source.

[Appendix B](#) and [Appendix C](#) are an analysis of the availability of waste and biomass in The Netherlands, Germany and Belgium. Data for the availability on a regional level is not readily available as public information.

3.3.1 Carbon potential from biomass

While there are more biomass categories defined, ligno-cellulosic biomass is a sufficiently defined category, and also taken as basis for the estimates of conversion efficiencies in section 2.4.4. For the three countries of the TCR we estimate the potential between 60 Mt to 100 Mt dry biomass, which corresponds to 30 Mt to 50 Mt carbon. These refer to potentials that comply with the sustainability criteria introduced under Renewable Energy Directive (RED) for use in transport sector and correspond to 2030 as outlined in [Appendix C](#).

Table 3.1: Estimate of ligno-cellulosic biomass availability and carbon content

Ligno-cellulosic biomass				
2030 estimate	Low	Medium	High	
Netherlands	2867	2520	4833	
Germany	53083	66023	85816	
Belgium	3683	3406	6136	
Lignocellulosic biomass	59633	71949	96785	kt (dry)
	60	72	97	Mt (dry)
Carbon content	50%			
Carbon	29817	35975	48393	kt
	30	36	48	Mt

3.3.2 Carbon potential from plastic waste

Plastics are produced, used, recycled and disposed of. This results in a complex cycle with hold-up, in-flows and out-flows. The best estimate for the availability of plastics waste to follow the pyrolysis and gasification pathways is the flows that are currently disposed of through incineration and landfill. These are shown in [Table 3.2](#) and are in the order of 5 Mt waste, corresponding to about 3 Mt carbon. They refer to 2023 and are explained in [Appendix B](#).

Table 3.2: Plastic waste potential based on current waste streams to energy recovery and landfill, data form Appendix B

2023 data	Energy recovery	Landfill	Total	
Netherlands	684	2	686	kt
Germany	3500	34	3534	kt
Belgium	382	10	392	kt
			4612	kt
			5	Mt
			70%	Carbon
			3228	Kt C
			3	Mt C

3.3.3 Plastics and chemicals production volume in the TCR's countries

Appendix B contains data on the plastics production in the three TCR countries. Combining the production data, an estimated total of 23 Mt plastics is produced, corresponding to roughly 16 Mt of carbon.

Table 3.3: Plastics production in the TCR's countries, data taken from Appendix B for 2023

	Production	(2023)
Netherlands	5519	
Germany	10420	
Belgium	7282	
Total	23221	kt Plastic
	23	Mt Plastic
	70%	Carbon
	16255	kt Carbon
	16	Mt Carbon

Some 90 % of the entire petrochemical output (which is dominated by olefins and aromatics) ultimately goes into polymers³³. Therefore the total carbon demand for olefins and aromatics may be estimated in the order of 16 Mt / 90% = **18 Mt carbon demand** for the current chemical industry in the countries of the TCR.

³³ J.-P. Lange, Towards circular carbo-chemicals – the metamorphosis of petrochemicals, Energy Environ. Sci., 2021, 14, 4358-4376

3.3.4 The volume of carbon in fuel products

The volume of carbon in chemicals needs a perspective of the volume of carbon in other products. A detailed analysis is certainly beyond this work, however an estimate would be useful to provide a context.

A very rough estimate of carbon content in products that are not chemicals may be derived from the CO₂ emissions of the countries, by dividing by 3,67.

Table 3.4: Context of carbon in products of the chemical industry

	CO ₂ _e emission	Carbon content
	Mt	Mt C
Netherlands	150	41
Germany	670	183
Belgium	100	27
Total	920	251

With a total carbon mass of around 250 Mt C, as derived above from the CO₂ emissions, it becomes clear that even with a large margin of error the carbon in products of the chemical industry is less than 10% of carbon in all products that eventually incinerated.

Much of this demand should be expected to electrify when mobility, domestic heating and industry make the energy transformation. Still then a large amount of carbon will be required to satisfy the demand for fuel products in heavy duty applications, aviation and shipping. Clearly this amount of carbon would exceed the supply from biomass and waste in the countries of the Trilateral Chemical Region.

This means that, just to fulfil the carbon balance, imports of waste, biomass and the derived 'circular carbon commodities' like methanol ethanol and paraffins will be necessary - just like oil and gas today.

4 Discussion and conclusions

The research question of TNO's contribution to the work in the 3C-VaCS project is:

How can chemical conversion pathways in the Trilateral Chemical Region be reconfigured to enable resilient, non-fossil supply chains for sustainable consumer products, while building on existing chemical production infrastructure and reducing exposure to geopolitical risks?

In this section, we discuss this research question by its separate elements.

4.1 Sustainable consumer products

The objective for industry is to produce sustainable consumer products, as brought forward in Section 2.7.

To date, regulatory attention for the chemical industry has focused predominantly on greenhouse-gas emissions from the production phase. This has been pursued through CO₂ (and CO₂-equivalent) pricing, alongside mandates for energy-efficiency improvements, increased use of renewable electricity, and the adoption of green hydrogen. In effect, governments have mainly concentrated on prescribing **how** products should be produced. While this has driven important efficiency gains and innovation, it has also led industrial companies to rationalize global production activities in response to regulatory differences. Relocation of production and the risk of carbon leakage are rational outcomes of a framework that targets production emissions in isolation, rather than the sustainability of the product itself.

For carbon-based products, most notably organic chemicals such as plastics, this production-centric focus misses a critical part of the system. For these products, a major share of lifecycle CO₂ emissions, on the order of 60%, does not arise during manufacturing, but at end-of-life, when products are incinerated to recover their energy value. The energy obtained in this way, typically low-temperature heat or electricity, is of relatively low quality and should, in a sustainable future, be supplied by renewable sources such as wind or solar. From a chemical and thermodynamic perspective, incineration represents a full oxidation of carbon-based molecules, permanently destroying their molecular structure and the high-quality chemical energy embodied in them. Recreating this molecular quality, through carbon capture, hydrogen production, and synthesis, is energy-intensive and costly. From a systems viewpoint, therefore, incineration is a highly inefficient use of carbon and should be avoided wherever possible, as reflected in the Waste Framework Directive³⁴ that sets incineration below recycling.

To have sustainable consumer products, it may be more effective to shift the regulatory focus from production processes to product standards that reflect sustainability across the entire life cycle. Such an approach would complement the current approach of 'telling industry how to produce' with specifying **what** should be produced in sustainability terms. Once these

³⁴ DIRECTIVE 2008/98/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 19 November 2008 on waste and repealing certain Directives
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32008L0098>

boundary conditions are clear, industry is well positioned to reorganize supply chains, technologies, and business models to deliver compliant products at least cost and maximum value for consumers. In doing so, responsibility for sustainability moves closer to the point of consumption, explicitly acknowledging the shared responsibility of producers and consumers in shaping material demand and waste pathways.

Importantly, life-cycle-based product standards would also create a more level playing field for globally operating industries. Rather than regulating production locations, they would regulate products placed on the market, independent of where they are made. Such standards could, for example, be based on criteria like the absence of fossil carbon content, high circularity, or demonstrable long-term carbon retention. In this way, policy would align market incentives with system efficiency, preserving molecular value, reducing end-of-life emissions, and supporting a structural transition toward a circular, low-carbon industrial system.

To fully realize the embedded sustainability of these commodities, a distinct standard must be established to differentiate them from fossil-derived equivalents. These standards would capture the intangible value of low-carbon feedstocks - reflecting reduced lifecycle emissions, circularity, and preservation of molecular carbon - while ensuring that the sustainability claims are verifiable and enforceable. By formalizing this value through standards, markets can recognize and reward products that carry real system-level benefits, creating transparency for regulators, consumers, and industry alike, and providing a credible foundation for the scaling of circular and bio-based chemical and fuel production.

4.2 Non-fossil supply chains for both chemicals and for fuels

Carbon-based molecules remain indispensable for products both the chemicals and fuels sectors. Historically, these industries have evolved hand-in-hand, with the petrochemicals sector largely following the trajectory set by fuels production. Fossil fuels provided both the energy to drive chemical processes and the carbon feedstock for a vast array of synthetic molecules. This interdependence has defined industrial growth for over a century, making carbon the central nexus of energy and material production.

Looking forward, much of the fuel demand for mobility, heating, and industrial energy can and likely will be electrified, driven by breakthroughs in materials science that have made electricity generation, storage, and conversion increasingly cost-competitive and efficient. However, certain sectors, aviation, deep-sea shipping, and possibly some heavy-duty land transport, will continue to require carbon-based fuels due to their high energy density and storage advantages. Consequently, carbon-based molecules will remain a scarce and strategically important resource, needed simultaneously for both fuels and chemicals.

As both sectors pursue sustainability targets, they will inevitably compete for the same - sustainable carbon resources. Yet, this competition need not preclude collaboration and synergy. Significant synergies also exist in chemistry pathways that produce high-value molecules from renewable or waste carbon streams. Aligning the fuels and chemicals sectors around these pathways can preserve shared benefits while avoiding redundant investment in separate feedstock infrastructures. Current legislation determines which feedstocks are eligible for maritime and aviation fuels, e.g. plastic waste based fuels are not eligible. The consequences of this regulation for the effective co-development of fuels and chemicals industry needs to be assessed.

A natural first step is the establishment of integrated facilities that recover carbon from complex waste and biomass streams through pyrolysis, gasification, or other thermochemical conversion technologies. Early-generation facilities should focus on demonstrating the technical feasibility of integration between waste streams, conversion processes, and downstream chemical synthesis. Subsequent generations can improve carbon efficiency by incorporating hydrogen processing, unlocking higher-value molecules and enabling more flexible fuel and chemical production. These facilities form the backbone of supply chains that divert carbon from incineration, preserve its energy and chemical quality, and maximize its life-cycle value.

In terms of resource availability, for chemicals production alone, the countries of the TCR indicate a domestic requirement of roughly 18 Mt C. Potential feedstock sources include ~3 Mt C from waste streams and 30–50 Mt C from biomass, suggesting sufficient local capacity to satisfy chemical demand. Fuels, by contrast, will require multiples of this carbon volume, necessitating the development of global supply chains for sustainable methanol, ethanol, and paraffin-type molecules. Together, these strategies illustrate a joint opportunity for fuels and chemicals: leveraging the same sustainable carbon resources through integrated, circular, and system-optimized pathways, thereby preserving molecular value and advancing both industrial sectors toward net-zero futures.

4.3 Existing production infrastructure

The legacy production infrastructure of the Trilateral Chemical Region, and more broadly of the ARRR cluster, represents a strategic industrial asset, one that goes far beyond the value it provides to individual companies. It underpins the region's capacity to transform ambition into tangible outcomes, enabling society to achieve climate, circularity, and industrial policy goals without needing to start from scratch. The scale, integration, and connectivity of these assets, pipelines, reactors, storage, and logistics networks, are difficult and costly to replicate, giving the region a structural advantage in advancing sustainable chemistry.

A large portion of this infrastructure is fully functional, but also, crucially, largely paid off, meaning that the capital burden is low and the path to profitability is clearer when transitioning to sustainable feedstocks. Within the chemical industry's carbon supply chains, product-level sustainability can be realized by replacing fossil-derived olefins and aromatics with molecules sourced from waste streams and biomass. To make this transition viable, however, it is essential that the businesses operating these assets can capture a fair operational margin from the sale of sustainable products. Profitability is not an optional luxury, it is the mechanism that allows existing infrastructure to support the transformation while remaining financially sustainable.

It is true that producing olefins and aromatics from renewable or waste carbon will carry higher production costs than traditional fossil feedstocks. Yet it is claimed³⁵ that this increase translates only modestly to the consumer level, because a large share of the final product price comes from downstream manufacturing, branding, and distribution. In practical terms, the price impact for end consumers is often limited to a few percent, while society gains the full environmental benefit of carbon-efficient, circular products. This demonstrates a critical leverage point: the combination of legacy infrastructure, low capital burden, and the ability to integrate sustainable feedstocks allows the region to unlock system-level value - preserving

³⁵ <https://www.deloitte.com/content/dam/assets-zone2/nl/en/docs/industries/energy-resources-industrials/2025/Deloitte-EU-Demand-Creation-report.pdf>

molecular capital, reducing emissions, and delivering societal impact - without imposing prohibitive costs on consumers or loss of autonomy.

4.4 Reconfiguring the chemical industry

The chemical industry benefits from a high degree of integration, particularly through its extensive pipeline networks for olefins and aromatics, which means that the downstream operations of crackers require minimal reconfiguration to accommodate sustainability measures. At this stage - covering the final conversion of olefins and aromatics, as well as the production of chlorine and ammonia - electrification will be the primary lever for reducing fossil energy use. Advances in high-temperature electric heating, plasma, and renewable-powered electrochemical processes can replace much of the conventional natural-gas or coal-based energy, enabling a near-term decarbonization pathway without disrupting downstream flows.

The upstream end of chemical production, where feedstocks are prepared and integrated, is where most of the material reconfiguration occurs. Here, integration with fuels production can still be preserved, but in a “reverse” relationship: unlike today, where chemicals largely derive from fuels production, a substantial share of future fuels will be generated through synthetic chemistry, using molecules such as methanol and paraffins derived from waste and biomass, rather than fossil feedstocks. This preserves the synergies between chemicals and fuels sectors while enabling both to transition toward low-carbon, circular supply chains.

This upstream reconfiguration is anchored on three key commodity molecules: methanol, ethanol, and paraffins. Ethanol production is already largely bio-based, while methanol and paraffins can be synthesized from complex waste and biomass streams through pyrolysis and gasification, unlocking carbon that would otherwise be lost to incineration. These commodities form the building blocks for both chemical and fuel production, enabling a systemic, integrated approach to sustainable carbon utilization.

4.5 Exposure to geopolitical risks

Geopolitical risk is deeply embedded in the industrial production of chemicals, arising from a complex web of dependencies, concentrations, and strategic vulnerabilities. At its core, the industry relies on critical feedstocks and raw materials - fossil hydrocarbons, key minerals, or bio-based inputs - many of which are concentrated in a handful of countries. This creates a structural vulnerability: political instability, trade restrictions, or conflicts in those regions can ripple through chemical supply chains, affecting everything from plastics and fertilizers to pharmaceuticals.

The strategic importance of chemical products further amplifies these risks. Ammonia and chlorine, for instance, are essential for agriculture and public health, while polymers and solvents underpin countless industrial and consumer applications. Disruptions in production, whether from conflict, sanctions, or export controls, can quickly become matters of national and international concern.

Energy dependence compounds the challenge. Chemical production is notoriously energy-intensive, and reliance on fossil fuels or electricity from politically unstable regions creates additional exposure. Even the transition to low-carbon alternatives - green hydrogen, renewable electrification, or waste- and biomass-based feedstocks - can introduce new

geopolitical dimensions, given the need for rare metals, specialized technologies, and cross-border infrastructure.

Taken together, chemicals production is not merely an industrial activity - it is a geopolitically sensitive system, where feedstocks, energy, infrastructure, trade networks, and technology intersect. Mitigating these risks requires diversification, circularity, and resilience: reducing reliance on concentrated sources, integrating renewable and waste-based feedstocks, and leveraging existing infrastructure to maintain autonomy.

4.6 Conclusions

The reconfiguration of pathways in the chemical industry is first and foremost a systems challenge. Today, regulatory focus is largely on production-phase emissions, which has driven efficiency gains but leaves the majority of carbon impacts, particularly from end-of-life incineration, unaddressed. To move toward a truly sustainable chemical industry, the focus must shift to include product-level lifecycle impacts, capturing emissions, circularity, and molecular carbon value from production to disposal.

The pathway forward leverages the region's existing, and largely paid-off infrastructure, which allows downstream processes, such as cracking, polymerization, chlorine, and ammonia production, to adopt electrification and low-carbon energy with minimal disruption. Upstream, the transition requires integrating waste- and biomass-based feedstocks, producing methanol, ethanol, and paraffins through pyrolysis, gasification, and hydrogen-enabled synthesis, and enabling synthetic fuels. These measures preserve synergies between chemicals and fuels while unlocking circular, low-carbon supply chains.

Realizing this future also depends on embedding the value of sustainability into markets. Sustainable feedstocks currently carry higher production costs, but when translated through the value chains of consumer products, the price impact is modest. By establishing verifiable product standards that distinguish sustainable from fossil-derived molecules, policy can make embedded sustainability tangible, incentivize innovation, and reward circular, low-carbon production.

Finally, the pathway requires resilience against geopolitical and supply-chain risks, through diversified feedstocks, renewable energy integration, and strategic use of regional industrial clusters like the Trilateral Chemical Region. By combining lifecycle-focused regulation, infrastructure leverage, feedstock transition, market recognition, and systemic resilience, policymakers can enable the chemical industry to meet society's needs in a sustainable, economically viable, and geopolitically robust way, laying the groundwork for actionable policy recommendations that align industrial strategy with climate and circularity objectives.

5 Recommendations

The reconfiguration of pathways in the chemical industry is ultimately about enabling the global industry to realize society's ambitions for sustainable products through using non-fossil resources. Today, regulatory attention focuses largely on production-phase emissions, which has driven efficiency improvements but leaves the broader system - particularly end-of-life impacts and lifecycle carbon - largely unaddressed.

5.1 Leverage industry's nature through a business-oriented framework

Current policies that focus primarily on mandating how industry should produce often generate unintended side effects, while the ultimate sustainability goals remain elusive. A more effective approach is to enable the transformation through a framework that leverages industry's capabilities to excel, innovate, and compete, rather than constrain it. To achieve the desired transformation, industry must operate in a framework that combines three critical enablers.

- Markets must value sustainable products. The intangible benefits of embedded sustainability, reduced emissions, circular feedstocks, and preserved molecular carbon, need to be recognized, quantified, and rewarded. Verifiable product standards allow producers to capture the economic value of responsible production, creating a market signal that aligns profitability with societal goals.
- Industry must have reliable access to energy and non-fossil carbon feedstocks. This includes waste, biomass, renewable hydrogen, and CCS infrastructure, enabling production at scale without reverting to fossil dependence. A secure, diversified supply of low-carbon resources is essential for both chemical and fuel pathways and for maintaining global competitiveness.
- The transition requires facilitation through permitting, infrastructure, and clean-energy availability. Streamlined permitting, coordinated infrastructure development, and predictable access to renewable electricity allow plants, integrated hubs, and upstream facilities to be deployed efficiently and cost-effectively, minimizing bottlenecks and accelerating system-wide adoption.

By addressing these three pillars, policymakers can unlock the full potential of the chemical industry to deliver on society's ambitions: preserving molecular value, reducing lifecycle emissions, leveraging existing industrial assets, and enhancing resilience against geopolitical and supply-chain risks. This approach provides a clear bridge from system-level analysis to actionable policy, ensuring that sustainability becomes not only a societal imperative but also an economically viable and operationally achievable reality.

5.2 Effective framework interventions require structured public information

Change in the chemical industry, and in industrial production more broadly, requires investment, and from a business perspective, only products are investable. Capital flows to opportunities where returns can be realized, which makes it essential to understand how businesses perceive product opportunities and how markets for these products are organized. Three fundamental principles ultimately define how change progresses in the system:

- Global product markets are the primary organizers of supply and demand. Industrial production tends to follow where these markets naturally develop, reflecting both the scale of demand and the logistics of distribution.
- Businesses retain freedom to choose where they do not operate production plants. Decisions to locate, expand, or withdraw production are driven by competitiveness, regulatory frameworks, and access to feedstocks and energy.
- Government interventions adjust conditions to align industrial activity with strategic objectives. Rather than exerting direct control over production decisions, policy should primarily focus on shaping incentives, mitigating externalities, and ensuring the availability of critical capabilities within their jurisdictional boundaries.

Acknowledging the above principles, the precision of interventions determines the success of sustainability policies, and accurate information is the foundation of effective control. The main policy levers to intervene include:

- Pricing undesirable externalities, such as CO₂ emissions, to steer markets toward lower-impact alternatives.
- Subsidies, whether one-off capital expenditure (CAPEX) support or sustained operational expenditure (OPEX), to drive strategic objectives, such as the scaling of sustainable feedstocks or maintaining local production capabilities.
- Mandates for product use, which create lead markets for sustainable goods and allow the additional costs to be passed on to end consumers, as is already seen with bio-component requirements in fuels.

For industrial businesses, the supply options in product markets form the basis of their survival and growth. A critical gap today is the absence of a harmonized public repository of supply options, detailing available feedstocks, conversion technologies, and capacity across regions. Such a repository would allow policymakers to assess how pricing, subsidies, and mandates impact the competitiveness of local production, and to anticipate the system-level effects of interventions before implementation.

As sustainability becomes a recognized feature of products, it is equally essential to measure, monitor, and verify compliance. This requires advanced analytical tools, traceability solutions, and digital tracking systems capable of following sustainability claims throughout complex supply chains, ensuring that market signals are grounded in reality.

Moreover, analysis of global trade trends provides insight not only into how businesses organize industrial production, but also into how geopolitical actors position themselves to influence global flows of energy, feedstocks, and products. In a world where supply chains are tightly interconnected, this intelligence is critical for proactive, strategic policymaking.

Looking forward, governments aiming to lead rather than react should consider developing a digital twin of industrial production infrastructure. Such a model would simulate feedstock flows, product markets, and technological options, enabling scenario analysis, rapid response to shocks, and precise targeting of interventions to maximize sustainability, economic competitiveness, and resilience.

5.3 Suggested areas for further research

This work has explored the technical and systemic possibilities for the de-fossilisation of carbon-based chemicals and fuels. However, technological feasibility alone is insufficient to drive change. Transition pathways in the chemical industry are ultimately shaped by investment decisions, and capital will only be allocated to solutions that can deliver competitive products under realistic market conditions.

From this perspective, policy makers may benefit from viewing the transition not primarily as the cumulative outcome of incremental regulatory measures, but as a fact-based, system-level process aimed at achieving credible long-term objectives while engaging constructively with market forces. Against this background, several areas emerge where further research and policy-relevant analysis would materially strengthen the foundations for an effective and durable transition:

- **Sustainability as a product differentiator**, including the development of credible markets for low-carbon and circular chemical products
- **Measurement, monitoring, and verification of product sustainability**, enabling transparency, comparability, industry standards and trust across value chains
- **Vulnerability and resilience of chemical value chains**, including exposure to feedstock scarcity, geopolitical risks, and infrastructure dependencies
- **Industrial investment and divestment dynamics** in global chemical supply chains, and their implications for regional competitiveness
- **Future synergies between the fuels and chemicals industries**, particularly in the context of shared feedstocks, infrastructure, and conversion platforms
- **Financing of First-of-a-Kind (FOAK) capital projects**, including risk-sharing mechanisms and the role of public-private partnerships
- **Cost of sustainability**, including cost pass-through along value chains and the resulting impacts on consumer prices and demand
- **Supply chains of critical chemicals and their strategic importance** for the economic security and industrial resilience of the European Union

Together, these research directions point to the need for an integrated understanding of technology, markets, and policy. Such an understanding is essential to ensure that the transition toward sustainable chemical production strengthens, rather than erodes, the long-term competitiveness and strategic autonomy of the chemical industry in the Trilateral Chemical Region and beyond.

Appendix A

Public data on chemicals production and trade in the trilateral chemical region

Marcelle Senekal, Frank Wubbolts

TNO, The Netherlands

To understand dependencies and potential vulnerabilities of the chemical industry supply chains, and to develop effective mitigation strategies, it is important to gain visibility on supply and demand flows, as well as interconnections, of key chemicals and feedstock fulfilled both from local production and from global trade.

- Which sections of the TCR/European supply chain may be most vulnerable to disturbances caused by parallel transitions.
- How 'sustainability' can propagate along the supply chain from resources towards consumer products through the TCR/European asset-base of the global chemical industry.
- How the TCR can organize its feedstock to fulfil regional demand for critical fuels and chemicals through supply from local production and trade.

Therefore this work made an attempt to gather public data and present a picture of the chemical industry in the TCR, with specific attention placed on The Netherlands.

- Fossil feedstock origin and uses in a reference year (2019).
- Installed nameplate capacities of chemicals production (2019-2022).
- Chemicals production in a reference year (2019).
- Trade of chemicals in a reference year of TCR regions between themselves, with the Rest of Europe and the Rest of World in a reference year (2019).

Data collection ambition

The table below shows the data collection ambition, which could only partially realised due to lack of reliable data and time constraints.

Products		Trade			Actual production			Production capacity								
		NL	F	NRW	NL	F	NRW	NL	F	NRW						
	C2=		(Country)			(Country)	Country / conf									
	C3=		(Country)			(Country)	Country / conf									
	C4=/==		(Country)			(Country)	Country / conf									
	B		(Country)			(Country)	Country / conf									
	T		(Country)			(Country)	Country / conf									
	X		(Country)			(Country)	Country / conf									
	NH3		(Country)			(Country)	Country / conf									
Feedstock		Trade			Production / Availability			Use for chemicals			Use for energy			Use for feed		
		NL	F	NRW	NL	F	NRW	NL	F	NRW	NL	F	NRW	NL	F	NRW
Classic feedstock	Naphtha		(Country)	Country		Country & ?	Country		Country & ?	Country		Country & ?	Country			
	NGL		(Country)	Country		(Zero)	(Zero)		(Zero)	(Zero)		(Zero)	(Zero)			
	LPG		(Country)	Country		Country & ?	Country		Country & ?	Country		Country & ?	Country			
Fossil-based	Fossil Methanol		(Country)	Country		(Country)	Country									
Circular commodities	c/e-Methanol															
	r-Ethanol		(Country)	Country		(Country)	Country									
	r/c-Paraffins															
	UCO, black liquor, others	Probably known	Probably known	Probably known	Probably known	Probably known	Probably known									
Circular (waste)	C2= based polymers		Country	Country		Unknown	(Report?)	(zero)	(zero)	(zero)	Need to find	Need to find	Need to find			
	C2Ph= based polymers		Country	Country		Unknown	(Report?)	(zero)	(zero)	(zero)	Need to find	Need to find	Need to find			
	VCM based polymers		Country	Country		Unknown	(Report?)	(zero)	(zero)	(zero)	Need to find	Need to find	Need to find			
	Other plastics		Country	Country		Unknown	(Report?)	(zero)	(zero)	(zero)	Need to find	Need to find	Need to find			
Renewable (bio)	Agricultural residues	2019, country	2019, country	2019, country		Country	Country	(zero)	(zero)	(zero)	CBS, available	Probably known	Probably known	CBS, available	Unknown	Unknown
	Manure	2019, country	2019, country	2019, country		Country	Country	(zero)	(zero)	(zero)	CBS, available	Probably known	Probably known	CBS, available	Unknown	Unknown
	Biowaste	2019, country	2019, country	2019, country		Country	Country	(zero)	(zero)	(zero)	CBS, available	Probably known	Probably known	CBS, available	Unknown	Unknown
	Lignocellulosic crops	2019, country	2019, country	2019, country		Country	Country	(zero)	(zero)	(zero)	CBS, available	Probably known	Probably known	CBS, available	Unknown	Unknown
	Wood	2019, country	2019, country	2019, country		Country	Country	(zero)	(zero)	(zero)	CBS, available	Probably known	Probably known	CBS, available	Unknown	Unknown
	Forestry residues	2019, country	2019, country	2019, country		Country	Country	(zero)	(zero)	(zero)	CBS, available	Probably known	Probably known	CBS, available	Unknown	Unknown
	Secondary forestry residues	2019, country	2019, country	2019, country		Country	Country	(zero)	(zero)	(zero)	CBS, available	Probably known	Probably known	CBS, available	Unknown	Unknown
	OF-MSW	2019, country	2019, country	2019, country		Country	Country	(zero)	(zero)	(zero)	CBS, available	Probably known	Probably known	CBS, available	Unknown	Unknown
	Residual oils	2019, country	2019, country	2019, country		Country	Country	(zero)	(zero)	(zero)	CBS, available	Probably known	Probably known	CBS, available	Unknown	Unknown

Table with targets for data collection on:

- (1) Basic chemicals, intermediates and chemical products and their trade, production and production capacity
- (2) Classic feedstock trade, extraction & production and competing use for chemical, energy
- (3) Renewable and circular commodities production, trade and use
- (4) Circular complex feedstocks trade, production and their use for chemicals, energy and feed → see [Appendix B](#)
- (5) Renewable complex feedstocks and their use for chemicals, energy and feed → see [Appendix C](#)

The public data sources

The consulted public data sources for feedstock and chemicals production were:

	Installed production capacity	Production	Trade
The Netherlands	MIDDEN reports ³⁶	PRODCOM	COMTRADE
North Rhine Westphalia	Wuppertal Institute reports ^{37, 38}	PRODCOM	COMTRADE
Flanders	VITO, ESSENSCIA	PRODCOM	COMTRADE

The PRODCOM database from Eurostat on the production of manufactured goods is based on data from national statistics offices. Data gaps are present when insufficient independent data points are available, as this would reveal proprietary data that is of commercial interest to chemical businesses.

UN COMTRADE international trade data on a bilateral country-level is based on data from national statistics offices. In principle, export and import data between countries should match, but it is known that this is not always the case. Harmonized data-sets are available, such as BACI, but those were not yet used for this work.

MIDDEN reports are the result of a project between TNO and PBL between 2019 and 2022 where public data was collected and interviews with companies were held and reported on segments of the Dutch industry with obligation to report its CO₂ emissions. The work reports on the current processes and origins of CO₂ emission and investigates technical interventions to reduce those emissions.

The Wuppertal Institute reports provide maps of chemical industry clusters in Germany, Netherlands and Belgium. These reports analyse how the current clusters operate, from naphtha to products. The study has detailed information on the current products, production capacities, resource and product exchange, infrastructure and energy demand.

The result of our data analysis

We did not manage to realise our ambition as we had envisioned it from the start within the anticipated timeframe and budget. This is mainly due to unavailability and inconsistency of data. We report below on our incomplete findings in the form of Sankey diagrams:

- (1) Installed production capacities from the cracker to intermediates
 - (2) Estimated production combined with trade for 2019
 - (3) Fossil feedstock supply and end-use in chemicals for 2019
- ➔ This incomplete and unfinished work should however show what analysis of public data may contribute to understanding the complexity of the chemicals industry, the dependencies, and the importance of global supply chains.

³⁶ <https://www.pbl.nl/en/middenweb>

³⁷ Scholz, A., Schneider, C., Saurat, M., & Theisen, S. (2023): Das petrochemische System in Deutschland und Westeuropa: Regionale Analyse der Polymer-Produktion in Deutschland, den Niederlanden und Belgien ; Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt "Green Feedstock for a Sustainable Chemistry - Energiewende und Ressourceneffizienz im Kontext der dritten Feedstock-Transformation der chemischen Industrie", Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal.

³⁸ Scholz, A., Theisen, S., Schneider, C., & Kloos, Y. (2024). Structural analysis of petrochemical clusters in Germany: What can be learned for the transformation towards climate-neutrality? Journal of Business Chemistry, 21(1), 2–27.

- ➔ The raw data is not published here and may be made available upon request to TNO
- ➔ We feel encouraged to enrich and extend the data-sets so that they may in the future highlight trends and dependencies

(1) Installed nameplate production capacities of the chemical industry in the TCR

Maps were produced of the Dutch chemical industry by combining data from different reports on the sections of the chemical industry.

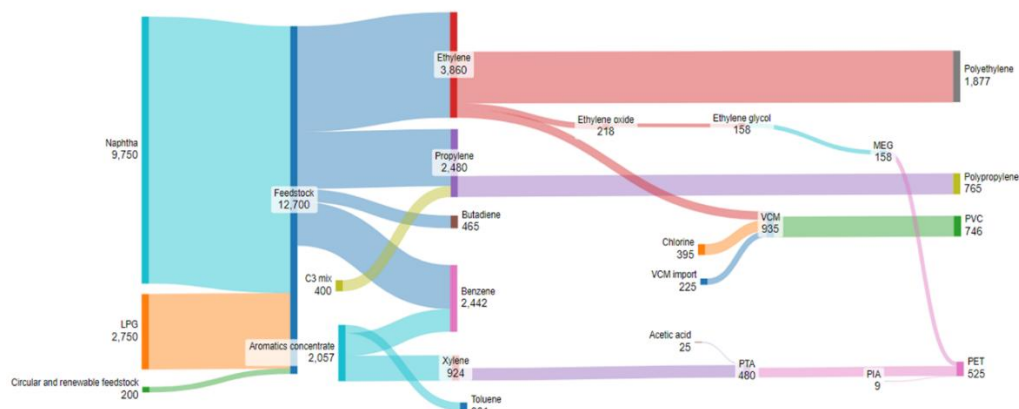


Figure A.1: Installed production capacities for chemicals in **The Netherlands 2018** (based on data from MIDDEN Decarbonisation Options for Large Volume Organic Chemicals Production reports)

For German, Dutch and Belgian industry clusters the Wuppertal institute studies ^{37,38} have collected the products and production capacities in Sankey diagrams. These studies focus on the clusters, but have less detail on how the production relates to global trade flows. Access to the underlying data, which is with the Wuppertal Institute, would have been very valuable to pursue the approach that we have in mind. The figure below shows the Sankey diagram for polymer production in Germany, as an example.

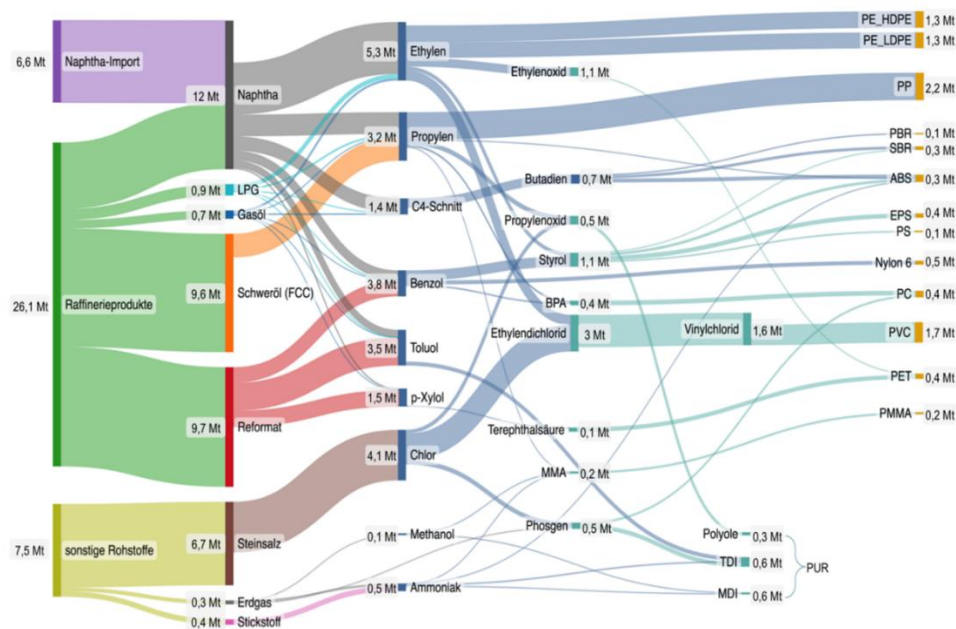


Abb. 2-2 Sankey-Diagramm zur Polymerproduktion in Deutschland. Die Werte entsprechen modellierten Produktionsmengen im Jahr 2018.

Figure A.2: Modelled production for chemicals in **Germany 2018**, Wuppertal Institut³⁷ 'Das petrochemische System in Deutschland und Westeuropa: Regionale Analyse der Polymer-Produktion in Deutschland, den Niederlanden und Belgien ; Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt.'

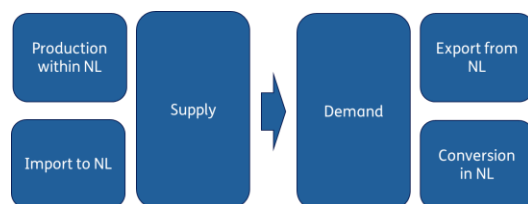
[Insufficient data to produce a graph]

*Installed production capacities in **Belgium** (representative for Flanders)*

(2) Production and Trade

This Sankey diagram below combines the production and trade of selected chemicals in The Netherlands. The production has been scaled to represent an estimated 50% capacity utilisation derived from the naphtha use by the petrochemical industry in 2019 and installed capacities.

Each chemical in the chain is either produced domestically or imported, and exported or converted in the selected region. This is shown in the figure below:



This model has been applied to the selected chemicals in the scope of this study. In the figure below, from left to right, the cracker input of naphtha and LPG (light blue) is converted into olefins and aromatics. These in turn are either exported or converted. To truncate the Sankey diagram all further conversions that are not displayed are collected in 'NL conversion' on the bottom right.

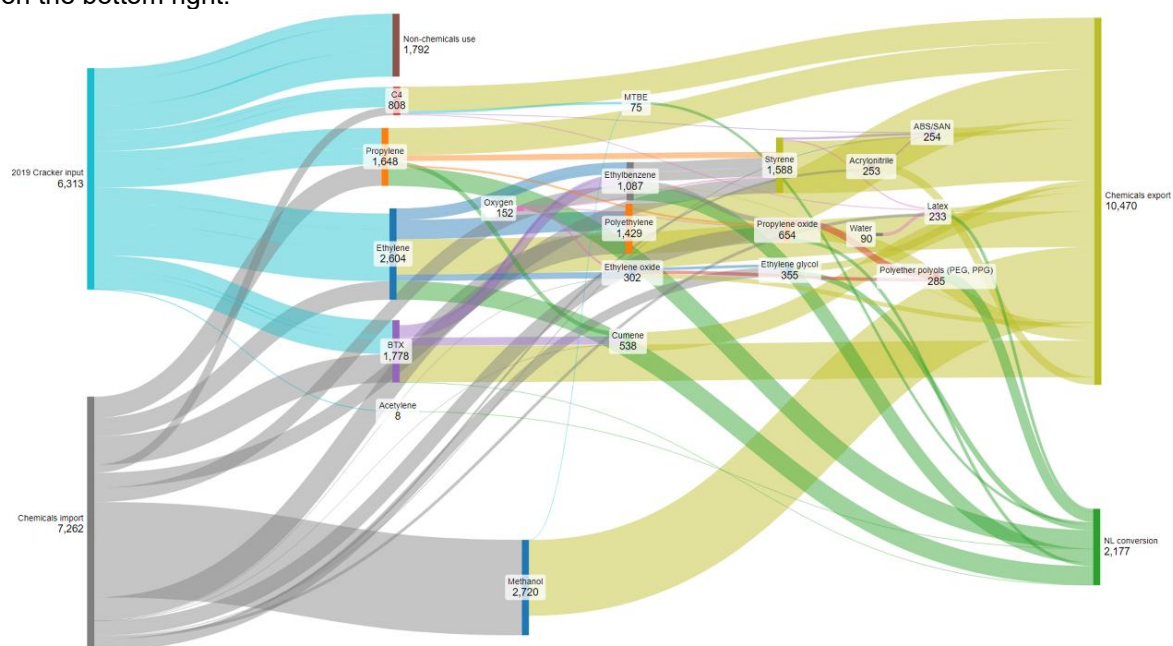


Figure A.3: Production and trade of chemicals in 2019 (ktpa) in the **Dutch chemical industry** (based on data from MIDDEN reports and CBS statistics)

For most chemicals, the intake of the production operations is a combination of local production and significant import flows. The system is highly interconnected, which provides all a combination security of supply and security of demand. The diagram highlights that the Netherlands is generally a net-exporter of chemical products.

[Insufficient data on production, data-gaps in PRODCOM, nameplate capacity not available]

Production and trade of chemicals in 2019 in the **German chemical industry** (not NRW)

[Insufficient data, data-gaps in PRODCOM, nameplate capacity not available]

Production and trade of chemicals in 2019 in the **Belgian chemical industry** (representative for Flanders)

(3) Fossil Feedstock Production and Trade

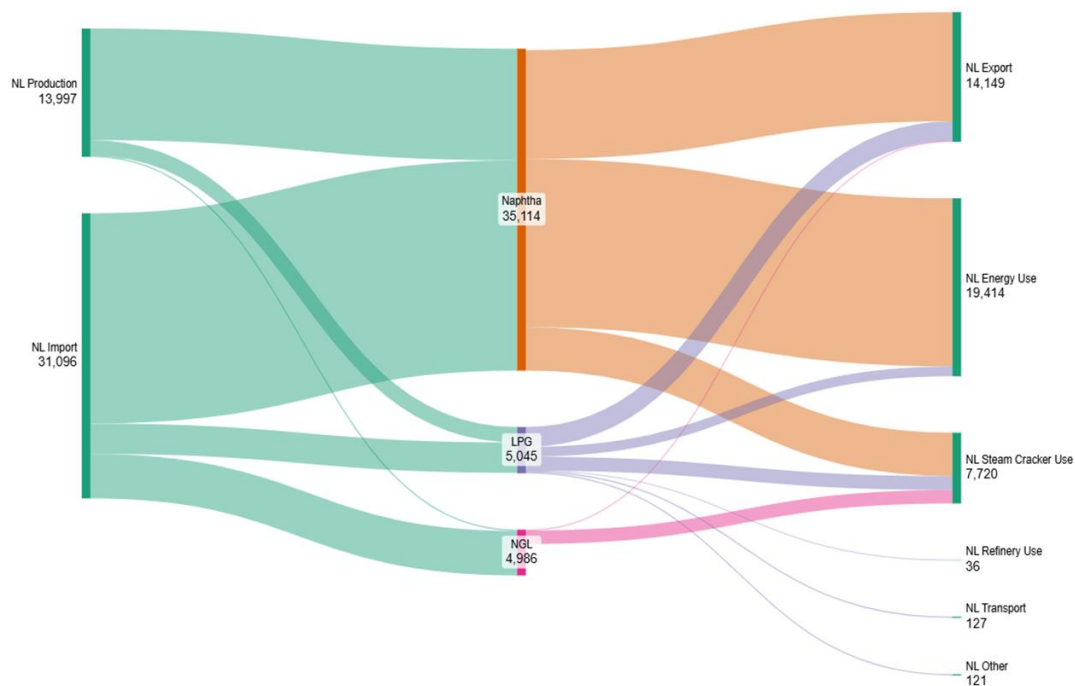


Figure A.4: Fossil feedstock production and trade in **The Netherlands 2019** (based on data from CBS)

Despite The Netherlands importing and trading significantly higher volumes of fossil-based feedstock than Germany and Belgium, only a small portion of the fossil-based feedstock in the Netherlands is used as feedstock by the petrochemical sector. This substantiates its position as a trading hub.

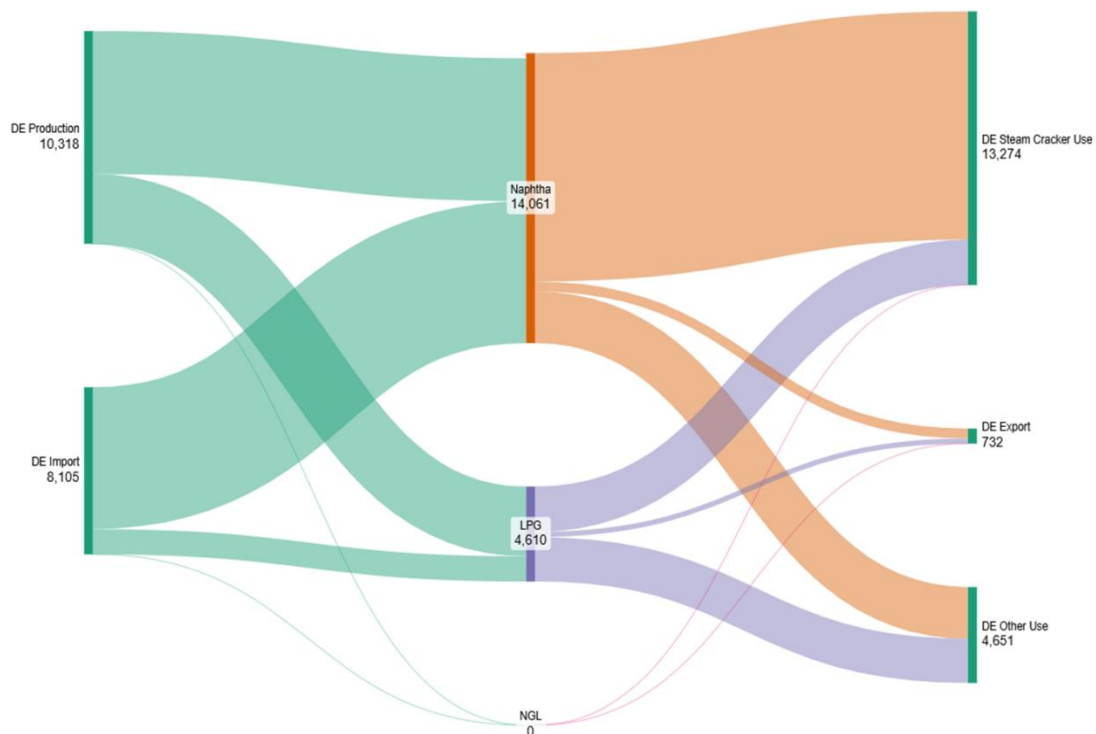


Figure A.5: Fossil feedstock production and trade in **Germany 2019** (based on data from BAFA)

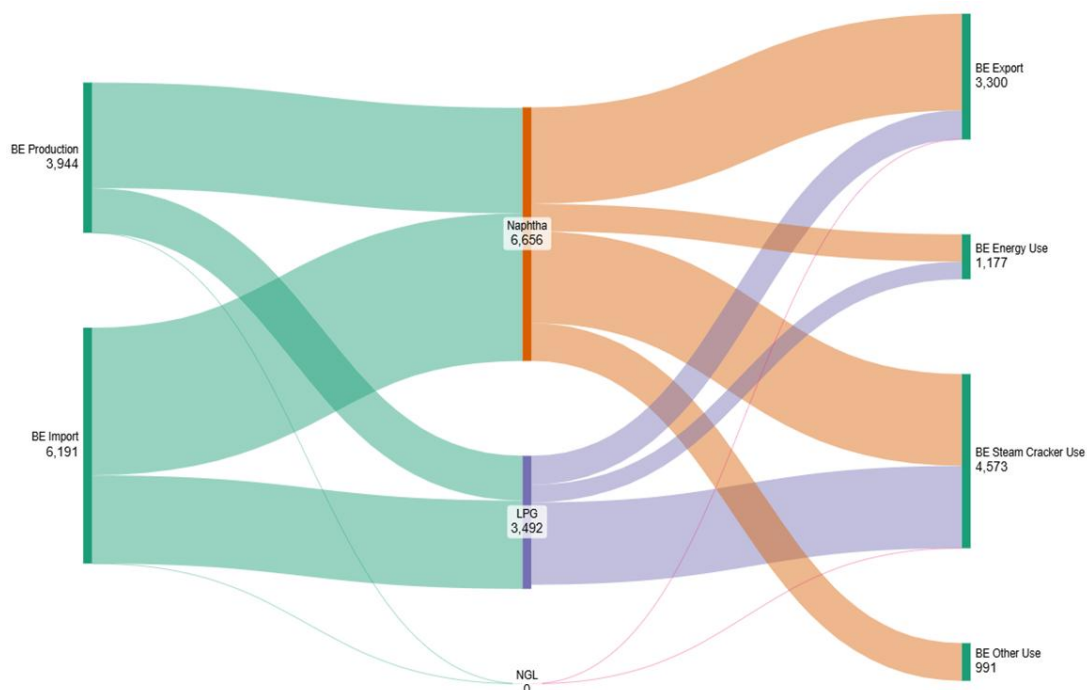


Figure A.6: Fossil feedstock production and trade in **Belgium 2019**, representative for Flanders (based on data from UN Datamarts and Eurostat)

Appendix B

Plastic waste availability in the trilateral region

Tonny Manalal, Marcelle Senekal, Frank Wubbolts

TNO, The Netherlands

In this chapter, the availability of plastic waste as alternative feedstock in the trilateral region of Netherlands, Germany and Belgium is discussed. The different types of waste within each category are identified and the production potential of the regions are also discussed.

To study the plastic waste availability in the region, the types of plastic waste, plastic production, exports and waste handling data were collected and analyzed. The data for the plastics flows is based on publications with varying basis year (in the range of 2022 to 2023). As the information with the same basis year could not be attained, the flow from these publications are used and the analysis is based on this approximation.

Plastics can be categorized as thermoplastics and thermosets, based on their thermophysical properties as shown in Table 1. Thermoplastics are plastics which becomes pliable at elevated temperature and solidifies upon cooling while thermosetting plastics (thermosets) are plastics which cannot be melted and re-shaped after they are cured. Understanding this categorization is important because all the plastic waste cannot be chemically recycled using just one technology due to the differences in the thermophysical properties and based on the type of plastic waste, different chemical recycling technologies might be required. As thermosets cannot be melted again, they cannot be effectively used for pyrolysis or hydrothermal liquefaction while thermoplastics can become tacky in nature upon melting which can sometimes create challenges for gasification. ¹ The detailed discussion on different plastic recycling technologies are explained in the plastic waste to olefins and aromatics route Appendix document.

Table B.1: Examples of thermoplastics and thermosets

Thermoplastics	Thermosets
Acrylonitrile butadiene styrene	Cyanate esters
Nylon (Polyamide)	Polyester resin
Polyacrylic acids	Epoxy resin
Polybenzimidazole	Vulcanised rubber
Polycarbonate	Bakelite
Polyether ether ketone	Melamine resin

Thermoplastics	Thermosets
Polyether sulfone	Duroplast
Polyetherimide	Diallyl-phthalate
Polyethylene (UHMWPE, HDPE, MDPE, LDPE, LLDPE)	Epoxy novolac resins
Polylactic acid	Polyurethanes
Polymethyl methacrylate	Polyimides and bismaleimides
Polyoxymethylene	Urea-formaldehyde
Polyphenylene sulphide	Benzoxazines
Polypropylene	Furan resins
Polystyrene	Silicone resins
Polyethylene terephthalate (PET)	Thiolite
Polytetrafluoroethylene (Teflon)	Vinyl ester
Polyvinyl chloride	
Polyvinylidene fluoride	

Note: In black thermoplastics with only carbon and hydrogen in molecular structure and in violet thermoplastics with other impurities like sulfur, chlorine and nitrogen.

The purpose of the analysis was to get a snapshot of the plastic flows. The plastic consumption is included as packaging, building & construction, electrical & electronics, houseware, leisure and sports, agriculture, farming & gardening and others. The concept of stock is included in the Sankey diagram as accumulation and unknown, as they are not reported clearly in the references.

1. The Netherlands

The plastic production, export, usage and waste recycling information for the Netherlands were collected from the 'Conversio' report "Substantiation of data for polymer production and processing in the Netherlands" and Circular Plastics NL report "Navigating Volumes and Value Chains Towards Circularity" with the basis year of 2022 elaborated for Netherlands Enterprise Agency (Rijksdienst voor Ondernemend Nederland, RVO)^{2,3}. The plastic waste incineration information was based on 2022 data from the Circular Plastics NL report "Navigating Volumes and Value Chains Towards Circularity"³. The plastic waste export information was based on the 2023 data from the Statista database "Plastic waste exports from the Netherlands in 2023, by destination"⁴. The data from these reports and databases were mapped and analysed to understand the plastic flow in the Netherlands. Due to data limitations, the information from these different studies with varying basis year is used and the potential error or discrepancy in the flows due to the differences in studies and basis years are not analysed in this study.

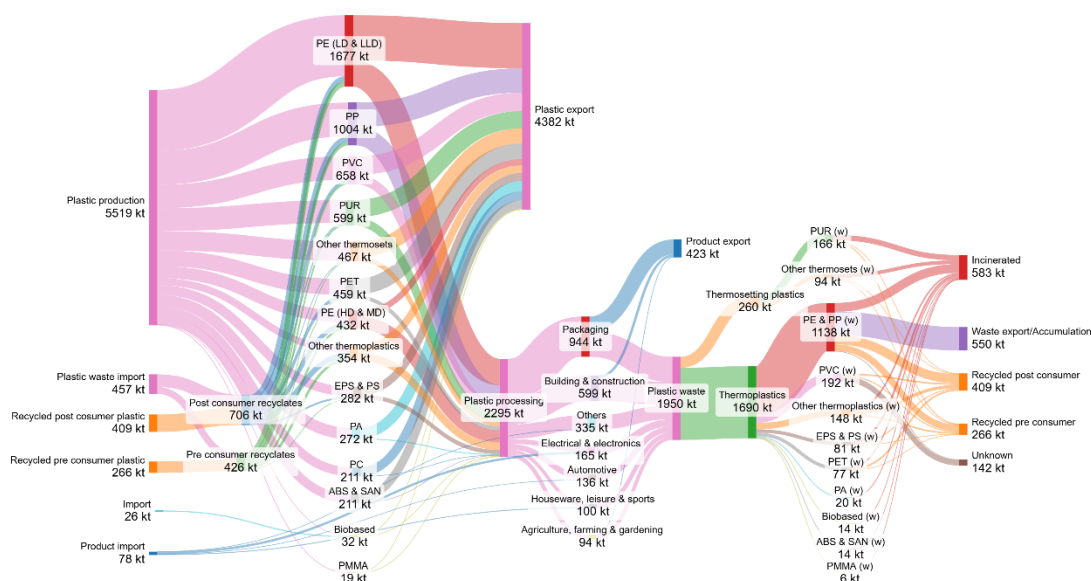


Figure B.1: Plastics flow in the Netherlands

The Netherlands produces around 6.7 million tonnes of raw plastic² as shown in **Figure B.1**. About 17% of plastics are produced from recycled plastic waste (i.e., mechanical recycling). Polyolefins like polyethylene and polypropylene account for about 47% of the total produced plastics. In 2022, only 2.3 million tonnes of plastic² (i.e., 34% of the produced plastic) was processed, 1.95 million tonnes (i.e., 29% of the produced plastic) used within the Netherlands out of the 6.7 million tonnes and the rest was exported. Thus, majority of the plastic production in the Netherlands is export oriented, which undermines the potential of chemical recycling. As of now, only 457 kt plastic waste is imported compared to the 4805 kt plastic or polymer product export.² The major uses of plastics are packaging (41% of total usage) and buildings & construction (26% of total usage).²

Around 1.95 million tonnes of plastic waste is consumed in the Netherlands and 86% of the total plastic waste is thermoplastics.² The plastic waste can be further classified as pre-consumer waste and post-consumer. Pre-consumer plastic waste is easier to recycle than post-consumer plastic waste as it is purer and typically uncontaminated. Pre-consumer plastic waste are generated during manufacturing from offcuts and trimmings while post-consumer plastic wastes comes from consumers after their end-of-life often in mixed and contaminated manner. Therefore, understanding these classification is important for realizing the potential and challenges of chemical recycling. Based on the data, the pre-consumer plastic waste of 266 kt is recycled in the Netherlands. About 1103 kt of the post-consumer plastic waste is collected and processed in the Netherlands.^{2–6} The end-of-life waste disposal for PVC polymers is not well documented in the references and it is classified as unknown in this study. The collected plastic waste, (the thermoplastics and thermosets) are currently sent for recycling, incineration or export. Around 409 kt of plastic waste is recycled², 583 kt is incinerated³ and 550 kt is accumulated (in stock) or exported⁴ in the Netherlands.

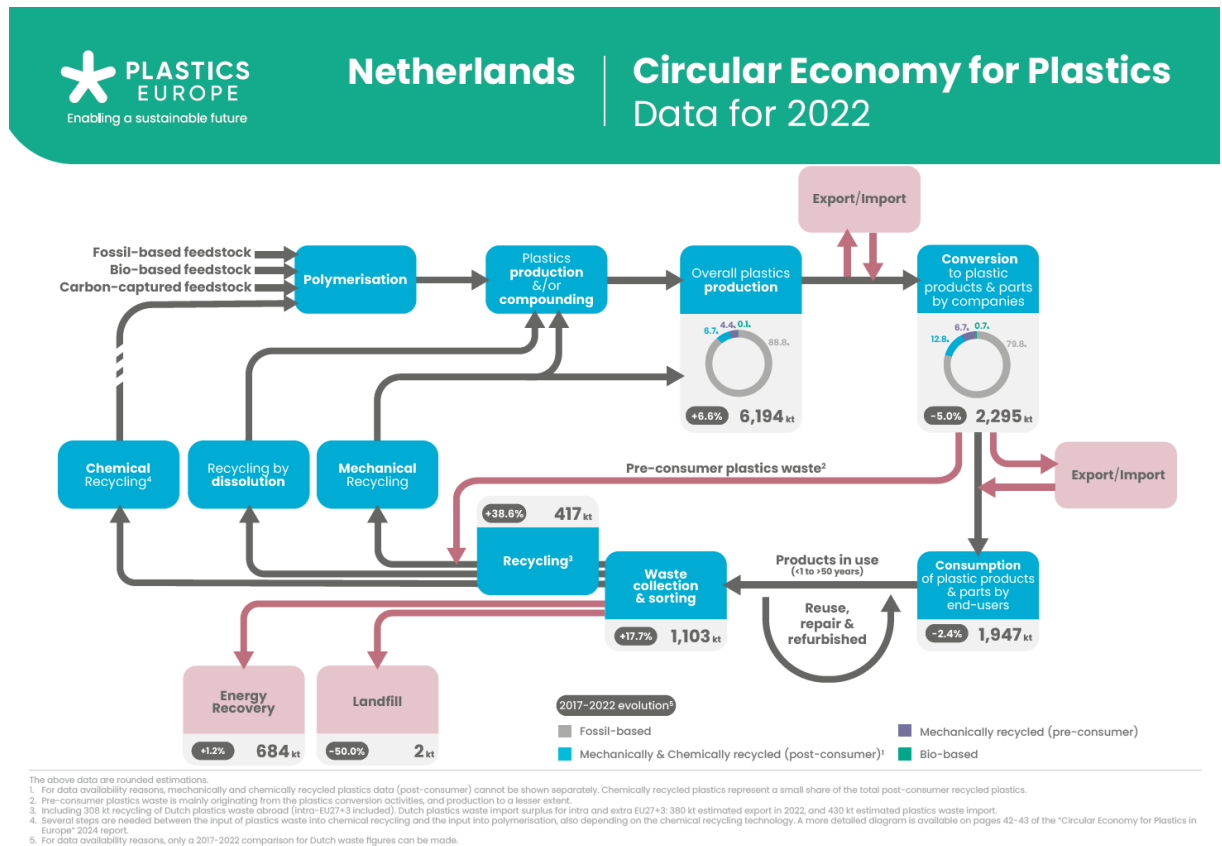


Figure B.2: Plastic flow in the Netherlands as per Plastics Europe data for 2022⁷

Figure B.2 shows the plastic flow in the Netherlands as per Plastics Europe data for 2022. The comparison between **Figure B.1** and **Figure B.2**, shows that the plastic flow data is similar with slight variations in energy recovery and waste export data. **Figure B.2** also provides better understanding of the waste collection rate, which shows the actual potential of plastic waste is lower due to stockpile and uncollected waste.

The insights from the plastic flow analysis (which includes production, usage, and waste disposal) are:

- Almost 65% of the plastics produced in the Netherlands is exported to other countries as product. So, we only have 35% remaining with which we can never close the plastic recycling loop, unless we import that plastic waste or equivalent pyrolysis oil.
- About 86% of the plastic waste is thermoplastics while 14% is thermosetting plastics in the Netherlands. About 23% is PVC and Thermosets, which cannot be used for pyrolysis. About 35% plastic waste is already mechanically recycled.
- One of the aspect which cannot be seen in the Sankey diagram is the quality of the collected plastic waste. Currently, plastic waste which cannot be sorted and cleaned is sent to incineration. So creation of proper sorting mechanism and policies, to prevent the contamination and export of plastic waste, will be critical for encouraging chemical recycling facilities in the Netherlands.

2. Germany

The plastic production, export, usage and waste recycling information for Germany were collected from the 'Conversio' report "Conversio Market & Strategy GmbH. Stoffstrombild Kunststoffe in Deutschland 2023: Zahlen Und Fakten Zum Lebensweg von Kunststoffen" with

the basis year of 2023.⁸ The plastic waste export information was based on the 2024 data from the Basel action network report “Germany export data annual summary”.⁹ The data from these reports and databases were mapped and analysed to understand the plastic flow in Germany. Due to data limitations, the information from these different studies with varying basis year is used and the potential error or discrepancy in the flows due to the differences in studies and basis years are not analysed in this study.

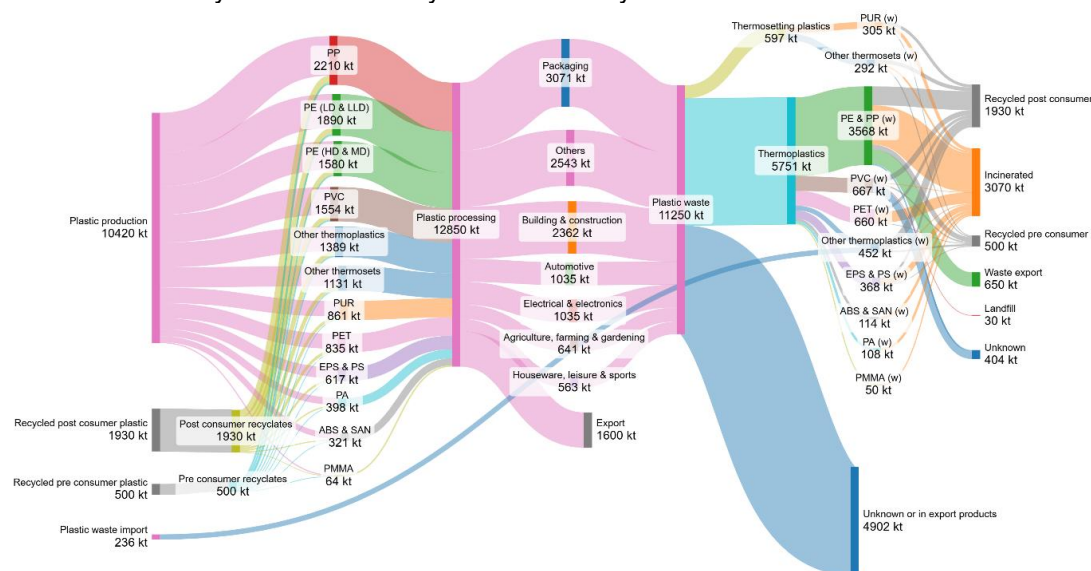


Figure B.3: Plastic waste availability in Germany

Germany produces around 12.85 million tonnes of plastic as shown in **Figure B.3**. About 19% of plastics are produced from recycled plastic waste. Polyolefins like polyethylene and polypropylene account for about 44% of the total produced plastics. In 2023, only 1.6 million tonnes of raw plastic (i.e., 12% of the produced plastic) is exported from Germany out of the 12.85 million tonnes and the rest is used and further converted locally. The major share of usage of plastics is for packaging (27% of total usage), buildings & construction (21% of total usage), automotive (9% of total usage) and electrical & electronics (9% of total usage). There is a high mismatch in the data regarding the quantity of plastic produced and plastic waste collected in Germany. This could be due to Germany being a product export-oriented country, majority of the plastic products in Germany might be sold abroad, which makes recycling highly challenging. As of now, 6348 kt plastic is collected in Germany while about 4902 kt plastic is unknown or accumulated or in export products and only 236 kt plastic waste is imported.

Thus, around 6.3 million tonnes of plastic waste are collected in Germany and 91% of the total plastic waste is thermoplastics. It is assumed that, all the collected non-recycled fraction of thermosets are incinerated, while the collected non-recycled fraction of thermoplastics is incinerated, landfilled, or exported. The end-of-life waste disposal for PVC polymers is not well documented in the references and it is classified as unknown in this study.

For analyzing, the olefin and aromatic production potential from plastic waste in Germany, it can be assumed that all the non-recycled thermosets (like PUR, PET, PA, ABS, SAN, biobased, PMMA and other thermosets) are available for gasification due to its incompatibility with pyrolysis. While all the non-recycled thermoplastics (like PE, PP, EPS, PS and other thermoplastics), except PVC, can be assumed to be available for pyrolysis. The chemical

recycling of thermoplastics like PVC is recommended to be considered standalone due to the complexity of dealing with chlorides, fluorides and sulfides in the streams.

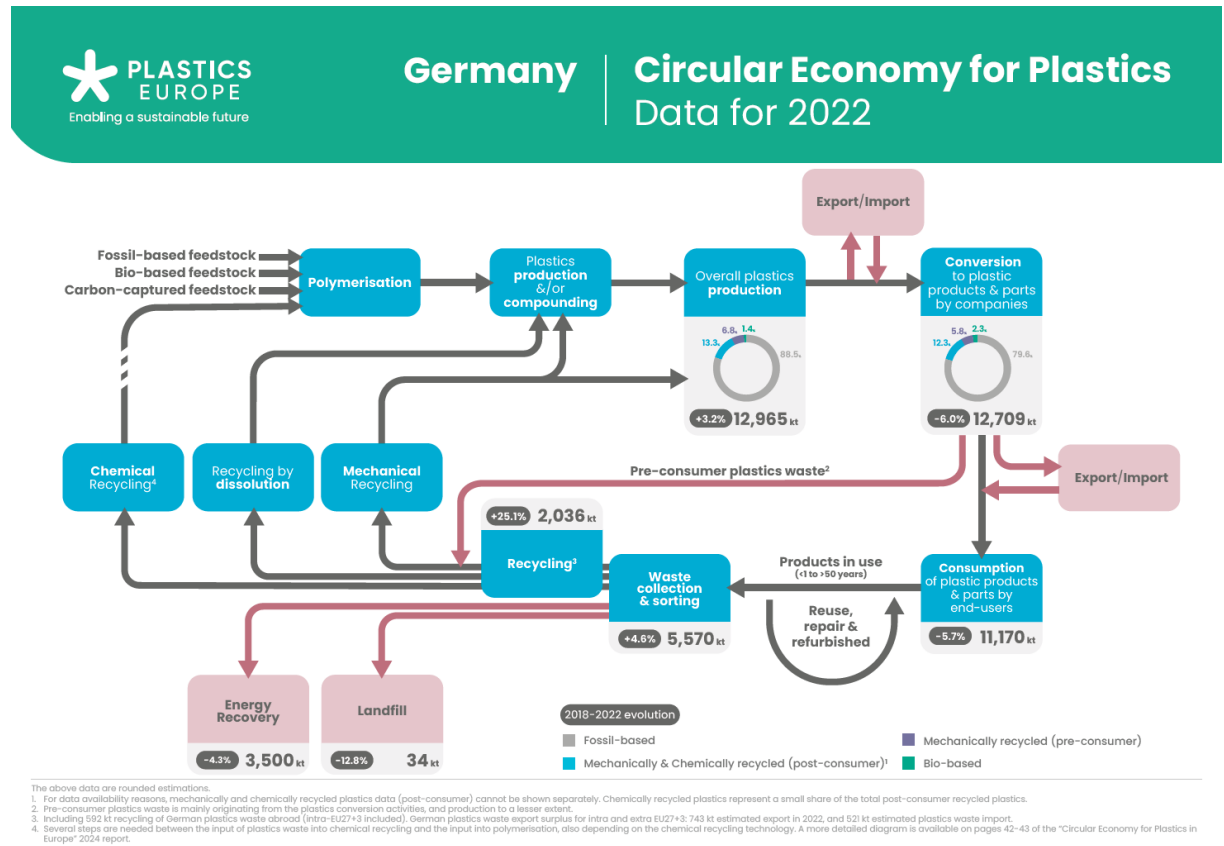


Figure B.4: Plastic flow in Germany as per Plastics Europe data for 2022⁷

Figure B.4 shows the plastic flow in Germany as per Plastics Europe data for 2022. The comparison between **Figure B.3** and **Figure B.4**, shows that the plastic flow data is similar with slight variations in energy recovery and waste export data. **Figure B.4** also provides better understanding of the waste collection rate, which shows the actual potential of plastic waste is lower due to stockpile and uncollected waste.

3. Belgium

The plastic production, export, usage and waste recycling information for Belgium were collected from the 'Plastics Europe report "Circular Economy for Plastics Data for 2022 Belgium" with the basis year of 2022.⁷ The plastic waste export information was based on the 2023 data from the OVAM report "Plastics Implementation Plan 2020-2025".¹⁰ The data from these reports and databases were mapped and analysed to understand the plastic flow in Belgium. Due to data limitations, the information from these different studies with varying basis year is used and the potential error or discrepancy in the flows due to the differences in studies and basis years are not analysed in this study

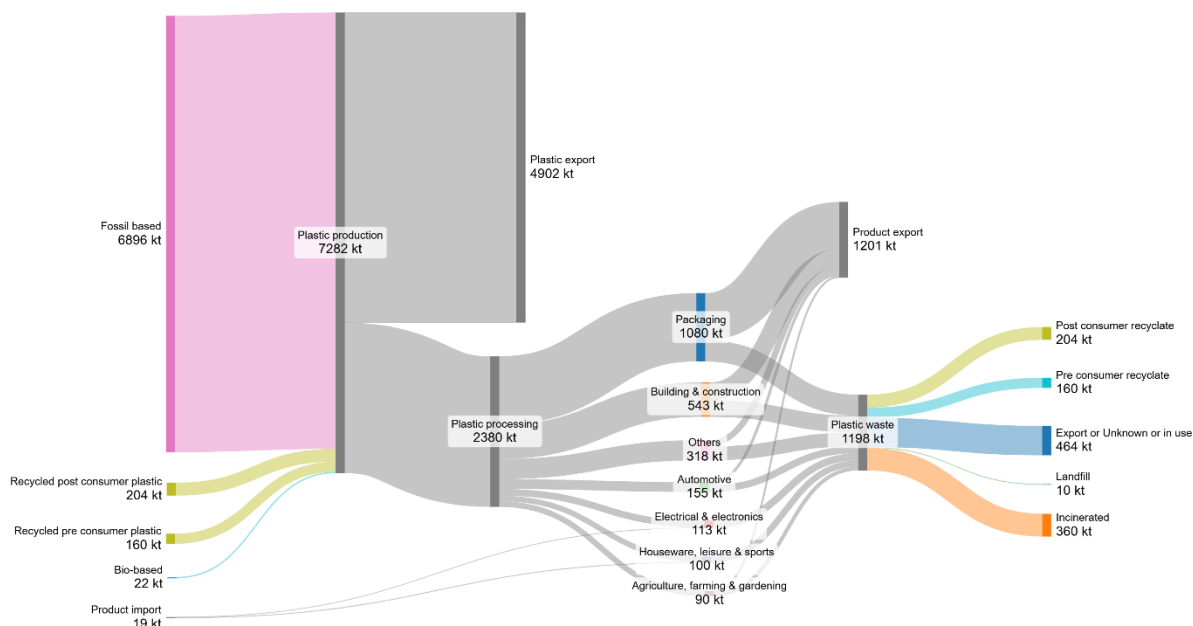


Figure B.5: Plastic waste availability in Belgium⁷

Belgium produces around 7.3 million tonnes of plastic as shown in **Figure B.5**. About 5% of plastic is produced from recycled plastic waste. In 2022, only about 1.2 million tonnes of raw plastic (i.e., 16% of the produced plastic) is consumed within Belgium out of the 7.3 million tonnes and the rest is exported as polymer or products. The major share of the usage of plastics is for packaging (28% of total usage), buildings & construction (22% of total usage), automotive (9% of total usage) and electrical & electronics (9% of total usage). As majority of the plastics and plastic products in Belgium are sold abroad, recycling is highly challenging. The reference did not mention the type of plastic production or waste as detailed in the above cases for the Netherlands or Germany. For further analysis, it can be assumed that the plastic waste fraction of Belgium is equivalent to that of Germany due to the similarity in the fraction of plastic used in the different sectors like packaging, building & construction, automotive, electrical & electronics etc.

According to the source⁷, only about 0.6 million tonnes of plastic waste is collected compared to the 1.2 million tonnes of plastic used in Belgium. 60% of collected waste is incinerated, 39% is recycled and 2% is landfilled. The plastic waste export in Belgium is estimated to be around 270 kt¹⁰ and about 100-300 kt plastic waste is not well documented in the references and it is classified as unknown in this study.

The details regarding the type of plastic is not available in the references and these aspects are not analyzed further in this study.

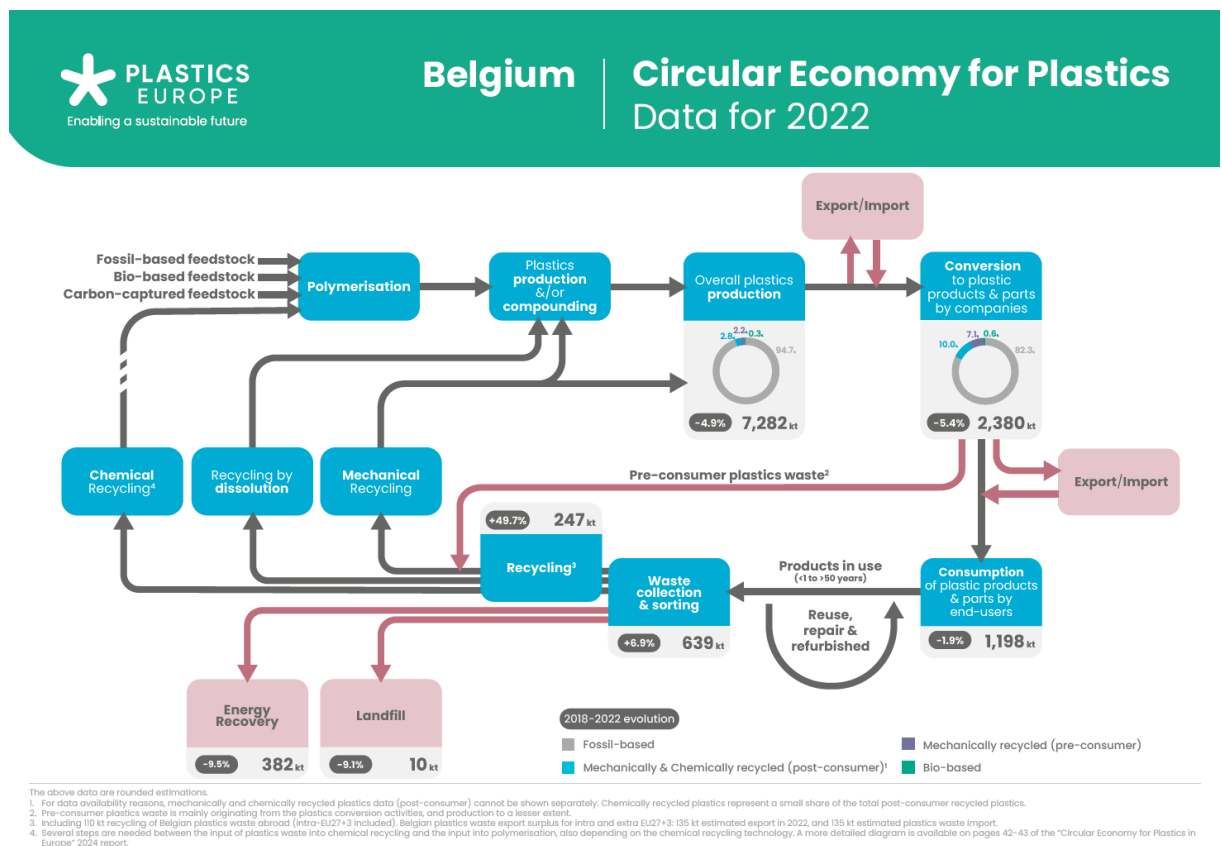


Figure B.6: Plastic flow in Belgium as per Plastics Europe data for 2022⁷

Figure B.6 shows the plastic flow in Belgium as per Plastics Europe data for 2022. The comparison between **Figure B.5** and **Figure B.6**, shows that the plastic flow data is similar with slight variations in energy recovery and waste export data. **Figure B.6** also provides better understanding of the waste collection rate, which shows the actual potential of plastic waste is lower due to stockpile and uncollected waste.

This document will be part of Appendix for the report written by VITO for the 3C-VaCs project.

B.1 References

- (1) Ciuffi, B.; Chiaramonti, D.; Rizzo, A. M.; Frediani, M.; Rosi, L. A Critical Review of SCWG in the Context of Available Gasification Technologies for Plastic Waste. *Appl. Sci.* **2020**, *10* (18), 6307. <https://doi.org/10.3390/app10186307>.
- (2) Conversio. *Substantiation of Data for Polymer Production and Processing in the Netherlands*; 2024.
https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwj5uQhs6QAxXZ2QIHVIFMfYQFnoECBwQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.internetconsultatie.nl%2Fnationale_circulaire_plastic_norm%2Fdocument%2F12507&usg=AOvVaw02NqutZ1blsBdrE4iCb.
- (3) Circular Plastics NL. Circular Plastics NL - Navigating Volumes and Value Chains Towards Circularity; 2025.
- (4) *Plastic waste exports from the Netherlands in 2023, by destination*. Statista.
<https://www.statista.com/statistics/1357887/plastic-waste-export-volume-netherlands-destination/> (accessed 2025-05-26).
- (5) de Leeuw, M.; Koelemeijer, R. Decarbonisation Options for the Dutch Waste Incineration Industry.; 2022. www.pbl.nl/en.
- (6) *Plastic use and plastic waste processing in the Netherlands*. CE Delft.
<https://cedelft.eu/publications/plastic-use-and-plastic-waste-processing-in-the-netherlands/> (accessed 2025-05-26).
- (7) Plastics Europe. Circular Economy for Plastics Data for 2022; 2024.
- (8) Conversio Market & Strategy GmbH. *Stoffstrombild Kunststoffe in Deutschland 2023: Zahlen Und Fakten Zum Lebensweg von Kunststoffen*; 2022.
https://plasticseurope.org/de/wp-content/uploads/sites/3/2022/11/Kurzfassung_Stoffstrombild_2021.pdf.
- (9) Basel action network. *Germany Export Data*. <https://www.ban.org/plastic-waste-project-hub/trade-data/germany-export-data-annual-summary> (accessed 2025-06-06).
- (10) OVAM. Plastics Implementation Plan 2020-2025; 2023.

Appendix C

Biomass availability in the trilateral region

Tonny Manalal, Jonathan Moncada, Marcelle Senekal, Frank Wubbolts

TNO, The Netherlands

In this chapter, the availability of biogenic waste in the trilateral region of Netherlands, Germany and Belgium is discussed. The different types of biogenic waste within each category are identified. The report considers the categorization of biomass feedstocks as sugar-based, oil-based, lignocellulosic and other organic wastes & residues. The potential availability of only second-generation options like lignocellulosic and other organic wastes & residues are considered for biobased production in this study due to concerns related to food security, competition for arable land, and ethical considerations. Thus, the focus is set on feedstock categories listed under the Renewable Energy Directive (REDII) annex IX.^{1,2} While the annex IX refers to feedstocks that are eligible for biofuels production they are also considered as potential feedstock for the chemical industry.

Feedstocks for the production of basic chemicals can be classified based on their origin, as first generation, second generation and third generation feedstocks. Third generation (3G) feedstocks refers to emerging resources, mainly aquatic biomass and are not considered in this study, due to the potential uncertainty.

First-generation (1G) feedstocks are derived from food and feed crops. These feedstocks have traditionally been mainly used in biofuel production and also serve as raw materials for the chemical industry. They are typically rich in fermentable sugars or oils, making them suitable for producing bioethanol, biodiesel, and other platform chemicals. 1G feedstocks can be broadly classified into two categories:

- *Sugar-based crops*: These crops are rich in carbohydrates that can be readily converted into fermentable sugars for example for alcohols production.
- *Oil-based crops*: These crops contain high levels of triglycerides, which can be processed into biodiesel or used as chemical feedstocks for the production of oleochemicals.

In Europe, corn, cereals and sugar beet have been the primary sugar-based feedstock for bioethanol production due to its high yield and suitability for the European climate.³ The EU imports bioethanol, including sugarcane-based ethanol from countries like Brazil and corn-based ethanol from the United States.⁴ For oil-based crops, rapeseed oil has been widely cultivated and used for biodiesel production, particularly in countries such as Germany and France.³ Soybean is cultivated primarily in Italy, France, and Romania, and soybeans contribute to biodiesel production and serve various industrial applications. While soybean oil has been used for biofuels production; RED II explicitly identifies soybean oil and palm oil as

high indirect land use change (ILUC) risk.¹ Sunflower is grown extensively in France, Spain, and Romania, sunflower oil is mainly used in the food industry, with a smaller share directed toward biodiesel production. Imported oil-based feedstocks include palm oil from Southeast Asia, mainly from Indonesia and Malaysia,⁵ and soybean oil from North and South America, both of which are used in biofuels and chemical applications. Although first-generation feedstocks benefit from established supply chains, their use raises concerns related to food security, competition for arable land, and ethical considerations. These challenges make them a less viable long-term solution for sustainable chemical production.

Second-generation (2G) feedstocks consist of non-food biomass sources that provide a more sustainable alternative to first-generation feedstocks by avoiding direct competition with food production. These materials include:

- Lignocellulosic biomass, such as agricultural and forestry residues including straw, wood chips, and sawdust. These materials are widely available in Europe, particularly in countries with large forestry industries such as Sweden, Finland, and Germany.^{6–8}
- Other organic wastes & residue feedstocks (non-oil based), which include municipal solid waste and industrial residues.
- Other organic wastes & residue feedstocks (oil & fat based), which include used cooking oils, crude tall oil and tallow.⁹ In Europe, the collection and processing of used cooking oils have expanded, especially in countries such as the Netherlands and the UK, where waste-to-biofuel initiatives are well established.^{8,10}

The 2G-biomass is distinguished as lignocellulosic, other organic wastes & residues (non-oil based) and other organic wastes and residues (oil & fat based) due to the wet and/or readily decomposable and oleochemical nature of certain biogenic materials. The biochemical processes like anaerobic digestion suits organic residues & waste (non-oil based) better while organic residues & waste (oil & fat based) are better suited for hydrotreatment based upgradation.

Various subtypes exist within this category. To maintain consistency and comparability with other studies, these feedstocks have been classified into specific categories. The selected categories include agricultural residues, manure, biowaste, lignocellulosic crops, wood, forestry residues, secondary forestry residues, municipal solid waste (MSW), and waste or residual oils⁸ ([Table C.1](#)).

Table C.1: Biomass classification for the evaluation of bio-based chemical value chains⁸

Type of Biomass		Description
Lignocellulosic biomass	Agricultural Residues	Remnants of crops left after harvesting, such as wheat straw and corn stover.
	Lignocellulosic Crops	Crops cultivated for their lignocellulosic content, such as switchgrass and miscanthus, suitable for biofuel or bio-based product production.
	Wood	Biomass derived from trees, commonly available in forms such as logs, chips, or pellets.
	Forestry Residues	Byproducts from forestry activities, including branches, bark, and treetops.
	Secondary Forestry Residues	Waste generated during timber processing, such as sawmill residues.

Type of Biomass		Description
Other organic wastes & residues (non-oil based)	Manure	Organic waste from livestock, including cows, pigs, and poultry, that can serve as biomass.
	Biowaste	Organic material from food scraps, vegetable waste, and residues from kitchens or markets.
	Municipal Solid Waste (MSW)	Household and commercial waste collected by municipalities that contains organic components suitable for biomass applications.
Other organic wastes & residues (oil based)	Waste/residuals oils	Byproducts such as used cooking oils and animal fats originating from industrial or commercial activities.

Second-generation feedstocks support waste valorisation and contribute to circular economy objectives by utilising materials that would otherwise be discarded. Their use helps to reduce environmental impact and reliance on fossil-based raw materials.

Biomass availability

There are several studies in the literature which assess the biomass potential in Europe like the European commission^{11–13}, Oak Ridge National laboratory¹⁴, bioenergy KDF¹⁵ and Concawe study^{16,17}. The Concawe study was used in this write-up as it had a better disaggregated availability data for the trilateral region with different biomass types. The Concawe study,¹⁰ supported by Borzęcka et al.¹⁸, projects an increase in total bioenergy potential from 175 Mtoe in 2020 to a range of 210 to 320 Mtoe by 2030 and 350 to 535 Mtoe by 2050 in Europe. In terms of biomass availability, this corresponds to 437.5 million dry tons (MDT) in 2020, increasing to 525 MDT to 800 MDT by 2030 and 875 MDT to 1338 MDT by 2050. By 2050, the study estimates that 360 Mtoe annually (900 MDT) will be required, with an additional 15 Mtoe per year expected to be imported.

Three scenarios have been analysed in the Concawe study:

1. Low biomass mobilisation (Scenario 1- low)
2. Improved mobilisation in selected countries due to improvements in cropping and forest management practices (Scenario 2- medium)
3. Enhanced availability through research and innovation (R&I) measures as well as improved mobilisation due to improvements in cropping and forest management practices (Scenario 3-High)

The main assumptions of the three scenarios is shown in Table 2 and the detailed assumptions of each scenario can be found in the Concawe report.¹⁷

Table C.2: Main assumptions of the three scenarios in the Concawe report¹⁷

Feedstock type		Scenario 1 (low)	Scenario 2 (medium)	Scenario 3 (High)
Agriculture	Removal rate of field residues	40%	45%	50%
	Use of pruning	5%	20%	50%

Feedstock type		Scenario 1 (low)	Scenario 2 (medium)	Scenario 3 (High)
	Moderate yield increases in perennial lignocellulosic crops in unused, degraded and abandoned land	1%	1%	2%
	Share of unused, degraded and abandoned land for dedicated crops, excluding biodiversity rich land and land with high carbon stocks (current share of unused, degraded and abandoned land for dedicated crops: there are no official statistics , only at experimental and demonstration scale)	25%	50%	75%
Forestry	Stemwood used for energy purposes (current stemwood for energy: 45%)	25%	30%	50%
	Primary forestry residues availability for energy production	40%	50%	60%
	Secondary forestry residues and post-consumer wood availability for energy	55%	60%	65%
Wastes	Bio-waste used for energy production (current collection for bioenergy: 40–45%)	60% in 2030 (65% in 2050) of bio-waste is recycled and 40% in 2030 (35% in 2050) is separately collected and available for bioenergy	50% in 2030 (55% in 2050) of bio-waste is recycled and 50% in 2030 (45% in 2050) is separately collected and available for anaerobic digestion	40% in 2030 (45% in 2050) of bio-waste is recycled and 60% in 2030 (55% in 2050) is separately collected and available for anaerobic digestion

From the three scenarios the study analysed firstly the sustainable biomass availability for all markets and then estimated the amount that can be available for bioenergy after excluding the so far known demand from non-energy sectors. The main assumption of biomass allocation for bioenergy is shown in Table 3 and the detailed allocation assumptions can be found in the Concawe report¹⁶.

Table C.3: Main assumptions for biomass allocation for bioenergy

Feedstock type		Bioenergy allocation assumption
Agriculture	Cereal straw	Cereal straw is being used for animal feed, animal bedding and mushroom growing. The competing use was calculated based on livestock numbers and mushroom production levels. The estimated potential in the previous section is reduced based on demand from non-energy uses that is projected by CAPRI and statistics from JRC.
	Maize and oil crop residues	An average of 20% share is allocated to biobased markets both for 2030 and 2050.
	Manure	All the estimated quantities for manure are assumed to be available for bioenergy production.
Forestry	Stem wood	Assumes 25% of stem wood being used for energy purposes as fuelwood in the Low scenario, 30% in the medium and 50% in the high scenario.
Wastes	Bio-wastes	According to the Circular Economy Package, 55 % of municipal waste needs to be re-used and recycled by 2025, 60% by 2030, and 65% by 2035. The amount of municipal waste landfilled must be reduced to 10% or less of the total amount of municipal waste generated by 2035. This study applied the above rates to 2030 and to 2050 (the 65% announced for 2035) in the Low Scenario.
	Used cooking oil	2030: Household collection rate: 15%; Professional collection rate: 90% and 2050: Household collection rate: 45%; Professional collection rate: 90%.

From the three scenarios, the 2030 High scenario is taken as the biomass availability data for the 3C-VaCs project as the goal of the project is to assess the maximum potential of alternative feedstocks to replace fossil-based petrochemical production.

Most biomass availability assessments in Europe have primarily focused on bioenergy applications, with few studies evaluating its potential use for the chemical industry such as the Renewable Carbon initiative report¹⁹. This is because there has been a policy push for the bioenergy sectors and not for chemicals. Currently, 2G feedstocks like woody biomass is used for electricity and heating purposes and used cooking oil & animal fats for transport applications, which may cause competition for feedstocks in the future.^{20,21}

Despite these challenges, there are opportunities for synergies between the chemical and transport sectors that could improve biomass utilization efficiency. Use of biofuels in the chemical industry could improve further mobilisation of feedstocks and biorefineries could serve both the transport and chemical industry, derisking the market potential and improving the economics.

1. The Netherlands

The biogenic waste potential of the Netherlands is estimated to be around 8 million tonnes based on the Concawe scenario 3 (2030 High scenario).¹⁶ About 4.84 million tonnes are estimated to be lignocellulosic waste and 3.14 million tonnes are other fractions like biogenic fraction of municipal solid waste, animal waste, and food waste.

Table C.4: Estimated biomass availability in the Netherlands by 2030

Feedstock type		Estimated availability in 2030 (kt dry biomass)		
		Low	Medium	High
Lignocellulosic biomass	Secondary Agricultural residues	968	1113	1403
	Lignocellulosic Crops	352	352	1056
	Secondary forest residues (incl. post-consumer wood)	596	14	846
	Cereal straw	475	475	644
	Stem wood	183	220	440
	Wood waste	92	126	165
	Maize stover	128	128	140
	Paper cardboard	30	42	55
	Agricultural pruning	18	22	48
	Primary forest residues	9	12	17
	Oil crop residues	16	16	19
Other organic wastes & residues (non-oil based)	MSW (biogenic fraction)	1540	2156	2773
	Animal & mixed food waste	120	165	217
	Vegetable waste	83	115	150
	Manure	0	0	0
Other organic wastes & residues (oil-based)	Used cooking oil	58		

The table highlights the projected distribution of 2G biomass feedstocks in the Netherlands for 2030 by feedstock type. Secondary agricultural residues are expected to be the highest contributor comprise about 29% of the total estimated dry lignocellulosic biomass feedstock, followed by lignocellulosic crops which will account for around 22%. Among the other organic wastes & residues, 88% of the contribution is projected to come from the biogenic fraction of MSW. These proportions illustrate the relative importance of the agriculture sector and municipal solid waste for future biomass applications in the Netherlands.

2. Germany

The biogenic waste potential of Germany is estimated to be around 99 million tonnes based on the Concawe scenario 3 (2030 High scenario).¹⁶ About 85.8 million tonnes are estimated to be lignocellulosic waste and 13.2 million tonnes as other fractions like biogenic fraction of municipal solid waste, animal waste and food waste.

Table C.5: Estimated biomass availability in Germany by 2030

Feedstock type		Estimated availability in 2030 (kt dry biomass)		
		Low	Medium	High
Lignocellulosic biomass	Cereal straw	21967	23166	26762
	Stem wood	10540	15177	25296
	Secondary forest residues (incl. post-consumer wood)	7988	10458	11329
	Lignocellulosic Crops	2504	5009	7514
	Primary forest residues	4640	5950	7320
	Secondary Agricultural residues	3696	4251	5360
	Maize stover	1394	1534	1534
	Wood waste	181	248	325
	Agricultural pruning	115	158	300
	Oil crop residues	48	58	58
	Paper cardboard	10	14	18
Other organic wastes & residues (non-oil based)	MSW (biogenic fraction)	4129	5678	7433
	Manure	12001	14402	5194
	Vegetable waste	240	330	432
	Animal & mixed food waste	102	140	184
Other organic wastes & residues (oil-based)	Used cooking oil	578		

The table highlights the projected distribution of 2G biomass feedstocks in Germany for 2030 by feedstock type. Agricultural residues from cereal straw, maize stover and secondary residues are expected to be the highest contributor comprise about 39% of the total estimated dry lignocellulosic biomass feedstock, followed by stem wood which will account for around 29%. Among the other organic wastes & residues, 56% of the contribution is projected to come from the biogenic fraction of MSW and 39% from manure. These proportions illustrate the relative importance of the agriculture sector for future biomass applications in Germany.

3. Belgium

The biogenic waste potential of Belgium is estimated to be around 9.3 million tonnes based on the Concawe scenario 3 (2030 High scenario).¹⁶ About 6.14 million tonnes are estimated to be lignocellulosic waste and 3.18 million tonnes as other fractions like biogenic fraction of municipal solid waste, animal waste and food waste.

Table C.6: Estimated biomass availability in Belgium by 2030

Feedstock type		Estimated availability in 2030 (kt dry biomass)		
		Low	Medium	High
Lignocellulosic biomass	Cereal straw	1078	1078	1380
	Stem wood	510	612	1225
	Secondary forest residues (incl. post-consumer wood)	679	130	963
	Lignocellulosic Crops	314	314	944
	Secondary Agricultural residues	593	681	859
	Maize stover	249	249	274
	Primary forest residues	86	108	156
	Wood waste	77	106	139
	Paper cardboard	71	97	128
	Agricultural pruning	26	31	68
	Oil crop residues	0	0	0
Other organic wastes & residues (non-oil based)	Manure	2209	2651	2627
	MSW (biogenic fraction)	209	287	376
	Vegetable waste	76	105	138
	Animal & mixed food waste	21	29	39
Other organic wastes & residues (oil-based)	Used cooking oil	70		

The table highlights the projected distribution of 2G biomass feedstocks in Belgium for 2030 by feedstock type. Agricultural residues are expected to be the highest contributor comprise about 41% of the total estimated dry lignocellulosic biomass feedstock, followed by lignocellulosic crops and stem wood which will account for around 35%. Among the other organic wastes & residues, 83% of the contribution is projected to come from manure. These proportions illustrate the relative importance of the agriculture residues and lignocellulosic crops for future biomass applications in Belgium.

This document will be part of Appendix for the report written by VITO for the 3C-VaCs project.

C.1 References

- (1) European Commission. *Renewable Energy – Recast to 2030 (RED II)*. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/welcome-jec-website/reference-regulatory-framework/renewable-energy-recast-2030-red-ii_en (accessed 2025-11-27).
- (2) Ministry of Infrastructure & Water Management. *Biofuels in Relation to Food and Feed Crops*; 2025. <https://english.kimnet.nl/site/binaries/site-content/collections/documents/2025/08/20/biofuels-in-relation-to-food-and-feed-crops/kim-brochure-biofuels-in-relation-to-food-and-feed-crops-def.pdf>.
- (3) IEA Bioenergy. *Biofuels production and development in the European Union*. <https://www.ieabioenergy.com/blog/publications/biofuels-production-and-development-in-the-european-union/> (accessed 2025-07-09).
- (4) European Court of Auditors. *The EU's Support for Sustainable Biofuels in Transport*; 2023. https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2023-29/SR-2023-29_EN.pdf.
- (5) Sihvonen, J. *The Trend Worsens: More Palm Oil for Energy, Less for Food*; 2019. <https://www.transportenvironment.org/publications/trend-worsens-more-palm-oil-energy-less-food>.
- (6) Hoefnagels, R.; Germer, S. *Supply Potential, Suitability and Status of Lignocellulosic Feedstocks for Advanced Biofuels*; 2018; Vol. 5833127. <http://www.advancefuel.eu/contents/reports/d21-report-on-lignocellulosic-feedstock-availability.pdf>.
- (7) Soler, A. *Sustainable Biomass Availability in the EU towards 2050 (RED II Annex IX, Parts A and B)*; 2022; Vol. 30. <https://ec.europa.eu/jrc/en/jec/renewable-energy-recast-2030-red-ii>.
- (8) Moncada, J.; Wammes, P.; Jovicic, M. *Assessing the Supply Potential of Bio-Based Molecules: A Techno-Economic and Supply Chain Perspective* TNO Report; 2025. TNO Public TNO 2025 R11410.
- (9) ICIS. *Insights: EU regulatory certainty needed to boost bio-naphtha and pyrolysis oil growth*. <https://www.icis.com/explore/resources/news/2025/07/02/11116111/insight-eu-regulatory-certainty-needed-to-boost-bio-naphtha-and-pyrolysis-oil-growth/> (accessed 2025-11-27).
- (10) CONCAWE. *A Look into the Maximum Potential Availability and Demand for Low-Carbon Feedstocks/Fuels in Europe (2020-2050) (Literature Review)*; 2019; Vol. 27.
- (11) European Commission. *Development of Outlook for the Necessary Means to Build Industrial Capacity for Drop-in Advanced Biofuels*; 2024. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b1c97235-c4c3-11ee-95d9-01aa75ed71a1>.

- (12) Avitabile, V.; Baldoni, E.; Baruth, B.; Bausano, G.; Boysen-Urban, K.; Caldeira, C.; Camia, A.; Cazzaniga, N.; Ceccherini, G.; De Laurentiis, V.; Doerner, H.; Giuntoli, J.; Gras, M.; Guillen Garcia, J.; Gurria, P.; Hassegawa, M.; Jasinevičius, G.; Jonsson, R.; Konrad, C.; Kupschus, S.; La Notte, A.; M'barek, R.; Mannini, A.; Migliavacca, M.; Mubareka, S.; Patani, S.; Pilli, R.; Rebours, C.; Ronchetti, G.; Ronzon, T.; Rougieux, P.; Sala, S.; Sánchez López, J.; Sanye Mengual, E.; Sinkko, T.; Sturm, V.; Van Leeuwen, M.; Vasilakopoulos, P.; Verkerk, P.; Virtanen, J.; Winker, H.; Zulian, G. *Biomass Production, Supply, Uses and Flows in the European Union*; 2023. https://cdn.prod.website-files.com/643691764f0ee331841022ac/66ceebfe6d49688dafdaa9dd_2023_JRC_biomass_production_supply_uses_and_flows_in_the_european_union_compressed.pdf.
- (13) Mubareka, S. B.; Renner, A. *EU Biomass Supply, Uses, Governance and Regenerative Actionss - 10-Year Anniversary Edition*; 2025. <https://pub.epsilon.slu.se/38385/1/mubareka-s-b-et-al-20250910.pdf>.
- (14) Jacobson, R. A.; Jones, S.; Ugarte, D. de la T.; Kline, K. L. *Mapping and Synthesis of International Biomass Supply Assessments*; 2025. <https://biofutureplatform.org/wp-content/uploads/2025/02/Mapping-and-Synthesis-of-International-Biomass-Supply-Assessments.pdf>.
- (15) bioenergy KDF. *International Feedstocks*. https://bioenergykdf.ornl.gov/international-feedstocks?f%5B0%5D=feedstock_country%3ANetherlands&page=14 (accessed 2025-11-27).
- (16) Panoutsou, C.; Maniatis, K. *Sustainable Biomass Availability in the EU, to 2050*; 2021. <https://www.concawe.eu/publication/sustainable-biomass-availability-in-the-eu-to-2050/>.
- (17) Soler, A. *Sustainable Biomass Availability in the EU towards 2050 (RED II Annex IX, Parts A and B)*; 2022. <https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Sustainable-biomass-availability-in-the-EU-towards-2050-RED-II-Annex-IX-Parts-A-and-B-Concawe-Review-30.2.pdf>.
- (18) European Commission. *Research and Innovation Perspective of the Mid and Long-Term Potential for Advanced Biofuels in Europe*; 2020.
- (19) Carus, M.; Porc, O.; vom Berg, C.; Kempen, M.; Schier, F.; Tandetzki, J. *Is There Enough Biomass to Defossilise the Chemicals and Derived Materials Sector by 2050? – A Joint BIC and RCI Scientific Background Report*; 2025. <https://doi.org/10.52548/PIRL6916>.
- (20) Renewable Carbon Initiative (RCI). *EU and Global : Biomass Demand for Transport Fuels, Aviation and Shipping up to 2050 and Implications for Biomass Supply to the Chemical Sector*; 2025.
- (21) Cefic. *The Carbon Managers*; 2024.

Appendix D

Plastic waste based pathways for the production of olefins and aromatics

Tonny Manalal, Marcelle Senekal, Frank Wubbolts

TNO, The Netherlands

Base chemicals such as olefins (ethylene, propylene, and butadiene), BTX (benzene, toluene, xylene, and other aromatics), and methanol are essential components of the chemical industry, playing a key role in the production of a wide range of materials and products. The production of base chemicals such as olefins and aromatics predominantly depends on fossil feedstocks, resulting in significant CO₂ emissions due to the energy-intensive processes and scope-3 emissions involved. To address these environmental challenges, the chemical industry is exploring alternative pathways to produce these chemicals with a lower carbon footprint. This report examines the base chemical production routes from plastic waste.

Plastic waste recycling technologies can be classified as physical recycling based and chemical recycling based. Physical recycling technologies transform plastic waste into new raw materials or products without altering the chemical structure of the polymers. Plastic waste can be physically recycled using mechanical or dissolution recycling (as shown in [Figure D.1](#)).

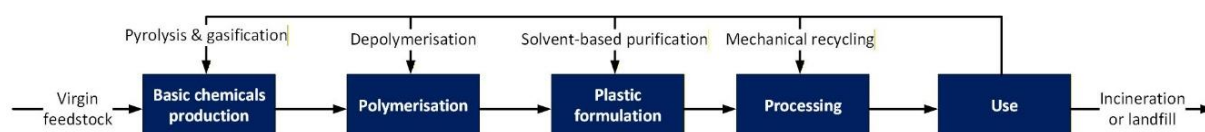


Figure D.1: Ways of recycling plastic waste (adapted from CE Delft report)¹

The mechanical recycling process involves analysis, sorting, shredding, washing, and melting the plastic, followed by extrusion to create new granules. Mechanical recycling may not be suitable for all types of plastic waste, especially mixed or contaminated materials.¹ While generally considered efficient, mechanical recycling usually impact the quality of recycled materials, requiring additional processes to maintain desired properties. The quality will always change (go down) due to the fact that it is not a mono-stream (i.e., different polymer types and colours present) that is recycled this way. In addition, each time plastic is mechanically recycled, the polymer chains within it break down, leading to a decrease in its overall quality. Due to this quality degradation, most plastics can only be mechanically recycled a limited number of times, depending on the target use-case after recycling. If a very low target is set, it might still be possible for higher number of times for mechanical recycling.

All thermoplastics like polyethylene, polypropylene, polystyrene, polyvinyl chloride etc. can be mechanically recycled to the same product. Thermoset plastics are not easy to mechanically recycle to the same product as they cannot be melted and reprocessed. Mechanical recycling of thermosets involves grinding or shredding waste into particles, which can then be used as a filler or additive in new products.

In dissolution, solvolysis, or solvent-based extraction, the plastic waste is dissolved in a solvent to remove additives and contaminants from the waste mixture. The polymer structure itself is not affected in the process (except for solvolysis) and therefore the polymers are extracted as output in the recycling technology. In solvolysis, the polymer can be broken down by the solvent as well. It can be used for recycling products from other sectors such as the electronics, automotive sectors, or for composite materials. Currently, solvolysis is used to recycle expanded polystyrene (EPS), which is commonly used as an isolation material in the construction sector and has been processed with flame retardants.¹ The EPS is separated from the brominated flame retardants, after which the polymers are extracted from the solvent and processed into clean polystyrene (PS). In the case of EPS, a homogeneous feedstock stream is required for the solvolysis process. This means that a clean plastic stream with less than 10% contamination is needed, in the case of solvolysis for EPS.²

Chemical recycling on the other hand converts plastic waste into petrochemical feedstocks (like naphtha or syngas) and base chemicals (like ethylene, propylene, benzene and xylene). It complements mechanical recycling by enabling the recycling of different streams of plastic waste that cannot otherwise be recycled, particularly mixed and contaminated plastics, into virgin-like raw materials or monomers. The three types of chemical recycling technologies are depolymerisation, gasification, and pyrolysis.

In depolymerisation, polymers are broken down into monomers and/or oligomers using chemical reactions and/or heat. These monomers and/or oligomers can be used to rebuild new polymers of higher quality or purity, as polymer chain lengths can be restored and contaminants can be removed. For example, depolymerisation can be used for devulcanization of rubber or to directly rebuild recycled PET from waste PET. In this case DKR 328-1 (sorted PET) is first pre-treated to remove impurities, moisture, and volatile components from the PET flakes. Next, the polyethylene terephthalate (PET) molecules are depolymerised into monomers like p-xylene and ethylene glycol. Finally, the monomers are re-polymerised into PET polymers, which are granulated and stored. Depolymerization is often limited to certain types of polymers (like condensation polymers) and may require specific catalysts or conditions.

Table D.1: Example of plastic waste recycling technologies, their input and output

Technology		Feedstock (Input)	Product (Output)
Physical recycling	Mechanical recycling	Sorted plastic waste	Recycled plastic granules
	Solvent-based extraction	Expanded Polystyrene (pre-sorted)	Polystyrene (polymer)
Chemical recycling	Depolymerisation	DKR 328 (PET)	p-xylene and ethylene glycol
	Pyrolysis	DKR 310 (foils), DKR 323 (mixed polyolefins), DKR 324 (polypropylene), etc.	Pyrolysis oil

Technology		Feedstock (Input)	Product (Output)
	Gasification	DKR 350 (mixed plastics), DKR 310 (foils), DKR 323 (mixed polyolefins), DKR 324 (polypropylene), etc.	Syngas (syngas can be converted to chemicals & fuels)

The most mature chemical recycling technologies are gasification and pyrolysis. In the gasification process, plastic waste is heated to very high temperatures under low oxygen conditions using gasifying agents (like steam and/or oxygen), typically resulting in a gaseous output named syngas that can be used as fuel or building block for chemicals and fuels. Pyrolysis involves heating the plastic waste, at high temperatures (typically 300 °C to 800 °C) in the absence of oxygen. Pyrolysis produces a range of products including pyrolysis oil (a liquid fuel), gases (like methane and ethane), and a solid residue (char). These chemical recycling technologies can be used for processing mixed and contaminated plastic waste streams that are difficult to recycle mechanically or with solvent-based processes and can be used to generate fuel or feedstock for the petrochemical processes. Polyolefins (like polyethylene, polypropylene) and other plastics that can be thermally degraded without oxygen are best suited for the pyrolysis process, while gasification can be used for a wide range of plastics that are not suitable for pyrolysis. PVC is not preferred in gasification or pyrolysis processes as chlorine is highly corrosive and reactive and would require pre-processing or use of specialised equipment or materials. Other polymers like PET and polyamide can also be used in the gasification process in addition to polyolefins.

Plastic waste can be converted to olefins (like ethylene, propylene) and aromatics (like benzene and p-xylene) using both gasification and pyrolysis routes which are discussed in detail below.

D.1 Plastic waste to olefins

Plastic waste can be converted into olefins mainly through two process routes as explained below:

D.1.1 Plastic waste pyrolysis + pyrolysis oil steam cracking (using sorted polyolefin based plastic waste)

Pyrolysis involves heating plastic waste in a low-oxygen environment to temperatures above 400 °C, breaking down the polymers into smaller molecules like oil, gas, and synthetic waxes. Plastic waste feedstocks like DKR 350 (mixed plastic waste), DKR 324 (polyethylene) and DKR 329 (polypropylene) can be treated with a pyrolysis technology. The pyrolysis works best with polyolefin plastic like polyethylene (PE) and polypropylene (PP), thus when DKR 350 is used the plastic types like thermosets and other materials like PVC are first removed in a pre-treatment step. Sorted plastic waste can be converted to olefins via low-temperature pyrolysis followed by pyrolysis oil steam cracking.

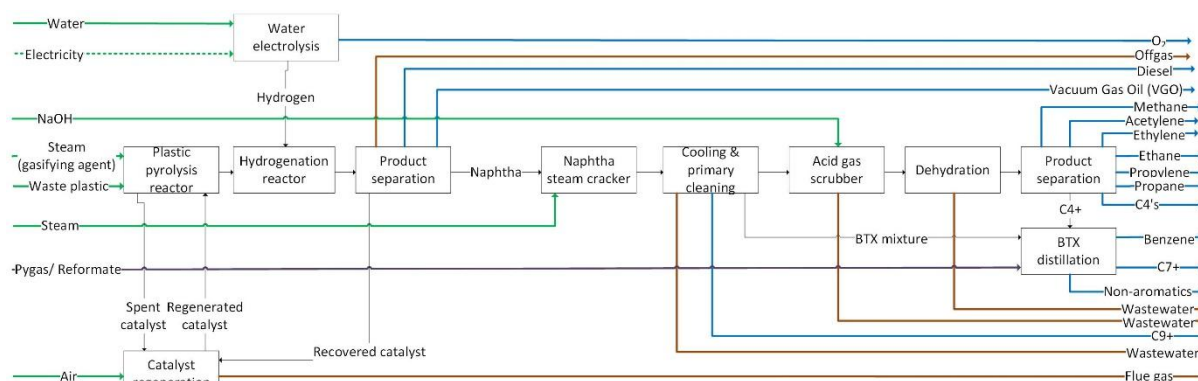


Figure D.2: Block flow diagram of plastic to olefins via pyrolysis process⁴

Plastic is pyrolyzed at 300 °C to 500 °C near atmospheric pressure to yield a hydrocarbon mixture containing off-gas, naphtha (hydrocarbon with boiling point ranging from 26 °C to 183 °C), diesel (hydrocarbon with boiling point ranging from 180 °C to 350 °C), heating oil (hydrocarbon with boiling point ranging from 313 °C to 475 °C) and char. The pyrolysis reactor can be operated as a fluidized bed with catalyst regeneration to clean the char from catalyst in a continuous manner. A set of cyclones and cloth filters are used to remove the entrained catalyst from the reactor outlet and the regenerator. During pyrolysis, unsaturated hydrocarbons are formed and to ensure saturated hydrocarbons, the pyrolysis oil goes through a hydrogenation step. The hydrogen can be supplied via water electrolysis. The hydrocarbon mixture is then separated through vacuum distillation to produce naphtha, diesel, and vacuum gas oil. The pyrolysis oil constitutes about 20% naphtha, 70% diesel and 10% heating oil. The off gases from the distillation section may contain impurities like H₂S and HCl, which can be neutralised with NaOH scrubbing. The naphtha stream (hydrocarbon fraction in the boiling range of 35 °C to 180 °C) can be fed to a steam cracker involving high-temperature pyrolysis (at 850 °C) of saturated hydrocarbons in the presence of steam. During steam cracking, a wide range of lower hydrocarbons are produced, mainly hydrogen, methane, ethylene, ethane, acetylene, propylene, propane, butene, butadiene, benzene, non-aromatics, and aromatics. The other product streams produced during plastic waste pyrolysis like diesel and heating oil can also be steam cracked to produce olefins³, however, the heavy steam cracking plants are not common within Europe. After steam cracking, the hydrocarbon mixture undergoes downstream purification to remove impurities (like CO₂, H₂S and water) and complex separation processes (like high pressure cryogenic distillation and extractive distillation) to separate the individual components into high-purity product streams, which can then be used to make new polymers.

Table D.2: Mass, energy and economic characteristics of plastic pyrolysis process⁴ (Note: For energy positive sign means energy need and negative sign means energy production)

Mass	Mass in (kt)		Mass out (kt)	
	Off gas combustion and catalyst regeneration air for heating	39068	Diesel	1456
	Hydrogen	16	Naphtha	1055
	Sodium hydroxide	50	Vacuum gas oil	1333
	Plastic waste (DKR 329 and DKR 324)	5000	Flue gas	40341
	Process steam	100	Waste water	50

Energy	Energy in (TJ/y)		Energy out (TJ/y)	
	Cooling water	3385	Low pressure steam	-4872
	Electricity	8	Medium pressure steam	-2986
			High pressure steam	-30966
Economic	CAPEX including product purification section (Million EUR)		Basis year	
	1036		Corrected to 2023 using CEPCI	

Note: The capacity of 5000 kt/y plastic waste is used such as to produce about 1000 kt/y naphtha, which is equivalent to the 1/3rd naphtha demand in the Port of Rotterdam. Such an industrial scale pyrolysis plant does not exist.

As seen in Table 2, the typical naphtha yield from the plastic pyrolysis is only 16%. Thus, significant quantities of plastic waste will be required if only naphtha is used for olefin production. The other byproducts of plastic pyrolysis like diesel and vacuum gas oil can also be steam cracked to produce olefins with yields as shown in Table 3. Such heavy oil crackers or adapting the current steam crackers to handle a wider range of hydrocarbons will be crucial to increase the material usage efficiency and reduce the quantity of plastic waste required to produce olefin.

Table D.3: Yield comparison of naphtha, diesel and vacuum gas oil steam cracking processes (typically example) ³

	Naphtha cracking (high-severity)	Diesel cracking	Vacuum gas oil cracking
Steam dilution (kg/kg)	0.5	0.8	1
Residence time (sec)	0.493	0.32	0.3
Yield (wt.%)			
H ₂	0.99	0.71	0.68
CO	0.06	0.01	0.01
CO ₂	0	0.01	0.01
H ₂ S	0	0	0
CH ₄	16.9	10.58	11.08
C ₂ H ₂	0.64	0.38	0.6
C ₂ H ₄ (Ethylene)	30.25	25.93	25.98
C ₂ H ₆	4.32	2.82	2.81
C ₃ H ₄	0.81	0.63	0.97
C ₃ H ₆ (Propylene)	13.63	14.07	16.02
C ₃ H ₈	0.37	0.37	0.42
C ₄ H ₄	0.18	0.12	0.04
C ₄ H ₆	4.2	5.73	8.03
C ₄ H ₈	3.11	3.61	4.14

	Naphtha cracking (high-severity)	Diesel cracking	Vacuum gas oil cracking
C ₄ H ₁₀	0.17	0.05	0.06
Benzene	8.32	5.44	5.64
Toluene	3.4	3.49	2.73
Xylenes	1.14	0.92	0.46
Ethylbenzene	0.44	0.37	0.34
Styrene	1.44	1.18	1.12
Pyrolysis gasoline	5.25	7.28	6.91
Pyrolysis fuel oil	4.38	16.3	11.95

Table D.4: Mass, energy and economic characteristics of naphtha steam cracking process⁴ (Note: For energy positive sign means energy need and negative sign means energy production, Solvent are n-formyl morpholine, dimethyl formamide and n-methyl pyrrolidone)

Mass	Mass in (kt)		Mass out (kt)	
	Naphtha	3000	Ethylene	878
	Steam	1500	Propylene	497
	Combustion air	23311	Acetylene	18
	Sodium hydroxide	18	Butene mixture	93
	Dilution water	147	Butadiene	116
	Solvent	0.14	C9+ stream	224
	Make-up water	1.5	Benzene	689
	Hydrogen	1.17	C7+ stream/Pygas tail	279
	Pygas import	372	Nonaromatic stream	295
	Reformate import	417	Propane rich fuel gas	11
	Wash water	6.4	Vinyl acetylene	5
			Flue gas	23984
			Waste water	1683
Energy	Energy in (TJ/y)		Energy out (TJ/y)	
	Low pressure steam	5208	Medium pressure steam	-3461
	Cooling water	26469	High pressure steam	-5970
	Chilled water	997	Very high-pressure steam	-1714
	Electricity	7315		
Economic	CAPEX including product purification section (Million EUR)		Basis year	
	1486		Corrected to 2023 using CEPCI	

D.1.2 Plastic waste steam gasification + syngas to methanol + methanol to olefin (Mixed plastic waste mainly)

Unsorted plastic waste (like mixed municipal plastic waste) can be converted to olefins via steam gasification and methanol to olefin process. Gasification produces syngas (a mixture of CO and H₂) from plastic. The syngas, among other uses, can be converted into basic chemicals such as methanol. The steam gasification occurs at 800 °C to 1000 °C in a fluidised bed reactor with sand bed material near atmospheric pressure. The raw syngas undergoes cleaning to remove impurities (like entrained catalyst, water, tar, acid gases). The hydrogenation of the clean syngas to methanol occurs in a tubular reactor at 69 bar and 255 °C, over a Cu-ZnO-Al₂O₃ based catalyst.

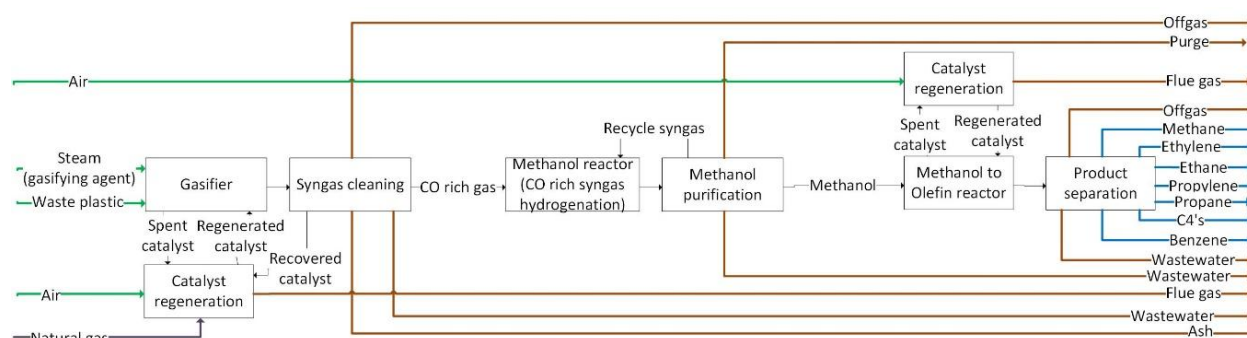


Figure D.3: Block flow diagram of plastic to olefin via methanol process⁴

Note that that in this route, external hydrogen or excess CO₂ removal from syngas is not required, as the syngas has a H₂/(CO+CO₂) ratio above 2 in the input gas to the methanol reactor. The methanol produced (99.9 wt.% pure), after going through a distillation process to remove light gases and water, is sent to the methanol to olefin (MTO) fluidised bed reactor operating at 30 bar and 450 °C. The MTO process produces ethylene and propylene along with other by-products (like methane, ethane, propane, C₄'s, benzene). The product mixture is separated into high purity products using a series of separation processes (like dehydration, cryogenic distillation, extractive distillation).

Table D.5: Mass, energy and economic characteristics of plastic waste gasification followed by syngas to methanol process⁴ (Note: For energy positive sign means energy need and negative sign means energy production, Solvent is ethylene diamine tetra acetic acid and catalyst is silica)

Mass	Mass in (kt)		Mass out (kt)	
	Plastic waste (DKR 350)	310	Methanol	408
	Water	356	Ash	12
	Natural gas for heating	66	Flue gas	4022
	Combustion air	3850	Waste water	244
	Catalyst make-up	1		
	Solvent	104		
Energy	Energy in (TJ/y)		Energy out (TJ/y)	
	Low pressure steam	1792	Medium pressure steam	-1389
	Cooling water	2617	High pressure steam	-615

	Electricity	745		
Economic	CAPEX including product purification section (Million EUR)		Basis year	
	530		Corrected to 2023 using CEPCI	

Table D.6: Mass, energy and economic characteristics of methanol to olefin process⁴ (Note: For energy positive sign means energy need and negative sign means energy production, catalyst is SAPO-34)

Mass	Mass in (kt)		Mass out (kt)	
	Methanol	2300	Methane	10
	Combustion air	360	Ethylene	314
	Catalyst	1	Ethane	9
			Propylene	398
			Propane	74
			C4 (assumed to butene)	106
			C5+ (assumed to be benzene)	80
			Flue gas	386
			Waste water	1284
Energy	Energy in (TJ/y)		Energy out (TJ/y)	
	Low pressure steam	6500	Medium pressure steam	-1104
	Cooling water	9743	High pressure steam	-68
	Electricity	1892		
Economic	CAPEX including product purification section (Million EUR)		Basis year	
	423		Corrected to 2023 using CEPCI	

Note: The capacity of 2300 kt/y methanol is used such as to produce about 300 kt/y ethylene, which is equivalent to the 1/3rd ethylene production in the Port of Rotterdam. Such an industrial scale methanol to olefin plant does not exist.

D.2 Plastic waste to aromatics

Plastic waste can be converted into aromatics mainly through two process routes as explained below:

D.2.1 Plastic waste pyrolysis + pyrolysis oil catalytic reforming (using sorted polyolefin based plastic waste)

Sorted plastic waste can be converted to aromatics via low-temperature pyrolysis followed by naphtha catalytic reforming. Plastic is pyrolyzed at 300 °C to 500 °C near atmospheric pressure to yield a hydrocarbon mixture containing off-gas, naphtha (hydrocarbon with boiling point ranging from 26 °C to 183 °C), diesel (hydrocarbon with boiling point ranging from 180 °C to 350 °C), heating oil (hydrocarbon with boiling point ranging from 313 °C to 475 °C) and

char. The pyrolysis reactor can be operated as a fluidized bed with catalyst regeneration to clean the char from catalyst in a continuous manner. A set of cyclones and cloth filters are used to remove the entrained catalyst from the reactor outlet and the regenerator. During pyrolysis, unsaturated hydrocarbons are formed, and to ensure saturated hydrocarbons, the pyrolysis oil goes through a hydrogenation step. The hydrogen can be supplied via water electrolysis. The hydrocarbon mixture is then separated through vacuum distillation to produce naphtha, diesel and vacuum gas oil. The off-gases from the distillation section may contain impurities like H_2S and HCl which can be neutralised with $NaOH$ scrubbing. The naphtha stream (hydrocarbon fraction in the boiling range of $35\text{ }^{\circ}C$ to $180\text{ }^{\circ}C$) can be fed to a catalytic reformer to produce aromatics.

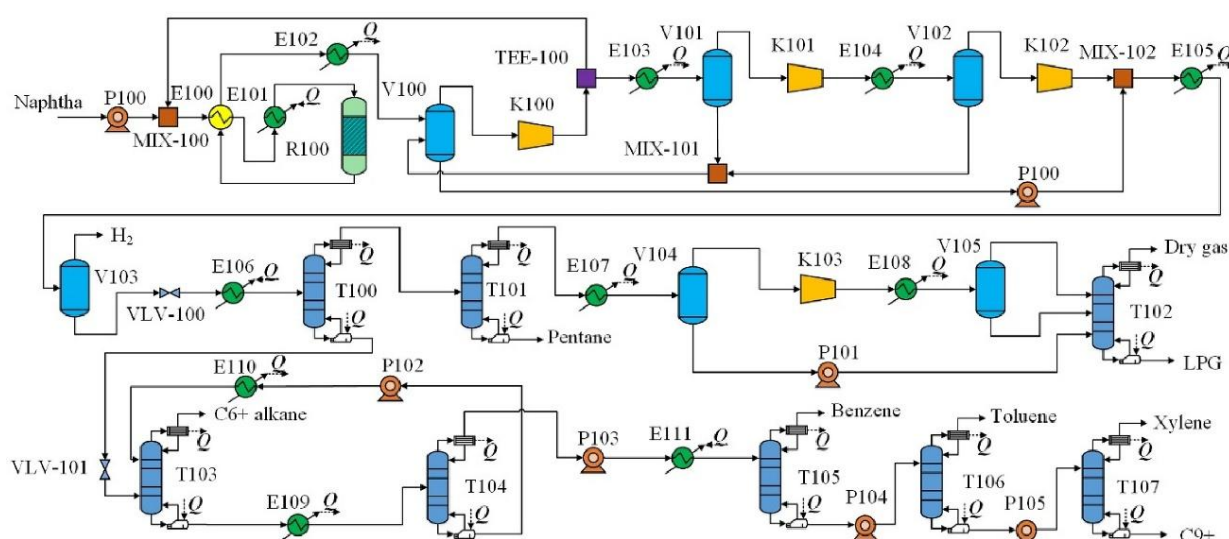


Figure D.4: Process flow diagram of naphtha catalytic reformer process⁵

Catalytic reforming is the primary process used to convert naphtha into aromatic hydrocarbons, including benzene, toluene, and xylenes (BTX), which are valuable petrochemical building blocks. This process involves using a catalyst, typically a noble metal like platinum, on an acidic support. In catalytic naphtha reforming, the temperature typically ranges from 450 to 540°C and pressures of about 5 bars. These conditions, along with a hydrogen atmosphere, facilitate the conversion of naphtha (a mixture of paraffin, naphthene, and aromatics) into high-octane gasoline components and aromatic compounds like benzene, toluene, and xylenes (BTX). A high partial pressure of hydrogen is also needed to favour the desired reactions. The main reactions involved are the dehydrogenation of naphthene to aromatics, isomerization of paraffins, and dehydrocyclization of paraffins to aromatic. Generally, the Continuous Catalyst Regeneration (CCR) reactor configuration is used, meaning the catalyst is continuously circulated and regenerated to maintain its activity during the process. The benzene yield can be increased using toluene disproportionation and xylene isomerisation reactors, which are not included in the data given below.

Table D.7: Mass, energy and economic characteristics of naphtha catalytic reforming process⁵ (Note: For energy positive sign means energy need and negative sign means energy production, catalyst is platinum on chlorinated alumina support, the refrigeration need was converted to electricity and cooling water needs using a coefficient of performance of 1.91)

Mass	Mass in (kt)		Mass out (kt)	
	Naphtha	456	Hydrogen	47
			Dry gas	0
			Liquified petroleum gas	20
			Pentane	18
			C6+ alkane	67
			Benzene	24
			Toluene	72
			Xylene	133
			C9+	74
Energy	Energy in (TJ/y)		Energy out (TJ/y)	
	Medium pressure steam	162	Low pressure steam	-234
	High pressure steam	819		
	Fired heat	541		
	Cooling water	870		
	Electricity	118		
Economic	CAPEX including product purification section (Million EUR)		Basis year	
	127		Corrected to 2023 using CEPCI	

As seen in Table 2, the naphtha yield from the plastic pyrolysis is only 16%. Thus, significant quantities of plastic waste will be required if only naphtha is used for aromatics production. The other byproducts of plastic pyrolysis like diesel and vacuum gas oil can also be converted to naphtha to increase the aromatics yields using a fluidised catalytic cracker as shown in Table 8. Vacuum gas oil fluidised catalytic crackers (FCC) already exists in current refineries to convert heavy fraction of crude oil to more valuable light fractions like olefins and naphtha. The heavy oils can also be steam cracked to produce aromatics with yields as shown in Table 3. Such heavy oil crackers or adapting the current steam crackers to handle a wider range of hydrocarbons will be crucial to increase the material usage efficiency and reduce the quantity of plastic waste required to produce aromatics.

Table D.8: Mass and economic characteristics of fluidised catalytic cracker to produce naphtha from heavy oils⁶

Mass	Mass in (kt)		Mass out (kt)	
	Vacuum gas oil	2393	Light gases	76
			Liquified petroleum gas	362
			Naphtha	1189
			Light cycle oil	497

			Heavy cycle oil	169
			Coke	99
Economic	CAPEX including product purification section (Million EUR)		Basis year	
	846		Corrected to 2023 using CEPCI	

D.2.2 Plastic waste steam gasification + syngas to methanol + methanol to aromatics (Mixed plastic waste mainly)

Unsorted plastic waste (like mixed municipal plastic waste) can be converted to aromatics via steam gasification followed by the methanol to aromatics (MTA) route. Steam gasification occurs in a fluidised bed reactor at 800 °C to 1000 °C near atmospheric pressure, using sand as the bed material. The resulting raw syngas is cleaned to remove impurities (entrained catalyst, water, tar, and acid gases). The clean syngas is then converted to methanol in a tubular reactor at 69 bar and 255 °C, using Cu-ZnO-Al₂O₃ catalyst.

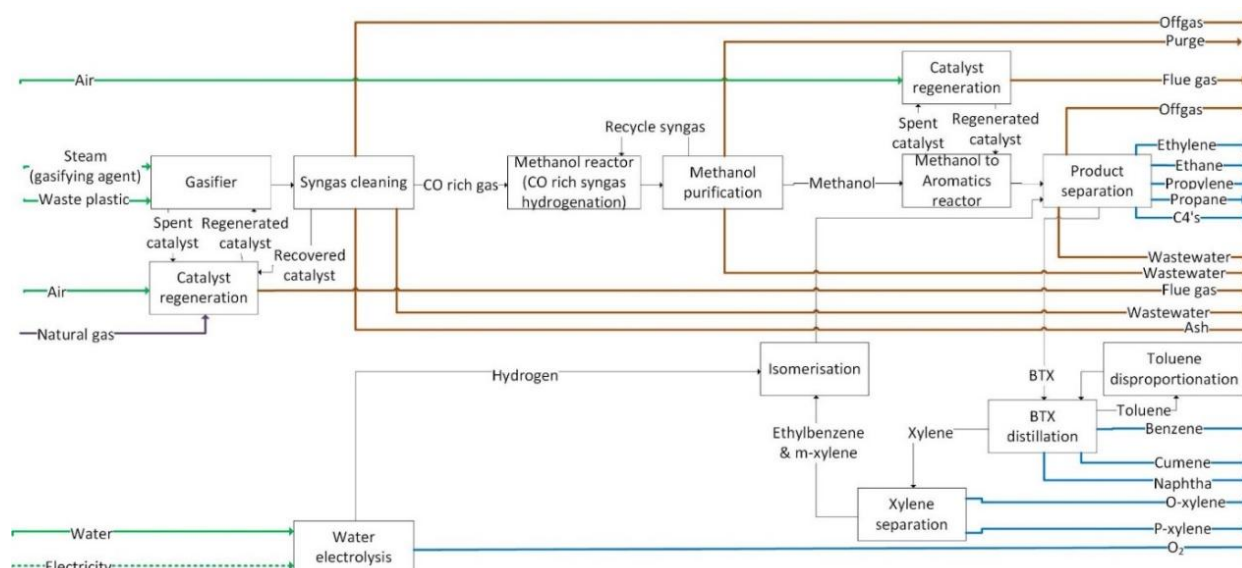


Figure D.5: Block flow diagram of plastic waste to aromatics via methanol process⁴

Unlike the biomass and CO₂ routes, this process does not require additional hydrogen or acid gas removal as the syngas had a H₂/(CO+CO₂) ratio above 2. The resulting methanol was purified (99.9 wt.% pure) via distillation to remove light gases and water. In the second step, methanol is fed into a fluidised bed MTA reactor (60 bar, 450 °C), producing benzene along with by-products like methane, ethane, propylene, propane, C₄'s, toluene, xylene. To increase the benzene yield, toluene and m-xylene, were further processed using a toluene disproportionation to benzene reactor and a m-xylene isomerisation unit. The final product mixture was separated into high-purity products using a series of advanced separation steps (dehydration, cryogenic distillation, extractive distillation).

Table D.9: Mass, energy and economic characteristics of methanol to aromatics process⁴ (Note: For energy positive sign means energy need and negative sign means energy production, catalyst is HZM-5)

Mass	Mass in (kt)		Mass out (kt)	
	Methanol	8800	Ethylene	21
	Combustion air	8733	Ethane	195
	Catalyst	4	Propylene	68
	Hydrogen	17	Propane	641
			C4 (assumed to butene)	921
			Cumene	240
			Naphthalene	32
			O-xylene	5
			P-xylene	972
			Benzene	535
			Flue gas	9012
			Waste water	4914
Energy	Energy in (TJ/y)		Energy out (TJ/y)	
	Medium pressure steam	4493	Low pressure steam	-12020
	Cooling water	21065	High pressure steam	-15
	Electricity	5122		
Economic	CAPEX including product purification section (Million EUR)		Basis year	
	3676		Corrected to 2023 using CEPCI	

Note: The capacity of 8800 kt/y methanol is used such as to produce about 500 kt/y benzene, which is equivalent to the benzene production in the Port of Rotterdam. Such an industrial scale methanol to aromatics plant does not yet exist.

This document will be part of Appendix for the report written by VITO for the 3C-VaCs project.

D.3 References

- (1) Broeren Martijn; Uijttewaai Meis; Bergsma Geert. Monitoring Chemical Recycling
Monitoring Chemical Recycling How to Include Chemical Recycling in Plastic Recycling;
2022.
- (2) Netherlands Institute for Sustainable Packaging (KIDV). *Chemical Recycling of Plastic Packaging Materials*; 2018.
https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwj4wYmO0sCNAxXRg_0HHSCNPfUQFnoECB0QAQ&url=https%3A%2F%2Fkidv.nl%2Fmedia%2Fengelse_kidv_publicaties%2Fchemical_recycling_of_plastic_packaging_materials_analysis_and_opp.
- (3) Zimmermann, H.; Walzl, R. Ethylene. In *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*; Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA: Weinheim, Germany, 2009; Vol. 4, pp 473–482.
https://doi.org/10.1002/14356007.a10_045.pub3.
- (4) Manalal, J. T.; Pérez-Fortes, M.; Ramírez, A. Re-Wiring Petrochemical Clusters: Impact of Using Alternative Carbon Sources for Ethylene Production. *Green Chem.* **2025**, 27 (22), 6641–6659. <https://doi.org/10.1039/D4GC06042C>.
- (5) Jiang, J.; Feng, X.; Yang, M.; Wang, Y. Comparative Technoeconomic Analysis and Life Cycle Assessment of Aromatics Production from Methanol and Naphtha. *J. Clean. Prod.* **2020**, 277, 123525. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123525>.
- (6) Güleç, F.; Okolie, J. A.; Erdogan, A. Techno-Economic Feasibility of Fluid Catalytic Cracking Unit Integrated Chemical Looping Combustion – A Novel Approach for CO₂ Capture. *Energy* **2023**, 284 (August), 128663.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128663>.

Appendix E

Biomass based pathways for the production of olefins and aromatics

Tonny Manalal, Jonathan Moncada, Marcelle Senekal, Frank Wubbolts

TNO, The Netherlands

Base chemicals such as olefins (ethylene, propylene, and butadiene), BTX (benzene, toluene, xylene, and other aromatics), and methanol are essential components of the chemical industry, playing a key role in the production of a wide range of materials and products. Olefins, particularly ethylene, propylene, and butadiene, are used in the production of plastics such as polyethylene and polypropylene, as well as synthetic rubbers, which are widely applied in packaging, construction, and consumer goods. Similarly, BTX compounds are important feedstocks for producing polymers like polyethylene terephthalate, synthetic fibres, resins, and coatings. Methanol is extensively used as a precursor for formaldehyde, acetic acid, and fuel additives such as MTBE. It is also attracting increasing interest as a maritime fuel. In addition, methanol serves as a key building block for producing base chemicals, including olefins and BTX, highlighting its importance in the chemical value chain.

The production of base chemicals such as olefins and aromatics predominantly depends on fossil feedstocks, resulting in significant CO₂ emissions due to the energy-intensive processes and scope-3 emissions involved. To address these environmental challenges, the chemical industry is exploring alternative pathways to produce these chemicals with a lower carbon footprint. This report examines three main groups of bio-based chemical production routes, i.e., via methanol, ethanol and naphtha (or liquid hydrocarbons); for olefins and BTX production (see [Table E.1](#)). Only TRL>5 technologies were selected for the assessment and technologies like hydrothermal liquefaction (HTL) are not considered as the oil from HTL requires further hydrotreatment and the whole system together is at low TRL. Also, decentralised bio-synthetic natural gas (SNG) production was not considered because the focus was on centralised systems as seen in the case of biogas. SNG is an interesting intermediate which can easily be plug-in with existing methanol units, however, this is not considered in the report.

Table E.1: Pathways for the production of base chemicals included in this study

Technology		Feedstock	Product
Methanol pathways	Methanol production via gasification of biomass	Lignocellulosic biomass	Methanol
	Methanol production via biogas	Other organic wastes & residues	Methanol

Technology		Feedstock	Product
	Methanol-to-Olefins	Methanol	Olefins (ethylene, propylene)
	Methanol-to-Aromatics	Methanol	BTX
Ethanol pathways	Lignocellulosic biomass to ethanol	Lignocellulosic biomass	Ethanol
	Ethanol-to-Ethylene	Ethanol	Ethylene
Alternative cracker feed pathways	Biomass pyrolysis and upgrading	Lignocellulosic biomass	Bio-oil (Bio-naphtha and heavier fractions)
	Biomass gasification and syngas conversion (Fischer Tropsch)		Bio-oil (Bio-naphtha and heavier fractions)

The objective of this report is to provide an overview of these alternative pathways by outlining their process descriptions and performance metrics, including key inputs, outputs, and capital expenditures. The structured evaluation aims to support the transition towards a more sustainable and circular chemical industry. The outcomes of this report will contribute to the broader 3C-VaCS project by offering essential data and pathway descriptions to assess alternative chemical production routes.

E.1 Methanol pathways

E.1.1 Methanol production via gasification of biomass

Methanol production through gasification of lignocellulosic biomass consists of several steps. The process begins with biomass pretreatment, which typically includes drying and particle size reduction. This is followed by biomass gasification, where the biomass is converted into syngas, a mixture of carbon monoxide and hydrogen. The gasification process uses oxygen as gasifying agent, thus this step also includes an air separation unit to provide the system with the required oxygen flow. In the final step, syngas is catalytically converted into methanol under high pressure and moderate temperature. Biomass gasification is carried out at 850°C,¹ while methanol synthesis occurs at 300°C and 80 bar.¹

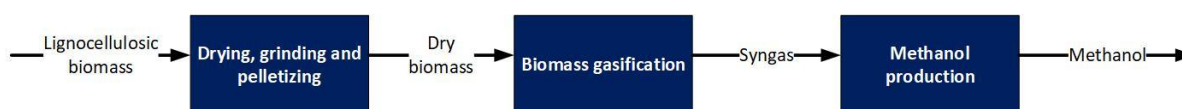


Figure E.1: Simplified block flow diagram of biomass to methanol process²

Table E.2 presents the mass and energy balances for methanol production from biomass. The flows indicate a substantial demand for cooling utilities and electricity, primarily due to the air separation unit and the compressors used in the methanol synthesis step. Approximately 50 percent of the initial biomass mass (in dry basis) is converted into methanol, while the remaining carbon is released as biogenic CO₂ in the flue gas stream. The release of CO₂ is inherent to the gasification process, as the hydrogen-to-carbon monoxide ratio in the biomass must be adjusted to meet the requirements for methanol synthesis. As a result, a portion of the carbon leaves the system as CO₂.

The methanol yield from biomass is consistent with values reported in the literature.² The waste streams contain a considerable fraction of nitrogen, originating from the air separation

unit. Air separation is required to provide oxygen for the gasification step, which produces syngas from biomass to be used as feedstock for methanol synthesis.

Table E.2: Mass and energy flows of methanol production via biomass gasification.² (Abbreviation: ar- as received)

Mass	Mass in (kt)		Mass out (kt)	
	Biomass ar (moisture content of 30 wt.%)	1429	Methanol	504
	Water	88	Flue gas (94 wt.% CO ₂)	932
	Air	1800	Waste water	442
			Nitrogen	1381
Energy			Ash	58
	Energy in (TJ/y)		Energy out (TJ/y)	
	Electricity	851		
	Heating	1298		
Economic	Cooling	12603		
	CAPEX including product purification section (Million EUR)		Basis year	
	710		Corrected to 2023 using CEPCI index	

The capital expenditure (CAPEX) for this process is based on the year 2023. The gasification reactor is a major cost component, which aligns with literature findings indicating the high cost of gasification technologies. Further advancements are necessary to achieve cost reductions in the future. Compressors also represent a significant share of CAPEX, mainly due to the high pressures required in the methanol synthesis step. Separation columns further contribute to overall costs, particularly cryogenic columns used in the air separation unit and those required for methanol separation.

E.1.2 Methanol production via biogas

Methanol production from biogas involves several stages. The process starts with the production of biogas from biomass through anaerobic digestion. The resulting biogas, primarily consisting of methane (CH₄) and carbon dioxide (CO₂), is then upgraded and reformed to produce syngas, a mixture of hydrogen (H₂) and carbon monoxide (CO). This syngas is subsequently converted into methanol through catalytic synthesis under moderate temperature and high pressure as discussed above.

The biogas unit operates at 40 °C and 1 bar, with a biogas yield of 98 Nm³ per tonne of organic matter in the substrate, which is typical for manure-based digestion. The biogas composition is 64 vol% CH₄ and 36 vol% CO₂, representing a typical biogas composition. The conversion of organic matter in the digester follows these yields: 0.91 kg of digestate per kg of organic matter, and 0.08 kg of biogas per kg of organic matter. The product from the digester is separated into a crude gas stream and a wet stream containing the digestate.

Methanol production from biogas involves several key stages, starting with the upgrading of raw biogas, which consists mainly of methane (CH₄) and carbon dioxide (CO₂), through a separation process to remove CO₂ and produce biomethane. This upgraded biomethane is

then subjected to steam methane reforming (SMR), which converts methane into a syngas mixture primarily containing hydrogen (H₂) and carbon monoxide (CO). The separated CO₂ is not wasted, instead, it is mixed back with the syngas and fed into the methanol synthesis reactor. Methanol production can follow different process schemes, including direct CO₂ hydrogenation, where CO₂ is hydrogenated to methanol in a single reactor, or a reverse water gas shift reaction (r-WGS) step that first converts CO₂ into CO, which is then synthesized into methanol. **Table E.3** presents the mass and energy flows of the process of biomass to methanol via biogas via direct synthesis.

Methanol production via biogas requires significant inputs, including 62,331 ktonnes per year of manure with 90% moisture content and 15,625 ktonnes per year of water, which is used exclusively for anaerobic digestion to maintain the required wet conditions. The process demands for heating and cooling are primarily for steam methane reforming and methanol synthesis.

Table E.3: Mass and energy flows of methanol production via biogas.³

Mass	Mass in (kt)		Mass out (kt)	
	Biomass (Manure at 90 wt.% moisture)	62331	Methanol	504
	Water	15625	Flue gas (Mainly CO ₂)	64
			Waste water	70229
			Digestate	7159
Energy	Energy in (TJ/y)		Energy out (TJ/y)	
	Heating	1128	Electricity	-879
	Cooling	739		
Economic	CAPEX including product purification section (Million EUR)		Basis year	
	447		Corrected to 2023 using CEPCI index	

As shown in **Table E.3**, the total CAPEX for methanol production via biogas amounts to 447 million euros, with biogas production representing the 43% share and reforming with methanol accounting for 57% of the investment. This reflects the complexity and infrastructure requirements of anaerobic digestion and biogas upgrading. Steam methane reforming, although a crucial step in syngas production, requires a relatively lower investment, while methanol synthesis contributes significantly to the total cost due to the need for specialized reactors and separation systems.

E.1.3 Methanol-to-Olefins

Methanol is fed to the methanol to olefin (MTO) fluidised bed reactor operating at 30 bar and 450 °C. The MTO process produces ethylene and propylene along with other by-products (like methane, ethane, propane, C₄'s, benzene). The product mixture is separated into high purity products using a series of separation processes (like dehydration, cryogenic distillation, extractive distillation).

Table E.4: Mass, energy and economic characteristics of methanol to olefin process⁴ (Note: For energy positive sign means energy need and negative sign means energy production, catalyst is SAPO-34)

Mass	Mass in (kt)		Mass out (kt)	
	Methanol	2300	Methane	10
	Combustion air	360	Ethylene	314
	Catalyst	1	Ethane	9
			Propylene	398
			Propane	74
			C4 (assumed to butene)	106
			C5+ (assumed to be benzene)	80
			Flue gas	386
			Waste water	1284
Energy	Energy in (TJ/y)		Energy out (TJ/y)	
	Low pressure steam	6500	Medium pressure steam	-1104
	Cooling water	9743	High pressure steam	-68
	Electricity	1892		
Economic	CAPEX including product purification section (Million EUR)		Basis year	
	423		Corrected to 2023 using CEPCI index	

Note: The capacity of 2300 kt/y methanol is used such as to produce about 300 kt/y ethylene, which is equivalent to the 1/3rd ethylene production in the Port of Rotterdam. Such an industrial scale methanol to olefin plant does not exist.

E.1.4 Methanol-to-Aromatics

Methanol is fed into a fluidised bed MTA reactor (60 bar, 450 °C), producing benzene along with by-products like methane, ethane, propylene, propane, C4's, toluene, xylene. To increase the benzene yield, toluene and m-xylene, were further processed using a toluene disproportionation to benzene reactor and a m-xylene isomerisation unit. The final product mixture was separated into high-purity products using a series of advanced separation steps (dehydration, cryogenic distillation, extractive distillation).

Table E.5: Mass, energy and economic characteristics of methanol to aromatics process⁴ (Note: For energy positive sign means energy need and negative sign means energy production, catalyst is HZM-5)

Mass	Mass in (kt)		Mass out (kt)	
	Methanol	8800	Ethylene	21
	Combustion air	8733	Ethane	195
	Catalyst	4	Propylene	68
	Hydrogen	17	Propane	641
			C4 (assumed to butene)	921
			Cumene	240
			Naphthalene	32
			O-xylene	5
			P-xylene	972
			Benzene	535
			Flue gas	9012
			Waste water	4914
Energy	Energy in (TJ/y)		Energy out (TJ/y)	
	Medium pressure steam	4493	Low pressure steam	-12020
	Cooling water	21065	High pressure steam	-15
	Electricity	5122		
Economic	CAPEX including product purification section (Million EUR)		Basis year	
	3676		Corrected to 2023 using CEPCI index	

Note: The capacity of 8800 kt/y methanol is used such as to produce about 500 kt/y benzene, which is equivalent to the benzene production in the Port of Rotterdam. Such an industrial scale methanol to aromatics plant does not yet exist.

E.2 Ethanol pathways

E.2.1 Lignocellulosic ethanol-to-Ethylene

Lignocellulosic ethanol is a biofuel produced by converting the cellulosic and hemicellulose part in plant cell walls (lignocellulosic biomass) into ethanol through fermentation. It is considered a promising alternative to traditional ethanol, which is often made from food crops like corn or sugarcane.

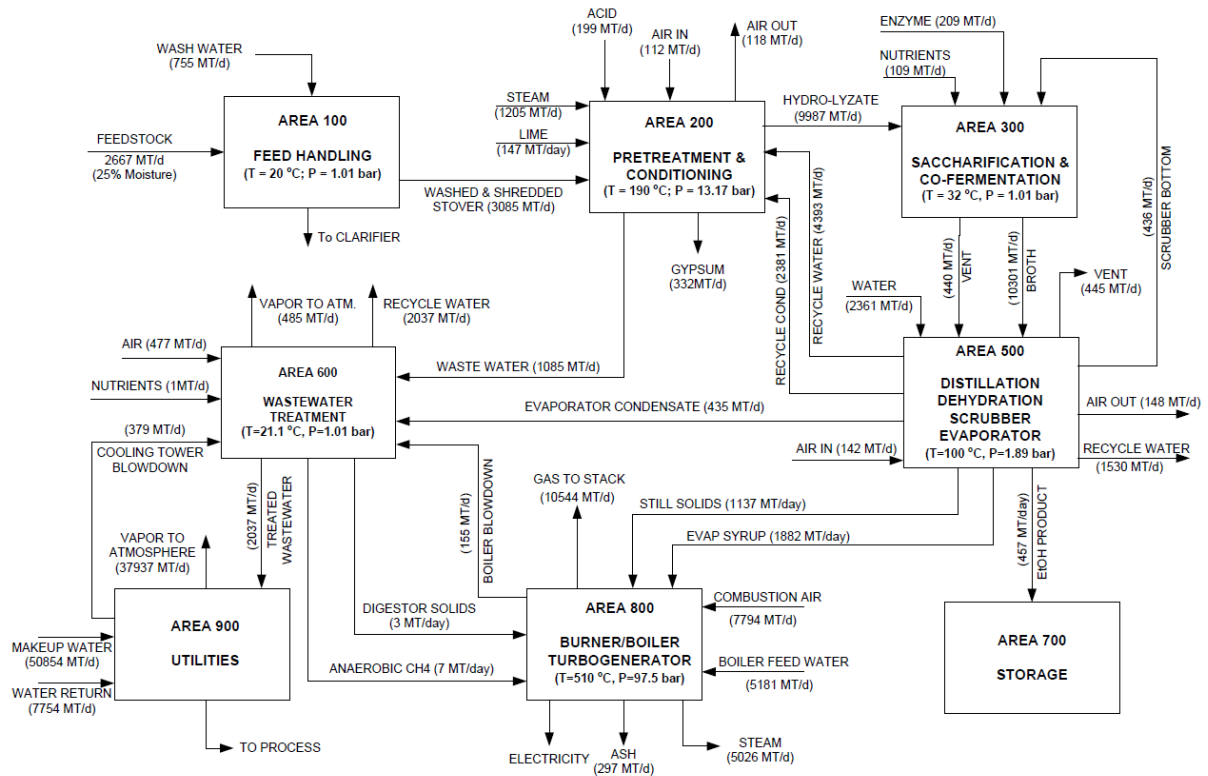


Figure E.2: Block flow diagram of lignocellulosic ethanol process⁵

The process generally involves steps like, pretreatment (to expose the rigid structure of lignocellulosic biomass to make the cellulose and hemicellulose accessible for enzymatic hydrolysis), enzymatic hydrolysis (enzymes break down the cellulose and hemicellulose into fermentable sugars, primarily glucose and xylose), fermentation (microorganisms like yeast or bacteria ferment the sugars into ethanol) and product recovery (the ethanol is separated and purified).

Table E.6: Mass flows and CAPEX for the production of lignocellulosic ethanol⁵

Mass	Mass in (kt)		Mass out (kt)	
	Stover (with 25% moisture content)	880	Ethanol	151
	Wash water	249	Waste water	358
	Steam	398	Gypsum	110
	Lime	49	Air (out)	88
	Acid	66	Vent (CO ₂)	147
	Air (in)	84	Recycle water	505
	Nutrients	36	Evaporator condensate	144
	Enzyme	69	Flue gas (combustion of still solids & evaporator syrup)	3480
	Water	779	Ash	98
	Combustion air	2572	To clarifier	101
Energy	Energy in (TJ/y)		Energy out (TJ/y)	
	Cooling water	472	Electricity	780
Economic	CAPEX including product purification section (Million EUR)		Basis year	
	529		Corrected to 2023 using CEPCI index	

Ethanol can be converted to ethylene through a dehydration reaction, which involves removing the water molecule. This process typically uses a catalyst, often an acidic material like alumina or a zeolite, and high temperatures. The reaction is endothermic, meaning it requires heat input, and is commonly performed in a fluidized bed reactor or other specialized reactors. The specific CAPEX from the reference for the ethanol dehydration process is around 0.08 EUR/kg ethylene.

Table E.7: Mass flows and CAPEX for the ethanol to ethylene dehydration process⁶

Mass	Mass in (kt)		Mass out (kt)	
	Ethanol	271	Ethylene	164
			Waste water	107
Energy	Energy in (TJ/y)		Energy out (TJ/y)	
	Electricity	230		
	Natural gas	432		
Economic	CAPEX including product purification section (Million EUR)		Basis year	
	14		Corrected to 2023 using CEPCI index	

E.3 Alternative cracker feed pathways

One option to decarbonise the steam cracking sector is to replace naphtha with a renewable feedstock. Since the impact of co-processing bio-oils feedstocks is limited to few percentages due to formation of coke because of heavier fractions in bio-oil, the bio-oil is subject to hydrotreating and naphtha separation. It is assumed that this hydrotreated bio-naphtha is compatible with downstream processes such as cracking and separation would remain unchanged from current steam crackers. These downstream processes are not included in this analysis. The focus of this analysis is on various technologies for producing bio naphtha.

○ Biomass Pyrolysis and upgrading

The pyrolysis process converts biomass into bio-oil, syngas, and char by heating it to 400–600°C in the absence of oxygen. The process involves drying biomass to remove moisture, followed by thermal decomposition into the three fractions. The volatile vapours are cooled to condense bio-oil, while gases and char are separated. The bio-oil yield of the fast pyrolysis process is around 57 wt.%. However, the bio-oil produced has a high oxygen content, making it unstable and unsuitable for direct use.

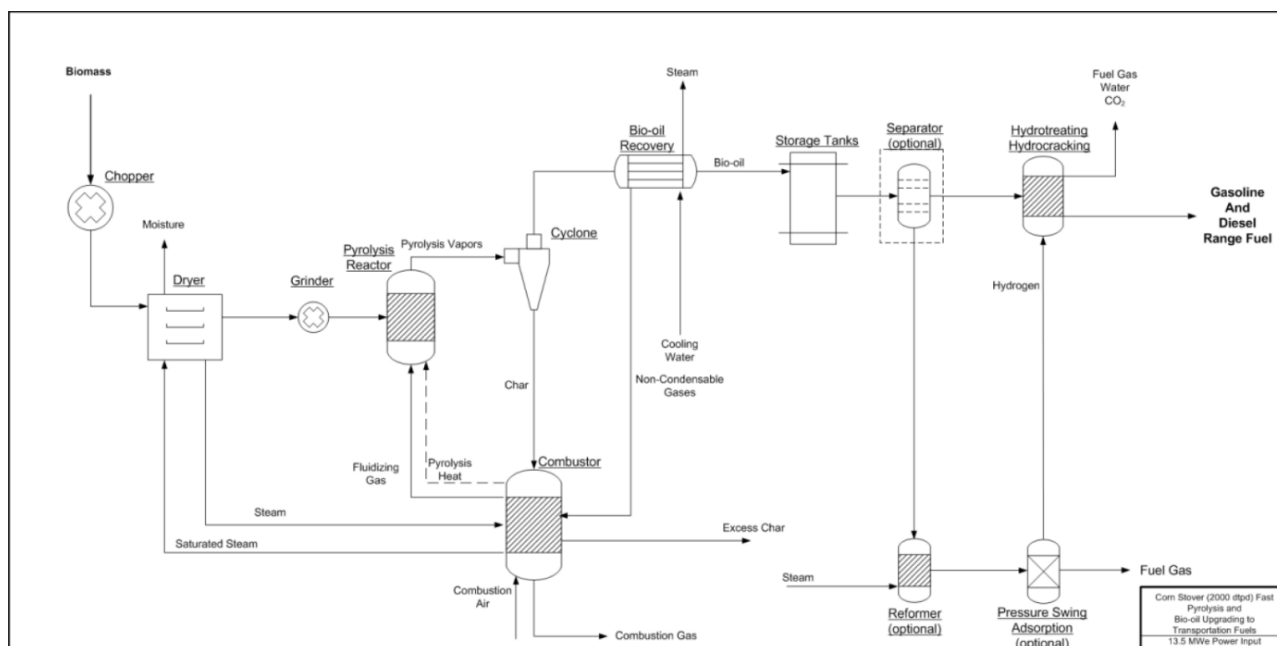


Figure E.3: Process flow diagram of biomass pyrolysis with hydrotreating process⁷

To enhance the quality of bio-oil, hydrotreatment is applied, using hydrogen to reduce oxygen content and convert it into hydrocarbon-rich products such as bio-naphtha. This can be achieved through single-step or two-step configurations, with the latter stabilising the bio-oil before further upgrading for improved results. In some cases, bio-oil is separated into water-soluble and water-insoluble fractions for tailored processing to optimise yield and quality.⁸

Table E.8: Fast pyrolysis yields from corn stover feedstock⁷

Stream	Wt %
Non condensable gas	14.3
Oil	57.6
Water	8.7
Char/Ash	19.4

The upgraded bio-oil is fractionated into hydrocarbon streams, including bio-naphtha, which can serve as a feedstock for steam crackers to produce olefins and aromatics. Other fractions, such as biodiesel, can be used as transport fuels. Despite its potential, the process faces challenges, including high energy and hydrogen demand, as well as catalyst stability and resistance to fouling. Continued advancements in catalysts and hydrogen production are critical to addressing these limitations. Table 9 summarises the key inputs, outputs and CAPEX for producing bio naphtha via pyrolysis.

Table E.9: Mass and energy flows of pyrolysis and upgrading for bio naphtha production. Adapted from Wright et al⁷

	Mass in (kt)		Mass out (kt)	
	Corn stover (15 wt.% moisture content)	600	Naphtha	75
Mass	Hydrogen	27	Diesel	75
			Non condensable gas	309
			Wastewater	52
			Char/Ash	116
Energy	Energy in (TJ/y)		Energy out (TJ/y)	
	Cooling water	NA	Electricity	0.33
Economic	CAPEX including product purification section (Million EUR)		Basis year	
	280		Corrected to 2023 using CEPCI index	

E.3.1 Fischer Tropsch

Biomass can be converted to liquid hydrocarbons via syngas (which is a mixture of carbon dioxide, carbon monoxide and hydrogen), through the Fischer-Tropsch process. Although FT technology has traditionally been associated with the production of fuels such as diesel, kerosene, and gasoline, its potential for generating bio naphtha as a renewable feedstock for petrochemical applications is attracting increased attention. In this context, biomass gasification serves as the initial step, providing a renewable source of syngas that is subsequently converted into FT liquids (see [Figure E.4](#)).

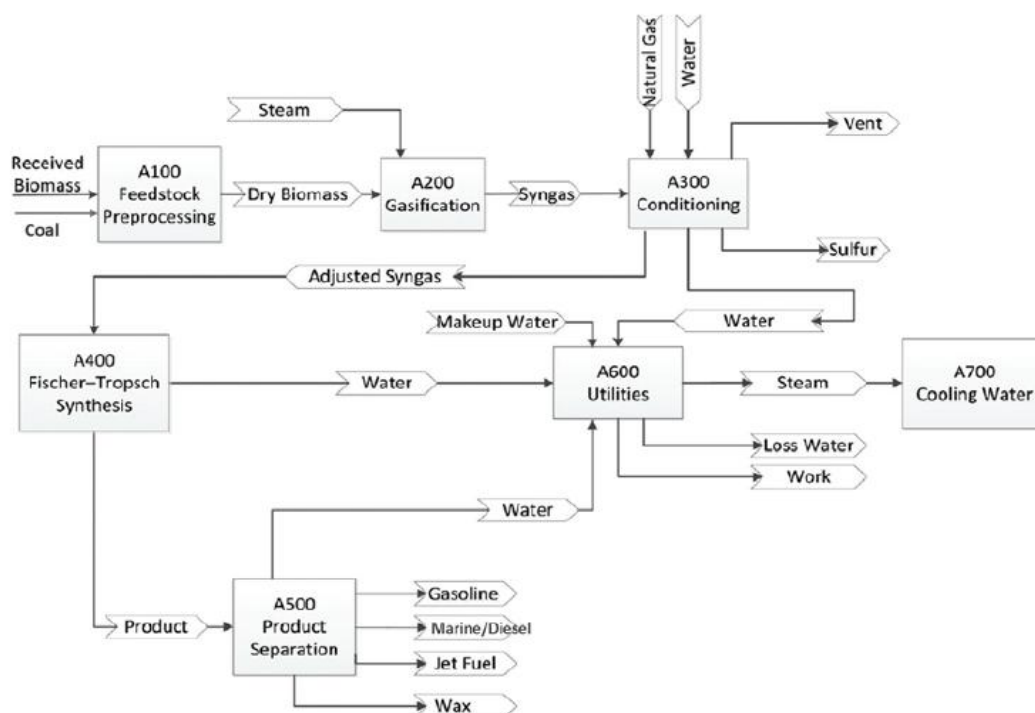


Figure E.4: Block flow diagram of biomass based Fischer Tropsch process⁹

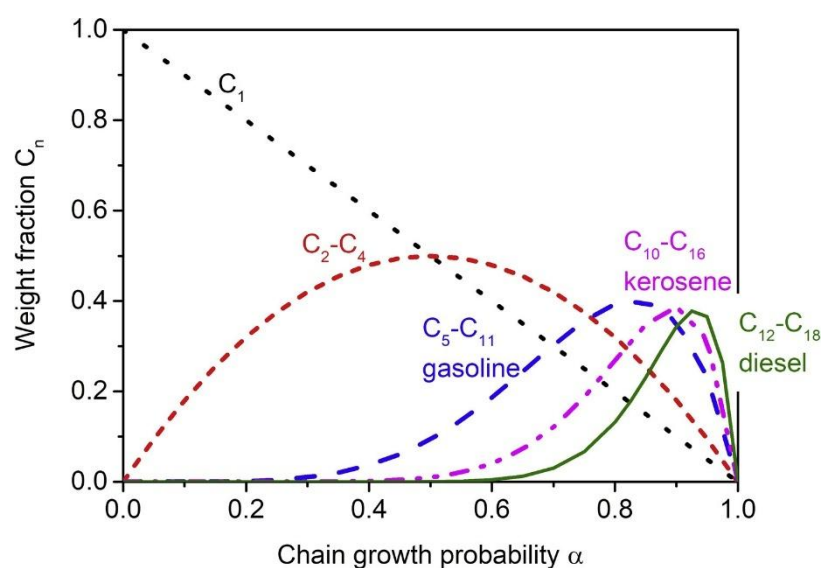


Figure E.5: Anderson- Schulz Flory distribution for the Fischer Tropsch process¹⁰

The FT process involves the catalytic conversion of syngas into long-chain hydrocarbons. This reaction takes place in the presence of metal catalysts, typically cobalt or iron, under elevated temperatures ranging from 200 to 300°C and pressures between 20 and 50 bar. The distribution of products from this process is influenced by reaction conditions, like temperature, pressure, residence time, and carbon to hydrogen ratio, and catalyst properties and follows the Anderson-Schulz-Flory distribution¹⁰ (see Figure E.5); which predicts a mixture of paraffins, olefins, and oxygenates. By carefully adjusting the process parameters, it is possible to target specific product ranges, including naphtha in the FT process.

FT liquids can be separated into distinct fractions. One of these fractions is naphtha, composed of light hydrocarbons in the C5 to C10 range, which is suitable for use as a feedstock in steam crackers for olefin and aromatic production. Other fractions include middle distillates, such as diesel and kerosene, and heavier hydrocarbons like waxes and lubricants. While most research has historically focused on FT middle distillates for fuel applications, there is growing interest in optimising the process specifically for naphtha production. Diverse studies^{11–14} have explored several approaches, including the development of catalyst formulations and reactor designs to enhance the production of light hydrocarbons, the identification of operating conditions that favour shorter hydrocarbon chains, and the integration of FT processes into biorefineries to improve yields and reduce costs.

The advantages of FT-derived bio-naphtha lies with its high purity and bio-based nature. Bio-naphtha can serve as a sustainable feedstock for olefin production in steam crackers, enabling the production of ethylene, propylene, and BTX (benzene, toluene, and xylene). FT-derived bio-naphtha can be a direct replacement for fossil based naphtha in steam crackers, thereby offering a viable alternative to fossil-based naphtha. Furthermore, FT-derived bio-naphtha is typically free of sulphur and other impurities, making it a highly versatile and desirable feedstock for petrochemical applications.

Table E.10 summarises the key inputs, outputs, and economics for producing bio naphtha via Fischer Tropsch

Table E.10: Mass, energy and economic characteristics of Fischer Tropsch process. Adapted from Tan et al⁹

Mass	Mass in (kt)		Mass out (kt)	
	Woody biomass (LHV= 18.27 MJ/kg)	759	Naphtha	53
	Catalyst	2.4	Kerosene	63
	Amine make-up	0.0001	Diesel	29
	Boiler feed water	152	Wax	19
	Combustion air	348	Vent gas (99.9 wt.% CO ₂)	893
			Ash	28
			Wastewater	177
Energy	Energy in (TJ/y)		Energy out (TJ/y)	
	Cooling water	97	Electricity	0.03
Economic	CAPEX including product purification section (Million EUR)		Basis year	
	841		Corrected to 2023 using CEPCI index	

This document will be part of Appendix for the report written by VITO for the 3C-VaCs project.

E.4 References

- (1) Yang, F.; Meerman, H.; Zhang, Z.; Jiang, J.; Faaij, A. Integral Techno-Economic Comparison and Greenhouse Gas Balances of Different Production Routes of

- Aromatics from Biomass with CO₂ Capture. *J. Clean. Prod.* **2022**, 372 (July). <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133727>.
- (2) Moncada, J.; Wammes, P.; Jovicic, M. Assessing the Supply Potential of Bio-Based Molecules: A Techno-Economic and Supply Chain Perspective TNO Report; 2025. TNO Public TNO 2025 R11410.
 - (3) Uslu, A.; Moncada, J.; Oliveira, C. *Demand for Renewable Hydrocarbons in 2030 and 2050*; 2020. [https://repository.tno.nl/SingleDoc?find=UID 5711cb71-8452-4b61-ab35-4c3af5516985](https://repository.tno.nl/SingleDoc?find=UID%205711cb71-8452-4b61-ab35-4c3af5516985).
 - (4) Manalal, J. T.; Pérez-Fortes, M.; Ramírez, A. Re-Wiring Petrochemical Clusters: Impact of Using Alternative Carbon Sources for Ethylene Production. *Green Chem.* **2025**, 27 (22), 6641–6659. <https://doi.org/10.1039/D4GC06042C>.
 - (5) Kazi, F. K.; Fortman, J.; Anex, R.; Kothandaraman, G.; Hsu, D.; Aden, A.; Dutta, A. *Techno-Economic Analysis of Biochemical Scenarios for Production of Cellulosic Ethanol*; 2010.
 - (6) Haro, P.; Ollero, P.; Trippe, F. Technoeconomic Assessment of Potential Processes for Bio-Ethylene Production. *Fuel Process. Technol.* **2013**, 114, 35–48. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2013.03.024](https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2013.03.024).
 - (7) Wright, M. M.; Satrio, J. A.; Brown, R. C.; Daugaard, D. E.; Hsu, D. D. *Techno-Economic Analysis of Biomass Fast Pyrolysis to Transportation Fuels. Technical Report NREL/TP-6A20-46586*; 2010; Vol. 89. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.07.029>.
 - (8) Sharifzadeh, M.; Wang, L.; Shah, N. Decarbonisation of Olefin Processes Using Biomass Pyrolysis Oil. *Appl. Energy* **2015**, 149, 404–414. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.081>.
 - (9) Tan, E. C. D.; Tao, L. *Economic Analysis of Renewable Fuels for Marine Propulsion*; 2019. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74678.pdf>.
 - (10) ten Have, I. C.; Weckhuysen, B. M. The Active Phase in Cobalt-Based Fischer-Tropsch Synthesis. *Chem Catal.* **2021**, 1 (2), 339–363. <https://doi.org/10.1016/j.checat.2021.05.011>.
 - (11) Cheng, Y.; Lin, J.; Xu, K.; Wang, H.; Yao, X.; Pei, Y.; Yan, S.; Qiao, M.; Zong, B. Fischer–Tropsch Synthesis to Lower Olefins over Potassium-Promoted Reduced Graphene Oxide Supported Iron Catalysts. *ACS Catal.* **2016**, 6 (1), 389–399. [https://doi.org/https://doi.org/10.1021/acscatal.5b02024](https://doi.org/10.1021/acscatal.5b02024).
 - (12) Oschatz, M.; Lamme, W. S.; Xie, J.; Dugulan, A. I.; de Jong, K. P. Ordered Mesoporous Materials as Supports for Stable Iron Catalysts in the Fischer–Tropsch Synthesis of Lower Olefins. *ChemCatChem* **2016**, 8 (17), 2846–2852. <https://doi.org/10.1002/cctc.201600492>.
 - (13) Pedersen, E. Ø.; Svenum, I. H.; Blekkan, E. A. Mn Promoted Co Catalysts for Fischer-Tropsch Production of Light Olefins – An Experimental and Theoretical Study. *J. Catal.* **2018**, 361, 23–32. <https://doi.org/10.1016/j.jcat.2018.02.011>.
 - (14) Gao, Y.; Shao, L.; Yang, S.; Hu, J.; Zhao, S.; Dang, J.; Wang, W.; Yan, X.; Yang, P. Recent Advances in Iron-Based Catalysts for Fischer–Tropsch to Olefins Reaction. *Catal. Commun.* **2023**, 181 (April), 106720. <https://doi.org/10.1016/j.catcom.2023.106720>.

Energy & Materials Transition

Radarweg 60
1043 NT Amsterdam
www.tno.nl

Barriers to Advanced Biofuels

Addressing Policy and Finance Barriers



TNO 2025 P12633 – February 2026

Barriers to Advanced Biofuels

Addressing Policy and Finance Barriers

Author(s)	Ayla Uslu Marcelle Senekal Martijn de Wit Tonny Manalal Hein de Wilde
Classification report	TNO Public
Title	TNO Public
Report text	TNO Public
Appendices	TNO Public
Number of pages	114 (excl. front and back cover)
Number of appendices	10
Sponsor	Ministry of Climate Policy and Green Growth

All rights reserved

No part of this publication may be reproduced and/or published by print, photoprint, microfilm or any other means without the previous written consent of TNO.

© 2026 TNO

Summary

Background and Objectives

The Netherlands aims to become climate-neutral by 2050, with advanced biofuels playing a key role in reducing greenhouse gas (GHG) emissions from hard-to-abate sectors such as aviation and maritime transport. These biofuels, produced from lignocellulosic waste and residues, hold significant potential in Europe but remain scarcely utilised. Beyond the transport sector, advanced biofuels can also support the development of bio-based chemicals, e-fuels, and contribute to negative emissions, all of which are critical for long-term climate goals.

However, despite ambitious European and national targets, the market share of advanced biofuels remains very low. Most projects are still at the demonstration stage, and only a few initiatives are progressing towards Final Investment Decisions (FID). This gap between policy ambition and market reality is due to a series of technical, financial, and regulatory barriers.

This study addresses the main obstacles hindering the large-scale deployment of advanced biofuels projects, focusing specifically on policy and finance barriers, and proposing practical solutions tailored to Dutch conditions. This research was financed with subsidy from the Ministry of Climate and Green Growth in the context of the Knowledge for Energy Policy Research Program.

Methodology

The study combined:

-) A literature review, **with a focus on policy and finance.**
-) Expert interviews **with stakeholders from research, industry, government, and finance.**
-) Conducted a comparative analysis of selected EU and non-EU countries, assessing their regulatory frameworks, fiscal incentives, and the deployment status of advanced biofuels to derive **cross-country lessons learned.**
-) A workshop **to validate findings and co-create recommendations.**

The scope covers advanced biofuels, particularly from lignocellulosic waste and residues, covering the following innovative technology pathways:

-) Biomass gasification followed by Fischer–Tropsch synthesis
-) Biomass gasification followed by methanol synthesis
-) Biomass pyrolysis followed by upgrading to fuel quality
-) Hydrothermal liquefaction (HTL)
-) Lignocellulosic ethanol production, followed by alcohol-to-jet conversion

Key Findings

Across Europe and globally, **policy instability has been one of the strongest barriers to scaling advanced biofuels.** Frequent revisions to the Renewable Energy Directive (RED), shifting sub-targets (for advanced biofuels), and inconsistent implementation across Member States have created uncertainty for investors. In addition, international experience shows that changing definitions of what counts as “advanced” has hindered lignocellulosic biomass-based projects. Evidence across countries shows that long-term policy stability matters more than financial incentives: predictable mandates, sub-mandates, and GHG-intensity systems are

essential to secure investment. However, without clear protection of advanced categories, these high-risk biofuel value chains struggle to compete against cheaper, mature biofuels, and investment progress is lost.

The Dutch government could engage with the European Commission **to keep the advanced feedstock list in the Renewable Energy Directive stable**. This can be approached either by maintaining a separate priority list for lignocellulosic biomass or by halting further expansion of feedstocks so that the investment in lignocellulosic conversion routes is not further undermined.

While biomass supply is not seen as the main barrier, current availability is based on a narrow range of resources. **Supply chains** for many REDIII eligible feedstocks **remain underdeveloped**, and securing long-term biomass-supply contracts, which are critical for de-risking investments and securing financing, is challenging. Frequent changes to the list of eligible feedstocks create uncertainty and may discourage investment in harder-to-process materials. To address this, the Dutch government could advocate for stable feedstock eligibility at the EU level and support the development of infrastructure and logistics that enable feedstock to become a tradable commodity. European collaboration will be essential as much of the biomass potential is located outside the Netherlands.

Strong, long-term demand signals are indispensable. For the Netherlands, stable demand for advanced biofuels will require government-backed offtake mechanisms, pooled procurement, and alignment with the FuelEU Maritime and ReFuelEU Aviation Regulations. However, strong and stable demand may not necessarily pull the domestic development of advanced biofuels in the Netherlands or Europe. Instead, the demand may be filled by imports. Therefore, **competition with other regions will need to be managed carefully**.

First-of-a-kind (FOAK) plants are essential stepping stones toward profitable next-of-a-kind (NOAK) projects, and they rarely achieve commercial success on their own. Constructing a commercial-scale plant requires hundreds of millions of euros and is accompanied by numerous risks across the value chain and unvalidated operational performance. This weighs heavily on investment decisions. The lack of track-record and lack of predictable and credible cash flows for the FOAK plants make investors cautious. However, these plants are required as the proof point that advanced biofuel technologies can scale, operate reliably, and deliver needed quantities. Independent developers who are often the source of innovation face even greater difficulties as they lack strong financial reserves and credit ratings.

Existing EU-wide financial support remains fragmented and risk-averse, largely providing support for proven technologies rather than innovative pathways. Advanced biofuels from lignocellulosic feedstocks have not scaled, while value chains based on relatively easier to process feedstocks, such as HVO/HEFA and biomethane dominate due to lower risk. Recent developments, such as the Sustainable Transport Investment Plan (STIP) put more weight on e-fuels and do not explicitly target advanced biofuels.

Focused de-risking mechanisms for a limited number of FOAK plants can help these projects reach financial close and, over time, scale without continued support. A combination of support mechanisms like government-backed guarantees, concessional public financing, ramp-up support can reduce lender risk and improve liquidity during early operations. Using these tools together to cover residual risks that the market cannot absorb will allow high-risk technologies to move from early demonstration toward full commercial deployment.

Government support must ensure market competitiveness beyond FOAK phase by adapting existing instruments and progressively shifting from national schemes to collaborative, cross-border mechanisms that expand investment opportunities and strengthen competition between projects. Once FOAK learning is established, government support will be needed to maintain the competitiveness of these advanced value chains. This will be a transition period from FOAK to a better functioning market for advanced biofuels. Existing instrument, such as SDE++ can provide cost-effective revenue certainty over an extended period of time. This will act as a safety net until the market matures. However, adjustments in this instrument will be needed to include aviation and maritime sectors and account for feedstock price volatility.

Additional innovative market mechanisms such as double-sided auctions, could enhance offtake certainty, stabilise revenues and attract investment. For this option, a joint auction approach with other EU countries is recommended to increase liquidity, foster competition on both sides, and share budget. This option will require a longer implementation timeline. Until then, using the existing support scheme which is connected to Emission Reduction Unit (ERE) system (the successor to the HBE system used until the end of 2025) is essential. The Netherlands can quickly pilot by combining SDE++ (supply side cost gap funding) with demand side compliance, then expand with partner countries to expand investment opportunities in advanced biofuel projects.

International experience shows that **industrial clustering improves project feasibility**: co-location, shared utilities, and reduced feedstock risks have been key success factors in countries like Brazil. The Netherlands can apply these lessons by **integrating advanced biorefineries into its established refinery and chemical clusters**.

While building bio-based processes near regions with abundant biomass and renewable energy is cost-effective, the Netherlands can leverage its existing petrochemical industry and logistics infrastructure by positioning biofuel refineries as strategic assets for both transport decarbonisation and industrial transformation, particularly the chemical industry. A national action plan for renewable fuels with a dedicated focus on advanced biofuels can support this, ideally coordinated with neighbouring Member States. As advanced biorefineries for fuels will be an important stepping stone for the chemical industry, this action plan could integrate the action agenda for biomaterials (Actieagenda Biograndstoffen) and the Vision on Sustainable Carbon in the Chemical Industry.

Overall, the comparative evidence shows that **advanced biofuels scale only when four elements align: long-term policy stability, reduced early-stage risk, secure feedstock access, and strong market demand**. For the Netherlands, these factors need to be shaped to fit local conditions. The country has limited domestic biomass, but is uniquely well positioned through its ports, logistics hubs, and industrial clusters. The country already handles significant wood chips and pellet imports and can use this infrastructure for the development of advanced biofuels. To accelerate progress, the Netherlands can focus on the pathways that best fit its industry, and supporting a few selected pathways will accelerate scale up and avoid fragmented or inefficient investment. Supporting multiple smaller FOAK plants, instead of one large flagship, will help spread risk and speed up learning.

In conclusion, to close the gap between ambition and reality, the Netherlands needs a stable and supportive ecosystem that reduces risks and enables technology scale-up. If current conditions persist, the country risks becoming dependent on imports and missing opportunities to strengthen its industrial base and reach national ambitions.

Recommendations for The Netherlands

Adopt a Two-Track Policy Approach Until Value Chains Mature

To accelerate deployment while ensuring long-term stability, implement two complementary policy tracks:

- › **Track 1: Long-term, stable GHG-based obligations** to create demand, give investors confidence and drive continued innovation across the market.
- › **Track 2: Temporary, targeted support for a small number of FOAK projects** to de-risk the most promising advanced pathways.

Both tracks should run in parallel until the supply of advanced biofuels scales and costs fall.

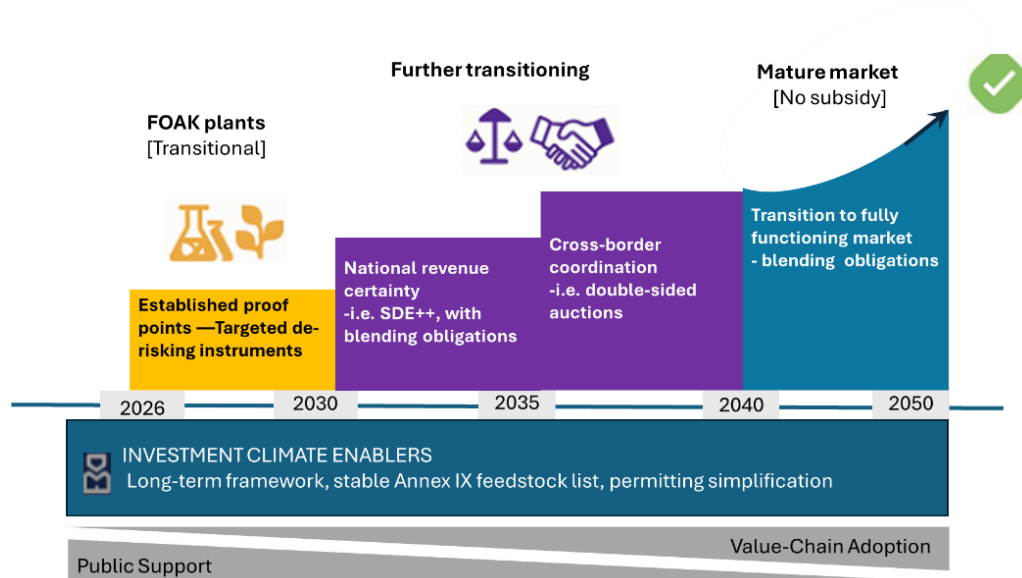


Figure S.1: Illustration of the recommended policy support framework

Track 1: Keep strong GHG reduction goals and clear sub-mandates (10–15 years)

- › Maintain ambitious, stable GHG-intensity obligations, like the annual obligation for fuel suppliers to blend in renewable fuels.
- › Keep binding sub-mandates for advanced biofuels, ensuring they also support new lignocellulosic and waste-based value chains that can later supply aviation, maritime, and chemicals. Avoid adding more sub-mandates; instead ensure existing ones genuinely drive innovation.
- › Keep stability in Annex IX feedstock lists to protect investments in difficult-to-process feedstocks.

Track 2: Provide temporary, targeted de-risking for a few strategic FOAK projects

Identify a small number of pathways tailored to Dutch strengths: early studies highlight syngas-based routes and renewable methanol (bio + e-methanol).

For these priority pathways:

- › Apply targeted, time-limited risk sharing instruments (e.g., loan guarantees, targeted grants) to enable successful FOAK commercial-scale plants, followed by early NOAK capacity.

- › Focus on a limited number of key projects but ensure they reach breakeven so future plants can rely mainly on market mechanisms.

›

Use existing instruments to ensure revenue stability after FOAK success

- › Use SDE++ together with GHG-intensity obligations to provide stable revenues for 15 years.
- › Expand SDE++ eligibility to include SAF and maritime fuels.
- › Update feedstock cost assumptions using indexed or periodic benchmarks.
- › Apply learnings from targeted enhancements listed above, then expand through cross-border auctions or EU-level platforms.
- › Work with the European Commission to ensure (lignocellulosic) advanced biofuels are explicitly included in the Sustainable Transport Investment Plan (STIP) that was adopted in 2025 to unlock investments and scale up production of renewable and low-carbon fuels.

Rely on market mechanisms once the sector is fully mature

After scale-up and cost reduction, the GHG system should drive further deployment without extra support.

Coordinate instruments, budgets, and cross-sectoral needs

- › Align support for advanced biofuels with the chemical industry's decarbonisation trajectory, since these value chains will be the stepping stones for a fossil free chemical industry.
- › In addition, advanced biofuels can supply biogenic CO₂ for renewable fuels of non-biogenic origin (e-fuels) or for chemicals. Support integrated clusters where advanced biofuel, e-fuel, and chemical producers co-locate and share biomass preprocessing, hydrogen, CO₂ streams, and logistics infrastructure.

Improve wider enabling conditions

Simplify permitting. Ensure infrastructure access. Support feedstock markets and regional hubs. Promote links with the production of e-fuels and chemicals.

Contents

Summary	3
Abbreviations	9
1 Introduction	11
1.1 Background	11
1.2 Goal and Approach	11
1.3 Definitions and Scope	12
1.4 Reading Guide	13
2 Status of Advanced Biofuels and Identified Barriers	14
3 Barriers to Advanced Biofuels	19
3.1 Demand-side uncertainty creating market risks	19
3.2 Biomass Supply Uncertainty	25
3.3 Conversion Technology and Commercialisation Risks for FOAK Advanced Biofuel Plants	26
3.4 Funding Bottleneck for Scaling Advanced Biofuel Projects	27
4 Assessment of Key EU Financial Instruments for Advanced Biofuels	30
5 Policy Support for Advanced Biofuels: A Review of Selected EU Member States and Key International Producers	33
5.1 Regulatory and Fiscal Instruments in Selected Member States	33
5.2 Experiences in Other Regions	40
6 Analysis of financing for advanced biofuels projects	44
6.1 Moving Advanced Biofuels Projects Towards Bankability	44
6.2 Potential Support Mechanisms for Mobilizing Investments for Advanced Biofuels Projects	50
6.3 Potential Pathways Forward	55
6.4 Section Discussions	58
7 Overall Conclusions and Recommendations	61
References	64
Appendices	
Appendix A: Interview list and participation to the workshop	70
Appendix B: Annex IX List A and B from DIRECTIVE (EU) 2018/2001 with additions of 2024 (EU) 2024/1405	71
Appendix C: Evolution of (advanced) biofuel policy in Europe	73
Appendix D: Review of key EU-wide financing instruments	74
Appendix E: Innovation Fund – list of projects invited to grant agreement preparation	79
Appendix F: Assessment of national regulations and incentives on (advanced) biofuel	84
Appendix G: GHG intensity reduction obligations for transport sector	96
Appendix H: Policy assessment: US, Brazil and India	99
Appendix I: Review of key EU-wide financing instruments	105
Appendix J: Financing landscape for advanced biofuels projects	110

Abbreviations

Abbreviation	Full Term
AF	Animal Fats
CAPEX	Capital Expenditure
CfD	Contract for Difference
CIC	Certificato di Immissione in Consumo
CO ₂	Carbon Dioxide
CORSIA	Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation
DEI+	Demonstration Energy & Climate Innovation
DOE	Department of Energy
DSCR	Debt Service Coverage Ratio
ECA	Export Credit Agency / European Court of Auditors
EIB	European Investment Bank
EPC	Engineering, Procurement, and Construction
EU	European Union
EU ETS	European Union Emissions Trading System
FEED	Front-End Engineering Design
FID	Final Investment Decision
FOAK	First-of-a-Kind
GHG	Greenhouse Gas
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
HEFA	Hydroprocessed Esters and Fatty Acids
HVO	Hydrotreated Vegetable Oil
ICAO	International Civil Aviation Organization
IEA	International Energy Agency
ILUC	Indirect Land-Use Change
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
IRA	Inflation Reduction Act
IRICC	Incentive for Carbon Intensity Reduction in Fuels
LNG	Liquefied Natural Gas
MS	Member State
NEA	Nederlandse Emissieautoriteit
NGO	Non-Governmental Organization
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
OEM	Original Equipment Manufacturer
OPEX	Operational Expenditure
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
R&D	Research and Development
RFS	Renewable Fuel Standard
RED/RED II/RED III	Renewable Energy Directive (II/III)
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin
ROM	Regionale Ontwikkelingsmaatschappij
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
SAF	Sustainable Aviation Fuel

Abbreviation	Full Term
SDE++	Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition
SEA	Swedish Energy Agency
SME	Small and Medium-sized Enterprise
SPV	Special Purpose Vehicle
STIP	Sustainable Transport Investment Plan
TRL	Technology Readiness Level
UCO	Used Cooking Oil
USDA	United States Department of Agriculture
VGf	Viability Gap Funding

1 Introduction

1.1 Background

The transition to a climate-neutral energy system and industry requires a rapid scale-up of advanced biofuels. From 2030 onwards, demand is expected to grow significantly due to policies such as the EU's Renewable Energy Directive (RED III), and sector-specific regulations such as FuelEU Maritime, and ReFuelEU Aviation. These policies set stringent greenhouse gas (GHG) emission reduction targets and binding sub-mandates for use of advanced biofuels. Recent studies for the Netherlands ((PBL, 2024), (Scheepers, et al., 2024), (Uslu, et al., 2025) confirm the critical role of advanced biofuels in the transport sector, enabling negative emissions, and providing biogenic CO₂ for the production of synthetic fuels and feedstocks such as synthetic methanol. In addition, value chains like biomass gasification and biomass pyrolysis are seen as strategically important for both transport fuels and chemical feedstocks.

Even with rising demand, advanced biofuels still make up less than 1% of transport energy use. Most projects remain at the demonstration stage, and only a few commercial plants exist worldwide. Major barriers—technical, policy, feedstock, and financial—continue to slow large-scale deployment. Although these challenges are known, effective solutions and actionable policy interventions are still lacking.

1.2 Goal and Approach

The main goal of the project is to support the ministry of Climate Policy and Green Growth (Ministry of KGG) in identifying and understanding the barriers for the market development of advanced fuels in the Netherlands and explore ways to overcome them. The key focus is on policy and finance related barriers with the goal of creating clear, practical solutions tailored to Dutch conditions.

To achieve this, we address the following questions:

-) Why have no commercial advanced biofuel projects been developed in recent years? What is preventing the industry from scaling up?
-) What practical solutions can remove these barriers in the Netherlands or the EU, and how can the Dutch government support the market?

To answer these questions, the study uses the following approach:

-) Review existing literature and policy documents.
-) Conduct expert interviews with stakeholders across the value chain (interview list is in Appendix A).
-) Assess policy and financial barriers and identify possible solutions.
-) Organize a stakeholder workshop to validate findings and co-create actionable recommendations (Participant list is in Appendix A).

In total 24 semi-structured interviews were conducted for this study. These interviews were designed to capture diverse perspectives on barriers to the deployment of advanced biofuels and potential solutions the Dutch Government could pursue. Semi-structured interviews were chosen as they allow for consistency across key topics while providing flexibility to explore

stakeholder-specific concerns in depth. This is an approach that ensures both comparability and richness of input.

The interviewees represented a balanced mix of research institutions, industry actors, government bodies, and financiers (see Figure 1.1). This diversity is critical: industry stakeholders bring practical implementation challenges, financiers highlight investment risks and enablers, and government representatives provide policy context. Together, these viewpoints create a comprehensive understanding of systemic barriers and inform actionable strategies. A workshop was also organised to discuss barriers and potential solutions.

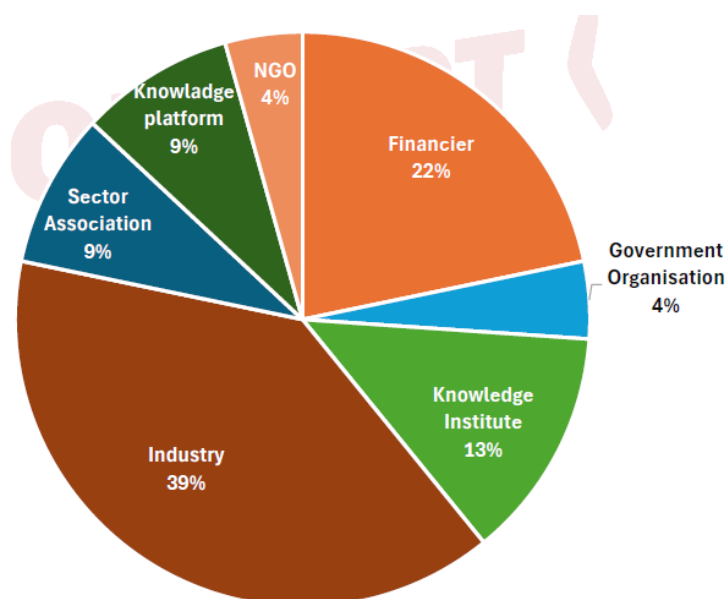


Figure 1.1: Illustration of the interviewed stakeholders

1.3 Definitions and Scope

In the EU, advanced biofuels are defined politically, based on the feedstock categories listed in Annex IX of the Renewable Energy Directive (RED II/III). Article 2 of RED II specifies that advanced biofuels are those produced from the feedstocks listed in Part A of Annex IX. These are primarily waste and residue streams of biogenic origin. In 2024, the list was updated through Commission Delegated Directive (EU) 2024/1405, adding additional eligible feedstocks. The full, updated list is provided in Appendix B. There are also eligible feedstocks categorised as Part B. Part B consists of used cooking oils (UCO), animal fats (AF), and expanded to damaged crops not fit for food and feeds use, crops grown on severely degraded land, and intermediate crops, such as catch crops and cover crops.

Biofuels can be produced via multiple conversion technologies at varying stages of market maturity. Conventional production routes such as ethanol from sugary crops, biodiesel (HVO/FAME) from vegetable oils, and HEFA-based sustainable aviation fuel (SAF) from fatty feedstocks and liquefied natural gas (LNG) from organic waste and residues, are already commercial. These routes, however, are not the focus of this study.

Instead, this study concentrates on novel and less mature production routes that are critical for unlocking the larger potential of lignocellulosic feedstocks, but which have not yet been deployed at commercial scale.

These include:

-) Biomass gasification followed by Fischer–Tropsch synthesis
-) Biomass gasification followed by methanol synthesis
-) Biomass pyrolysis followed by upgrading to fuel quality
-) Hydrothermal liquefaction (HTL)
-) Lignocellulosic ethanol production
-) Alcohol-to-jet conversion.

1.4 Reading Guide

This report is structured to provide a comprehensive overview of the barriers and opportunities for advanced biofuels, with a focus on policy and finance. Below is a guide to help you navigate the chapters:

-) Chapter 2 Briefly highlights the status of biofuel technologies and summarizes the main barriers identified in the literature.
-) Chapter 3 Introduces the discussions and insights gathered during stakeholder interviews, capturing diverse perspectives from across the value chain.
-) Chapter 4 Introduces the key financial instruments in the EU affecting advanced biofuels.
-) Chapter 5 Provides the key findings of an in-depth analysis of current policies related to advanced biofuels. The focus is on EU-level policies and key financial instruments, followed by a review of policy implementation in other regions such as the US, Brazil, and India. Detailed country analysis can be found in Appendix F.
-) Chapter 6 Focuses on the financing landscape for advanced biofuels and explores how projects can be moved towards bankability. This chapter details potential government support mechanisms to mitigate risks across the value chain and improve stability of cash flows.
-) Chapter 7 Presents the overall conclusions and policy recommendations based on the findings of the study.

2 Status of Advanced Biofuels and Identified Barriers

Advanced biofuels are widely recognised as a key value chain in achieving the EU's climate and energy targets. Policy frameworks such as the Renewable Energy Directive (RED II/III), FuelEU Maritime, and ReFuelEU Aviation Regulations are introduced to drive the demand in Europe. Beyond Europe, global policy initiatives are also pushing for (advanced) biofuel uptake. The International Maritime Organization (IMO) has introduced increasingly stringent GHG reduction targets for international shipping, creating demand for low-carbon marine fuels. Similarly, the International Civil Aviation Organization (ICAO), through its CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation) framework, is encouraging the use of sustainable aviation fuels (SAF) to mitigate emissions from international aviation. Together, these initiatives underline the growing international momentum behind advanced biofuels.

Despite these policy signals, the contribution of advanced biofuels to transport energy demand remains marginal, with most production limited to pilot and demonstration projects. Commercial-scale plants are still scarce, and progress has been uneven across technologies and countries. Figure 2.1 illustrates the estimated capacities of various production facilities in Europe. It also shows the estimated production amounts by 2023. As can be seen, the contribution from novel production routes (HTL, Pyrolysis, Gasification, ATJ, Advanced Ethanol) is minor to non-existing.

It is necessary to highlight that while the Renewable Energy Directive introduces a cap to biofuels produced from Annex IX Part B list, ReFuelEU Aviation regulation does not introduce any limitations to biofuels from this list. Neither ICAO nor IMO directly reference Annex IX Part A list. Instead, all feedstocks that meet sustainability criteria and avoid indirect land-use change are considered eligible.

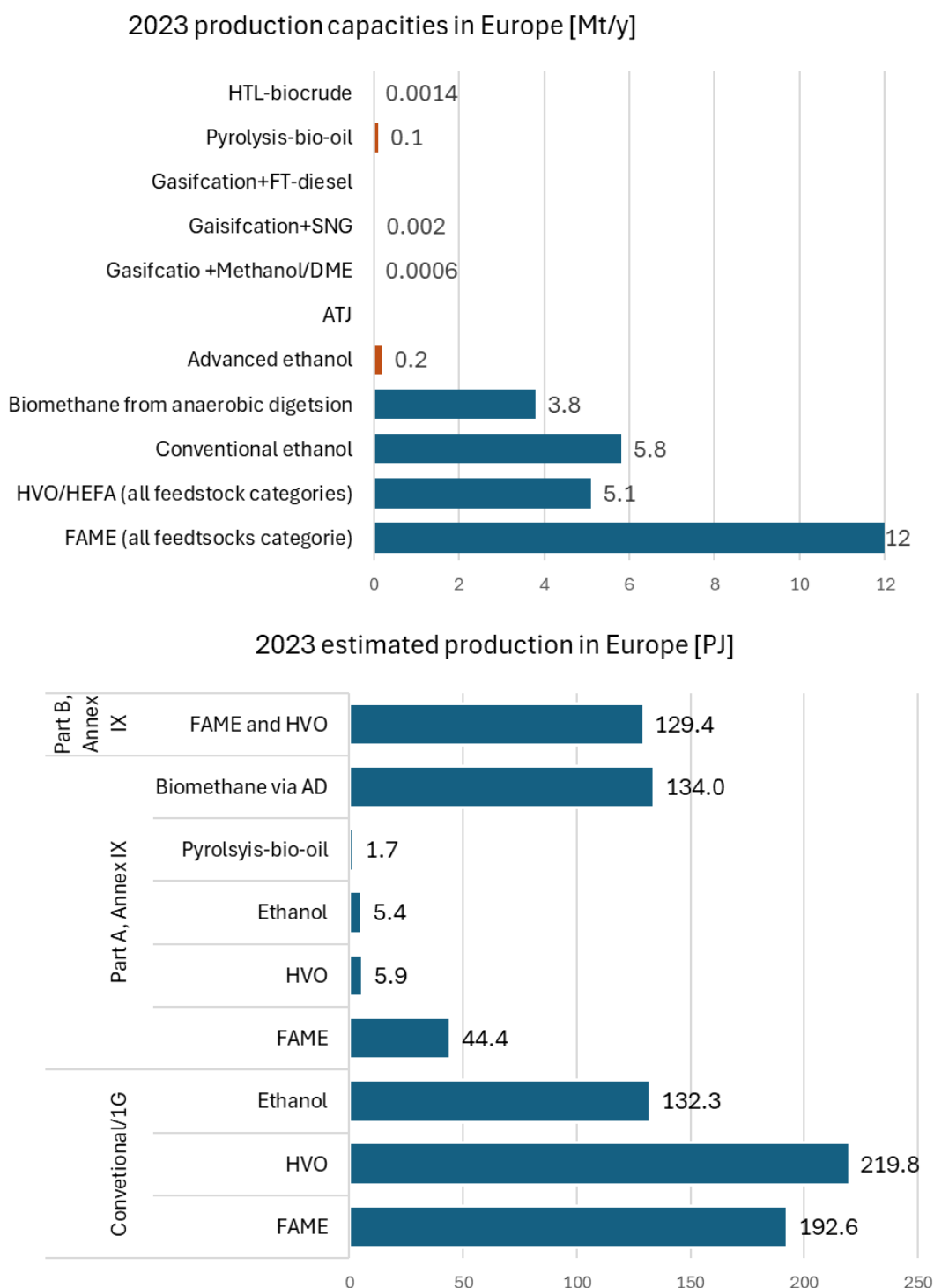


Figure 2.1: Estimated biofuels production capacities (Mt/y) and production amounts (PJ) in Europe [EC, 2024]

Various previous projects and studies have identified key barriers to advanced biofuels with a focus on the complete value chains. Below table recaps the identified barriers based on (Uslu, et al., 2018); (IEA, 2023); (Calliope Panoutsou, et al., 2021); (IRENA, 2019).

Table 2.1: Recap of key barriers according to literature

Step within the value chains	Description of the barrier
Feedstock Supply Limitations	<ul style="list-style-type: none"> › Scaling sustainable biomass supply is urgent, requiring the mobilization of diverse feedstocks like forestry and agricultural residues and waste streams. Current supply chains rely on limited resources like wood chips, pellets, and fats.
Technological Development	<ul style="list-style-type: none"> › Advanced biofuel conversion technologies are mostly pre-commercial or early commercial stages. Scaling requires intensive R&D to enhance efficiency, improve yields, and reduce costs. › Early-stage market challenges, like the absence of spot markets, small and dispersed production sites, and underdeveloped supply chains, create hurdles in securing long-term offtake agreements and financing.
Policy and Regulatory Uncertainty Creating Demand Uncertainty	<ul style="list-style-type: none"> › Frequent legislative changes (e.g., RED II to RED III transitions) and complex regulatory frameworks deter investment. Variability in implementation across EU Member States adds complexity and creates uneven opportunities. › Policy and regulatory ambiguity creating demand uncertainty. While REDIII recognises advanced biofuels (from annex IX part A list), it makes the demand for these biofuels conditional to RFNBOs. › Neither RefueEU nor FuelEU Regulations provide direct demand for advanced biofuels.
High Costs and Investment Needs	<ul style="list-style-type: none"> › Production costs for renewable fuels are significantly higher than fossil fuels due to immature technologies, high feedstock prices, and insufficient economies of scale. › High upfront capital expenditures (CAPEX) and a lack of first-of-a-kind commercial plants deter investment.
Project Financing Risks	<ul style="list-style-type: none"> › The renewable fuels market faces a dilemma of unproven technologies and perceived investment risks. Without large-scale plants, progress stalls, perpetuating the cycle of limited investments. › Investors and buyers are hesitant to commit to long-term contracts due to cost uncertainty and the expectation of future price reductions as production scales.

The barriers outlined below and examined in detail in the following chapters are common across all value chains considered in this study. Table 2.2 presents the Technology Readiness Levels (TRLs) for these pathways. TRLs provide a simple and standardized metric for assessing the maturity of a technology, ranging from early-stage concepts to fully commercial systems. As shown, none of the value chains have yet reached commercial maturity, and each present both technological and integration-related risks. Table 2.3 summarises the key technology challenges and the current research focus for these pathways (JRC, 2024).

Table 2.2: Technology Readiness Levels [derived from JRC, 2024)

TRL level	5	6	7	8	9	10	11
Value chain	PROTOTYPE		DEMONSTRATION		EARLY ADOPTION		MATURE
Lignocellulosic biomass to ethanol							
Lignocellulosic biomass to alcohol to jet							
HTL biocrude production							
Pyrolysis of biomass to pyrolysis oil							
Fast pyrolysis & thermos-catalytic reforming to drop-in fuels							
Biomass gasification to syngas							
Lignocellulosic biomass to FT fuels							
Biomethanol synthesis							

Table 2.3: Key Technological Barriers Across Advanced Biomass-to-Fuel Pathways

Pathway	Technological barriers
Lignocellulosic biomass to ethanol	<p>Lignocellulosic biomass is composed of three major fractions: cellulose (C6 sugar polymers), hemicellulose (C5 sugar polymers), and lignin (aromatic polymer structures). The tightly bound and heterogeneous nature of these components makes lignocellulosic feedstocks inherently resistant to breakdown. As a result, a pre-treatment step is required before enzymatic saccharification to open the structure and allow separation of cellulose and hemicellulose from lignin.</p> <p>Once separated, saccharification can proceed through enzymatic hydrolysis using cellulases and hemicelluloses to release fermentable sugars. While the resulting C6 sugars can be efficiently fermented by conventional yeasts, the fermentation of C5 sugars requires engineered or specialized microorganisms, and these processes are not yet as mature. Lignin, which cannot be fermented, is typically recovered and used as a fuel to supply process heat or electricity.</p> <p>Despite extensive research and pilot-scale deployment, several technical barriers continue to hinder the commercial-scale production of lignocellulosic ethanol. Key challenges include the development of efficient and cost-effective pre-treatment methods, reducing enzyme costs while improving enzymatic activity, and achieving robust and reliable fermentation of pentose (C5) sugars. These constraints collectively limit process efficiency and increase production costs, slowing down widespread commercialization.</p>

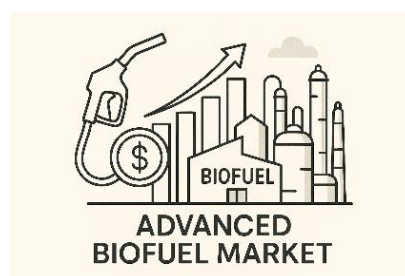
Pathway	Technological barriers
Fast Pyrolysis to drop-in fuels	<p>Biomass pyrolysis has been demonstrated at small-scale and several large pilot plants or demo projects are in operation although current production capacity is limited (IRENA, 2016).</p> <p>Although pyrolysis is a well-researched thermochemical pathway, the resulting bio-oil presents significant challenges for downstream upgrading. Raw pyrolysis oil is highly oxygenated, acidic, thermally unstable, and chemically heterogeneous, making it unsuitable as a direct fuel without extensive treatment. Achieving consistent, high-quality bio-oil requires advances in reactor design, feedstock preprocessing, and process control to reduce variability.</p> <p>To produce drop-in fuels compatible with existing engine and refinery infrastructure, pyrolysis oil must undergo upgrading processes such as hydrodeoxygenation, catalytic cracking, or co-processing in standard refinery units. Upgrading technologies remain energy-intensive and catalyst-dependent, and the development of robust catalysts that can withstand impurities and high oxygen content is still ongoing. In addition, the hydrogen demand for hydrodeoxygenation is substantial, affecting both process efficiency and economics.</p>
HTL to drop-in fuels	<p>This process can handle a wide variety of feedstocks, including algae, sewage sludge, and agricultural residues, without the need for drying, making it a promising route for flexible, low-cost biofuel production. However, despite successful pilot-scale demonstrations, several technical challenges continue to hinder commercial deployment.</p> <p>Bio-crude quality depends on the feedstock type and operating conditions such as temperature, solvent type, and catalyst and residence time.</p> <p>Production of renewable hydrocarbons via HTL is progressing currently at laboratory (TRL of 4) or pilot stage (TRL of 5-6), while some projects appear to be closer to commercialisation.</p>
Biomass gasification	<p>Biomass gasification has been widely studied, leading to the development of several gasifier reactor configurations. Owing to the operation of demonstration plants biomass gasification is generally considered to have reached Technology Readiness Level (TRL) 8.</p> <p>Current research efforts concentrate on the “raw gas” produced during gasification, which requires significant cleaning and conditioning prior to conversion into fuels. The most substantial technological advancements are expected in this stage of the process.</p>
Biomass gasification followed by Fischer-Tropsch (FT) synthesis	<p>Fischer-Tropsch is an established technology, and many components of the system are already proven and operational for decades in coal-to-liquid or gas-to-liquid plants.</p> <p>Applying FT to biomass-derived syngas requires further development, particularly in designing reactors that can be effectively scaled.</p> <p>Achieving economic viability generally requires large plants to benefit from economies of scale, both for gasification and for the catalytic systems. However, scaling up is often difficult for biomass-based operations because of feedstock supply and logistics constraints.</p> <p>Additionally, efficient pressurized biomass gasification remains an active area of investigation.</p>
Biomethanol synthesis	<p>The raw syngas leaving the gasification step needs to be cleaned and conditioned to meet the quality level required by the methanol synthesis step.</p> <p>Syngas cleaning involves the removal of certain impurities, tar removal/cracking, particulate matter removal, and sulphur, nitrogen and chlorine species removal. The syngas is subsequently conditioned through several steps to reach the optimal composition for methanol synthesis, for example by removing CO₂ or adding hydrogen.</p>

3 Barriers to Advanced Biofuels

Barriers are grouped under three core heading, namely demand creation, conversion technology status and financing, and feedstock supply and classification.

3.1 Demand-Side Uncertainty

Interviewees pointed out that market risks are closely linked to the demand for (advanced) biofuels. European mandates under REDIII, ReFuelEU Aviation and FuelEU Maritime Regulations were generally seen as effective in creating demand for biofuels. However, these mandates are all relatively new and have not yet established a track record that would build trust in long-term demand and price stability. This is accommodated by policy ambiguity surrounding the implementation of REDIII, ReFuelEU Aviation, and FuelEU Maritime regulations.



Market pull via implementation of Renewable Energy Directive and related barriers

EU biofuel policy has undergone frequent and significant changes over the past two decades. It evolved from voluntary biofuels targets to broad renewable energy targets to complex frameworks that distinguish between conventional and advanced biofuels. The Directive has defined eligible feedstocks in different lists and set caps and sub-targets, with the goal to limit unintended socio-economic and environmental impacts from using certain feedstocks for biofuel production. This evolving policy landscape (summarized in detail in Appendix C) has created uncertainty for investors and project developers, often slowing the scale-up of advanced biofuels.

REDII (2018/2001/EU) introduced a dedicated target for advanced biofuels produced from feedstocks listed in Part A of Annex IX. According to this, biofuels (including biogas) should make up at least 0,2% in 2022, at least 1% in 2025 and at least 3,5% of transport energy demand in 2030. This was intended to stimulate the deployment of next-generation biofuels from sustainable waste and residue feedstocks. The amended Directive, REDIII (EU/2023/2413), altered this and introduced a combined binding sub-target for advanced biofuels and RFNBOs, to reach at 5.5% of transport energy by 2030. In addition, this sub-target is set conditional to RFNBOs, for which a minimum of 1% should be met by RFNBOs. The inclusion of RFNBO in the target creates both complexity and uncertainty for the demand for advanced biofuels.

While RED III set binding renewable energy target for transport (of 29%), or alternative, GHG based compliance (of at least 14.5%), these targets can also be met using renewable electricity in transport. Direct electrification of road transport offers significant efficiency gains, reducing overall energy demand compared to liquid fuels. Given the targets are expressed as a percentage of total transport energy, lower energy demand due to electrification indirectly reduces the volume of renewable fuels required, including advanced biofuels. Additional

incentives for electrification, such as multiple counting, amplify this effect. For example, the Netherlands previously applied a 4× multiplier for renewable electricity in road transport, and under RED III implementation, a new bonus for renewable electricity supplied to electric vehicles further strengthens this approach. These mechanisms can substantially lower projected demand for advanced biofuels, influencing investor confidence and long-term project viability.

The limited time frame of the Renewable Energy Directive has also been criticized by stakeholders, for instance REDIII targets only run until 2030, creating uncertainty about the continuation after that period. This issue has been recognised by some of the EU countries.

-) France has proposed a draft IRICC (Incitation à la Reduction de l'Intensité Carbone des Carburants) decree that sets annual renewable energy obligations for different fuel types, such as diesel, gasoline, gas fuels, maritime, and aviation, from 2026 to 2035. It also includes yearly sub-targets for advanced biofuels (Annex IX A) and RFNBOs, extending the country's transport compliance framework beyond the EU's 2030 deadline¹.
-) In December 2025, the German Federal Government (Bundeskabinett) approved the Second Act on the Further Development of the GHG-Reduction Quota (THG-Quote), extending transport compliance to 2040. This act increases the overall GHG reduction quota from 10.6% in 2025 up to 59% by 2040 and introduces a dedicated RFNBO quota that provides long-term certainty beyond 2030².
-) In the Netherlands, Tweede Kamer (House of Representatives) passed a motion (Groningen & Veltman) on 29 September 2025, requesting the government to extend the RED III investment horizon to 2035, specifically for the fuel transition obligation (brandstoftransitieverplichting). This is to enhance investment certainty and align with neighbouring countries. Implementation remains under assessment, and legislative action is expected by early 2026³.

ReFuelEU and FuelEU regulations

While REDIII sets targets until 2030, ReFuelEU Aviation (2023/2405; in force January 2025) and FuelEU Maritime (92023/1805; in force January 2025) regulations cover a longer time horizon. However, the targets set in these regulations ramp-up in a stepwise increase leading to sudden jumps in demand. For example, the minimum SAF share increases from 6% in 2030–2034 to 20% in 2035, while the GHG intensity reduction under FuelEU Maritime rises from 6% in 2030 to 14.5% in 2035. Figure 3.1 and Figure 3.2 show the stepwise increases introduced in these regulations.

Neither ReFuelEU nor FuelEU includes a dedicated sub-mandate for advanced biofuels. Both biofuel categories from waste & residues listed in Part A of Annex IX and those from Part B are eligible fuels under ReFuelEU. This enables compliance primarily through HEFA fuels in aviation, which are cheaper and widely available. As a result, investment in lignocellulosic pathways will be postponed. Studies (SkyNRG, 2025) indicate HEFA will dominate SAF supply until 2030–2035 with advanced biofuels and RFNBO becoming essential thereafter. However, long lead times and market uncertainty make financing these projects challenging, highlighting the need to begin planning conversion facilities now.

¹ See [20250512 - projet arrete iricc.pdf](#)

² See [BMUKN: Klimafreundlicher tanken, neue Nachfrage für grünen Wasserstoff: Bundesregierung beschließt Gesetzesnovelle zur Treibhausgasminderungs-Quote | Pressemitteilung](#)

³ See [Kamerstuk 36766, nr. 12 | Overheid.nl > Officiële bekendmakingen](#)

FuelEU Maritime Regulation sets binding limits on GHG intensity (well-to-wake) for ships that are ≥ 5000 GT⁴. This follows a technology-neutral approach; thus, ships could choose low-GHG fuel options including biofuels, e-fuels, liquefied natural gas (LNG), hydrogen, or ammonia. This regulation does not specifically require advanced biofuels from lignocellulosic feedstocks⁵. There has been some warning signs that this technology-neutral design may favour LNG over renewable alternatives, particularly in reaching relatively low GHG intensity limits introduced up to 2030 (Transport&Environment, 2022); (Uslu, 2024), followed by bio-LNG production based on anaerobic digestion of gashouse feedstocks (Transport&Environment, 2023); (Wood Mackensie, 2025);(Wood Mackensie, 2025).

The complexity of feedstock eligibility across EU and Dutch law

Feedstock rules differ by instrument and by Member State implementation. Under the Renewable Energy Directive (RED III) there are two lists of eligible waste- and residue-based materials; Annex IX Part A (advanced) and Annex IX Part B (used cooking oils and certain animal fats), with sub-targets for fuels from List A and caps on fuels from List B. Sectoral regulations then build on RED’s sustainability criteria in different ways.

-) ReFuelEU Aviation counts biofuels from Annex IX A and B and allows a limited share of other biofuels not listed in Annex IX if they meet RED sustainability rules (subject to an overall 3% cap).
-) FuelEU Maritime is performance-based: it does not prescribe feedstock lists but requires biofuels to meet well-to-wake GHG-intensity limits and RED sustainability.
-) Finally, national implementation can further steer the mix: in the Netherlands’ RED III transport scheme (from 2026), Annex IX-B feedstocks are capped in inland transport and shipping and excluded for the maritime transport of the national obligation. The policy goal is to prioritise scarce IX-B (UCO/animal fats) for sectors where they deliver most benefit and avoid locking maritime into limited waste-oil pools, thereby accelerating Annex IX-A and RFNBO scale-up in shipping.

Table 3.1 summarises which feedstocks are eligible under which policy.

Table 3.1: Feedstock eligibility according to REDIII, ReFuelEU and FuelEU Regulations

Feedstock List	REDIII	FuelEU Maritime	ReFuelEU	Implementation in the Netherlands from 2026 onwards ⁶
Annex IX, Part A	All feedstocks eligible, promotes as part of the dub-mandate	All feedstock eligible, no target or cap	All feedstock eligible, no target or cap	Eligible in all sectors

⁴ It covers 100% of the emissions for voyages within the EU/EEA (including at berth) and 50% of the emissions for arrival or departures to non-EU ports.

⁵ Biofuels from food and feed crops are disqualified by attaining a GHG intensity performance comparable to fossil fuels. At the same time, it allows 1G biofuels if they are under Annex IX.

⁶ Caps refer to GHG intensity reduction obligations (ERE’s)

Feedstock List	REDIII	FuelEU Maritime	ReFuelEU	Implementation in the Netherlands from 2026 onwards ⁶
Annex IX, Part B	All feedstock eligible but are capped.	All feedstock eligible, no target of cap	All feedstock eligible, no target or cap	Land (excl. inland shipping): IX-B capped (4.3%). Inland: IX-B capped (11.07%). Maritime: IX-B excluded from counting under NL's transport scheme.
Food and feed crops	Capped to 2020 levels, with a max of 7%	Eligible, but due to high GHG emission intensity same as fossil	Not eligible	Inland: Capped to max 1.2% Maritime: Not allowed Inland Shipping: Not allowed Aviation: Not allowed
Other biomass feedstocks	Not eligible	Not eligible	Category 3 animal fats with a cap of max.3%	Biofuels made from animal fat Category 3 will receive a reduced ERE yield (factor = 0.5) under the new RED3 system

On the future market development, stakeholders generally agree that current mandates up to 2030 can be met with existing biofuel production routes (HVO/FAME/HEFA). Between 2030 and 2035, a tipping point is expected where feedstock limitations for conventional routes will make novel technologies necessary. Views differ on the exact timing of this tipping point. It was noted that while Annex IX, list B feedstocks (e.g., used cooking oil) are limited, some feedstocks from Annex IX, List A (e.g. palm oil effluent, intermediate crops or crops grown on severely degraded land used for the production of aviation biofuels) can still be used in conventional production facilities. This will potentially delay the need for novel routes. At the same time, questions were raised about the real availability and sustainability of such feedstocks, suggesting the tipping point may come earlier if supply constraints are taken into account. This will require robust monitoring, reporting and evaluation of feedstock sustainability.

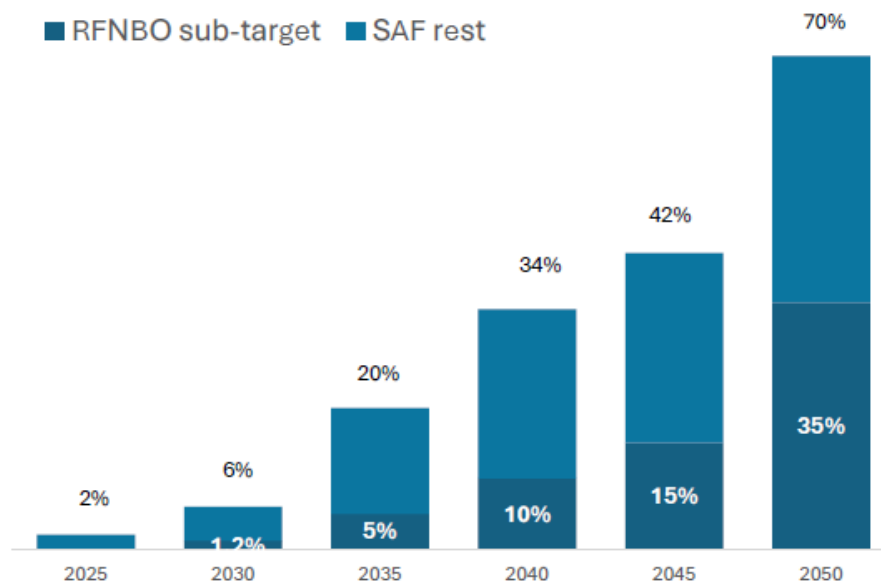


Figure 3.1: SAF obligations (vol.) according to ReFuelEU Aviation regulation

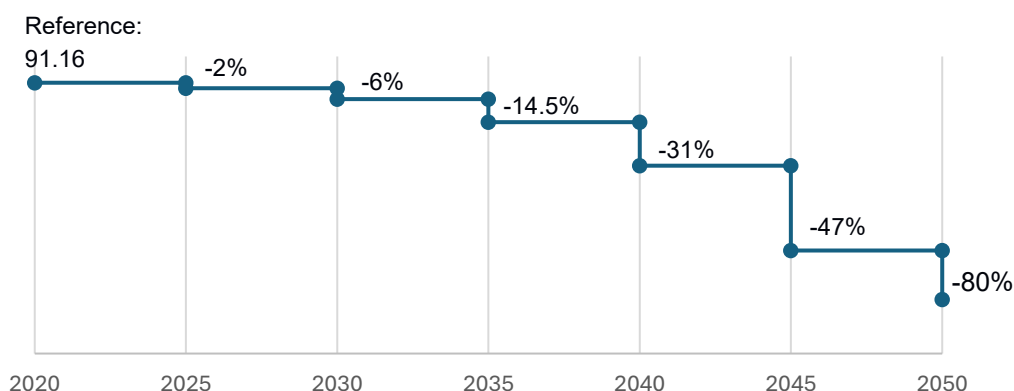


Figure 3.2: GHG intensity reduction targets within FuelEU Maritime regulation

Competition with other regions

Competition from other producers from outside the EU was also highlighted as a barrier to domestic production of advanced biofuels. Prior to the February 2025 anti-dumping duties, Chinese HVO was being imported into Europe and oversupply from these imports put downward pressure on EU HVO prices and reduced margins for local producers, contributing to delayed investment decisions (Greenea, 2025). This pricing pressure also impacted European HEFA-based SAF projects. Similar risks of international price competition were mentioned for advanced biofuels, creating uncertainty for project developers and financiers.

Co-processing regulatory framework complexity

Under the June 2023 EU Delegated Regulation (EU 2023/1640), Member States can employ the mass-balance approach to quantify biogenic shares in co-processed fuels. However, if C¹⁴ testing is not the primary method, it must still be used regularly to verify and calibrate the accuracy of that method. In the Netherlands, however, it is mandatory that operators ("inboekers") substantiate the biogenic content of co-processed biofuels (HVO, HEFA, other co-processed fuels) via physical sampling and C¹⁴ analysis (NEa, 2023). This approach is

perceived as an administrative burden, and stakeholders warn it creates the risk that small fractions of biogenic content remain invisible, resulting in higher feedstock costs without corresponding benefits.

EU ETS will trigger cheapest emission reduction options

The EU Emissions Trading System (EU ETS) is one of the key mechanisms of the EU to cut GHG emissions. It started covering aviation in 2012, but only for flights inside the European Economic Area (EEA) and to the UK and Switzerland. Flights outside the EEA were left out because of international rules and the CORSIA system. This meant most aviation emissions were not included. Airlines also received many free allowances, which reduced costs for them but made the system less effective in cutting emissions. As a consequence, it did not attract investments in cleaner alternatives, including advanced biofuels.

The revision of EU ETS and its expansion to include shipping from 2024 onwards can narrow the cost gap between conventional fuels and low-carbon alternatives. However, the extent of this effect will depend on the level and stability of carbon pricing. In addition, advanced biofuel plants require hundreds of millions in upfront investment, long lead-times, and face uncertain yields. The ETS does not provide direct capital support; it offers an operational cost signal. Thus, EU ETS alone is unlikely to be sufficient to scale up advanced lignocellulosic biofuels or trigger major investments in high-CAPEX, high-risk value chains.

Table 3.2: Observed strengths and weaknesses of EU-wide instruments

EU Regulatory Instrument	Strengths	Weaknesses/Risks/Gaps
RED/REDII/REDIII	<ul style="list-style-type: none"> › Creates an EU-wide demand signal for advanced biofuels by privileging Annex IX feedstocks and tightening sustainability/traceability requirements. › Provides a legal basis for national implementation measures (quotas, blending obligations) and for harmonised sustainability criteria across Member States. 	<ul style="list-style-type: none"> › Some Annex IX definitions and Part A vs Part B distinctions (and how multipliers/double-counting apply) remain complex and leave discretion to Member States, creating investor uncertainty. › Sustainability verification and enforcement capacity varies across Member States; audit findings flag oversight weaknesses (ECA, 2023). › No EU-level guaranteed revenue mechanism or offtake support tied to RED targets — mandates signal demand but do not directly de-risk investment in first-of-a-kind conversion plants (NOW, 2024).
ReFuelEU Aviation	<ul style="list-style-type: none"> › Sets binding sector targets for SAF up to 2050, thus market certainty › Same rules across all MSs 	<ul style="list-style-type: none"> › Current EU/industry production projections and project pipelines indicate limited regional supply through 2030, creating a demand–supply mismatch. (T&E; IATA) highlighting constrained SAF availability relative to mandated shares and the risk of imports raising lifecycle emissions. › No EU-level SAF revenue support mandates to accompany blending obligation.

EU Regulatory Instrument	Strengths	Weaknesses/Risks/Gaps
		› Definitions are not always the same with RED, i.e. advanced biofuels dedicated to list A or also covering list B
FuelEU Maritime Regulation	› Technology-neutral GHG-intensity reduction targets with a long-time frame (up to 2050) › Incentivises fuels with low life cycle emissions	› The possibility of pooling and trading of compliance may distort domestic production incentives
EU- ETS	› Puts a carbon price on fossil fuels, reducing the cost price gap between fossil fuels and biofuels	› Carbon price alone may be insufficient to close the cost gap, particularly for early advanced biofuel projects › ETS revenues are not automatically earmarked for advanced biofuel revenue support. It provides a signal but not direct project de-risking › FuelEU's GHG targets and ETS shipping obligations both put a price or limit on emissions; coordination is required to avoid double charging or contradictory incentives (e.g., paying for allowances vs. meeting intensity targets).

3.2 Biomass Supply Uncertainty

Feedstock supply was generally not perceived as an insurmountable barrier by the stakeholders, even if biomass availability in the Netherlands is limited. Some stakeholders noted that the classification of feedstocks as “advanced” is determined by the Annex IX feedstock list. This list also includes feedstocks that do not necessitate novel conversion routes.

Recent additions to this annex, particularly sugary and fatty feedstocks that can be processed in existing biofuel facilities have influenced the projected demand for advanced biofuels technologies. Concerns were raised that further additions of easier-to-process feedstocks could create a risk for projects aiming to process abundant but more difficult to process feedstocks.

Some of the feedstocks under annex IX, list A, that can be converted to biofuels using existing, commercial facilities are listed in Table 3.1. It is necessary to note that this list was not provided by the stakeholders, but the authors own interpretation. The full list can be found in Appendix A.



Table 3.3: Some of the feedstock listed in Annex IX, List A, that are easier to process in current commercial plants

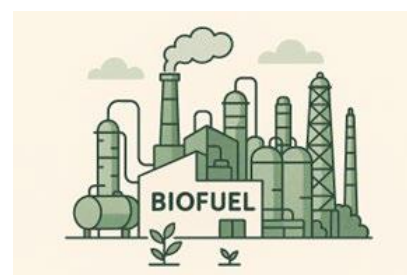
	Selected types
Feedstock easier to process in current commercial plants	g) Palm oil mill effluents as lipid/fatty residue suitable for biodiesel/HVO/HEFA after treatment h) Tall oil pitch, lipid rich by product, that can be treated via HVO/HEFA. i) Crude glycerine by product of biodiesel, can be fermented into ethanol via 1G ethanol plants ® Fuel oils from alcoholic distillation, as alcohol-rich stream, can be used in ethanol blending
	(s) Raw methanol from kraft pulping is an alcohol-rich by-product stream, can be purified to fuel-grade methanol with relatively straightforward upgrading
	Wet organic waste streams suitable for anaerobic digestion c) Biowaste from private households (separately collected) d) Biomass fraction of industrial waste (food & agro-food residues) f) Animal manure and sewage sludge

The second issue highlighted by the stakeholders relates to the misalignment of timelines for feedstock sourcing contracts and feedstock sourcing agreements required by lenders. A lender will typically require feedstock sourcing agreements to be in place before the final investment decision (FID) and the agreement to cover the period of the loan, introducing challenges for accessing financing. Yet current common practice is that biomass sourcing agreements are made for shorter periods (1-3 years) and agreements are not made many years before the start of production.

3.3 Conversion Technology and Commercialisation Risks for FOAK Advanced Biofuel Plants

Interviewees noted that all conversion technologies within this study scope still involve technological risks at the level of first-of-a-kind (FOAK) commercial plants. Technologies that are not yet mature, such as lignocellulosic biomass based biochemical and thermochemical routes, were highlighted as carrying particular uncertainties. Even for technologies considered almost mature (TRL 9), such as lignocellulosic ethanol projects⁷, risks remain when scale-up is required, when various conversion technologies are linked for the first time, or when technology still needs to be proven for the biomass feedstock of choice. Some examples are:

1. Gasification technology itself is a mature technology, but experience with biomass (and waste) gasification is limited.



⁷ It is necessary to note that there were different reactions to the technology status of lignocellulosic ethanol among interviewers

2. Fischer Tropsch and methanol synthesis are proven technologies, but the link with biomass gasification is new. Both Fischer Tropsch and methanol synthesis will also require scaling down for biofuels projects compared to the coal gasification and natural gas-based projects that are currently operational.
3. Biomass pyrolysis is mature, but upgrading to fuel quality is not yet a mature process and there is limited experience with linking the two.

With some recent first-of-a-kind (FOAK) plants failing or only operating for a short period (e.g., Clariant lignocellulosic ethanol plant in Romania and the Fulcrum gasification and Fischer Tropsch BioEnergy plant in the US) investors have become more hesitant to invest.

The main obstacle for the realisation of FOAK commercial scale novel advanced biofuels production plants is the combination of high investment costs and high risks. In order to reach commercially viable scale of production, the plants need to be at a certain scale, and investments run up to several hundred million euros to more than a billion euros. Appendix I introduces the financing landscape for advanced biofuels projects.

For the purposes of this study, specific focus is placed on the move from TRL7-8 demonstration to commercialization. This phase carries significant investment requirements and high risk, creating challenges for investing in scaling advanced biofuels projects.

3.4 Funding Bottleneck for Scaling Advanced Biofuel Projects

Securing large-scale, low-cost finance for FOAK projects is one of the most significant challenges in scaling innovative technologies. Lenders and investors are concerned about whether the facility will perform as expected, whether construction will be completed on time and within budget, and whether the product will have a stable market that enable consistent revenue streams from projects. To manage these risks, financial institutions typically require strong contractual guarantees, additional liquidity buffers, and long-term offtake agreements. While these measures aim to reduce risk, they often create new barriers that complicate project development. This chapter examines these barriers during the construction phase, the ramp-up phase, and the role of offtake certainty.

3.4.1 Risks During the Construction Phase

Scaling up from a demonstration plant to a full commercial facility introduces significant technical and system uncertainties. Technical uncertainties relate to design completeness and accuracy such as scale-up errors in translating demo plant design to commercial size, need for engineering design rework, and delays in manufacturing or shipping critical components, as well as risks related to technology integration and interfacing across balance of plant. System-level uncertainties at this stage involve broader project execution and external factors such as schedule risk (delays due to permitting, weather, labour shortages, or supply chain disruptions), cost over runs due to inflation in material costs, unexpected site conditions, or design changes, and currency fluctuations for imported equipment. Permitting delays (i.e. environmental approvals or safety certifications taking longer than planned) are particularly highlighted by stakeholders as major barriers. long permitting times, difficulties linked to nitrogen emissions and deposition rules, and challenges with access to utilities, space, and skilled labour.

These execution risks inflate the risk profile of the investment and creates caution from investors. Commercial scale facilities require large capital investments. To protect their

investment, lenders demand guarantees from engineering, procurement, and construction (EPC) contractors and original equipment manufacturers (OEMs). These guarantees typically include commitments that the facility will be completed on time, within budget, and will meet agreed performance standards. For example, EPC contractors are often required to provide a lump-sum turnkey guarantee, which ensures delivery of a fully operational plant that meets specified output and efficiency targets. They may also be asked to provide a completion guarantee covering delays or cost overruns. Similarly, OEMs are expected to provide equipment performance guarantees and, in some cases, take a small equity stake in the project to demonstrate commitment.

Although these guarantees reduce lender risk, they create significant financial exposure for EPCs and OEMs. The liabilities associated with these guarantees can far exceed the profit margin of the project. While margins for FOAK projects are higher than for conventional projects, they remain insufficient to incentivise covering these risks. Consequently, EPCs and OEMs may refuse to provide guarantees, or negotiations may become lengthy and complex, delaying financial close. In some cases, technology insurance can substitute for EPC guarantees, but premiums are prohibitively expensive. These factors make the financing process slow and uncertain.

Attracting loans requires visibility and stability of cash flows. This requires clear and robust risk allocation. Project developers and contractors (OEMs and EPCs) can take on higher risks, but that affects their risk/return ratio and may negatively impact their business case, making them reluctant to invest or participate in projects. Investors that can take on a higher risk, like InvestNL or Polestar Capital, can absorb some risk but typically provide smaller investments (max ~€50 million). These investment sizes are insufficient to resolve the issue. Alternatively, insurance can cover part of the risk, but this is costly for project developers. However, complete de-risking is often not possible. Even in seemingly low-risk pathways such as Shell's HEFA, engineering choices had to be made that ultimately did not succeed. This illustrates that residual technical and execution risks remain, even for mature technologies.

Another structural challenge is that lessons learned from FOAK projects are rarely shared due to commercial confidentiality. As a result, potentially the same mistakes are repeated leading to inefficiencies and wasted public funds.

3.4.1.1 Risks During the Ramp-Up Phase

Risk do not disappear once construction is complete. The ramp-up phase, when the facility begins operations and gradually reaches full production, is typically unpredictable. FOAK projects often experience extended optimization periods due to unexpected technical bottlenecks or process inefficiencies. If ramp-up takes longer than expected, revenue generation is delayed, creating liquidity stress for the developer and increasing the risk of loan repayment delays.

3.4.1.2 Offtake Uncertainty

Predictable revenue streams are essential for securing financing. Lenders require assurance that the facility's output will be sold at stable prices over a long period. For FOAK projects, this typically means signing binding contracts with creditworthy buyers for six years or more, covering the entire production volume. This is particularly important for products without established commodity markets, such as advanced biofuels.

These agreements often rely on strong regulatory mandates that require buyers to purchase renewable fuels. If these mandates are unclear or subject to change as discussed in Section 3.1, lender confidence declines. Price volatility is another concern. To mitigate this, contracts could adopt cost-plus pricing structures, allowing feedstock cost fluctuations to be passed through to the buyer. This approach stabilizes operating margins and improves cash flow predictability. However, securing such agreements are challenging.

4 Assessment of Key EU Financial Instruments for Advanced Biofuels

The European Union has established a broad suite of financial instruments that collectively span the innovation deployment continuum from early-stage research to FOAK support, guarantees, and emerging market-creation mechanisms. These instruments provide an important foundation for advancing clean energy technologies. However, for advanced biofuels from lignocellulosic feedstocks, there remains a structural misalignment between what these tools are designed to achieve and the pace and scale of deployment implied by RED III, ReFuelEU Aviation, and FuelEU Maritime.

Below, each type of instrument is assessed in terms of what it already contributes, what is expected of it, and where gaps remain.

Grant-based instruments do not sufficiently prioritise FOAK advanced biofuel scale-up

The Innovation Fund represents one of the EU's strongest instruments to bring high-impact, low-carbon technologies to commercial scale, including advanced biofuels from residues and wastes. However, the actual allocation of Innovation Fund grants shows that the programme favours high-TRL, lower-risk technologies, particularly hydrogen, CCS, and biomethane upgrading. Only one lignocellulosic FOAK biorefinery (BioOstrand in Sweden) has been supported to date, representing a marginal share of total awards. Selection criteria that emphasise technological maturity, rapid deployment, and robust financial structures tend to disfavour gasification-FT, hydrothermal liquefaction, or advanced thermochemical pathways, which inherently carry higher technical and commercial risk. As such, while the Innovation Fund is a robust and well-established mechanism, it has not yet become the catalyst for FOAK lignocellulosic biofuel plants that policy goals would suggest. Distribution of the projects funded by innovation fund that relates to heavy industry is introduced in Appendix D. In addition, the biofuel projects under this program can be found in this appendix.

Research and demonstration grant under Horizon Europe have not closed the commercial gap

The Horizon Europe programme remains the backbone of EU research and innovation support, and it has made significant contributions to developing and validating advanced biofuel technologies across the last decade, particularly under Cluster 5, which is expected to move technologies from TRL 5–6 toward TRL 7–8 by supporting large integrated demonstrations that validate full value chains. In principle, this should prepare advanced biofuel technologies for subsequent support under Innovation Fund or InvestEU.

While the 2026–2027 Work Programme introduces stronger emphasis on large-scale demonstrations, Horizon Europe has not yet ensured finance readiness, meaning that many projects complete technical pilots but are not prepared for investor due diligence.

Guarantee and blended-finance instruments have been deployed, but they do not adequately provide targeted risk-sharing for advanced biofuels

The InvestEU Programme is intended to mobilise large volumes of public and private financing through EU-backed guarantees, particularly for high-risk infrastructure. In theory, this tool should reduce lender exposure to construction risk, feedstock variability, and uncertain revenue streams for FOAK advanced biofuel plants.

In practice, InvestEU does not include a dedicated guarantee facility for advanced biofuels. As a result, although InvestEU is a strong financial instrument in general, it currently mobilises little capital for advanced biofuel projects. Project developers continue to face significant difficulties in obtaining debt financing, as commercial banks view lignocellulosic biorefineries as high-risk assets with uncertain margins and complex supply chains. Although InvestEU mobilises substantial capital for the green transition, it has mainly funded more mature or politically prioritised technologies, including hydrogen, biomethane infrastructure, and CCS.

Recent market creation and revenue stability tools (STIP) focus primarily on e-fuels

The Sustainable Transport Investment Plan (STIP) is a major new initiative that consolidates EU funding streams (See Figure I.2) and aims to support large-scale production of sustainable fuels for aviation and maritime sectors. It is expected to create stable revenue frameworks, stimulate demand, and reduce market risk for new fuel producers.

Although the quantitative targets highlight a major role for biofuels, the concrete investment actions in STIP focus primarily on e-SAF and hydrogen-based fuels. This creates an imbalance in technology signals at a time when both biofuel and e-fuel pathways are needed to meet near-term and medium-term targets. Definitions and implementation pathways for advanced biofuels from lignocellulosic feedstocks remain unclear. The Commission also plans an “eSAF Early Movers Coalition” to mobilise at least €500 million and is exploring double-sided auction mechanisms to reduce price risk. This is an approach inspired by the H2Global model.

No comparable auction, offtake guarantee, or price-stabilisation mechanism has been defined for lignocellulosic pathways. The absence of a dedicated biofuel revenue mechanism places advanced biofuels at a structural disadvantage compared with e-fuels.

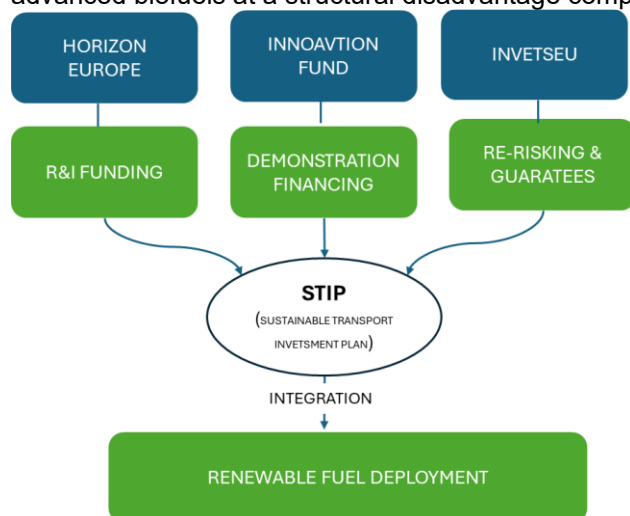


Figure 4.1: Illustration of the newly designed STIP

In conclusion, the EU’s financial ecosystem is not fully aligned with the deployment needs of advanced biofuels. While the Union has a mature set of research, grant, guarantee, and

market-oriented funds, these instruments are largely calibrated toward low-risk, high-TRL, or politically salient technologies. For advanced biofuels, which require integrated value-chain demonstrations, risk-sharing guarantees, revenue stabilisation, and long-term offtake, the current arrangements remain insufficient.

Table 4.1: Comparative assessment of existing finance instruments

Instrument	Expected role for advanced biofuels	Current reality	Core gap
Innovation Fund	Fund FOAK commercial plants; bridge between demo and market	Very limited advanced biofuel projects from lignocellulosic feedstocks (e.g. Ostrand); several small -scale biogas plants; multiple e-SAF selections in recent calls	High-TRL, risk-averse attitude; limited support for FOAK for lignocellulosic fuels; K
Horizon Europe	Move TRL 5–6→7–8; validate full value chains	Strong demo ambition in 2026–27; weaker attention to finance-readiness/offtake	No earmarked blended finance for FOAK lignocellulosic pathways; last-mile risk remains
InvetsEU	Mobilise large guarantees for clean fuel plants	Horizontal tool; no dedicated advanced biofuels window	No ring-fenced guarantee/CfD for FOAK biofuel plants; lender risk not fully addressed
STIP	Accelerate fuels for aviation/maritime; fix revenue risk	Large funding mobilisation; core focus on e-fuels	Biofuels not explicitly prioritised; unclear book-and-claim / ETS alignment; auction design still pending

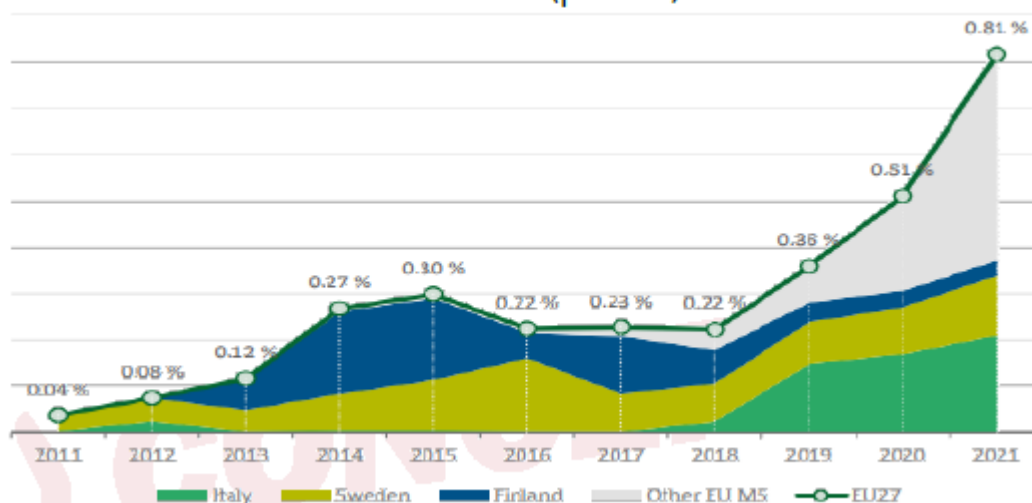
5 Policy Support for Advanced Biofuels: A Review of Selected EU Member States and Key International Producers

5.1 Regulatory and Fiscal Instruments in Selected Member States

This chapter examines how selected Member States, namely Germany, Italy, Sweden, France, Finland, and the Netherlands have implemented the Renewable Energy Directive (RED II/III), with a particular focus on advanced biofuels. It also reviews the fiscal instruments these countries use to stimulate biofuel deployment.

These countries were chosen for their relatively higher deployment of advanced biofuels (see Figure 5.1) and their relevance in stakeholder interviews. The analysis provides key findings and lessons learned from their approaches, aiming to provide actionable insights for Dutch policy as the Netherlands seeks to accelerate advanced biofuel deployment. Detailed country overviews are provided in the Appendix for reference.

Share of advanced biofuels (part A)



Source: ECA, based on SHARES data for 2020 and 2021.

Figure 5.1: Share of advanced biofuels in the EU, with a breakdown to member states with relatively larger shares (derived from (ECA, 2023))

Table 5.1 provides an overview of the regulatory and financial instruments applied in the four selected countries. The key observations are listed below. For more detailed information on the evolution of biofuels in each Member State and specifics of the policy instruments, please refer to Appendix F.

Mandates and sub-mandates drive low-cost biofuels, but on their own they are insufficient to scale lignocellulosic advanced biofuels, especially under policy volatility

Across all countries, renewable energy obligations, whether energy-based or GHG-intensity-based, are the primary instrument currently in action. A gradual shift toward GHG-intensity frameworks is observed (Germany and Sweden already use them; France and the Netherlands are transitioning in 2026).

However, these obligations alone mainly drive mature, low-cost biofuels, such as waste oils, animal fats, or biomethane. Without a dedicated sub-mandates or targeted incentives, renewable energy mandates are supplied by the cheapest compliant options rather than emerging advanced technologies. Thus, these policies have not led to significant investment in higher-risk, innovative advanced biofuel value chains.

- › In the Netherlands, the annual obligation and double counting mechanisms led to a rapid increase in the use of waste-based biofuels (e.g., palm oil mill effluent, used cooking oil, bleaching earth), but lignocellulosic ethanol and other advanced biofuels from lignocellulosic feedstock remain marginal.
- › Germany's advanced sub-mandate ("Unterquote") increased the share of advanced biofuels, but the growth was concentrated in industrial biowaste and biomethane, not in new biofuel technologies. The certificate price signal from the GHG quota system helped, but without additional support, advanced biofuels did not scale.
- › In Sweden, the relative share of advanced biofuels from Part A list has been small. This had to do with the fact that country had no sub-mandate. Instead, high blends were tax exempt (HVO100, B100, E85) resulting in larger use of biofuels from feedstocks within Part B. Neither tax exemptions, nor GHG intensity reduction obligations stimulate investment in new advanced biofuel plants from lignocellulosic feedstocks. Instead, the country has

experienced a growing supply of other eligible biofuels (that are neither part of Annex IX, nor food and feed crop based). This is due to the technology neutral GHG intensity reduction quota and having no dedicated sub-quota. In Sweden, despite a long-standing reduction obligations and tax relief for high blends, there was no significant scale-up of advanced liquid biofuels. Tax exemptions for high blends improved operating margins but did not finance new advanced biofuel plants.

- Sweden's freeze and subsequent reduction of its GHG reduction obligation caused a sharp decrease in total biofuel use.
- Finland introduced a rising sub-mandate for advanced biofuels, which may have enabled the tipping point of using low hanging fruits to be reached and other innovations to be supported by the market. However, when fuel prices spiked, the government reduced the obligation, and supply of advanced biofuels fell.

Obligations create demand but do not mitigate the financing and technology risks of FOAK lignocellulosic plants. When combined with policy instability, such as abrupt obligation cuts, and exposure to volatile feedstock and energy prices, the investment environment becomes too uncertain for capital-intensive advanced biofuels to progress.

Figure 5.2 illustrate the total biofuels supplied to these four markets, based on their feedstock category. Country specific details can be found in the Appendix.

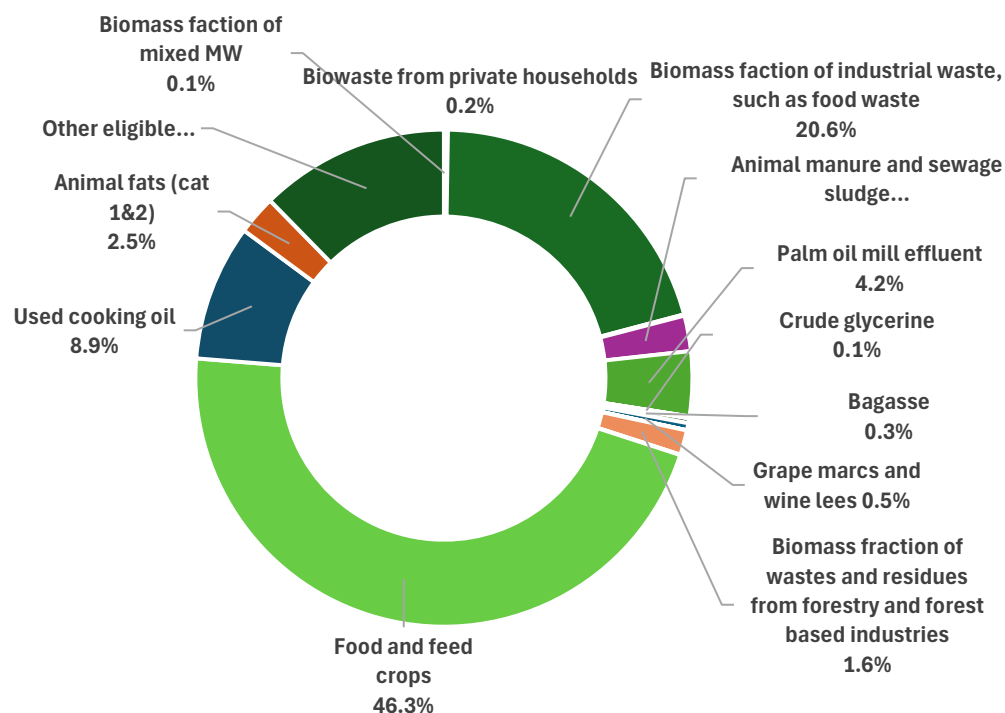


Figure 5.2: Biofuel supply in selected four countries in 2024, broken down to feedstock types [Derived from EC SHARE Database]

Other monetary rewards linked to carbon intensity and certificates can accelerate market uptake

Financial incentives that reward lower-carbon fuels (e.g., premiums, tax relief, certificates) can accelerate deployment, but only if they are paired with support for capital investment.

-) Italy is a good example for an integrated package. The biomethane policy in this country combines a quota, premium certificates (CIC), and generous capital grants (PNRR), resulting in rapid growth of biomethane production.

Still, even here, lignocellulosic liquid fuels did not scale, showing that operating incentives alone are insufficient. Monetary rewards improve operating economics, but without capital support, they do not overcome the high up-front costs and risks of building new advanced biofuel facilities.

Double counting and multipliers raise compliance figures but don't guarantee real decarbonization

Allowing certain biofuels to count double or applying multipliers can help meet targets on paper but does not ensure new physical capacity or genuine decarbonization. Up until now, these measures have not pushed advanced biofuels from lignocellulosic feedstocks. Only when the targets are high double counting may incentivise these fuels.

-) All studied countries used double counting at some point in time to boost compliance with advanced biofuel targets, but this did not translate into significant new investment in advanced biofuels.
-) The shift to GHG-based accounting is intended to provide a more accurate signal for decarbonization, but this alone did not drive investment in high-risk technologies.

Table 5.1: Recent implementation of renewable energy directive in selected member states

	Italy	Sweden	Finland	Germany	France	The Netherlands
Type of obligation	Energy based	Since 2018 GHG reduction obligation	Energy based mandates since 2019	Since 2015, GHG reduction obligation	Energy based. Shifting to GHG reduction from 2026 onwards.	Energy based. Shifting to GHG reduction 2026 onwards
Share of renewable energy/GHG reduction obligation	10% in 2022 11.7% in 2025	7.8% for gasoline, 30.5% for diesel between 2022 and 2023. However, in 2024, it was lowered and frozen to 6% for the time period 2024-2026 and abolished the quote from 2027.	12% in 2022-2023 (was previously higher) 16.5 % in 2025 (was previously higher) 22.5% in 2027 30% in 2029 and afterwards. this is lifted up to 34% in 2023 but revised downward in 2024 to 13.5% from 28%	7% in 2022 10.5% in 2025 and 25% in 2030.	8.6% bioethanol and 8 % biodiesel between 2023-2027	Renewable energy in road transport to be 28.4% in 2024 and 29.4% in 2025
Sub-target advanced biofuels	2.5% advanced biomethane, 0.6% other advanced biofuels in 2022 3.5% advanced biomethane, 3% bioethanol, 0.05% other advanced biofuels in 2025	No specific target	4%% in 2026 gradually increasing to 10% from 2030 onwards.	0.2% in 2022 0.7% in 2025 2.6% in 2030, increasing to 9% in 2040.	Introduced in 2022. 1.2% for bioethanol increasing to 3.8% from 2028 onwards and 0.4% for biodiesel, increasing to 2.8% from 2028 onwards	3.6% by 2025, including double counting.

	Italy	Sweden	Finland	Germany	France	The Netherlands
Double counting to advanced biofuels	Yes			Double counting is allowed for advanced biofuels beyond the minimum sub-mandate (except for Palm Oil Mill Effluents or empty palm fruit branches). However, the double counting is likely to be fully erased.	Yes, with double counting for biofuels from Annex IX., except tall oil and tall oil pitch.	Yes, double counting from Annex IX feedstock-based biofuels. However, it is to be excluded with the GHG quotas.
Tax relief	Excise duty relief to HVO; tax relief to quantifying biodiesel (from annex IX)	High blends are exempt from tax (these high blends are excluded from mandates).	Biofuels from wastes and residues are fully exempt from CO2 tax	No	Tax relief available to all renewable supply options to meet the set targets	No
Specific capex subsidy for FOAKs	No	No		No	Biomethane investment scheme.	No

	Italy	Sweden	Finland	Germany	France	The Netherlands
Other available instruments	R&D support, no specific focus on advanced biofuels	Direct investment grants to climate projects, including biogas/biomethane production; biofuel projects from lignocellulosic feedstock as well	For R&D. one example BtL pilot plant (12MW gasification) received funding	RD&D funding. In general, there has been a decrease in funding projects related to biofuels	State aid scheme in the form of direct grant. However, covers biomass and renewable hydrogen in energy and transport. No specific support to advanced biofuels.	CAPEX fund for pilot and demonstration projects. No earmarked amounts for advanced biofuel projects.
	Capital grants to convert existing traditional refineries	Grants for feasibility studies, research and pilot and demonstration project for industrial green transition is available. So far, no specific advanced biofuel project				SDE++ operational subsidy
	Capital grant + feed-in tariff for biomethane					

5.2 Experiences in Other Regions

Stakeholders identified the United States, Brazil, and India as important countries to review for advanced biofuel policies. These countries were highlighted for their strong renewable energy programs.

Appendix E presents a country-by-country policy analysis and shows the development of their biofuel sectors from 2015 to 2024, including key feedstocks used for these biofuels. Drawing on the experiences from these countries, several high-level insights emerge. The main insights are summarised below.

The main insight from all countries is that long-term policy certainty matters more than high financial incentives. When rules change often or are unclear, investors lose confidence. Emerging advanced pathways struggle when they compete in the same policy category as mature, low-risk options. Without clear separation, established fuels capture most of the market and slow the growth of newer technologies.

In the United States, the Renewable Fuel Standard (RFS) was designed to support cellulosic biofuels through a separate D3/D7 target. However, shifting definitions of “cellulosic biofuel” created instability. Renewable natural gas (RNG) from landfills, wastewater, manure, and food waste could qualify for the D3 category, and it quickly dominated because it was easier and less risky than lignocellulosic fuels. The “advanced biofuel” category was also broad, covering almost any fuel except corn ethanol with a life cycle GHG reduction of 50% and higher. This regulatory uncertainty weakened investment, even with incentives such as the biodiesel blender credit and the Clean Fuel Production Tax Credit under the IRA.

Brazil has supported ethanol through mandates and stable policies for almost fifty years. RenovaBio provides LCA-based certification and CBIO trading with 10-year targets, yet targets have been periodically revised and CBIO prices volatile, which reduces predictability for newer pathways (e.g., 2G ethanol). The Fuel of the Future Law (14.993/2024) introduces national programs for SAF and renewable diesel, but long-term certainty for advanced projects is still not fully guaranteed.

India has a clear structure for biofuels: the National Policy on Biofuels, the PM JI-VAN scheme for 2G ethanol (viability gap funding), and the SATAT program for compressed biogas with guaranteed offtake by oil companies. These tools show strong intent, but rules on feedstocks and administered prices change often. In 2024, stricter limits on using sugar and rice for ethanol, combined with lower crop output, reduced expected blending levels. New 2G projects depend on annual procurement and pricing decisions, and investors wait each year for updated terms unless longer-term guidance is provided.

FOAK/NOAK project viability depends on strong risk-reduction measures and industrial integration

A second key lesson is that FOAK and early NOAK pathways require far more than production subsidies. They require mechanisms that reduce risk across the entire project value chain and development cycle, including CAPEX, commissioning, feedstock logistics, and early years of operation.

- › The U.S. DOE provides loan guarantees and USDA programs, yet several projects still failed because the risk profile remained too high for conventional lenders.

- › India's Viability Gap Funding (VGF) reduces capital cost burden. It does not compensate developers if their plant underperforms, if yields are lower than expected, or if technology fails.
- › The Brazilian Development Bank (BNDES) provided low-interest, long-tenor loans that helped lowering financing costs for 2G ethanol plants. This allowed industrial players such as Raizen to commit to multiple commercial scale 2G ethanol plants, with a pipeline extending to 2031. At the same time, these plants were co-located with existing 1G sugar facilities. This co-location could reduce utilities costs, eases feedstock logistics, and enables shared operations. These factors significantly improve bankability.

Feedstock security and supply chain strategies are key

Feedstock availability, price stability, and logistics are a central determinant of whether advanced biofuels scale. The case studies illustrate that feedstock is the most underestimated risk in advanced biofuel project development.

- › Brazil's success with 2G ethanol relates to the concentrated availability of bagasse at sugarcane mills. The feedstock is already on-site, transport costs are minimal, and its supply is tied to the 1G ethanol.
- › In the U.S., agricultural residues proved more expensive and logistically complex than early techno-economic assessments assumed, contributing to project difficulties.

Market pulls through offtake stability and strategic technology prioritization

Successful scaling requires not just production incentives but also demand certainty. Long-term offtake agreements were decisive in Brazil and India, enabling producers to secure financing with predictable cash-flows.

- › In Brazil, Raizen secured off-take agreements with the US, Japan and Europe.
- › India organises advanced biofuel (mainly 2G ethanol) offtake through government-administered prices and binding long-term offtake agreements between state-run Oil Marketing Companies (OMCs) and dedicated 2G ethanol plants.
- › Conversely, U.S. cellulosic ethanol developers struggled partly due to the absence of guaranteed buyers.

Table 5.2: Recap advanced biofuel policy landscape in the US, Brazil and India

Country	Policy Type	Policy Name	Promotes Advanced Biofuels Specifically	Fiscal Incentives / Support	Disadvantages / Policy Gaps
UNITED STATES	Blending mandate	Renewable Fuel Standard (RFS)	Intended to, but mostly met with RNG	RIN credits (incl. cellulosic fuels)	EPA waivers; RNG substitute cellulosic ethanol targets; weak innovation signal
	IRA Tax credit	Biodiesel Blender Credit (40A)	No	\$1/gal	Favours HEFA/biodiesel; no additional support for lignocellulosic fuels
	IRA SAF-specific credit	SAF Credit (40B)	Limited; HEFA dominates	\$1.25–1.75/gal	Very short duration (2023–2024); not sufficient to cover FOAK pathways
	Tech-neutral production credit	45Z Clean Fuel Production Credit to any transportation fuels produced within the US	Potentially, short window limits FOAK	CI-based credit (2025–2027) $\geq 50\%$	Only 2025–2027; relatively lower CI favouring RNG and crop-ethanol retrofits to absorb value
	Advanced biofuel credit	Second-Generation Producer Credit	Yes	Up to \$1.01/gal (expired end 2024)	Expired; policy uncertainty
	Grants/loans	USDA/DOE Programs	Yes	Grants + loan guarantees	Insufficient to overcome FOAK risk; several project failures
BRAZIL	Blending mandates/CI credit mandates	Ethanol (27%) & Biodiesel (B14→B15)/ RenovaBio	Mostly no (supports 1G)	CBio credits; Tax differentiation for ethanol	Supports 1G; no dedicated 2G quota
	Fuel diversification law	Fuel of the Future Law (2024)	Yes	Mandates + diversification policy (incl. SAF trajectory)	Early-stage implementation; operational rules evolving; no focus on FOAKs
	SAF mandate	SAF Blending Mandate (1% in 2027 → 10% in 2037)	Yes, also covers 1G ethanol-based Jet but	Demand creation (no direct fiscal tools yet)	No direct fiscal support: technology pathway preferences unclear
	Public development bank loans	National BNDES Credit Lines	Yes	Loans	Strongly reliant on sugarcane/bagasse context

Country	Policy Type	Policy Name	Promotes Advanced Biofuels Specifically	Fiscal Incentives / Support	Disadvantages / Policy Gaps
	Tax incentives	Federal/state tax breaks (2021–2023)	Partially	Exemptions/reductions	Benefits mainly 1G fuels; uneven advanced prioritisation
INDIA	National biofuel strategy	National Policy on Biofuels (2018)	Partially	Tax rebates; GST exemptions; customs duty reductions	Strong 1G focus; limited real 2G output
	Blending programme	Ethanol Blending Programme (EBP)	No	Administered ethanol prices	Blend rates met with 1G; no 2G-specific demand
	CAPEX support for 2G	JI-VAN Yojana (2019)	Yes	Viability Gap Funding for 6 commercial + 4 demo plants	High CAPEX; commissioning delays
	Bioenergy support programme	National Bioenergy Programme (2021–2026)	Yes	Capital subsidies; tax incentives; low-interest loans	Fragmented implementation; limited scale-up so far
	SAF roadmap	SAF blending milestones (1% 2027 → 5% 2030)	Yes	Indirect demand creation	No fiscal incentives yet; market very small
	Offtake support	OMC Long-Term Offtake Agreements	Yes	Fixed-price purchase guarantees	Administered pricing may be too low for 2G economics

6 Analysis of financing for advanced biofuels projects

Large-scale advanced biofuels projects have high capital requirements and are associated with significant risks along the value chain. This combination leads to challenges for these projects to access financing. This chapter explores the financing landscape for advanced biofuels projects, the main funding bottleneck for scaling these projects, requirements for moving these projects towards bankability, and potential government support mechanisms for de-risking projects and mobilising private sector financing.

Further description of key terms, like corporate finance, project finance, strategic developer, and independent developer, along with an overview of the financing landscape can be found in Appendix J.

6.1 Moving Advanced Biofuels Projects Towards Bankability

Chapter 3 introduces the barriers recognised by the stakeholders as feedstock supply risk, conversion facility risks, and market risks, which translates itself to offtake certainty risks and policy & regulatory framework risks. Securing reliable, homogenous feedstock appears challenging due to unorganized supply chains (particularly for some the feedstock categories listed in Annex IX of REDII), price volatility, and the limited track record and creditworthiness of smaller suppliers. Scaling up conversion facilities from demonstration to commercial size introduces uncertainty in technology performance, potential delays, and cost overruns, which can strain liquidity during prolonged ramp-up periods. Offtake agreements remain uncertain as markets are still developing, leading to reluctance from buyers to commit to long-term contracts, especially for lignocellulosic fuels. Finally, policy changes and permitting delays can undermine project economics and accessibility to financing. This often leads to complex risk allocation negotiations that create barriers to financial close.

Figure 6.1 summarises the main risks associated with advanced biofuel projects per development stage

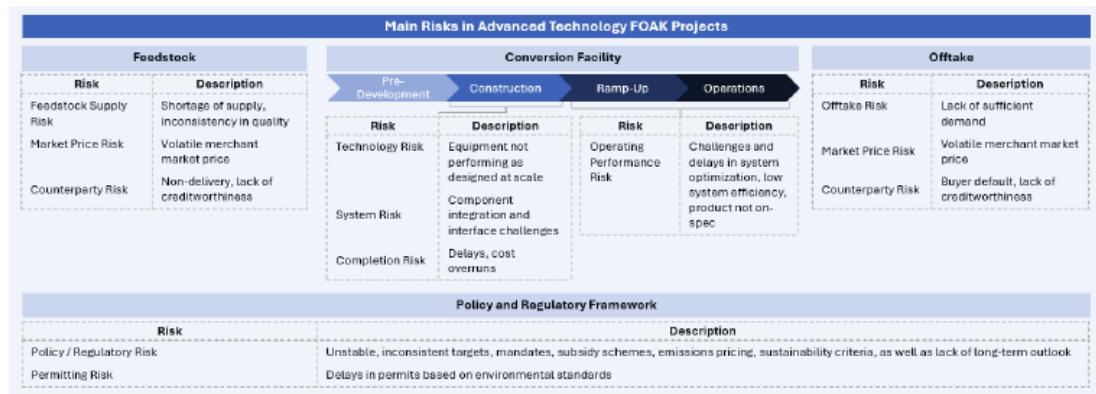


Figure 6.1: Overview of main risks areas across value chain

The pathway to improve the bankability of the business case for advanced biofuel projects is characterized by a complex, interdependent risk allocation structure. Bankability depends on predictable and credible repayment capacity. This can only be achieved through systematic and transparent risk allocation to the parties best positioned to manage each exposure. Project developers, project sponsors, Engineering Procurement Construction (EPC) contractors, Original Equipment Manufacturers (OEMs), Export Credit Agencies (ECAs), feedstock suppliers, offtakers, financiers, and government must each assume a defined share of responsibility through equity participation, completion and performance guarantees, long-term contracts, and subsidies, as shown in Figure 6.4.

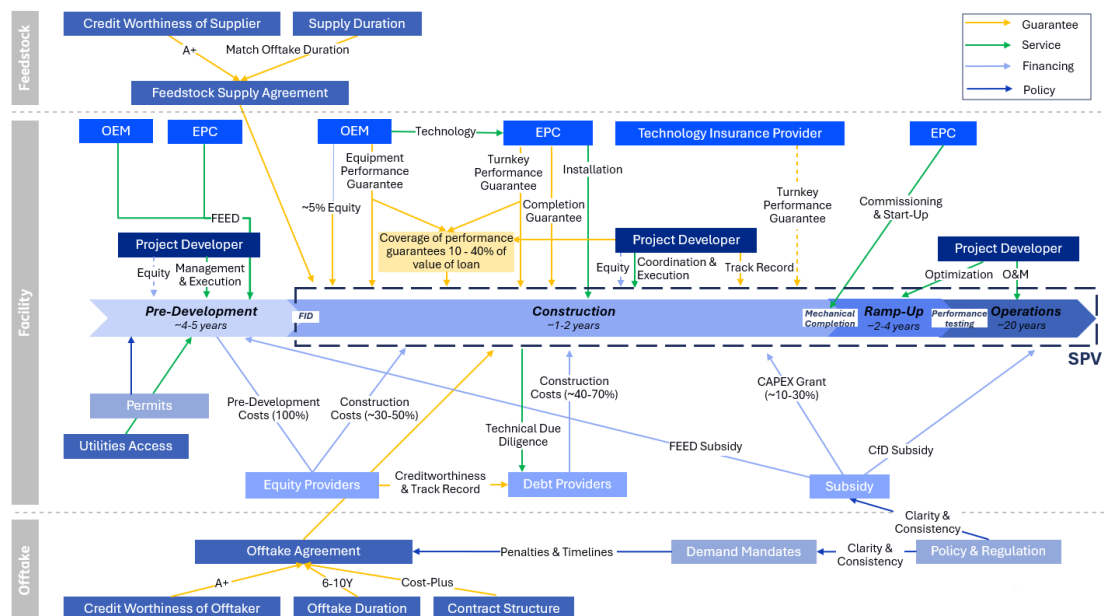


Figure 6.2: Blueprint for structuring risks across the value chain

This section will zoom in on the risk allocation requirements across the three main risk categories of i) feedstock supply, ii) technology risk of conversion facility, and iii) offtake certainty.

6.1.1 Risk Mitigation: Feedstock Supply

To mitigate feedstock availability and pricing uncertainty, feedstock supply should be secured through long-term feedstock supply agreements where possible. This should preferably mirror offtake durations to ensure stable production volumes and therefore stable returns (typically preferred for $\sim \geq 6$ years). Supply contracts should be secured with creditworthy counterparties where possible to mitigate counterparty risk, decrease project-on-project risks, avoid disruptions, and ensure supply continuity over the full loan horizon. Robust, diverse feedstock sourcing strategies may need to be considered in cases where feedstock supply chains are still in early development to reduce dependency on a single supplier or region.

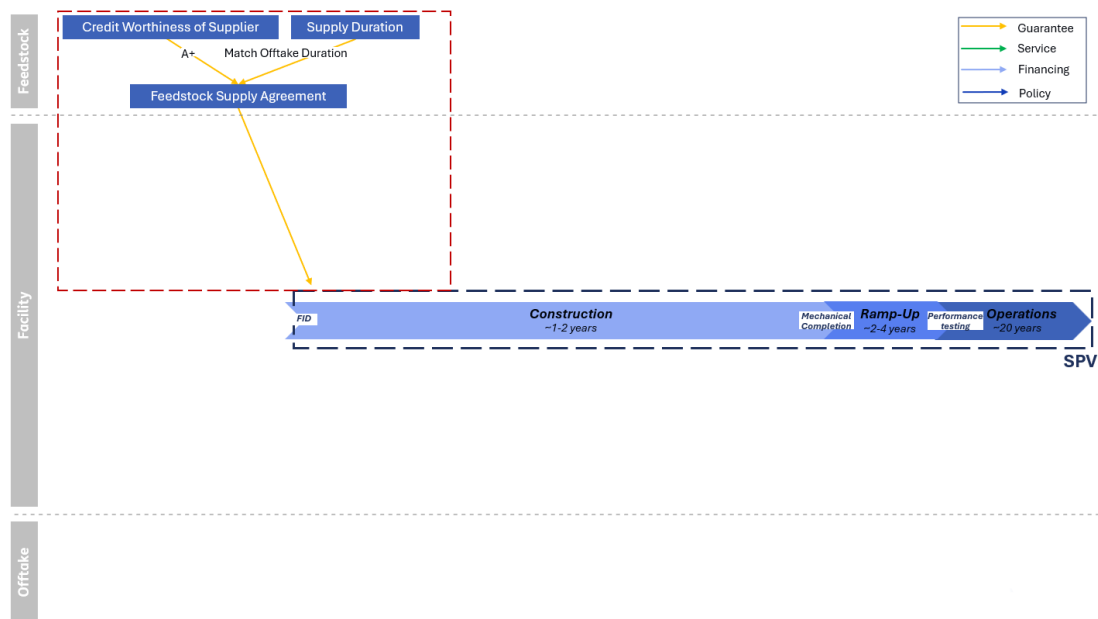


Figure 6.3: Risk allocation structures for mitigating feedstock supply risk

6.1.2 Risk Mitigation: Conversion Process

Risk mitigation at the facility level is explored across the construction phase and the ramp-up phase.

Construction Phase

The construction phase is accompanied by significant technology and system risks for scaling demonstration plants to large-scale commercial facilities. Commercial lenders therefore often seek lump-sum turnkey guarantees and completion guarantees from the EPC as well as equipment performance guarantees from the OEM. These guarantees are accompanied by pre-agreed financial penalties for underperformance or late completion, thereby protecting the project's lenders and owners.

- › **Equipment performance guarantee from OEM** – Guarantee that specialised equipment operates as designed. The lender may also require for the OEM to provide a small equity stake in the project Special Purpose Vehicle (SPV) to incentivise delivery.
- › **Lump-sum turnkey performance guarantee from EPC** – Guarantee that the facility is in ready to operate condition at pre-agreed output, efficiency, and quality standards when all equipment is installed and connected. This includes a warranty period where the EPC is

responsible for correcting design or equipment defects during. If a turnkey performance guarantee cannot be provided by the EPC, a technology insurance provider may potentially be used to fulfil this role, but this is likely accompanied by high premiums.

- Completion guarantees from EPC** – construction is completed within the agreed timeframe and budget, where additional cost overruns are borne by the EPC

From a lender's perspective, these instruments can assist with increasing the certainty of debt repayment in projects that lack established performance track records. The lender may require that the performance guarantee package, particularly from the EPC, covers around ~10-40% of the total value of the loan provided (indicative number, varying case by case with technology, counterparties, and policy support). This could in turn create substantial risk for the EPC, where the liabilities they are asked to cover could significantly exceed the margin the EPC can earn in the project. The margin that an EPC can earn from a FOAK project may be relatively high compared to conventional projects, given the risks involved, but this margin may still be significantly lower than the exposure it has outstanding on the guarantees. This leads to these guarantees becoming difficult to provide, given the opportunity costs.

The loan guarantee package will therefore typically also include guarantees from the OEM and contingency funding from the project developer or sponsor, alongside the EPC guarantees. The allocation of risks to parties best able to manage and absorb them may lead to complex, time-intensive negotiations, and often, no conclusion, as the risks for each party seemingly outweigh the benefits. This can be particularly extreme for FOAK projects, as they lack references and suitable benchmarks, which may extend project timelines significantly.

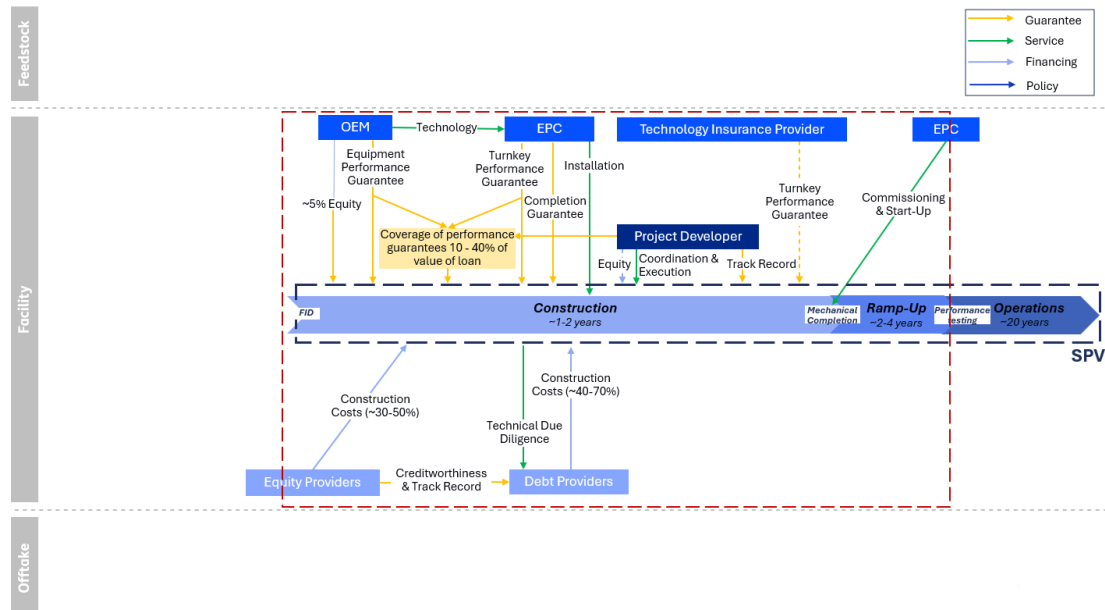


Figure 6.4: Risk allocation structures for mitigating construction phase risks

Ramp-Up Phase

After the facility has reached mechanical completion and commissioning and start-up has taken place, risks remain around ramping-up the facility to reach desired full load hours and produce on-spec products at predictable operating cost within the desired timeframe. Projects could face a prolonged optimization and ramp-up period due to operational bottlenecks or unforeseen process inefficiencies. Extended facility ramp-up and optimisation often lead to liquidity stress

for the project developer and hinder debt repayment capacity for the lender. Given that the duration and extent of the ramp-up phase is unpredictable, project developers must plan for ramp-up liquidity buffers during project design.

From a financial standpoint, developers and lenders recognize that ramp-up variability is an inherent part of the commercialization process. This stage should therefore be financed intentionally by aiming to secure dedicated ramp-up liquidity before Final Investment Decision (FID), modelling conservative ramp-up trajectories in financial projections, and negotiating for acceptance of temporary pressure on financial metrics such as debt service coverage ratios (DSCR) or internal rate of return (IRR). This can also include pursuing milestone-based capital injections from public or private parties, where available, in the form of equity, grants, or specialized loans to ensure financial stability.

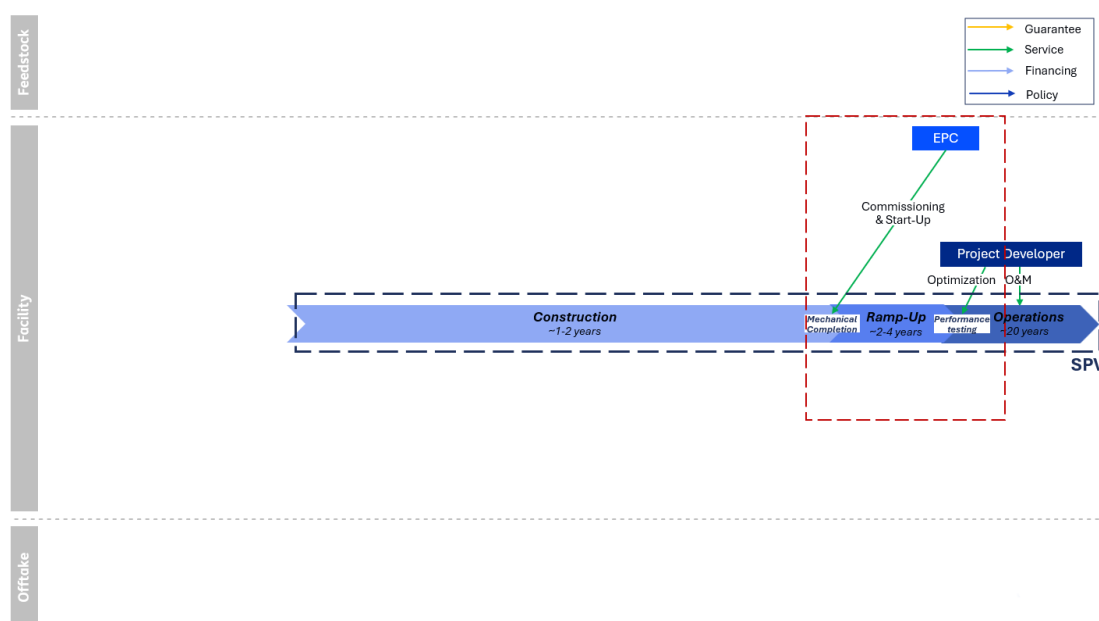


Figure 6.5: Mechanisms for mitigating ramp-up phase risks

6.1.3 Risk Mitigation: Offtake Certainty

Lenders base financing decisions primarily on the predictability of future cash flows and therefore require binding, long-term agreements, typically six years or more and signed with highly creditworthy offtakers. Offtake agreements should cover the full output volume, especially for products that do not yet have established commodity merchant markets to absorb volumes, like second generation ethanol. Offtake agreements are typically underpinned by demand mandates and accompanying penalties for non-compliance. Mandates require consistent regulation with a clear time horizon and stringent penalties to be effective in creating sufficient market uptake. Cost-plus offtake structures that include mechanisms to allow for feedstock price fluctuations to be passed through to the offtaker further enhance predictability of revenues and reduce exposure to input cost volatility. This mechanism stabilizes operating margins and shields the project from feedstock price volatility, thereby reinforcing the reliability of projected cash flows.

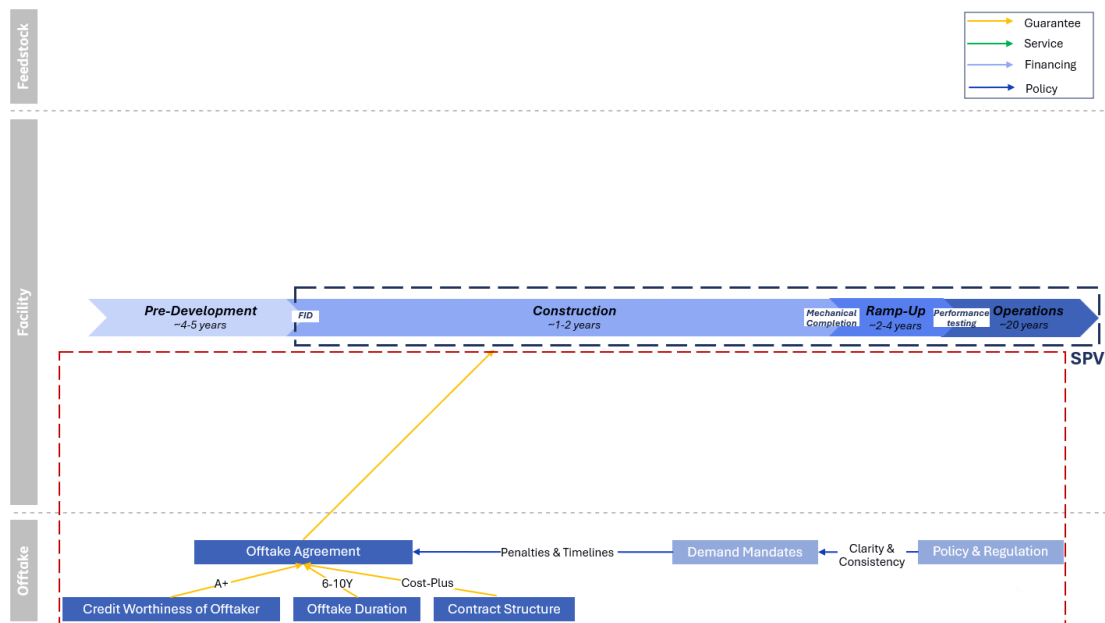


Figure 6.6: Risk allocation structures for mitigating offtake risks

6.1.4 Interdependent Risk Allocation for Improving Bankability

A critical factor for unlocking financing for (FOAK) advanced biofuel projects is creating predictable and credible cash flow streams. The pathway to arrive at a bankable business case for constructing advanced biofuel projects is therefore characterized by this interdependent, complex risk allocation structure. Risks need to be systematically and transparently allocated to the parties best positioned to manage each exposure. Project developers, EPC contractors, OEMs, feedstock suppliers, offtakers, and lenders must each assume a defined share of responsibility through equity participation, completion and performance guarantees, or long-term commercial agreements. In addition to robust project derisking, lender confidence is typically also improved through the participation of credible counterparties with a strong track record, particularly in the case of the equity sponsor. Lenders also prefer governance structures within the SPV that allow lenders to intervene within existing contract frameworks should the project no longer perform as planned.

These projects typically struggle to meet these criteria, specifically when it comes to risk allocation. Risk distribution negotiations can often lead to a risk allocation stalemate where parties along the value chain are not able to agree on how to best allocate these risks, specifically at the facility-level for distributing technology and system performance risk. Without mechanisms to enable risk sharing and strengthen bankability, projects may remain in the planning phase.

Bridging the bankability gap requires targeted government intervention and public funding instruments to play a complementary role by closing residual risk gaps that market parties cannot feasibly absorb. The next section will explore potential government support mechanisms that may help to improve bankability of advanced biofuels projects.

6.2 Potential Support Mechanisms for Mobilizing Investments for Advanced Biofuels Projects

This section explores potential support mechanisms targeting the main risk areas across the conversion facility and offtake based on analysis from the interviews. The challenge of improving the feasibility of risk allocation across parties for achieving a bankable project, particularly for independent project developers seeking project finance debt, is a key focus.

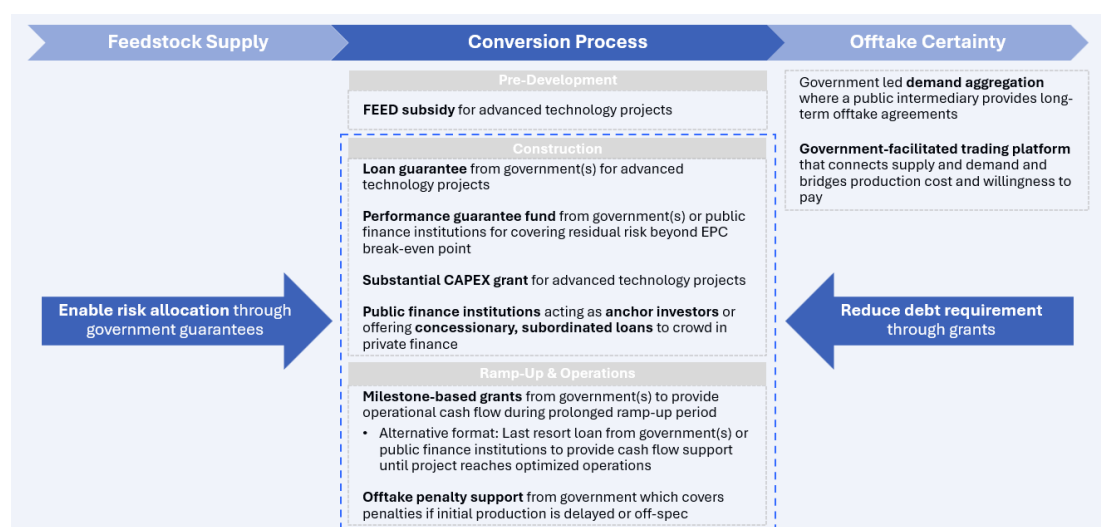


Figure 6.7: Overview of potential government support mechanisms for improving bankability

6.2.1 Conversion Process

The conversion process includes pre-development, construction, and ramp-up and operations phases. Risk allocation is particularly challenging across the construction phase for reaching FID.

Predevelopment Phase

As discussed in Appendix J advanced biofuel projects face significant early-stage financing risks, particularly for independent project developers with limited financial reserves at their disposal. The FEED phase represents an important cost item, which can be in the range of €50 million depending on facility size and complexity.

Construction Phase

1. Loan Guarantee Programme

A government loan guarantee to the project SPV has substantial potential for improving a project's bankability. With this guarantee, the government commits to repaying a portion of the loan if the project is not able to make debt repayments. This derisking instrument provides lenders with collateral on the repayment of their loan against the series of risks across the value chain.

A government loan guarantee is not a direct subsidy but a contingent liability where funding for the program is earmarked. The government only makes a payment if the project is not able to fulfil its debt obligations. Since not all projects will fail, the real amount the government disburses may be a fraction of the total guaranteed amount. This feature makes loan guarantees

a potentially efficient use of public funds, as they can leverage large volumes of private capital while maintaining limited budgetary exposure for government, thereby creating a multiplier effect on public money. According to the OECD, guarantees are the most effective instrument for mobilizing private finance (Garbacz W., 2021). The provision of loan guarantees may also reduce the extent of the guarantees required by the lender from the EPC and OEM.

The effectiveness of loan guarantees depends upon the portion of the loan it covers and the requirements to access the loan guarantee program. Loan guarantees will need to cover a substantial portion of the lender's loan to be an effective derisking mechanism, otherwise the lender is left with significant risk exposure themselves. Access to loan guarantee programs should be less stringent than the bankability requirements of the commercial lender to allow projects to gain access to lower cost debt financing.

Loan guarantee funds could also be structured to be partially cost covering, where project developers could pay a premium to have access to the loan guarantee fund. Within this structure, private investors may be incentivized to invest in the fund as there is a potential for return on investment, provided that government investment in the fund accepts a first loss position. Required premiums should not be so substantial that this makes the business case infeasible.

The US DOE's loan programs office (LPO) provides significant loan guarantees to derisk clean energy projects, including advanced biofuels projects, moving beyond the demonstration phase (US DOE, 2010). The LPO developed a formula to determine the cost per guarantee, as shown in Figure 6.10. "For each applicant, LPO determines a credit subsidy cost, which is the expected cost to the government of its loan guarantees considering the time value of money; potential risk factors, such as default; and the estimated recovery rate" (RFF, 2025). The DOE loan programs office expects to create a significant multiplier on this cost of the guarantee. "In the near term, \$3.6 billion in credit subsidy funding was appropriated in the IRA, expected to cover the subsidy costs for up to \$40 billion in loan authority" (RFF, 2025).

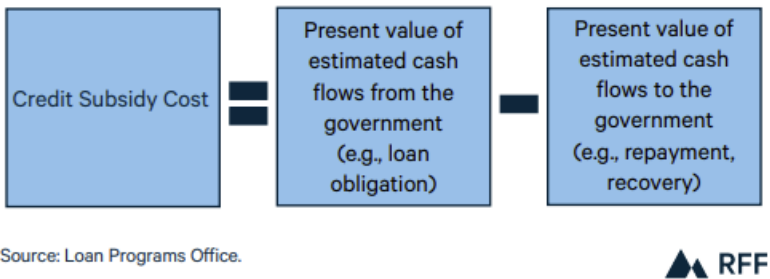


Figure 6.8: US DOE LPO methodology for determining cost of loan guarantee

The DOE loan program recently provided a \$1.67 billion loan guarantee to Montana Renewables LLC. This loan guarantee was provided for the expansion of a renewable fuels facility to produce SAF, renewable diesel, and renewable naphtha. This foreseen capacity of the plant after expansion will amount to 315 million gallons per year of biofuels, primarily SAF (DOE, 2025).

Atradius, an export credit agency (ECA) in the Netherlands supported by the Ministry of Finance, offers credit insurance for project loans. They have previously engaged on large industrial infrastructure projects, like roads, and offshore wind. This scope may be expanded to include biofuels projects like SAF, where the ECA will provide loan guarantees up to 80% of the value of the loan (according to EU state aid rules) to local projects provided that either the feedstock is imported, or the product is exported.

2. Technology Performance Guarantee Fund covering residual risk

To mitigate technology performance risk for advanced biofuels projects seeking project finance debt, EPCs are required to provide performance guarantees covering a substantial portion of the total loan exposure. This may exceed their project margins, leading to challenges in fully covering and allocating this risk. A Technology Performance Guarantee Fund from government or public finance institutions aimed at covering the residual risk beyond the EPC breakeven point could address this constraint to enable feasible risk allocation.

Under this structure, the EPC provides the required performance guarantees to the value of their expected margin on the project, and the technology performance guarantee fund covers the remaining requirement from lender. This fund can allow for the EPC to feasibly participate in risk allocation without facing excessive losses going beyond their margin while providing lenders the required coverage on performance obligations. Within this fund structure,

- › The EPC should remain responsible for the initial layer of exposure to the value of its expected project margin and accept a first loss position to ensure that the EPC remains incentivized to deliver.
- › The government-backed fund can then provide a backstop guarantee to cover residual risks beyond the EPC's break-even point.
- › The Technology Performance Guarantee Fund could be designed as a blended public–private financial instrument, where EPCs could pay a premium based on project size and risk level to gain access to the fund, thereby helping to make the fund partially cost-recovering.

The liabilities accompanied by providing performance guarantees are typically priced into contracts to offset excessive financial losses, which likely leads to an increase in overall project costs. Public instruments, like a Technology Performance Guarantee Fund, can reduce the need for extensive performance guarantees and may therefore also contribute to lower project costs.

This instrument specifically targets technology risk and does not address other risks along the value chain, like feedstock supply and offtake uncertainty. It is therefore less comprehensive than a loan guarantee but will require a smaller capital expenditure. Thus, in a market environment where feedstock supply and secure offtake are not considered to be key barriers, the Technology Performance Guarantee Fund could unlock access to financing for FOAK projects while minimising potential public expenditure. This allows for benchmarks and learnings to be established for EPCs and OEMs for NOAK projects.

In an uncertain market environment where feedstock supply and offtake are significant concern areas for the lender, a loan guarantee will provide more comprehensive derisking.

There is no example of this instrument being implemented yet. The concept was developed based on insights gathered during the interview discussions.

3. CAPEX Grants

Large CAPEX subsidies can directly reduce upfront investments costs and the need for difficult to access debt, as well as potentially lower the cost of capital across the projects financing structure. As described in the Policy Analysis above and in Appendix, the DEI+ CAPEX subsidy scheme is available in the Netherlands for advanced biofuels projects, amongst others. This provides a CAPEX subsidy of up to €30 million for pilot and demonstration projects, not for FOAK commercial plants.

4. Public Finance Institutions Acting as Anchor Investors or Offering Concessionary Financing

Public finance institutions, such as the European Investment Bank (EIB), InvestNL, and other national or regional development banks and ROMs, can play an active role in mobilizing private capital by taking a first-mover or risk-tolerant position in the capital structure. By acting as an anchor investor, a public financial institution sends a strong market signal regarding the validity of the project, providing assurance to commercial lenders and institutional investors. Additionally, public financial institutions can offer concessionary loans with lower interest rates and longer repayment periods and subordinated, meaning first-loss, positions to the senior debt provided by banks. By taking a subordinated position, the public institution absorbs a larger share of potential losses in the event of project underperformance, improving the overall bankability of the project.

The EIB provides loans that may cover up to 50% of total investment costs. These loans can take the form of senior or subordinated debt, with or without collateral, depending on project risk and structure. Conditions such as tenor (the total length of the loan), grace period (a period at the start of the loan when the borrower does not have to make principal repayments), and pricing are tailored to each project's economic life and credit profile (EIB, 2024). For advanced biofuels projects, the EIB primarily provides direct loans to large corporates, namely strategic developers, with full recourse to the borrower's balance sheet, i.e., corporate finance. Repayment is therefore based on the company's overall financial strength rather than project-specific revenues. To date, most EIB-supported biofuel projects have been HVO and HEFA SAF facilities led by established strategic developer, no lignocellulosic pathways have received EIB financing. The EIB often participates as part of a lending syndicate, a group of multiple lenders, and it operates on equal terms as other financial institutions, thereby still maintaining a low-risk position. EIB participation in biofuels projects enhances credibility, attracts co-lenders, and signals alignment with EU sustainability objectives. However, for independent developers, project risks are still typically too high to access project finance debt, highlighting the need for more lenient requirements from public finance institutions or dedicated de-risking instruments to enable broader participation in the advanced biofuels sector.

Example advanced biofuel projects that received financing from EIB :

- › Repsol 250kt advanced biofuels plant using lipid-based feedstock in Spain - received a €120m loan (EIB, 2022)
- › Cepsa 500kt SAF and HVO plant using UCO and agricultural waste in Spain - received a €285m loan, backed by InvestEU program (EIB, 2024)
- › Galp 270kt SAF and HVO plant using vegetable oils and residual fats in Portugal - received a €250m loan (EIB, 2025)
- › ENI conversion of conventional refinery into a 500kt biorefinery to produce HVO from UCO and agrifood waste in Italy - received a €500m loan (EIB, 2025)

The InvestEU program provides a guarantee backing the investments of implementing partners, like EIB and InvestNL, for projects that align with EU priorities. This derisks the investments made by partnered finance institutions (European Commission, sd). However, despite the InvestEU backing lowering the investment risk for public finance institutions like EIB, investments are still only made in low-risk, HEFA and HVO based projects.

The EIB currently also operates a venture debt instrument under InvestEU backing, designed to provide debt for high-risk, smaller projects, often in the demonstration phase (EIB, 2019). The InvestEU program provides a guarantee backing the investments of implementing partners, like EIB and InvestNL, for projects that align with EU priorities. This derisks the investments made by partnered finance institutions (European Commission, sd). The EIB

venture debt instrument has already been applied to a small e-fuels project in the EU, but not yet for large-scale advanced biofuel projects. For technology developers, such financing can bridge the gap between pilot and demonstration stages. Extending this instrument to also include commercialisation of FOAK advanced biofuel projects could help to de-risk early projects and crowd in private investors.

InvestNL in the Netherlands is a publicly funded Venture Capital financier providing equity, quasi-equity, a hybrid form of finance combining features of both debt and equity such as convertible loans, and debt in the range of €5 million to €50 million for early-stage technology development (Invest NL, sd). This follows a blended finance approach, where InvestNL, takes on higher-risk positions to encourage mobilization of private capital. For the large-scale commercialization of advanced biofuels facilities, the ticket size of InvestNL is not well aligned with the capital needs of these projects, where total investment requirements often exceed €100 million.

Despite providing valuable support, the maximum investment ticket size of InvestNL and ROMs is insufficient for capital-intensive initiatives such as the commercialisation of advanced biofuels projects and the EIB's requirement for maintaining a high credit rating limits its risk appetite for providing large-scale financing for these projects. This creates a public financing gap for high risk, high investment requirement advanced biofuel projects deploying novel technologies, like gasification and second-generation ethanol. A dedicated state investment bank aimed at providing larger equity investments or longer-term patient debt with a higher risk tolerance could potentially bridge this financing gap and crowd in private investors.

Ramp-Up Phase

During the ramp-up and plant optimisation phase, lower than expected revenues may be experienced while fixed costs remain high. As a result, the project could face challenges in fulfilling its debt coverage ratio or experience liquidity shortages. If investors or parent companies lack financial endurance, the plant may become stranded before technical proof is achieved. Additional working capital and cash buffers are therefore typically required during the ramp-up phase.

1. Milestone-Based Grants

Governments could introduce milestone-based grants aimed at providing liquidity support at operational milestones, like mechanical completion or first full cycle production run. Such grants would enable developers to manage unforeseen costs and maintain financial stability while the facility gradually ramps up to desired capacity.

2. Liquidity Facility

"Liquidity Facility" provided by governments or public finance institutions could be considered as an alternative support instrument to grants when liquidity challenges are experienced during a prolonged ramp-up periods when operational milestones, like achieving a certain capacity utilisation, have not yet been achieved within the planned timeframe. This type of loan should allow for flexible repayment schedules, potentially coupled with below market interest rates, to offer short-term liquidity until the project reaches optimized operations and cash flows stabilize. This instrument may require a lower public capital outlay than milestone-based grants, while still reducing the risk of project failure due to severe financial constraints.

3. Offtake Penalty Support

Offtake penalty support could be a complementary measure, in which government temporarily provides financial support for covering penalty payments incurred from delayed or off-spec product deliveries associated with offtake agreements during the ramp-up phase. Offtake

contracts often include strict performance and quality clauses that trigger financial penalties if the project is not able to fulfil the product delivery requirements. Through providing assistance with absorbing these penalties, governments can prevent projects from experiencing detrimental early-stage liquidity stress.

6.2.2 Offtake Certainty

A demand aggregation approach, where government or a public intermediary provides the required long-term offtake agreements to project developers and takes on the roll and associated risk of selling the product on to the market will assist with enabling offtake certainty. This could also take the form of a government-facilitated trading platform, where a public intermediary connects supply-side producers with demand-side offtakers and bridges the production cost and willingness to pay through SDE++ or CfD mechanisms.

6.3 Potential Pathways Forward

Government interventions applied across different value chain segments may support strategic developers and independent developers differently. Interventions related to feedstock supply and offtake certainty will support both strategic and independent developers, while loan guarantees and other mechanisms targeting technology risk at the conversion facility level will specifically support independent developers needing to derisk their projects to gain access to project finance debt. The deployment of selected support mechanisms can therefore be tailored to the type of projects, and the type of project developers' government aims to provide growth opportunities for.

6.3.1 Improving Market Certainty

Reducing market uncertainty through stimulating feedstock supply and enabling long-term offtake certainty through ambitious demand mandates, demand aggregation, or government-facilitated trading platforms may create a more feasible local market environment for project developers. Initiatives focussed primarily in these areas will support both strategic and independent developers but may be most beneficial to strategic developers if not also deployed alongside public funding mechanisms aimed at mitigating technology risk. Support mechanisms related to feedstock supply and long-term offtake may provide strategic developers with sufficient certainty to justify capital investment in production capacity. Provided that strategic developers focus mostly on conventional technologies closely aligned with their existing assets and business, support only in these areas could lead to majority of projects in the short-term being developed based on conventional lipid-based technologies until pressure on the lipid feedstock supply rises.

This approach may allow for mandates to be fulfilled with limited public funding needs but will likely favour mature or conventional technologies which present lower risk profiles and proven performance. While this approach may drive deployment of advanced biofuel projects, it risks concentrating investment in conventional technologies, potentially slowing innovation and limiting the diversification of advanced feedstock utilization pathways.

6.3.2 Supporting Independent Developers Through Public Funding Mechanisms

Government support could also be leveraged to support the debt funding gap experienced by independent developers through deploying targeted public funding mechanisms that strengthen the business case for advanced technology lignocellulosic projects. These

mechanisms should focus on creating credible and predictable cash flows. This could include guarantee funds aimed at improving feasibility of risk allocation or substantial grants to reduce debt requirements or provide cash flows during the ramp-up phase. This approach should be focussed on assisting independent developers that have many, but not yet all, elements of a bankable business case to access project finance debt and reach FID.

Supporting independent developers may expand the use of harder-to-process feedstocks for advanced biofuels projects, including lignocellulosic residues and municipal solid waste. This approach may require higher levels of public investment to de-risk projects and mobilize private capital. By focusing on independent developers, this approach may support technological innovation and diversification but depends on the government's ambitions for direct financial involvement and long-term commitment to de-risking early projects.

The approach followed depends on government appetite for involvement in, and deploying public capital for, advanced biofuel projects. Currently, lignocellulosic feedstock-based projects pursued by independent developers cannot easily access debt and therefore rely more heavily on equity and grants. If it is desired for advanced technology projects to roll-out on a large-scale in the short term, then enabling access to large investment size, low-cost debt will be key. Providing substantial liquidity support and risk coverage for the initial FOAK advanced technology projects would establish operational proof points, reduce technology risk perceptions, lessen the "unproven" reputation of these projects, and pave the way for commercial debt participation in subsequent projects. Reaching bankability will likely require strong projects with many elements of a bankable business case already in place, equity sponsors with a track record that inspire confidence and trust from lenders, robust risk allocation that converts uncertainty into predictable cash flows, and public funding instruments that play a complementary role in covering residual risks that market parties cannot feasibly absorb. Public funding is not a substitute for private investment, but a catalyst that can make it possible.

Table 6.1 recaps the support mechanisms that can be implemented to support FOAK plants.

Table 6.1: Summary of various support mechanisms for construction and ramp-up phases with potential "pros" and "cons"

Instrument	Description	"Pros"	"Cons"
Construction Phase			
Loan Guarantee Programme	- Government-backed guarantee on portion of project loan	- Low direct public capital needs if projects perform well - Provides comprehensive risk reduction across all elements in project value chain - Track-record of strong ability to crowd in private finance (effective use of earmarked public funds)	- Government carries contingent liability, which can be very substantial if projects do not perform well - For FOAK projects, it requires a guarantee to cover significant portion of the loan (thereby increasing government exposure to potential liabilities) - For FOAK projects, access requirements need to be flexible to align with the high-risk nature of these projects (thereby increasing likelihood of public expenditure) - Must follow EU State Aid rules

Instrument	Description	“Pros”	“Cons”
Technology Performance Guarantee Fund	- Government fund covering <i>residual</i> technology performance risk that EPCs cannot absorb	- Low(er) direct public capital needs if projects perform well - Specifically targets FOAK technology risk to enable feasible risk allocation and provision of required performance guarantees - Therefore, requires smaller volume of earmarked funds (efficient use of earmarked public funds)	- Government carries contingent liability - Less comprehensive risk reduction as only technology risk is compensated for, other risks along value chain remain and need to be addressed if significant - Complex to define “residual” risk and maintain fair playing field amongst EPCs, will require case-by-case evaluation - Must follow EU State Aid rules
Large CAPEX Grants	- Direct subsidies from government that reduce upfront investment cost	- Familiar and simple to use, already deployed for similar sectors/projects - Reduces investment requirement for capex-intensive projects	- Significant upfront public expenditure required - For high capital requirement projects, only effective if grant is substantial
Concessionary Financing from Public Finance Institutions	- Direct loans (or equity contributions) from public finance institutions on flexible terms	- Provides access to low-cost financing that projects typically struggle to access from commercial parties, thereby filling debt gaps - Financing is repaid if project is successful - Sends strong signal endorsing validity of project to private financiers	- Requires upfront public expenditure via public finance institution - Risk profile of FOAK projects still typically exceed that which is currently accepted by public finance institutions (like EIB) - Access requirements need to be tailored to be more flexible and risk tolerant for FOAK projects - Requires for public finance institution to accept more risk within financing structure than commercial parties (subordinated position) to substantially reduce risk for commercial lenders
Ramp-Up Phase			
Milestone-Based Grants	- Direct grants provided from government when projects reach specific operational milestones	- Provides liquidity runway to cover early cost overruns and support projects during prolonged ramp-up, thereby enabling project to repay debt and equity returns (and avoiding need for capital expenditure from other supporting instruments, like loan guarantees) - Prevents projects from directly failing based on ad hoc, short-term financial pressure - Attempts to prevent high capital expenditure of construction phase from being stranded	- Requires upfront public expenditure - Challenging to set clear access criteria, judge whether long-term technical outlook is positive, and monitor eligibility - Ramp-up phase is unpredictable for FOAK projects, therefore complex to determine i) at which milestone the grant may be most effective and ii) the size of the grant - Requires case-by-case evaluation to avoid excessive spending and sunk cost resulting from deep-rooted technological challenges

Instrument	Description	“Pros”	“Cons”
Liquidity Facility	<ul style="list-style-type: none"> - Temporary loan from government or public finance institutions during prolonged ramp-up period 	Same points listed above, additionally: <ul style="list-style-type: none"> - Financing is repaid if project is successful (potentially lower public expenditure than grant) 	<ul style="list-style-type: none"> - Requires upfront public expenditure via public finance institution - For loan to be effective and support project continuation, repayment terms need to be flexible and interest rates low - Challenging to set clear access criteria, judge whether long-term technical outlook is positive, and monitor eligibility - Ramp-up phase is unpredictable for FOAK projects, therefore complex to determine when loan should be stopped - Requires intensive evaluation to avoid loan defaults based on deep-rooted technological challenges
Offtake Penalty Support	<ul style="list-style-type: none"> - Government temporarily covers penalties from missed or off-spec product deliveries during prolonged ramp-up 	<ul style="list-style-type: none"> - Protects project from early financial stress stemming from penalties associated with strict offtake contracts - Reduces risk of offtake contract termination 	<ul style="list-style-type: none"> - Requires upfront public expenditure - Challenging to set clear access criteria, judge whether long-term technical outlook is positive, and monitor eligibility - Ramp-up phase is unpredictable for FOAK projects, therefore complex to determine when support should be stopped - Requires case-by-case evaluation to avoid excessive spending and sunk cost resulting from deep-rooted technological challenges

6.4 Section Discussions

For the large-scale deployment of advanced biofuels projects, it is essential that projects become “bankable”, meaning they can access large, low-cost financing, typically from banks and institutional investors. This requires credible and predictable cash flows, thereby requiring strong risk management and reliable project partners. Independent developers, who are often the source of innovation, are at a disadvantage as they cannot easily access this kind of financing and must rely on expensive equity or government grants. This presents a challenge for scaling innovative projects. Improving access to project-based debt for independent developers requires for risks and uncertainties to be translated into predictable cash flows through robust risk allocation across the value chain – feedstock supply, project construction, project ramp-up, offtake certainty. This will require multiple contracts and equity stakes from parties along the value chain, namely feedstock providers, OEMs, EPC contractors, equity sponsors, and offtakers. Accepting such risks and liabilities is often not completely feasible for market parties, leading to a risk allocation stalemate and the project stalling.

Targeted government intervention and public financing mechanisms can assist with overcoming the stalemate by accepting residual risks market parties cannot absorb and by creating market certainty for advanced biofuel products. Uncertainty in government policy,

changing regulations, and unclear subsidy schemes make it harder for investors to commit to these projects. While current public support programs are helpful, they are often not large enough or flexible enough to meet the needs of FOAK projects using new technologies.

To address these challenges, the Dutch government could consider the main policy recommendations below:

1. Guarantee instruments

-) Deploy Government Loan Guarantees:** Set-up government-backed loan guarantee schemes for advanced biofuels projects, especially those based on novel technologies using lignocellulosic feedstocks. Loan guarantees are one of the most effective instruments for mobilising private sector capital. Loan guarantees comprehensively reduce risk for the lender across the value chain. Any challenge across the value chain that leads to the project defaulting on loan repayments is covered by the loan guarantee. These guarantees should cover a significant portion of the project loan and have flexible requirements that align with the FOAK nature of projects, making it less risky for banks to provide debt and enabling more projects to reach financial close.
-) Create a Technology Performance Guarantee Fund covering the residual risk beyond the EPC breakeven point:** Establish a public-private fund aimed at enabling the provision of the required performance guarantees for new biofuel technologies from key stakeholders, like EPCs and OEMs. This fund should cover the risks and liabilities that contractors and equipment suppliers cannot reasonably take on themselves, thereby enabling EPCs and potentially OEMs to feasibly and more economically provide the performance guarantees required by lenders. This instrument specifically targets technology risk and does not address other risks along the value chain, like feedstock supply and offtake uncertainty. It is therefore less comprehensive than a loan guarantee but will require a smaller public expenditure.

Both instruments enable lender risk to be reduced without upfront public expenditure, either directly in the case of a loan guarantee or indirectly through enabling the provision of the required performance guarantees from the relevant stakeholders. This assists with accessing conventional project financing structures by protecting the lender but does not necessarily ensure the success of the project.

Liquidity challenges during the ramp-up phase remains a concern for project developers. A guarantee instrument should therefore be accompanied by a ramp-up liquidity instrument to reduce lender risk while also addressing a crucial funding gap experienced by project developers.

2. Direct financial support

-) Increase Availability of Capital Grants:** Raise the maximum amount of capital expenditure (CAPEX) grants for advanced biofuels projects, specifically for the construction of FOAK plants. This will reduce the requirement for difficult to access debt. The application process for subsidy schemes should be flexible and responsive to the needs of FOAK projects.
-) Expand Availability of Concessionary Public Financing:** Expand the mandate and funding availability of public finance institutions, namely InvestNL, to enable provision of larger, long-term investments for high-risk, high-impact advanced biofuels projects. This could take the form of concessionary debt provision, thereby providing patient capital with lower interest rates, for the construction phase or through participation in guarantee schemes or liquidity facility loans. A new state investment bank or low-cost equity investments from government could also be considered for fulfilling such purposes.

- › **Provide Milestone-Based Grants or Liquidity Facility Loans:** Introduce grants that provide targeted support for prolonged facility ramp-up. These can be made available when projects reach key milestones, such as mechanical completion. This provides financial support during the project optimisation phase where cash flows are not yet at full capacity. This could also take the form of last-resort loans with flexible repayment terms from a public finance institute, like InvestNL, to help projects manage unexpected costs during the ramp-up phase.

It will be beneficial to deploy all three direct financial support mechanisms discussed in parallel as they cover different gaps and risk areas. Capital grants reduce the size of private financing required during the capital-intensive construction phase, thereby reducing risk for the lender. Concessionary public financing provides patient, low-cost investment for the construction of the project beyond that which is not covered by the capital grant in the case of market debt remaining too expensive for FOAK projects, thereby filling debt gaps. Milestone-based grants or liquidity facility loans provide liquidity buffers during the unpredictable ramp-up phase. These options all require upfront public expenditure.

The instruments discussed under points 1 and 2 can be complementary or deployed in isolation depending on the specifics of how the instruments are set up and how comprehensive the support package is, with the exception that ramp-up support will also be required under pathway 1. For example, if the loan guarantee does not cover a significant portion of the loan, then a capex subsidy will also be beneficial to lower the size of the private financing requirement of the project, thereby further lowering investor risk.

Market creation mechanisms also remain essential contributors to the success of the above instruments. To minimise the public expenditure from the loan guarantee fund, offtake for the product should be secured through market creation mechanisms and mandates as discussed in point 3 below.

3. Improve Market Creation and Certainty

- › **Organize Offtake Aggregation:** Establish a public intermediary or platform to coordinate the demand for advanced biofuels. This body should offer long-term offtake contracts to reduce market uncertainty, thereby providing visibility on project revenues and making projects more attractive to investors.
- › In addition to long-term offtake contracting, the Netherlands could maintain the SDE++ scheme as a stable revenue-support mechanism for advanced renewable fuels. SDE++ provides a predictable operational top-up based on CO₂ reduction performance, supporting project revenue streams and strengthening bankability once the plant is operational.
- › **Tailor Support to Developer Type:** Design support measures to fit the needs of different project developers. Use market certainty tools, like provision of long-term contracts and demand mandates, to help large, established companies, and focus public funding and risk-sharing instruments on independent developers to encourage innovation and diversification.
- › **Ensure Stable and Predictable Policy Frameworks:** Commit to maintaining clear, long-term policies and subsidy schemes for advanced biofuels to provide certainty across investment horizons. Avoid frequent changes in regulations or support mechanisms, so that investors and developers can plan with confidence.

7 Overall Conclusions and Recommendations

Across all countries examined within the EU and beyond, the consistent message is that **stable and predictable policy matters more than financial incentives** when it comes to scaling advanced biofuels. Mandates and sub-mandates and the shift toward GHG-intensity system help create market demand and thereby support revenue stability. However, current experiences indicate that such frameworks alone are not enough to bring forward high-risk, capital-intensive lignocellulosic pathways. When advanced biofuels must compete directly with mature, low-risk biofuels in the same category, the cheaper fuel dominates. For the Netherlands, which is transitioning to a GHG-based system in 2026, this highlights the importance of ensuring that advanced categories remain clearly differentiated and protected from being captured by low-cost existing biofuels. It is also important to keep Annex IX feedstock lists stable. Frequent changes can undermine investments in complex, hard-to-process feedstocks. This concern can be communicated to the European Commission to support long-term policy stability.

A second insight is about early project risk. FOAK plants often fail not because incentives are weak, but because the overall risk is too high. High CAPEX, commissioning problems, technology uncertainty, and feedstock issues make these projects difficult for normal lenders. Various financial instruments have been discussed above to help de-risk FOAK plants. To scale advanced biofuels, projects need to become bankable. This requires predictable cash flows and clear risk sharing across the value chain. Independent developers find this difficult, as they rely on expensive equity and have limited access to low-cost debt. This often leads to a risk-allocation stalemate.

Targeted government intervention can unlock financing for these projects by taking on residual risks and creating market certainty. Current support helps, but FOAK projects often need larger and more flexible tools. A mix of guarantee instruments, capital grants, concessionary public financing, and ramp-up support can help projects reach financial close and navigate the early operational phase. Using these tools together reduces lender risk, improves liquidity during ramp-up, and enables FOAK technologies to progress toward commercial scale.

Third, international success stories highlight the **value of system-level integration and industrial clustering**. Brazil's success with 2G ethanol came from systematic co-location with existing 1G sugar mill. This reduced feedstock risk (advantage of bagasse in Brazil), allowed shared utilities, and improved economics. For the Netherlands, this means supporting industrial clustering, when possible, integrating with existing refinery and chemical parks.

Fourth, strong, long-term demand signals are indispensable. Countries that scaled advanced biofuels made sure producers had long-term buyers. Brazil used export contracts. India used fixed 2G ethanol offtake agreements with state oil companies. For the Netherlands, stable demand for advanced biofuels will require government-backed offtake mechanisms, pooled procurement, and alignment with the FuelEU Maritime and ReFuelEU Aviation Regulations. At the same time, strong and stable demand may not necessarily stimulate domestic advanced

biofuel projects in the Netherlands or Europe. Competition with other regions will need to be tackled carefully.

Overall, the comparative evidence shows that advanced biofuels scale only when four elements align: long-term policy stability, reduced early-stage technology risk, secure feedstock access, and strong market demand.

For the Netherlands, these factors need to be shaped to fit local conditions. The country has limited domestic biomass, but is uniquely well positioned through its ports, logistics hubs, and industrial clusters. The country already handles significant wood chips and pellet imports and can use this infrastructure for the development of advanced biofuels. To accelerate progress, the Netherlands can focus on the pathways that best fit its industry, and supporting a few selected pathways will accelerate scale-up and avoid fragmented or inefficient investment. Supporting multiple smaller FOAK plants, instead of one large flagship, will help spread risk and speed up learning.

Recommendations for The Netherlands

Adopt a Two-Track Policy Approach Until Value Chains Mature

To accelerate deployment while ensuring long-term stability, implement two complementary policy tracks:

- › **Track 1: Long-term, stable GHG-based obligations** to create demand, give investors confidence and drive continued innovation across the market.
- › **Track 2: Temporary, targeted support for a small number of FOAK projects** to de-risk the most promising advanced pathways.

Both tracks should run in parallel until the supply of advanced biofuels scales and costs fall.

Track 1: Keep strong GHG reduction goals and clear sub-mandates (10–15 years)

- › Maintain ambitious, stable GHG-intensity obligations, like the annual obligation for fuel suppliers to blend in renewable fuels.
- › Keep binding sub-mandates for advanced biofuels, ensuring they also support new lignocellulosic and waste-based value chains that can later supply aviation, maritime, and chemicals. Avoid adding more sub-mandates; instead ensure existing ones genuinely drive innovation.
- › Keep stability in Annex IX feedstock lists to protect investments in difficult-to-process feedstocks.

Track 2: Provide temporary, targeted de-risking for a few strategic FOAK projects

Identify a small number of pathways tailored to Dutch strengths: early studies highlight syngas-based routes and renewable methanol (bio + e-methanol).

For these priority pathways:

- › Apply targeted, time-limited risk sharing instruments (e.g., loan guarantees, targeted grants) to enable successful FOAK commercial-scale plants, followed by early NOAK capacity.
- › Focus on a limited number of key projects but ensure they reach breakeven so future plants can rely mainly on market mechanisms.

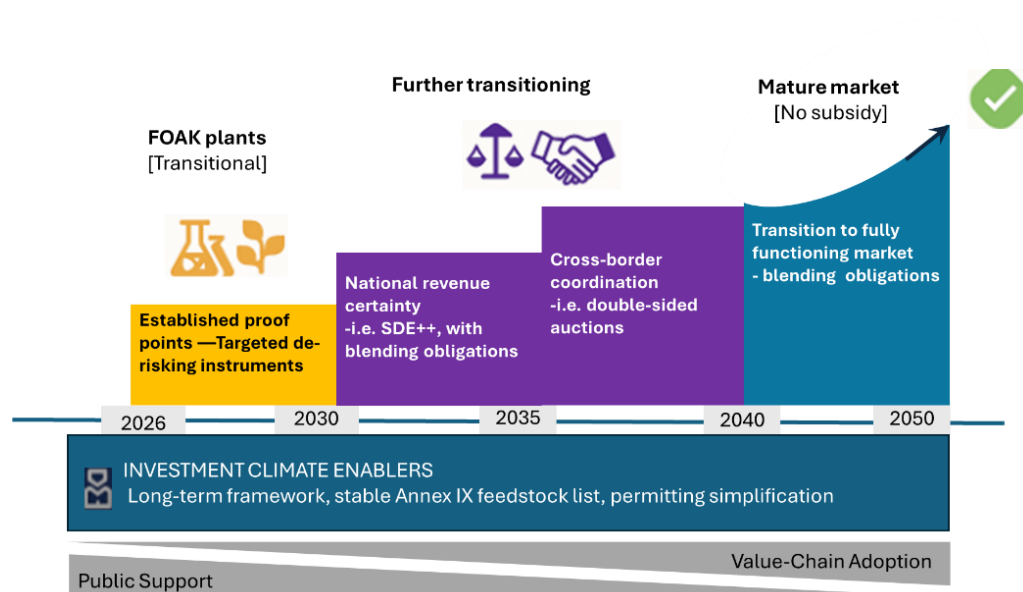


Figure S.1: Illustration of the recommended policy support framework

Use existing instruments to ensure revenue stability after FOAK success

- › Use SDE++ together with GHG-intensity obligations to provide stable revenues for 15 years.
- › Expand SDE++ eligibility to include SAF and maritime fuels.
- › Update feedstock cost assumptions using indexed or periodic benchmarks.
- › Apply learnings from targeted enhancements listed above, then expand through cross-border auctions or EU-level platforms.
- › Work with the European Commission to ensure (lignocellulosic) advanced biofuels are explicitly included in the Sustainable Transport Investment Plan (STIP) that was adopted in 2025 to unlock investments and scale up production of renewable and low-carbon fuels.

Rely on market mechanisms once the sector is fully mature

After scale-up and cost reduction, the GHG system should drive further deployment without extra support.

Coordinate instruments, budgets, and cross-sectoral needs

- › Align support for advanced biofuels with the chemical industry's decarbonisation trajectory, since these value chains will be the stepping stones for a fossil free chemical industry.
- › In addition, advanced biofuels can supply biogenic CO₂ for renewable fuels of non-biogenic origin (e-fuels) or for chemicals. Develop integrated clusters where advanced biofuel, e-fuel, and chemical producers co-locate and share biomass preprocessing, hydrogen, CO₂ streams, and logistics infrastructure.

Improve wider enabling conditions

Simplify permitting. Ensure infrastructure access. Support feedstock markets and regional hubs. Promote links with the production of e-fuels and chemicals.

References

- Advancebiofuel (2025): *Government Policies & Subsidies in 2025 for Biofuel Production in India*. [Online] Available at: <https://advancebiofuel.in/indias-biofuel-growth-policies-subsidies-2025/> [Geopend 2025].
- Argus (2025): Retrieved from Argus: <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2688739-france-consults-on-expanded-biofuels-mandate>
- BCG (2025): *BCG*. [Online] Available at: <https://www.bcg.com/publications/2025/sustainable-aviation-fuels-need-a-faster-takeoff?>
- Beroske, E., K. Green & L. Knotter (2025): *Factsheet: double-sided auctions dedicated to, Platform Hernieuwbare Brandstoffen*.
- Brown, T.R. (2019): *Why the cellulosic biofuels mandate fell short: a market and policy perspective*. *Biofuels Bioproducts & Biorefining*, 13, 889-898. doi:10.1002/bbb.1987
- C. Panoutsou, S. Germer, P. Karka, S. Papadokostantakis, Y. Kroyan, M. Wojcieszuk, K. Maniatis, P. Marchand, & I. Landalv (2021): *Advanced biofuels to decarbonise European transport by 2030: Markets, challenges, and policy that impact their successful market uptake*. *Energy Strategy Reviews*, Volume 34.
- DOE (2025): *Department of Energy's (DOE) Loan Programs Office (LPO)*. [Online] Available at: <https://www.energy.gov/lpo/articles/doe-announces-167-billion-montana-renewables-significantly-expand-us-sustainable>
- EC (2024): *Advanced Biofuels in the European Union-Status report on technology development, trends, value chains & markets*. JRC.
- EC (2025): *2025 annual knowledge sharing report of the Innovation Fund – De-risking innovative low-carbon technologies*, Publications Office of the European Union, 2025. <https://data.europa.eu/doi/10.2926/9356836>, sl: sn
- ECA (2023): *Special report 29/2023: The EU's support for sustainable biofuels in transport – An unclear route ahead*. [Online] Available at: [Special report 29/2023: The EU's support for sustainable biofuels in transport | European Court of Auditors](#) [Geopend 2025].
- EIB (2019, October): *EIB Venture Debt as Growth Capital*. Retrieved from <https://www.eib.org/files/events/eib-venture-debt-oct-19.pdf>
- EIB (2022): *EIB*. [Online] Available at: <https://www.eib.org/en/press/all/2022-551-repsol-and-the-eib-sign-a-eur-120m-loan-agreement-to-finance-the-first-advanced-biofuels-plant-in-spain>
- EIB (2024): *EIB Group product catalogue Finance and advisory solutions that unlock investment*
- EIB (2024). [Online] Available at: <https://www.eib.org/en/press/all/2024-227-eib-and-cepsa-sign-eur285-million-loan-to-finance-the-construction-of-a-second-generation-biofuels-plant-in-spain>
- EIB (2024): *Financing sustainable liquid fuel projects in Europe: Identifying barriers and overcoming them*
- EIB (2025): [Online] Available at: <https://www.eib.org/en/press/all/2025-107-eib-finances-galp-s-renewable-hydrogen-and-biofuels-projects-in-spain-with-eur430-million>

- EIB (2025): [Online] Available at: <https://www.eib.org/en/press/all/2025-296-eib-and-eni-sign-eur500-million-finance-agreement-to-convert-livorno-refinery-into-a-biorefinery>
- Ekbom (2023): *Assessment of successes and lessons learned for biofuels deployment*. IEA Bioenergy TCP.
- Energimyndigheten (2025): Retrieved from <https://www.energimyndigheten.se/495c9a/globalassets/fornybart/hallbara-branslen/statsstodsrapportering/2025201486-overvakningsrapport-avseende-skattebefrielse-for-flytande-biodrivmedel-2024.pdf>
- ERA (2023): Retrieved from EPA: <https://www.epa.gov/fuels-registration-reporting-and-compliance-help/public-data-renewable-fuel-standard>
- European Commission, sd InvestEU. [Online] Available at: https://investeu.europa.eu/investeu-programme/investeu-fund_en [Opened on 17 November 2025].
- Finlex (2019): Retrieved from Finlex: <https://www.finlex.fi/fi/lainsaadanto/saaduskokoelma/2019/419>
- Finlex (2021): Retrieved from Finlex: <https://www.finlex.fi/fi/lainsaadanto/saaduskokoelma/2021/603?language=fin&highlightId=755497&highlightParams=%7B%22type%22%3A%22BASIC%22%2C%22search%22%3A%22Laki+biopolttoaineiden+k%C3%A4yt%C3%B6n+edist%C3%A4misest%C3%A4+liikenteess%C3%A4+annetun+lain+mu>
- Finlex (2022): Retrieved from Finlex: <https://www.finlex.fi/fi/hallituksen-esitykset/2022/152>
- Finnish government (2024): Retrieved from Valtioneuvosto: <https://valtioneuvosto.fi/en/-/preparation-moves-forward-on-tax-subsidy-for-large-investments>
- Garbacz, W., D. Vilalta, L. Moller. (2021): *The role of guarantees in blended finance*, Paris: OECD Development Co-operation Working Papers, No 97 OECD Publishing.
- Global, S. (2025): Retrieved from S&G Global: <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/agriculture/121025-german-cabinet-sets-59-ghg-quota-by-2040-bans-double-counting-adds-saf-mandate>
- Greenea (2025): Retrieved from Greenea: <https://www.greenea.com/publication/hvo-and-saf-prices-why-such-increase-of-price/>
- Hydroprocessing (2024): Retrieved from <https://www.hydrocarbonprocessing.com/news/2024/05/brazils-raizen-launches-second-generation-ethanol-plant-mulls-new-contracts/>
- IATA (2024): *SAF procurement: Pricing options for different strategies*. Retrieved from https://www.iata.org/contentassets/d13875e9ed784f75bac90f000760e998/saf-procurement_12052024.pdf
- IEA (2022): *Is the biofuel industry approaching a feedstock crunch?*
- IEA (2023): *Assessment of successes and lessons learned for biofuels deployment Report Work package 5 | Synopsis / synthesis of key issues*.
- IEA Bioenergy country Report Brazil (2024): *Impelemnation of bioenergy in Brazil-2024 Update*. Retrieved in 2025, from https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/12/CountryReport2024_Brazil_final.pdf
- IEA Bioenergy Country Report Finland (2024): *Implementation of bioenergy in FinalInd-update 2024*. Retrieved in 2025, from https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/12/CountryReport2024_Finland_final.pdf

- IEA Bioenergy Country Report France (2024): *Implementation of Bioenergy in France-2024 Update*. Retrieved in 2025, from https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/12/CountryReport2024_France_final.pdf
- IEA Bioenergy Country Report Germany (2024): *Implementation of bioenergy in Germany-2024 Update*. Retrieved in 2025, from https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/12/CountryReport2024_Germany_final.pdf
- IEA Bioenergy Country Report Italy (2024): *Implementation of bioenergy in Italy- 2024 Update*. Retrieved in 2025, from https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/12/CountryReport2024_Italy_final.pdf
- IEA Bioenergy Country Report Sweden (2024): *Implementation of bioenergy in Sweden – 2024 updat*. Retrieved in 2025, from https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/12/CountryReport2024_Sweden_final.pdf
- IEA Bioenergy Country Report USA (2024): *Implemenation of bioenergy in the US-2025 Update*. Retrieved in 2025, from https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/12/CountryReport2024_USA_final.pdf
- Invest NL: [Online] Available at: <https://www.invest-nl.nl/nl/onze-aanpak/financiering/directe-financiering>
- IRENA (2019): *Advanced Biofuels – What holds them back?*,.
- IRENA (2024): *Green hydrogen auctions: A guide to design*. International Renewable Energy Agency.
- MASE (2024): *MASE*. Retrieved from <https://www.mase.gov.it/portale/-/energia-mase-in-gazzetta-ufficiale-il-decreto-per-riconvertire-raffinerie-tradizionali-in-bioraffinerie>
- Moriarty, K.T. (2024): *2022 bioenergy industry status report*. NREL. Retrieved from <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/88998.pdf>
- NEa (2023): Retrieved from <https://www.emissieautoriteit.nl/documenten/2023/07/04/c14-kader>
- NOW (2024): *Renewable Energy Directive III (RED III) Targets for Renewable Fuels in Transport*. Retrieved in 2025, from https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2024/01/Factsheet_REDIII.pdf?
- Office of Clean Energy Demonstration (2024): *Portfolio Insights Learning from Case Studies: Financing and Development Approaches from Recent First-of-a-Kind Projects*.
- PBL (2024): *Pathway Exploration Climate Neutral 2050*. Retrieved from <https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-04/pbl-2024-trajectverkenning-klimaatneutraal-2050-5093.pdf>
- Raizen (2022): Retrieved from Raizen: <https://www.raizen.com/en/press-office/shell-and-raizen-sign-large-cellulosic-ethanol-deal>
- Reteambiente (2026): Retrieved from <https://www.reteambiente.it/normativa/60747/decreto-direttoriale-minambiente-13-maggio-2025-n-155/>
- RFA (2023): Retrieved from <https://d35t1syewk4d42.cloudfront.net/file/2431/2023%20Pocket%20Guide%20Final.pdf>
- RVO (2025): *SCE/SDE projecten in beheer*. Retrieved in 2025, from <https://ez.maps.arcgis.com/apps/dashboards/04077558b37243dbbfda0d9ec694ab12>
- Scheepers, M.J.J., J. van Stralen, J. Chavarraga, A. Elberry, A. Uslu & C. Olivera (2024): *Towards a sustainable energy system for the netharInds in 2050*. TNO.

- SEA (2025): *Greenhouse gas reduction mandate*. Retrieved from <https://www.energimyndigheten.se/en/sustainability/sustainable-fuels/greenhouse-gas-reduction-mandate/>
- SEA (2025): *Swedish Energy Agency*. Retrieved from <https://www.energimyndigheten.se/495c9a/globalassets/fornybart/hallbara-branslen/statsstodsrapportering/2025201486-overvakningsrapport-avseende-skattebefrielse-for-flytande-biodrivmedel-2024.pdf>
- Simone, M.G. (2009): *Technological barriers of biomass gasification*.
- Skatt, V. (2024): *Vero Skatt*. Retrieved in 2026, from [https://www.vero.fi/en/businesses-and-corporations/taxes-and-charges/excise-taxation/excise-duty-on-liquid-fuels/](https://www.vero.fi/en/businesses-and-corporations/taxes-and-charges/excise-taxation/excise-duty-on-liquid-fuels/Tax-rates-on-liquid-fuels/)
- SkyNRG (2025) *Sustainable Aviation Fuel Market Outlook 2025*. [Online] Available at: https://skynrg.com/sustainable-aviation-fuel/?utm_term=&utm_campaign=2025+-+PMAX+-+Market+Outlook+awareness&utm_source=adwords&utm_medium=ppc&hsa_acc=7847127178&hsa_cam=22630010843&hsa_grp=&hsa_ad=&hsa_src=x&hsa_tgt=&hsa_kw=&hsa_mt=&hsa_net=adwords&hsa_ve [Geopend 2025].
- Transport&Environment (2022): *FuelEU Maritime: T&E analysis and recommendations. How to drive the uptake of sustainable fuels in shipping*. Retrieved in 2025, from https://www.transportenvironment.org/uploads/files/20220324_TE-Report-FuelEU-Maritime.pdf
- Transport&Environment (2023): *Modelling The Impact Of FuelEU Maritime On EU Shipping*. Retrieved from <https://www.transportenvironment.org/uploads/files/FuelEU-Maritime-Impact-Assessment.pdf>
- UNEM (2025): *UNEM*. Retrieved from <https://www.unem.it/download/2025-06-23-prot-595-asq-decreto-legge-17-giugno-2025-n-84-su-agevolazioni-fiscali-biodiesel/>
- US DOE (2010): *Loan Guarantee Program*. [Online] Available at: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/ESS%202010%20Update%20Conference%20-%20DOE%20Loan%20Guarantee%20Program%20-%20Dan%20To-bin%2C%20DOE.pdf>
- USDA (2024): *Biofuels Annual-Brazil*. GAIN.
- USDA (2025): *Biofuel Annual- India*. GAIN.
- USDA (2025): *Biofuel Mandates in the EU by Member State - 2025*. Retrieved from https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuel%20Mandates%20in%20the%20EU%20by%20Member%20State%20-%202025_Berlin_European%20Union_E42025-0004
- Uslu, A., R. Detz, S. Papadokonstantakis, F. Johnsson (2018): *Barriers to advanced liquid bio-fuels & renewable liquid fuels of non-biological origin. D1.1. Results of the stakeholder consultation*. ADVANCEFUEL PROJECT, funded by the European Union's Horizon 2020 programme.
- Uslu, A. (2024): *Renewable fuels up to 2030 - Assessment of REDIII*. [Online] Available at: <https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-05/tno-2024-renewable-fuels-up-to-2030-assessment-of-redIII.pdf> [Geopend 2025].
- Uslu, A., J. van Stralen & L. Eblé (2025): *Fossil-free energy system and chemical industry in the Netherlands*, TNO.
- Valorinternational (2025): Retrieved from Valor: <https://valorinternational.globo.com/business/news/2025/01/09/brazilian-development-bank-approves-r1bn-loan-for-raizen.ghtml>

Wood Mackenzie (2025): *FuelEU Maritime: a catalyst for bio-LNG market growth and decarbonisation*. [Online] Available at:
<https://www.energyconnects.com/opinion/features/2025/september/fueleu-maritime-a-catalyst-for-bio-lng-market-growth-and-decarbonisation/>

Appendix A

Interview list and participation to the workshop

List of interviewees		List of workshop attendees	
Stakeholder	Stakeholder grouping	Organisation	Number of attendees
Innovation Quarter (South Holland)	Finance	Finance	1
Invest NL	Finance	Finance	2
Polestar Capital	Finance	Finance	4
European Investment Bank (EIB)	Finance	RVO	2
ING	Finance	GIDARA Energy	1
Atradius	Finance	Neste	1
PBL	Government organisation	Perpetual Next	1
Copernicus	Knowledge institute	Via Solutis	1
TU Delft	Knowledge institute	TNO	5
Universiteit Utrecht	Knowledge institute	Utrecht University	1
TNO	Knowledge institute	Platform Hernieuwbare Brandstoffen	1
Alco Energy (BE/NL)	Industry	VEMOBIN	1
BtG-BtL (NL)	Industry	Polestar Capital	1
Clariant (CH)	Industry	BTG- BTL	1
GIDARA (NL)	Industry	SkyNRG	1
Nesté (FI/NL)	Industry	Alco Energy	1
Perpetual Next (NL)	Industry	TU Delft	1
SkyNRG (NL)	Industry	Utrecht University	2
UPM (FI)	Industry	Platform Hernieuwbare Brandstoffen	2
Zeeland refinery (NL) - Total (FR)	Industry	Transport and Environment Association	1
ISPT	Knowledge platform		
Platform hernieuwbare brandstoffen (PHB)	Knowledge platform		
Nederlandse Vereniging voor Duurzame Biobrandstoffen	Sector association		
NVDE	Sector association		
Transport and Environment (T&E)	NGO		

Appendix B

Annex IX List A and B from DIRECTIVE (EU) 2018/2001 with additions of 2024 (EU) 2024/1405

Part A. Feedstocks for the production of biogas for transport and advanced biofuels, the contribution of which towards the minimum shares referred to in the first and fourth subparagraphs of Article 25(1) may be considered to be twice their energy content:

- (a) Algae if cultivated on land in ponds or photobioreactors;
- (b) Biomass fraction of mixed municipal waste, but not separated household waste subject to recycling targets under point (a) of Article 11(2) of Directive 2008/98/EC;
- (c) Biowaste as defined in point (4) of Article 3 of Directive 2008/98/EC from private households subject to separate collection as defined in point (11) of Article 3 of that Directive;
- (d) Biomass fraction of industrial waste not fit for use in the food or feed chain, including material from retail and wholesale and the agro-food and fish and aquaculture industry, and excluding feedstocks listed in part B of this Annex;
- (e) Straw;
- (f) Animal manure and sewage sludge;
- (g) Palm oil mill effluent and empty palm fruit bunches;
- (h) Tall oil pitch;
- (i) Crude glycerine;
- (j) Bagasse;
- (k) Grape marcs and wine lees;
- (l) Nut shells; (m) Husks;
- (n) Cobs cleaned of kernels of corn;
- (o) Biomass fraction of wastes and residues from forestry and forest-based industries, namely, bark, branches, precommercial thinnings, leaves, needles, treetops, saw dust, cutter shavings, black liquor, brown liquor, fibre sludge, lignin and tall oil;
- (p) Other non-food cellulosic material;
- (q) Other lignocellulosic material except saw logs and veneer logs.
- ‘(r) Fusel oils from alcoholic distillation;
- (s) Raw methanol from kraft pulping stemming from the production of wood pulp;
- (t) **Intermediate crops, such as catch crops and cover crops that are grown in areas where due to a short vegetation period the production of food and feed crops is limited to one harvest and provided their use does not trigger demand for additional land, and provided the soil organic matter content is maintained, where used for the production of biofuel for the aviation sector;**
- (u) Crops grown on severely degraded land, except food and feed crops, where used for the production of biofuel for the aviation sector;
- (v) Cyanobacteria

Part B. Feedstocks for the production of biofuels and biogas for transport, the contribution of which towards the minimum share established in the first subparagraph of Article 25(1) shall be limited and may be considered to be twice their energy content:

- (a) Used cooking oil;
- (b) Animal fats classified as categories 1 and 2 in accordance with Regulation (EC) No 1069/2009
- (c) Damaged crops that are not fit for use in the food or feed chain, excluding substances that have been intentionally modified or contaminated in order to meet this definition;
- (d) Municipal wastewater and derivatives other than sewage sludge;
- (e) Crops grown on severely degraded land excluding food and feed crops and feedstocks listed in Part A of this Annex, where not used for the production of biofuel for the aviation sector;
- (f) Intermediate crops, such as catch crops and cover crops, and excluding feedstocks listed in Part A of this Annex, that are grown in areas where due to a short vegetation period the production of food and feed crops is limited to one harvest and provided their use does not trigger demand for additional land and provided the soil organic matter content is maintained, where not used for the production of biofuel for the aviation sector.¹.

Appendix C

Evolution of (advanced) biofuel policy in Europe



Biofuel policies in the EU have evolved significantly over time, creating uncertainty that has often hindered the development of advanced biofuels. Initially, the 2003 Biofuels Directive introduced indicative targets for biofuels in transport: 2% by 2005 and 5.75% by 2010. This was later replaced by the Renewable Energy Directive (RED I) in 2009, which set a binding 10% renewable energy target in transport by 2020. At that stage, there was no distinction between conventional and advanced biofuels, although harmonized sustainability criteria were introduced.

Concerns over the food-versus-fuel debate and indirect land-use change (ILUC) led to the ILUC Directive in 2015, which capped the share of food- and feed-based biofuels (often called first-generation or conventional biofuels) and identified high-ILUC-risk feedstocks.

In 2018, the RED II revision was adopted for the 2021–2030 period. For the first time, eligible feedstocks for advanced biofuels were listed in Annex IX, divided into Part A (agricultural and forestry residues, and other organic waste fractions) and Part B (used cooking oil and animal fats). RED II introduced a 3.5% sub-target for advanced biofuels by 2030, alongside an overall 14% renewable energy target in transport. This directive also introduced a specific limit for biofuels from Part B. Advanced biofuels could be double counted toward compliance.

Most recently, in 2023, RED III was adopted. It increased the binding renewable energy target in transport to 29%, alternatively, a 14.5% reduction in GHG intensity of transport fuels—Member States could choose between these options. Furthermore, it included a combined 5.5% sub-target for advanced biofuels and RFNBOs (Renewable Fuels of Non-Biological Origin), including a minimum 1% RFNBO sub-target. Double counting provisions remain applicable within the energy-based obligations.

While these directives set the overall framework, implementation at the Member States level has varied significantly.

Appendix D

Review of key EU-wide financing instruments

EU Innovation Fund

The EU Innovation Fund supports low-carbon technologies, financed through revenues from the EU ETS. It supports innovative projects that can significantly reduce GHG emissions, focusing on sectors like energy-intensive industries, carbon capture and utilisation, carbon capture and storage, innovative renewable energy generation and energy storage. With the revision of the ETS Directive, net-zero mobility and buildings are also included. For advanced biofuels Innovation Fund provides funds for first-of-a-kind commercial scale plants and breakthrough technologies, with the ambition to bridge the gap between demonstration and market deployment.

The 2025 Annual Knowledge Sharing Report of the innovation fund (EC, 2025) introduces the insights related to the funded projects. By the end of 2024, the Fund project portfolio consisted of 120 ongoing projects and 36 projects reaching financial close. Figure D.1 illustrates the funded projects within the energy-intensive industries. It appears that there are two biofuels and biorefinery related projects in Spain, one in Sweden and two in the Netherlands. Thus, only 4% the total projects (or 10% of the energy-intensive industry related projects) are related to biofuels and biorefineries. Among the granted projects, only the one in Sweden is a first-of-a-kind commercial plant and the Innovation Fund grant provided for this plant comprises approximately 2% of the total funding granted under this Fund⁸.

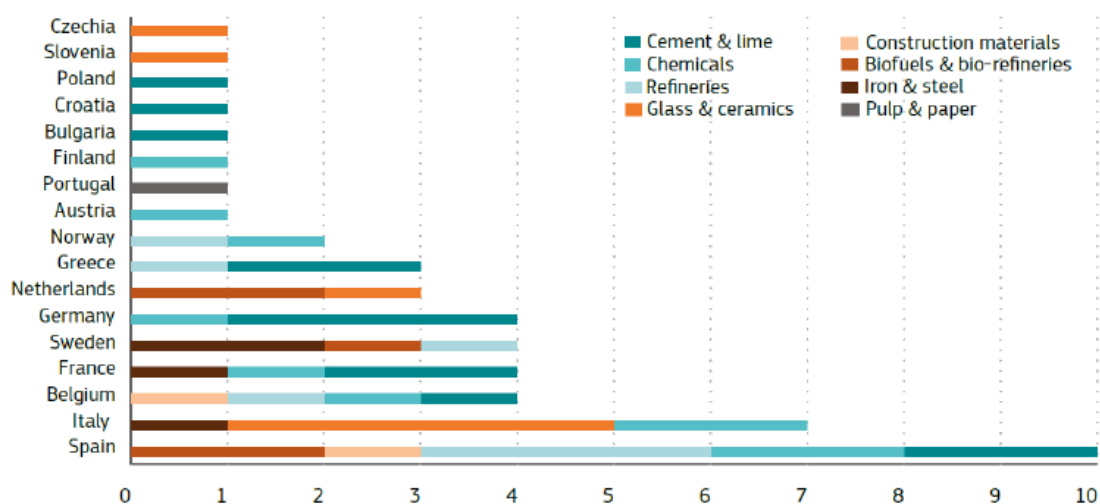


Figure D.1: Funded projects within the energy intensive industry

⁸ The total commitment amounted to EUR 7.1 billion (EC,2025)

Biofuel projects funded under Innovation Fund

The Netherlands⁹

- FirstBio2Shipping (Innovation Fund grant 4.3 million €)
This project aims converting biogas to bio-LNG for shipping sector. While biogas production via anaerobic digestion is already commercial, this project focuses on direct integration of a new cryogenic liquefaction technology to process biogas and convert it into LNG.
- Sol: Sugar Oil as sustainable marine fuels (innovation Fund grant: 4 million €)
Aims to increase the technical maturity of conversion of cellulose to crude sugar oil by means of dilute acid hydrolysis and emulsification of this sugar oil with heavy fuel oil, and scale up this production from 1 kt per annum to 5 kt.

Spain¹⁰

- W4W project (project cost 7.3 million €; Innovation Fund grant 2.6 million €)
This project aims at biomethane production from landfill gas using an innovative technology.
- LuGaZ3 (Innovation Fund grant: 4.5 million €)
Focuses on biogas and biofertilisers production using local manure and gari-food residues.

Sweden¹¹

- BioOstrand: Biorefinery Ostrand (Innovation Fund: 166.7 million €)
This is the first commercial scale biorefinery producing SAF and naphtha from solid forestry residues. The project will combine solid biomass gasification and Fischer-Tropsch synthesis, with an electrolyser utilising renewable electricity. The expected entry into operations is 30 June 2029.

Among the new projects that are invited to enter grant agreement preparation (under Innovation Fund call of 2024), the majority relate to biogas and biomethane production using organic waste¹². Only, one of them, Neste SCOOP project in Finland, relates to advanced biofuel production. This project aims to develop a new co-processing technology for crude tall oil, a byproduct from pulp mills, into renewable fuels and chemicals.

These observations illustrate the very limited contribution of this funding scheme to scaling up advanced biofuels in Europe. The Fund appears to favour large-scale, proven technologies with high technology readiness (TRL 7–8). Technologies such as gasification and hydrothermal liquefaction are either early commercial scale and/or with high technical risk and uncertain economics. This makes them less competitive compared with mature CCS or hydrogen projects.

Horizon 2020/Horizon Europe (Cluster 5)

Horizon 2020 has been the main funding source supporting advanced biofuels up to 2020. This programme is followed by the Horizon Europe programme.

The latest Horizon Europe Cluster 5 call text for 2026–2027 (version May 2025) places strong emphasis on accelerating the deployment of sustainable fuels for hard-to-abate sectors such as aviation, maritime transport, and heavy-duty mobility. It prioritizes large-scale

⁹ [101103462.pdf](#)

¹⁰ [4d94fc84-4ea2-4404-bee2-01d7a27d4c3c](#) en; [101157027.pdf](#)

¹¹ [101132801.pdf](#)

¹² Biomethane production from organic waste in Norway, greenfield biogas production in France, biomethanol production from organic waste in Denmark.

demonstration projects that validate complete value chains—from feedstock sourcing and conversion technologies to upgrading and end-use integration. The ambition is to move technologies from pilot scale (TRL 5–6) to first-of-a-kind industrial deployment at TRL 7–8. This represents a significant change from the previous programmes, which funded pilot-level topics (such as CL5-2024-D3-02-01/06 with 50% funding) and focused more on early-stage technology validation without explicit commercialization or finance-readiness requirements.

Invest EU (2021-2027)

InvestEU is the European Union's flagship investment programme (2021–2027), designed to mobilize at least €372 billion in public and private capital—backed by a €26.2 billion EU budget guarantee—to support EU policy goals such as the green and digital transitions, innovation, competitiveness, and cohesion. It is organized into four policy windows—Sustainable Infrastructure, Research, Innovation & Digitalisation, SMEs, and Social Investment & Skills—with dedicated support for green-energy projects, including advanced biofuels and renewable fuels.

While this instrument appears to be a strong horizontal guarantee instrument, there is no dedicated window or ring-fenced risk-sharing for advanced biofuels FOAK plants.

Sustainable Transport Investment Plan (STIP)

The Sustainable Transport Investment Plan (STIP) is a new EU-plan, adopted on 5 November 2025, to speed up clean fuels for aviation and maritime sectors. It will offer €2.9 billion between 2025 and 2027 from Horizon Europe (~€133m), the Innovation Fund (€153m e-aviation; €293m maritime), InvestEU (~€2bn), and the European Hydrogen Bank (€300m for SAF/SMF hydrogen production). The goal is to produce about 20 million tonnes of sustainable fuels by 2035. This includes 13.2 million tonnes of (advanced) biofuels and 6.8 million tonnes of e-fuels to meet ReFuelEU Aviation and FuelEU Maritime mandates. Figure D.2 illustrates the design of the STIP.

While the volumes mentioned for biofuels appear larger, the key actions to boost investments appear to focus mainly on e-SAF production. Moreover, there is no clear definition of these biofuels nor a reflection on advanced biofuels from lignocellulosic feedstocks.

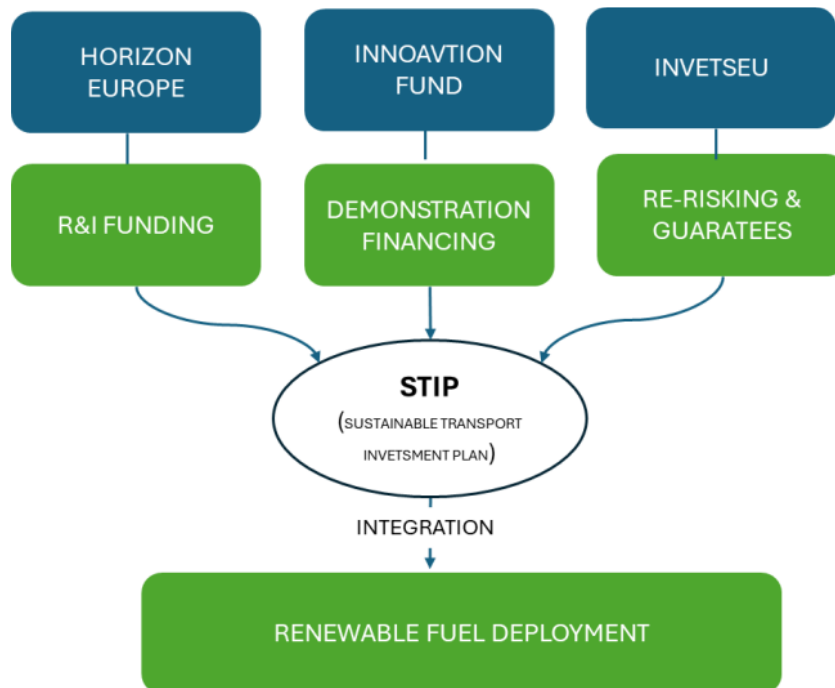


Figure D.2: Illustration of the newly designed STIP

Additionally, the commission indicates launching a pilot project ‘eSAF Early Movers Coalition’ with committed member states will be launched by the end of 2025. It aims to bring together at least 500 million €. The Commission also indicates a need for intermediary mechanisms in the EU that connect fuel producers and suppliers. Such a system will give price certainty and de-risk investment. This appears to be a double-sided auction for e-SAF, which is a market design where both buyers and sellers submit bids/offers, and a market intermediary matches them to determine transactions. The fuel producers and suppliers submit offers indicating the minimum price they need to produce and supply SAF. Consumers, thus airlines, submit bids indicating the maximum price they are willing to pay for SAF. The intermediary then clears the market by matching bids and offers, using a uniform clearing price or pay-as-bid approach (see Figure 4.6). The EU H2Gloabl initiative uses a similar double-auction model, with long term purchase agreements with producers and short-term sales to consumers to accelerate green hydrogen projects. There is a recommendation to design such an auction for renewable fuels for the maritime sector (Beroske, et al., 2025).

Double-Sided Auction

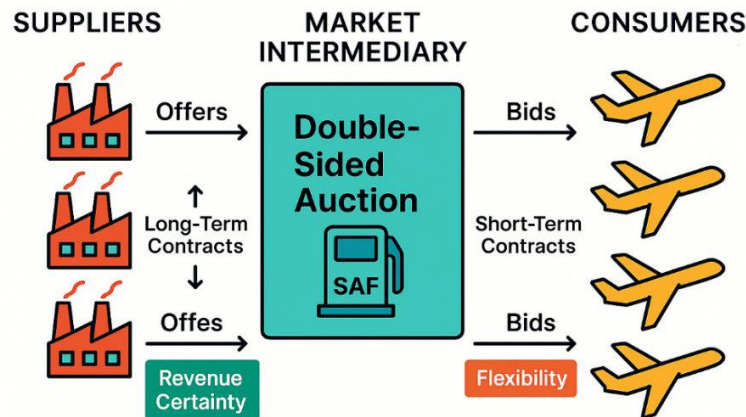


Figure D. D.3: Simplified illustration of a double-sided auction mechanism

The STIP design leans heavily towards e-fuels. There is no explicit investment plan or dedicated risk-sharing for advanced biofuels. In their response, IATA refers to this and highlights that the plan still underestimates biofuels' regional feedstock potential and overly prioritises e-SAF⁷.

Like e-fuels, advanced biofuels face high upfront costs and uncertain demand. A regional auction could aggregate demand from airlines, shipping firms, and fuel suppliers. Different than e-fuels, advanced biofuels rely on varied feedstocks, which differ by country. This may further complicate such a mechanism. In addition, the limited advanced biofuel production facility at scale may create issues. The feedstock complexity can be addressed by standardisation of feedstock commodities. In addition, regional clusters and logistics hubs can address this issue.

Appendix E

Innovation Fund – list of projects invited to grant agreement preparation

Project	Type	Category	Sector	Location	Technology pathways	Status
ANTHEMIS	IF24Call – General large-scale	Energy-intensive industries	Cement & lime	Belgium	Carbon capture for storage	Invited to grant agreement preparation
AirvaultGoCO 2	IF24Call – General large-scale	Energy-intensive industries	Cement & lime	France	Carbon capture and utilisation	Invited to grant agreement preparation
APOLLOCO2-LT	IF24Call – General large-scale	Industrial carbon management	Other	Greece	Carbon capture for storage	Invited to grant agreement preparation
CARBON HUB CPT01	IF24Call – General large-scale	Energy-intensive industries	Cement & lime	Romania	Carbon capture for storage	Invited to grant agreement preparation
DEZiR	IF24Call – General large-scale	Energy-intensive industries	Refineries	France	Sustainable Aviation Fuel (e-SAF)	Invited to grant agreement preparation
DREAM	IF24Call – General large-scale	Energy-intensive industries	Cement & lime	Italy	Carbon capture for storage	Invited to grant agreement preparation
ENDOR	IF24Call – General large-scale	Energy-intensive industries	Refineries	Denmark	Sustainable Aviation Fuel (eSAF)	Invited to grant agreement preparation
LUXIA	IF24Call – General large-scale	Energy-intensive industries	Chemicals	Spain	Renewable hydrogen, green ammonia and e-methanol production	Invited to grant agreement preparation
ReStart	IF24Call – General large-scale	Energy-intensive industries	Refineries	France	Sustainable Aviation Fuel (eSAF)	Invited to grant agreement preparation

Project	Type	Category	Sector	Location	Technology pathways	Status
VAIA	IF24Call – General large-scale	Energy-intensive industries	Cement & lime	France	Carbon capture for storage	Invited to grant agreement preparation
BIOVIND	IF24Call – General medium-scale	Energy-intensive industries	Refineries	Norway	Biomethane and biofertiliser production from organic waste	Invited to grant agreement preparation
GREENFIELD BIOGAZ	IF24Call – General medium-scale	Energy-intensive industries	Refineries	France	Biogas production	Invited to grant agreement preparation
Leopard	IF24Call – General medium-scale	Energy-intensive industries	Cement & lime	Belgium	Carbon capture technology	Invited to grant agreement preparation
MECACLAY	IF24Call – General medium-scale	Energy-intensive industries	Cement & lime	Lithuania	Product substitution with supplementary cementitious materials	Invited to grant agreement preparation
OTO	IF24Call – General medium-scale	Energy-intensive industries	Glass, ceramics & construction material	Spain	Low-carbon plasterboard production line	Invited to grant agreement preparation
PP2XH	IF24Call – General medium-scale	Energy-intensive industries	Refineries	Estonia	Low carbon e-methanol for the maritime shipping industry and green hydrogen for land transport applications	Invited to grant agreement preparation
RECLAIM	IF24Call – General medium-scale	Energy-intensive industries	Refineries	Denmark	Circular economy: green methanol, biomethane, and digestate fertilizer	Invited to grant agreement preparation
ReNova ChemPET	IF24Call – General medium-scale	Energy-intensive industries	Other	Italy	Chemical recycling	Invited to grant agreement preparation
SCOOP	IF24Call – General medium-scale	Energy-intensive industries	Refineries	Finland	Biofuels production	Invited to grant agreement preparation
SCW Steel CleanUp	IF24Call – General medium-scale	Energy-intensive industries	Cement & lime	Sweden	Chemical recycling of steel slags	Invited to grant agreement preparation

Project	Type	Category	Sector	Location	Technology pathways	Status
Thermolysis	IF24Call – General medium-scale	Energy-intensive industries	Chemicals	Greece	Chemical recycling of end-of-life tyres	Invited to grant agreement preparation
VIPER	IF24Call – General medium-scale	Energy-intensive industries	Iron & steel	Norway	Circular economy: biorefinery	Invited to grant agreement preparation
W2BIOFUEL	IF24Call – General medium-scale	Energy-intensive industries	Refineries	France	Biofuels production	Invited to grant agreement preparation
INSPIRE-PV	IF24Call – General small-scale	Energy-intensive industries	Non-ferrous Metals	Spain	Chemical recycling for photovoltaic panels	Invited to grant agreement preparation
LCSCM	IF24Call – General small-scale	Energy-intensive industries	Cement & lime	France	Substitute products: low-carbon supplementary cementitious material	Invited to grant agreement preparation
Reprocover5.0	IF24Call – General small-scale	Energy-intensive industries	Cement & lime	Belgium	Circular economy for thermoset waste	Invited to grant agreement preparation
H2PEARL	IF24Call - Manufacturing	Energy-intensive industries	Manufacturing of components for EII	Germany	PEM electrolyser stacks	Invited to grant agreement preparation
ASTRA PP	IF24Call - Pilots	Energy-intensive industries	Chemicals	Belgium	Chemical recycling for polypropylene (PP) waste	Invited to grant agreement preparation
DEMONSTR8	IF24Call - Pilots	Energy-intensive industries	Non-ferrous Metals	France	Battery recycling	Invited to grant agreement preparation
HuCCSar	IF24Call - Pilots	Industrial carbon management	Other	Poland	Carbon transport and storage	Invited to grant agreement preparation
RjukanLH2	IF24Call - Pilots	Energy-intensive industries	Hydrogen	Norway	Hydrogen powered shortsea container vessels	Invited to grant agreement preparation
SLALOM 2.0	IF24Call - Pilots	Energy-intensive industries	Refineries	Norway	Ethanol to produce sustainable aviation fuels (SAF)	Invited to grant agreement preparation
TAKE KAIR	IF24Call - Pilots	Energy-intensive industries	Refineries	France	Sustainable Aviation Fuels (e-SAF)	Invited to grant agreement preparation

Project	Type	Category	Sector	Location	Technology pathways	Status
ROSE	IF24Auction - renewable hydrogen	Energy-intensive industries	Hydrogen		Electrolytic renewable hydrogen production	Invited to grant agreement preparation
H2CEF	IF24Auction - renewable hydrogen	Energy-intensive industries	Hydrogen		Electrolytic renewable hydrogen production	Invited to grant agreement preparation
Tharsis-ELY-1	IF24Auction - renewable hydrogen	Energy-intensive industries	Hydrogen		Electrolytic renewable hydrogen production	Invited to grant agreement preparation
NOON	IF24Auction - renewable hydrogen	Energy-intensive industries	Hydrogen		Electrolytic renewable hydrogen production	Invited to grant agreement preparation
GH2Move-VLC	IF24Auction - renewable hydrogen	Energy-intensive industries	Hydrogen		Electrolytic renewable hydrogen production	Invited to grant agreement preparation
ARANDAH2	IF24Auction - renewable hydrogen	Energy-intensive industries	Hydrogen		Electrolytic renewable hydrogen production	Invited to grant agreement preparation
Arteixo H2V	IF24Auction - renewable hydrogen	Energy-intensive industries	Hydrogen		Electrolytic renewable hydrogen production	Invited to grant agreement preparation
GreenWHV ELY	IF24Auction - renewable hydrogen	Energy-intensive industries	Hydrogen		Electrolytic renewable hydrogen production	Invited to grant agreement preparation
ATLAS	IF24Auction - renewable hydrogen	Energy-intensive industries	Hydrogen		Electrolytic renewable hydrogen production	Invited to grant agreement preparation
H2BRISA	IF24Auction - renewable hydrogen	Energy-intensive industries	Hydrogen		Electrolytic renewable hydrogen production	Invited to grant agreement preparation
SolWinHy Cadiz	IF24Auction - renewable hydrogen	Energy-intensive industries	Hydrogen	Spain	Electrolytic renewable hydrogen production	Invited to grant agreement preparation
H2LZ	IF24Auction - renewable hydrogen	Energy-intensive industries	Hydrogen	Spain	Electrolytic renewable hydrogen production	Invited to grant agreement preparation

Project	Type	Category	Sector	Location	Technology pathways	Status
TORDESILLA S H2	IF24Auction - renewable hydrogen	Energy-intensive industries	Hydrogen	Spain	Electrolytic renewable hydrogen production	Invited to grant agreement preparation
RjukanH2	IF24Auction - renewable hydrogen - maritime topic	Energy-intensive industries	Hydrogen	Norway	Electrolytic renewable hydrogen production	Invited to grant agreement preparation
Gen2-LH2	IF24Auction - renewable hydrogen - maritime topic	Energy-intensive industries	Hydrogen	Norway	Electrolytic renewable hydrogen production	Invited to grant agreement preparation

Appendix F

Assessment of national regulations and incentives on (advanced) biofuel

F.1 Sweden

Initially, biofuels were promoted through extensive tax exemptions (CO₂ and energy tax) in Sweden. A major policy shift occurred in 2018 with the introduction of the GHG reduction mandate (Reduktionsplikten), replacing tax exemptions with binding annual reduction targets for fuel suppliers (IEA Bioenergy Country Report Sweden, 2024). The GHG reduction target set for gasoline was 7.8% and for diesel 30.5% between 2022 and 2023. The tax exemption was revised to only apply to pure biofuels such as HVO100 (100% HVO) and B100 (100% FAME) as well as high proportion blends such as E85. This tax exemption scheme has recently been approved by the European Commission to run until the end of 2026 (IEA Bioenergy Country Report Sweden, 2024).

In January 2024, the reduction obligation for petrol and diesel was lowered from 7.6% and 30.5 % respectively to 6 % for both fuels. This led to a sharp decrease in the total use of biofuels compared to 2023 (SEA, Swedish Energy Agency, 2025). However, the delivered quantities of high-blended and pure biofuels increased between the years. This was due to the tax exemption.

Figure F.1 shows the biofuel supply to the Swedish market between 2015 and 2024. The majority of the biofuels relate to diesel substitution, reaching over 80% of the total biofuels in 2024. These refer to mainly HVO and FAME. The second largest biofuel type was biogas in this country. In general, biofuels from Part A list feedstocks appear to be quite limited. Other biofuels, while eligible under REDII, but not from the feedstock list of Annex IX and from non-food crops appear to play a major role in Sweden. Figure F.2 further introduces the type of feedstocks used for these biofuels in 2024. As can be seen, feedstock categories relate to biofuels production based on the currently commercial facilities. The largest feedstock categories within Part A relate to the biomass fraction of industrial waste followed by animal manure and sewage sludge. While Sweden is one of the largest producers of tall oil-based biofuels in Europe contribution of these biofuels within the total biofuel supply is a small fraction.

Recently, the Swedish parliament adopted a proposition, which raises the GHG reduction obligation from 6% to 10% from 1 July 2025 through 2030 (SEA, 2025). This reduction obligation can be met by blending biofuels or purchasing electricity credits.

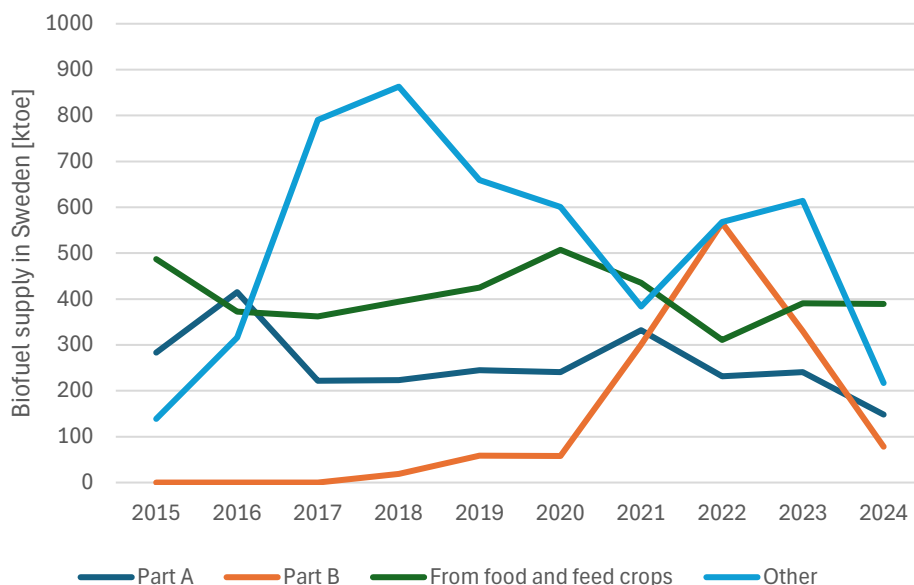


Figure F.1: Biofuel supply to the Swedish market between 2021-2024 [Data derived from the EC SHARE database]

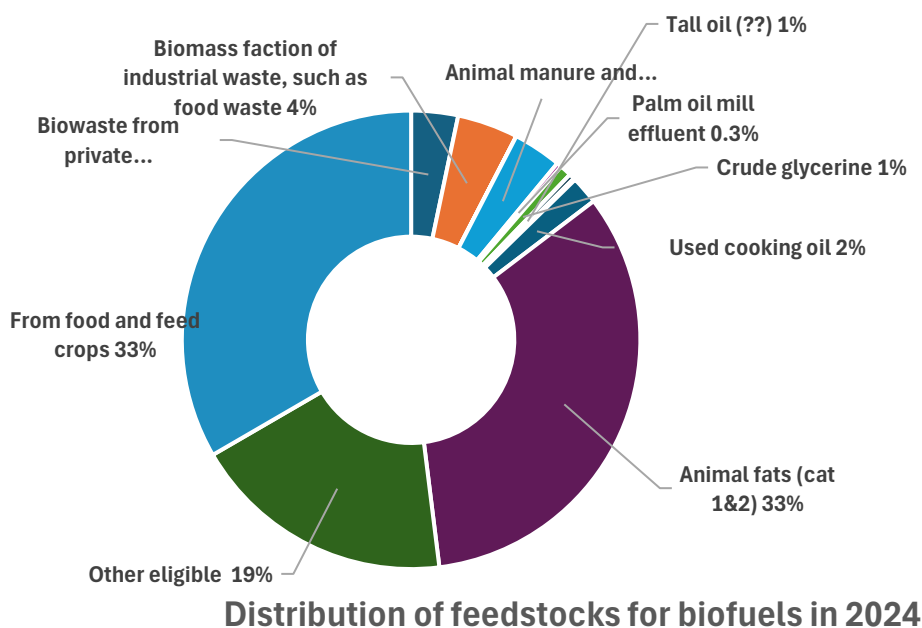


Figure F.2: Distribution of feedstocks for biofuels supplied to Swedish market in 2024 [Data derived from the EC SHARE database]

Fiscal measures in Sweden

- Since July 2018, a reduction obligation applies for petrol and diesel, and therefore biofuels used as low blends in petrol and diesel do not receive any tax exemption.

- High blends (E85, ED95, HVO100, FAME100) are explicitly excluded from mandate accounting and are incentivised through tax reduction (SEA, 2025); (USDA, 2025). The tax exemption scheme has recently been approved by the European Commission to run until the end of 2026¹³.
- Direct investment grants are provided to climate projects as part of “Klimatklivet¹⁴” (the Climate Leap: these grants are for biogas/biomethane production and stations and biogas filling stations (IEA, Country Report Sweden, 2025). Updated on 2 September 2025, the webpage confirms that investment grants are available for:
 - Projects producing solid or liquid biofuels from forest residues. Eligible actions include both new installations and upgrades of existing facilities—demonstrating a broadened scope to support advanced fuel pathways
- To support Sweden’s industrial green transition, the Swedish government launched “Industriklivet” (Industrial Leap). It provides grants for feasibility studies, research, pilot and demonstration projects and investments in various areas. The majority of the projects that have been granted funding relate to research and environmental studies. There is a very limited number of demonstration projects and none of them appear to be on advanced biofuels (See [The Industrial Leap](#))

Overall assessment: Sweden’s policy imposed a general GHG reduction obligation but did not include a specific submandate or quota for advanced biofuels. This overall GHG reduction obligation was not sufficient to mobilise supply of advanced biofuels from lignocellulosic feedstocks using innovations. Reductions and freeze in the GHG obligation to 6% (2024–2026) cut total biofuel use and revealed the fragility of demand-only policies.

Sweden’s tax exemptions for pure/high blends (HVO100, B100, E85) helped operational economics and *kept some high-blend volumes growing*, but tax relief did not address the high CAPEX and technology risk nor helped market roll out of advanced biofuels from lignocellulosic feedstocks.

F.2 Finland

Before 2020, waste and residue-based advanced biofuels were double counted, helping meet 2020 target. There was no specific sub-target for advanced biofuels. In 2019, the biofuels obligation was revised, and the pathway toward 2030 was set. The biofuel target for 2030 was set to 30%, without double counting. The direct impact of this policy can be observed in Figure F.3, as biofuels from part A reduced significantly and other biofuels increased. This sharp increase relates to mandates being set as actual energy accounting.

Finland revised its national blending mandates in 2019 and introduced a long-term target: 30% share of renewable energy in transport by 2029 and afterwards. However, due to fuel price volatility, the obligation has been revised downward, with the 2024 target reduced to 13.5% from the previously planned 28%, and further adjustments expected through 2027 (IEA Bioenergy Country Report Finland, 2024).

The blending mandates were increased in 2022. With that, Finland aims for biofuels to make up 34% of road transport fuels by 2030.

¹³ [Skattebefrielse för rena och höginblandade biodrivmedel till och med 2026 - Regeringen.se](#)

¹⁴ [Klimatklivet](#)

This country introduced a sub-mandate for biofuels from Part A: 2% for 2021-2023, reaching at 10% in 2030 ((Finlex, 2019). In 2021 amendment, this target is expanded to also RFNBO in line with the REDIII. Even when RFNBOs can satisfy parts of the mandate, Finland requires a minimum share coming specifically from Annex A advanced biofuels/biogas, increasing over time ((Finlex, Finlex, 2021).

Similar to Sweden, Finland temporarily reduced its 2022 and 2023 biofuel blending obligations due to high fuel prices. This could explain the reduction of other biofuels in Figure F.4 A flexibility mechanism was introduced from 2025, allowing distributors to meet parts of the quota through alternative carbon reduction actions (e.g., biochar).

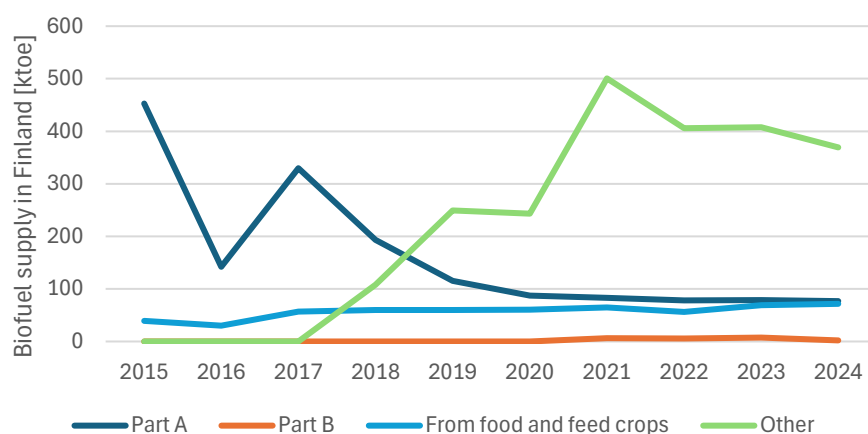


Figure F.3: Biofuel supply in Finland [extracted from EC, SHARE Database]

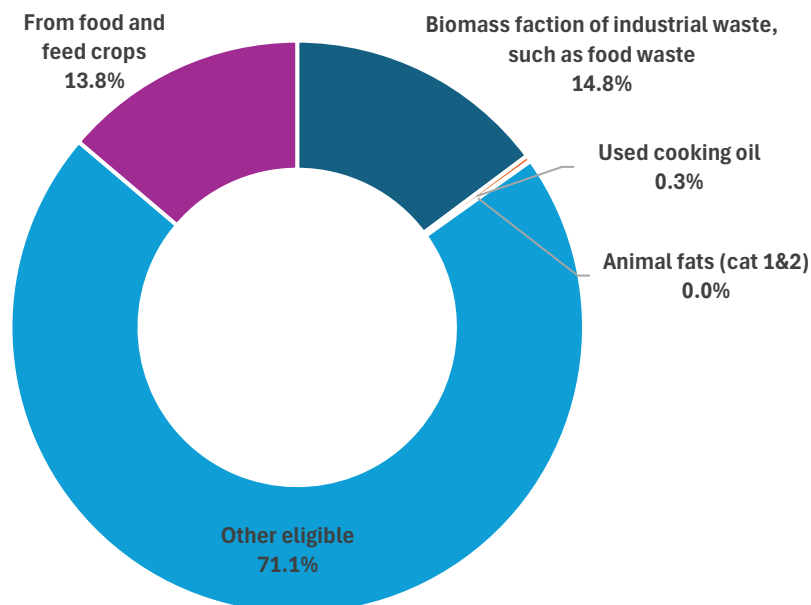


Figure F.4: Distribution of biofuels according to feedstock category in 2024 [extracted from EC SHARE Database]

Current fiscal measures:

Finland implemented tax reliefs on biofuels and structural adjustments to the energy tax system to enhance competitiveness—specifically, reduced excise duties for sustainable biofuels. While for the compliant biofuels lower taxes are implemented (half the CO₂ tax rate), biofuels from wastes and lignocellulosic residues are fully exempt from the CO₂ tax in Finland (Finlex, Finlex, 2022).

There have been national funding programmes in Finland (Business Finland, formerly Teke), providing grants/loans for research, development and piloting, including Co-Innovation (companies + research orgs), Research to Business, and funding for leading-company ecosystems (e.g., Neste Veturi). One example of historical demonstration is the NSE Biofuels (Neste–Stora Enso) Varkaus BtL demo (12 MW gasifier) plant that received Tekes R&D and Ministry investment support indicating the state-backed demonstrations. The Varkaus pilot proved unit operations at 12 MW and generated critical knowledge, but technical risk (particularly on syngas cleaning and FT catalyst life), capex intensity, and the rise of proven HEFA/HVO routes made a near-term FID on a 500 MW BtL plant infeasible.

The Finnish government decided in 2024 to adopt a tax subsidy for large industrial investments to support clean transition in industry. This was based on the temporary state aid framework adopted by the European commission in 2023. The minimum size of eligible investments would be €50 million, and the tax subsidy would be maximum 20% of the investment costs and would be capped at € 150 million per company. Biofuel projects are among the eligible projects to use this subsidy. The company making the investment would receive the tax subsidy as a concession from corporate income tax (Finnish government, 2024).

In June 2025, the Government's Ministerial Finance Committee endorsed aid for three large demonstrations: renewable methanol (Kokkola), LBG (Kurikka), and bioethanol (Pori), totalling €49.5m, with formal decisions prepared by TEM.

Overall assessment: Finland's pathway removed double counting and added a rising Part A sub-mandate, but cuts to obligations in 2024–2027 dampened supply. Emerging large-industrial tax subsidies ($\geq$ €50m) are promising but not tailored to the risk profile of advanced liquid biofuels (gasification/FT, ATJ, lignocellulosic ethanol).

F.3 Italy

The supply of advanced biofuels appears to grow significantly, particularly since 2018 (see Figure F.5). This could be explained by the Interministerial Decree of 2 March 2018, promoting the use of biomethane and other advanced biofuels, and the biomethane quota introduced in this country, in addition to sub-targets for bioethanol and biofuels other than biomethane. Advanced biomethane producers can sell their product to the national energy agency (GSE) at market price minus 5% and receive a premium of €375 per Biofuel Certificate (CIC) for every 5 GCal produced. Similar incentives apply to other advanced biofuels supplied to obligated fuel retailers. Incentives for advanced biomethane and biofuels were available for plants operating or converted between 2018 and 2023, with a cap of 1.1 billion m³ per year for biomethane. These measures aimed to boost advanced biofuel use in transport in the country (IEA Bioenergy Country Report Italy, 2024).

Among the countries studied, Italy has the highest share of biofuels from List A relative to its total biofuel energy supply. In absolute terms, Italy's total biofuel energy is the second largest, after Germany. Figure F.6 shows the biofuel supply based on the feedstock types in 2024. A wide range of feedstocks is used to produce biomethane that is injected in the gas grid and accounted towards transport in this country. This is in line with the significant push for biomethane through dedicated quota obligation, tariffs and capex grants. Approximately 17% of the biofuels delivered to transport in Italy correspond to gaseous biofuels in 2024. Feedstocks such as UCO, animal fats, agro-industry residues are converted into HVO diesel in several of the Eni biorefineries in Italy.

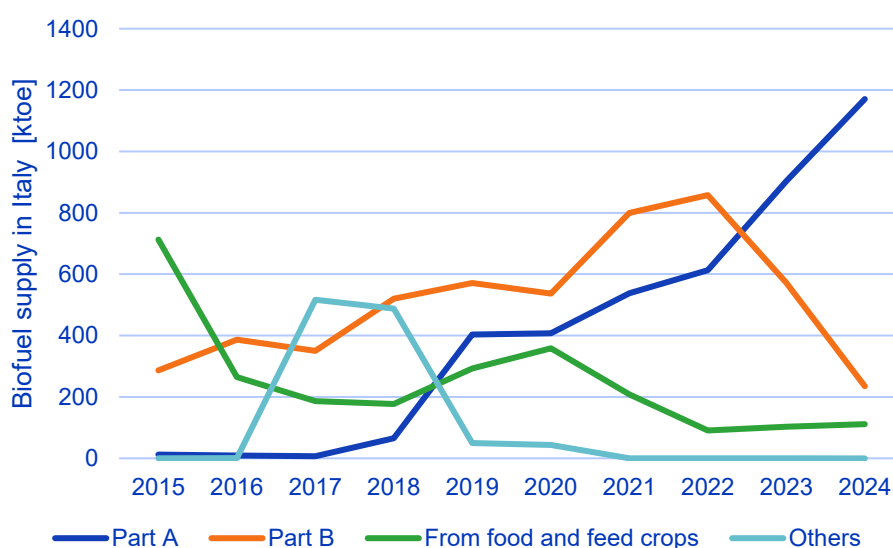


Figure F.5: Biofuel supply in Italy

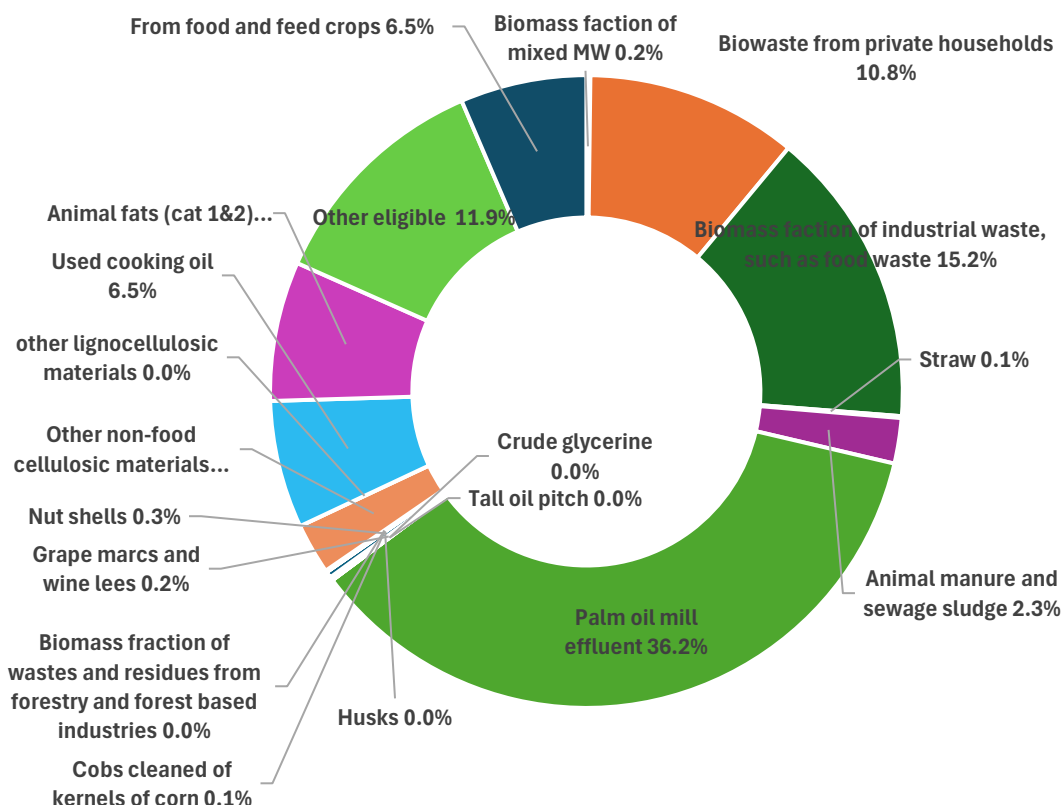


Figure F.6: Biofuel distribution according to feedstock types in 2024 in Italy

Fiscal measures and tax relief:

- › Law No. 111/2023 (Tax Reform Delegation) extended the excise duty relief previously reserved for commercial diesel to HVO (Hydrotreated Vegetable Oil).
- › Decree-Law of 17 June 2025, No. 84 extends the tax relief to qualifying biodiesel (from Annen IX based feedstocks) (UNEM, 2025).
- › The Italian Ministry of Environment and Energy Security (MASE) MASE Decree of 5 August 2024 aims to incentivize the total or partial conversion of existing traditional refineries to increase the national production of sustainable liquid biofuels to be used in pure form. It provides a capital grant of up to €30 million per company/project (MASE, 2024).
- › The National Recovery and Resilience Plan (PNRR) biomethane (DM 15/09/2022) provides up to 40% capital grants plus a feed-in tariff for biomethane production for 15 years (new plants & conversions). This is a strong deployment signal for advanced gaseous biofuels in transport. Biomethane quantities eligible for incentives remain capped at 1.1 billion m³/year. In 2025, an update to the decree allocated €1.73 billion for biomethane projects under PNRR Mission 2((Reteambiente, 2026).
- › MASE has further announced R&D support for 2025, primarily focusing on energy transition, sustainability, and technology innovation through the Mision Innovation 2 framework. These are useful for innovation, but not a deployment instrument.
[\[quifinanza.it\]](https://www.quifinanza.it/), [\[first-art-er.it\]](https://www.first-art-er.it/)

Overall assessment: Italy's biomethane policy combines quota + guaranteed price (CIC) and CAPEX grants/feed-in tariffs (PNRR), plus refinery conversion grants and HVO excise relief. This integrated design reduced investment and offtake risk, delivering rapid capacity build-out

and a high Annex IX Part A share. Nevertheless, even with this combination, there are not any FOAK plans.

F.4 Germany

Germany has applied GHG reduction quota for transport since 2015. With this switch, the earlier double counting for advanced biofuels from waste and residues was discontinued.

Germany has steadily raised the GHG reduction obligation, reaching 7% in 2022 and 10.5% in 2025. In addition to the main GHG reduction target, Germany introduced a minimum share (“Unterquote”) for advanced biofuels produced from the Annex IX Part A feedstocks. This advanced sub-target must be met in addition to the THG quota. Germany allowed a form of “double counting” (a multiplier) for advanced fuels supplied beyond the minimum sub-target.

Germany’s 2030 target is set at 25% GHG reduction, and earlier documentation showed the advanced biofuels sub-mandate rising to ~2.6% by 2030.

December 10, 2025, the German Cabinet approved a draft law, the Second Law for the Further Development of the GHG Reduction Quota, to implement the EU’s RED III and ReFuelEU Aviation into national law. The draft sets a long-term trajectory to reduce fuel GHG emissions by 59% by 2040, and the legislation is expected to enter into force in 2026.

The German cabinet draft law indicates higher ambition for advanced biofuels: 3.5% in 2030, rising to ~9% by 2040. In addition, a separate obligation path for RFNBO is introduced: 0.5% in 2026, 1.2% in 2030 and 8% by 2040. The use of RFNBO will be incentivised by a multiplier. This is set at 3x from 2024 onwards, 2.5x from 2037, And 1x by 2040 ((Global, 2025; IEA Bioenergy Country Report Germany, 2024).

Figure F.7 illustrates the biofuel supply in Germany between 2015-2024. Supply of biofuels from Part A appears very limited up to 2020. Beyond it continuously increases, which can be explained with the sub-mandates for advanced biofuels. This can also partially be explained by double counting that has been implemented to biofuels from wastes and residues that exceed the quota obligation. Figure F.8 shows the distribution of biofuel types based on the feedstock categories in 2024. Biomass fraction of industrial waste such as food industry waste appears as the largest supply category in Germany, which could be attributed to biomethane use in transport.

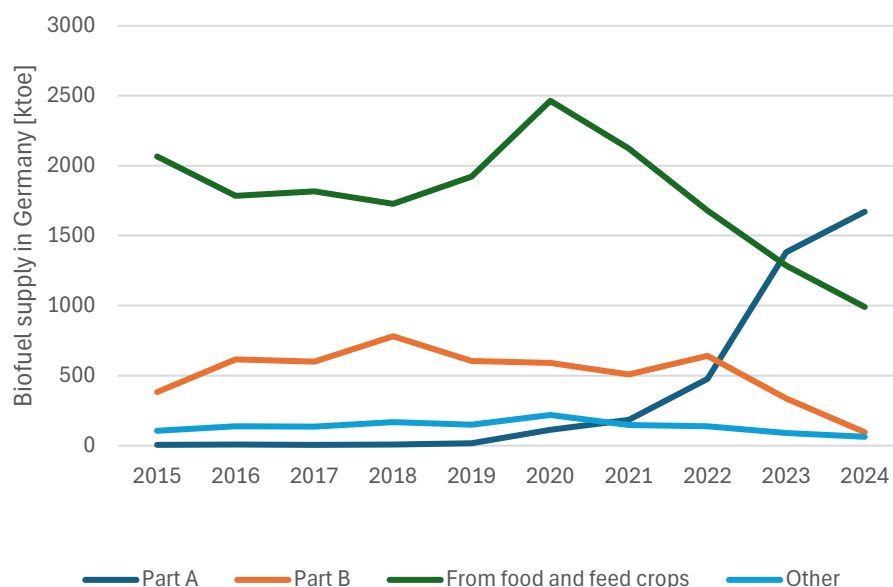


Figure F.7: Biofuel supply Germany [extracted from EC Share Database]

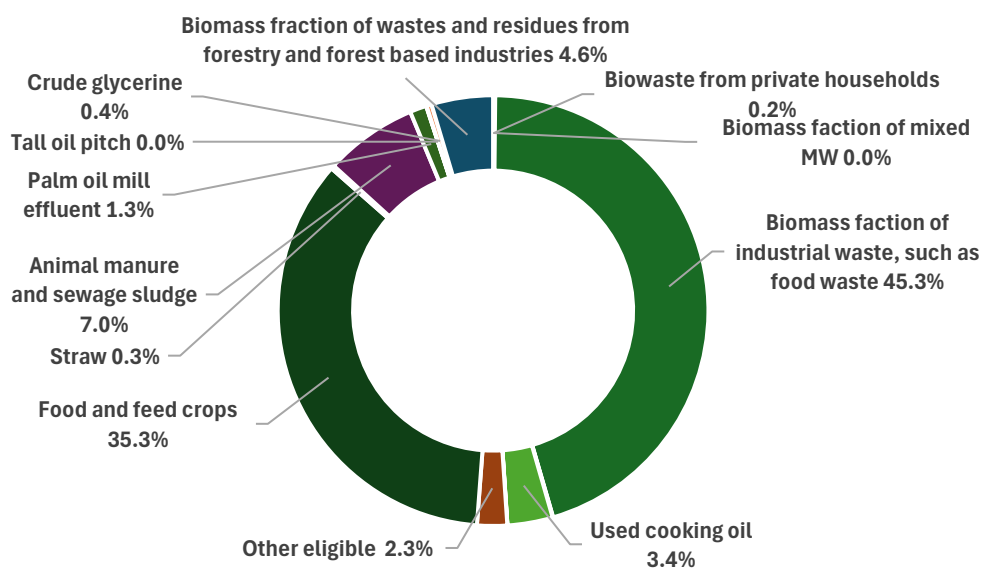


Figure F.8: Biofuel categories according to feedstock types delivered to the German market in 2024 [derived from EC SHARE Database]

Fiscal incentives:

- › Currently, there are no fiscal incentives (e.g. Tax reductions) for biofuels in Germany, except for biomethane.
- › Advanced biofuels are indirectly¹⁵ promoted through higher GHG quota certificate prices within the GHG reduction quota system.
- › Various RD&D funding programs emphasize advanced biofuels and e-fuels across the whole value chains. These programs aim to strengthen Germany's role as a technology developer. However, there has been a decrease in funded projects related to biofuels (Ekbom, 2023)

Overall assessment: Germany's THG quota and advanced sub-mandate increased biofuel supply from Part A after 2020, notably industrial biowaste/biomethane. Yet, advanced liquid routes have not scaled indicating reliance on certificate price signals leaves FOAK investments exposed to market volatility.

F.5 France

To accelerate decarbonization, France introduced the Incentive Tax on Biocarbon Incorporation (TIRUERT) tax system in 2022, which encourages fuel suppliers to incorporate renewable energy, including advanced biofuels and electricity. Suppliers who blend renewable energy into petrol and diesel could receive a tax relief if they meet the set target (9.9% petrol and 9.2% diesel) (IEA Bioenergy Country Report France, 2024).

Since 2019 the share of energy that can be taken into account towards France's mandate is limited to a maximum of ((USDA, Report Name: Biofuel Mandates in the EU by Member State - 2025, 2025):

- › 7% for conventional biofuels including biofuels produced from palm oil fatty acid distillates.
- › 0.9% for used cooking oil and animal fats.
- › 0.6% for tall oil and tall oil pitch.
- › 0.2% for sugar plant residues and starch residues extracted from starch-rich plants (0.4% from 2020).
- › Palm oil is excluded since 1 January 2020.
- › Soybean oil is excluded since 1 January 2022

An advanced biofuels mandate was introduced in 2022. This included double counting.

Figure F.9 shows the biofuel supply in France, broken down to the different types. Food and feed crop-based biofuels have been the major supply option. The reduction in these biofuels in 2019 relates to the limitations introduced that year. Contribution of biofuels from both List IX A and B remain limited. This may be because tax exemption has not differentiated biofuel supply based on feedstock categories, and sub-targets have been relatively low (1.2% for bioethanol and 0.4% for biodiesel between 2023-2027).

Figure F.10 illustrates the feedstocks used for biofuels. Food and feed crops comprise the largest share in the overall biofuel supply. This is followed by feedstocks that can be digested to biogas/biomethane and then used cooking oil used for FAME and HVO production.

¹⁵ Biodiesel and vegetable oil use in agriculture receives some tax relief. The use of biofuels is also indirectly affected by the current preferential treatment of fossil gas fuels, such as CNG, LNG and liquefied petroleum gas (LPG), as well as their biogenic substitutes, like biomethane. A reduced tax rate will apply to gaseous hydrocarbons until December 31, 2026.

In May 2025, public consultation was launched to replace TIRUET with IRICC (Incentive for Carbon intensity Reduction in Fuels)¹⁶ to implement REDIII. IRICC transforms support from the TIRUET tax cut into a wider, GHG reduction focused incentive system. This proposal introduces two separate requirements for transport fuels (Argus, 2025).

- › The first is for GHG emissions reduction requirements, broken down by transport sectors (road, aviation, maritime), and LPG and natural gas fuels. Within, there are sub-targets for RFNBO in aviation and maritime.
- › The second is a renewable fuel requirement by energy content, which is broken down by fuel type (diesel, gasoline, LPG and natural gas fuels and marine fuel).

The proposal includes different sub-mandates for advanced biofuels and renewable hydrogen/RFNBO. The advanced biofuels sub-mandate start with 0.7% in 2026, rising to 1.95% in 2030 and 2.6% in 2035 (Argus, 2025).

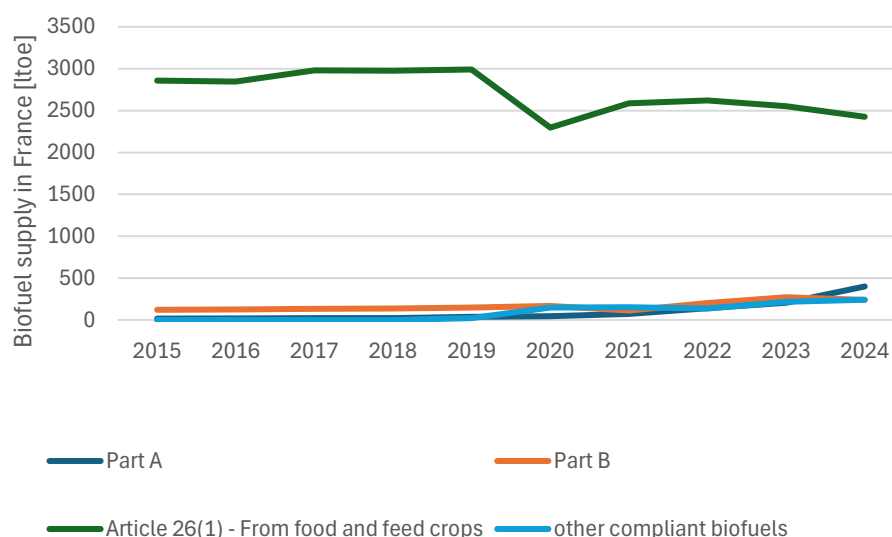


Figure F.9: Biofuel supply in France

¹⁶ See [Lancement de la consultation sur le projet de mécanisme incitant à la réduction de l'intensité carbone des carburants \(IRICC\) | ministère de l'Économie des Finances et de la Souveraineté industrielle et énergétique](#)

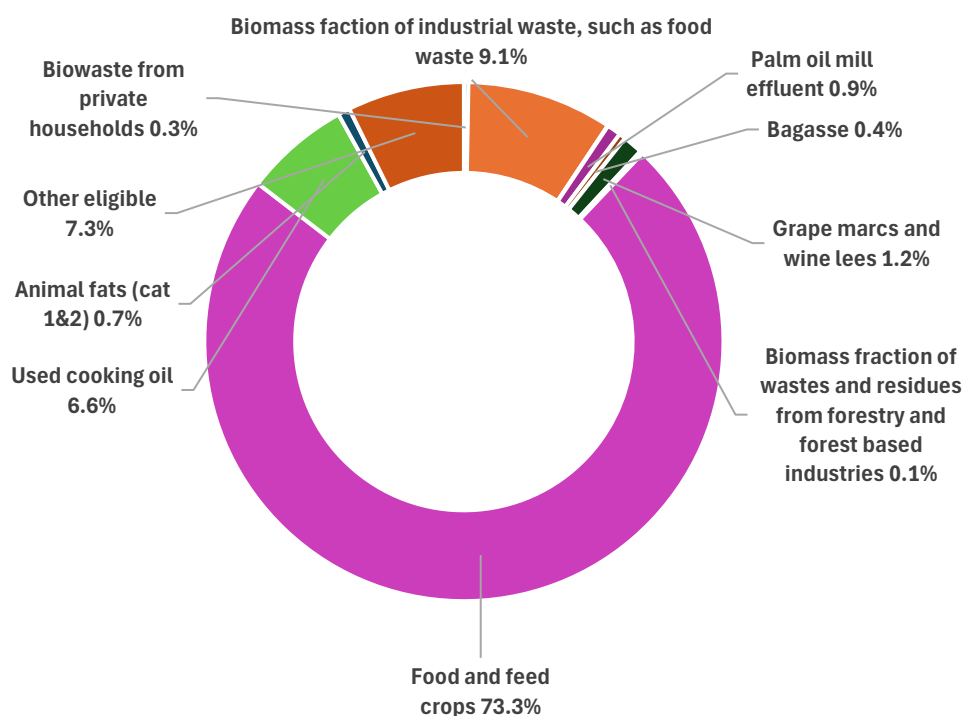


Figure F.10: Distribution of biofuel supply based on the feedstock categories in 2024

Fiscal incentives:

- › Formerly the TGAP, TIRUERT is a tax advantage system tied to renewable energy in transport. Operators who meet the blending quotas could reduce their tax obligation. This includes using biofuels or renewable hydrogen. Advanced biofuels benefit from double counting in the incentive tax, effectively doubling the excise relief compared to conventional blends.
- › France launched a €900 million state aid scheme, approved under EU Temporary Crisis & Transition Framework, to support biomass and renewable hydrogen in energy and transport. Under this measure, the aid will take the form of direct grants, covering part of the eligible investment costs.
- › A €1.5 billion biomethane investment scheme, approved by the European Commission, uses 15-year contracts for difference to support sustainable biomethane production for injection into the gas grid. The schemes align with decarbonizing the gas grid and enabling use in transport via gaseous fuel but does not target liquid alternative fuels.

Appendix G

GHG intensity reduction obligations for transport sector

The Ministry of Infrastructure and Water Management (IenW) expanded the obligation for fuel suppliers to include deliveries of fuels to multiple transport sectors. This means that the obligation for fuel suppliers applies to companies that supply fuel to the following sectors:

- › Land (road vehicles, rail vehicles, mobile machinery, and stationary installations).
- › Inland shipping (inland vessels).
- › Maritime shipping (sea-going vessels).

Following table introduces the GHG intensity reduction obligations for each transport sector, with details on the role of various renewable fuel options (NEA, 2025)¹⁷

Table G.1: Obligations for inland transport, excluding inland shipping (road transport, non-road machinery and aril transport)

	2026	2027	2028	2029	2030
Total	14.4%	16.4%	22.8%	24.8%	27.1%
	Use of ERE from other sectors is not permitted in this sector.				
ERE-Conventional (supply of biofuels from food and feed feedstocks)	Max. 1.2%				
ERE-IX-B (supply of biofuels from waste oils and fats from Annex IX-B of RED)	Max 4.3%				
ERE-Advanced (supply of biofuels from waste streams listed in Annex IX-A of RED)	Min. 3.1%	Min. 4.5%	Min. 5.9%	Min. 7.3%	Min 8.8%
ERE-renewable fuels* (supply of RFNBO) (E-fuels, hydrogen)	Min. 0.05%	Min 0.06%	Min. 0.36%	Min 0.77%	Min. 1.07%
ERE-electricity (supply of electricity to transport)	No minimum/maximum supply of ERE-electricity				
ERE-other (supply of biofuels from other feedstocks than above mentioned)	No minimum/maximum supply of ERE-other				
* The sub-target for RFNBOs can also be fulfilled with units from the refinery route (RAREs). The sub-target for RFNBOs will be increased by 2 PJ at the national level due to a commitment made during the legislative process. At a later stage, it will become clear how this will be translated into annual reduction targets for the					

¹⁷ Brandstoftransitieverplichting | Nederlandse Emissieautoriteit

RFNBO sub-target in each sector. What is already clear is that the increased RFNBO target cannot be fully met with RAREs.

Table G.2: Obligation for maritime shipping

	2026	2027	2028	2029	2030
Total	3.6%	4.8%	5.9%	7.1%	8.2%
Of which from other sectors than inland shipping	max. 1.1%	max. 1.5%	max. 1.8%	max. 2.2%	max. 2.5%
	Use of ERE from other sectors is not permitted in this sector.				
ERE-Conventional (supply of biofuels from food and feed feedstocks)	Use of ERE-conventional is not permitted				
ERE-IX-B (supply of biofuels from waste oils and fats from Annex IX-B of RED)	Use of ERE-IX-B is not permitted				
ERE-Advanced (supply of biofuels from waste streams listed in Annex IX-A of RED)	No minimum limit				
ERE-renewable fuels* (supply of RFNBO) (E-fuels, hydrogen)		Min 0.02%	Min. 0.08%	Min 0.16%	Min. 0.32%
ERE-electricity (supply of electricity to transport)	No minimum/maximum supply of ERE-electricity No use of ERE-electricity from other sectors is permitted				
ERE-other (supply of biofuels from other feedstocks than above mentioned)	No minimum/maximum supply of ERE-other				
* The sub-target for RFNBOs can also be fulfilled with units from the refinery route (RAREs). The sub-target for RFNBOs will be increased by 2 PJ at the national level due to a commitment made during the legislative process. At a later stage, it will become clear how this will be translated into annual reduction targets for the RFNBO sub-target in each sector. What is already clear is that the increased RFNBO target cannot be fully met with RAREs.					

Table G.3: Obligations for inland shipping

	2026	2027	2028	2029	2030
Total Of which from other sectors than inland shipping	3.8% max. 0.8%	5.1% max. 1.0%	7.6% max. 1.5%	10.2% max. 2.0%	14.5% max. 2.9%
ERE-Conventional (supply of biofuels from food and feed feedstocks)	Use of ERE-conventional is not permitted				
ERE-IX-B (supply of biofuels from waste oils and fats from Annex IX-B of RED)	Max. 11.1%				
ERE-Advanced (supply of biofuels from waste streams listed in Annex IX-A of RED)	No minimum limit				
ERE-renewable fuels* (supply of RFNBO) (E-fuels, hydrogen)	Min. 0.02%	Min 0.04%	Min. 0.09%	Min 0.17%	Min. 0.34%
ERE-electricity (supply of electricity to transport)	No minimum/maximum supply of ERE-electricity No use of ERE-electricity from other sectors is permitted				
ERE-other (supply of biofuels from other feedstocks than above mentioned)	No minimum/maximum supply of ERE-other				
* The sub-target for RFNBOs can also be fulfilled with units from the refinery route (RAREs). The sub-target for RFNBOs will be increased by 2 PJ at the national level due to a commitment made during the legislative process. At a later stage, it will become clear how this will be translated into annual reduction targets for the RFNBO sub-target in each sector. What is already clear is that the increased RFNBO target cannot be fully met with RAREs.					

Appendix H

Policy assessment: US, Brazil and India

The US (IEA Bioenergy Country Report USA, 2024)

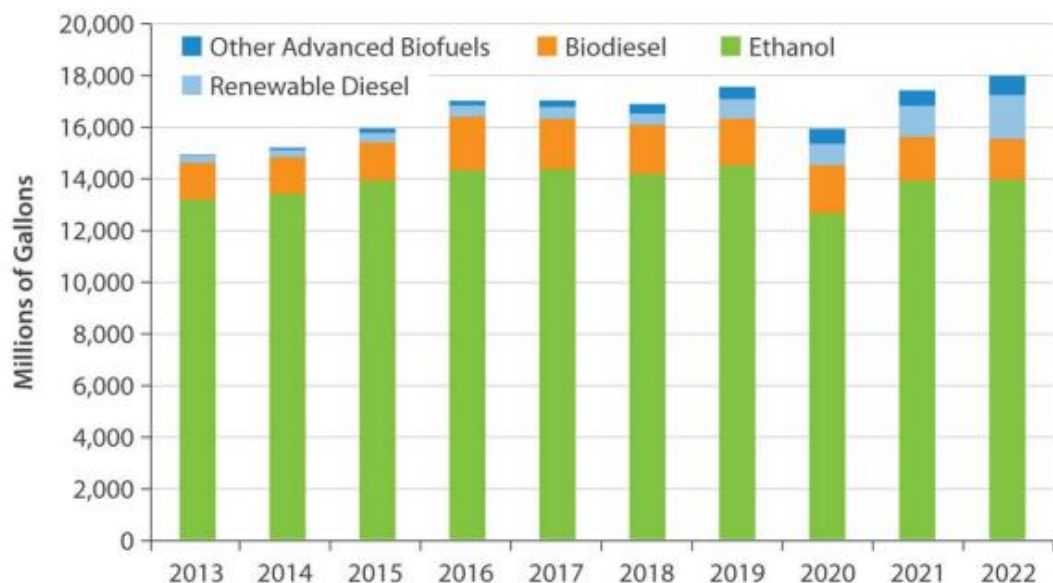
The United States supports biofuels through a mix of financial incentives, standards, and research programs. The most important law is the Renewable Fuel Standard (RFS), which requires fuel suppliers to blend renewable fuels into gasoline and diesel. It sets specific volume-based quotas for advanced biofuels like cellulosic ethanol and biodiesel, based on lifecycle greenhouse gas emissions.

Figure H.1 illustrates the U.S. biofuel consumption between 2013 and 2022. In this graph, the “other advanced biofuels” category covers among many other options, also cellulosic ethanol. Within this category, renewable natural gas (RNG) was the dominant fuel. RNG qualifies as a cellulosic biofuel under the Renewable Fuel Standard and has been the main contributor to this fuel category (Moriarty, 2024) (ERA, 2023). In 2022, 4% of domestic ethanol production was from cellulosic biomass (Moriarty, 2024); (RFA, 2023) (RFA, 2023). The 4% cellulosic biomass was derived entirely from add-on processes at existing conventional ethanol plants that extract the nonedible corn kernel fibre, which is designated as a cellulosic feedstock under the RFS.

Thus, the impact of RFS in bringing innovations into the market has been limited. Even with high expectations, cellulosic biofuels have not scaled up commercially. Actual production has often been below the targets. When supply or infrastructure was not enough, the Environmental Protection Agency (EPA) used waivers to lower the targets. This sometimes reduced the pressure to innovate.

(Brown, 2019) examined why the biofuels mandate failed and found that the main reasons were an unfavourable financial climate and policies that increased uncertainty for producers. Pioneering plants struggled with poor returns and low technological readiness. In addition, inconsistent policy enforcement and resistance from obligated blenders caused RIN price swings. These issues, combined with government actions¹⁸ that unintentionally increased investment risk and market challenges such as low oil prices, discouraged the development of cellulosic biofuel capacity.

¹⁸ Instead of liquid cellulosic biofuels, the cellulosic component of the RFS2 mandate has been either waived or partially met by liquid natural gas (LNG) or compressed natural gas (CNG) production. These gases are produced from captured gas from landfills, municipal wastewater treatment facilities, and agricultural livestock manure



Data for advanced biofuels were obtained from the EPA's Public Renewable Fuel Standard data and were based on volume. Other advanced biofuels include biogas, butanol cellulosic diesel, cellulosic gasoline, cellulosic heating oil, naphtha, renewable heating oil, renewable natural gas, and sustainable aviation fuel. This dataset includes small volumes of imported advanced biofuels.

Figure H.1: US biofuel consumption (NREL,XX; original source: ethanol, biodiesel, renewable diesel: EIA (2023a; 2023b; 2023c); other advanced biofuels: EPA (2023a))

The Inflation Reduction Act (IRA), passed in 2022, is an incentive-based policy that works alongside the RFS. It provides tax credits, grants, and funding to make producing and using low-carbon fuels cheaper.

- › Phase 1: IRA kept the Biodiesel Blender Tax Credit (BCT, 40A) at \$1/gal through Dec. 31, 2024. In parallel, it created a separate SAF credit (\$40B) for 2023–2024, paying \$1.25–\$1.75/gal based on lifecycle GHG reductions ($\geq 50\%$). It was not permitted to stack 40B with the BTC on the same gallon. These Phase-1 incentives were transitional to Phase 2(45Z). In practice, this extension favoured SAF from HEFA, supporting existing hydrotreaters and established supply chains. This was because they could easily achieve the CI target.
- › During this Phase 1, the cellulosic ethanol targets were mainly met with RNG as explained above.
- › Phase 2 covers the 2025-2027 period.
- › The IRAs technology-neutral Clean Fuel Production Credit (45Z) started in 2025 and is planned to end by end of 2027. This leaves a narrow window for final investment decisions and financing FOAK lignocellulosic projects, which typically need long lead times.
- › This 45Z credit is tied to lifecycle carbon intensity (CI) of at least 50%. HEFA via fats/oils and crop-based ethanol retrofits could capture this incentive faster than a FOAK lignocellulosic project. Especially, Renewable Natural Gas is recognised as advanced fuel and can substitute the cellulosic ethanol mandate. Through CO₂ capture and/or climate-smart agriculture the CI can be quickly improved, thus competing for the same value.

- As stated, RFS market has shifted towards RNG, not cellulosic ethanol: In practice, the cellulosic (D3) RIN pool under the RFS has been met largely by renewable natural gas (RNG), not by cellulosic ethanol or BtL liquids.
- The separate second-generation biofuel credit (up to \$1.01/gal) expired at the end of 2024; efforts to extend it highlighted the gap and uncertainty as §45Z details lagged.

Other tax credits include:

- Second-generation biofuel producer credit (up to \$1.01 per gallon for cellulosic biofuels). IRA extended this to 2024, it then expired.
- Alternative Fuel Excise Tax Credit (\$0.50 per gallon for qualifying fuels). This applied to certain alternative fuels, such as CNG/LNG, LPG. Thus, it was more relevant for RNG than cellulosic biofuels.

In addition to production and blending support, the USDA and DOE run programs to expand feedstock production, build biorefineries, and fund advanced biofuel research. Grants/loans (USDA/DOE) help demonstrations and pre-FIDs but have been insufficient to overcome techno-economic, feedstock contracting, and offtake risks.

Brazil

Brazil has a long history of promoting biofuels. The country first introduced mandatory ethanol blending into gasoline in the 1970s, eventually reaching a 27% blend rate by 2015. Brazil expanded its policy framework in 2017 with the launch of RenovaBio (Law No. 13,576/2017), a national program designed to reduce the carbon intensity of transport fuels. RenovaBio is structured around annual decarbonization targets, certification of biofuels based on lifecycle emissions, and the creation of CBio credits, which provide financial incentives for low-carbon fuel production. Each year, targets are set for the following year as well as for a ten-year horizon. The policy covers a broad range of fuels, including cellulosic ethanol, sugarcane and corn ethanol, biodiesel, HDRD, HEFA-type SAF, and biomethane (IEA Bioenergy Country Report Germany, 2024).

Brazil has also developed a biodiesel sector and is now the world's third-largest single-country biodiesel market after the United States and Indonesia (USDA, Biofuels Annual—Brazil, 2024). The biodiesel program began in 2005 under the National Program for the Production and Use of Biodiesel (PNPB), which set mandatory blending requirements. The national blend rises from B14 to B15 in March 2025.

Despite Brazil's strong innovation ecosystem, second-generation (2G) ethanol has not yet entered a large expansion phase. Current policies continue to prioritize scaling first-generation production to meet near-term decarbonization needs. However, the policy landscape is evolving. In 2024, the Fuel of the Future Law provided a significant update, setting clear targets for advanced biofuels. It introduced a Sustainable Aviation Fuel (SAF) blending mandate, which will start at 1% in 2027 and increase to 10% by 2037. This law also promotes the integration of green diesel and biomethane into natural gas networks. These measures indicate that Brazil is beginning to move beyond first-generation fuels toward more advanced alternatives.

Figure H.2 shows the biofuel consumption in the country. National consumption patterns show ethanol's central role. Sugarcane remains the dominant feedstock for ethanol, with corn growing in importance. In biodiesel, around 69% of 2023 output came from soybean oil, followed by recycled grease (16%), with tallow, palm oil, and other fats making up the remainder. As of August 2024, Brazil still had no commercial-scale hydrogenated renewable diesel (HDRD) production (USDA, Biofuels Annual-Brazil, 2024).

This figure also shows the cellulosic ethanol (2G) production in the country, which remains relatively small but growing. This ethanol is derived mainly from bagasse, the fibrous residue left after sugarcane is crushed. Most of this production is exported to markets with strong incentives for low-carbon fuels. For 2024, national cellulosic ethanol output is estimated at 51 million litres. Raízen remains Brazil's main 2G producer: its first commercial plant, operating since 2014, has a capacity of 82 million litres per year, and the second plant opened in 2024, bringing total capacity to 164 million litres annually. Between 2024 and 2025, the company plans to add four more plants—each with 82 million litres of capacity—reaching 328 million litres by 2025/26. Looking ahead, Raízen aims to operate 20 plants by 2031 with a combined annual capacity of 1.6 billion litres (Hydroprocessing, 2024). This expansion is driven by strong international demand for low-carbon, waste-based biofuels, especially from Europe, but also from Japan and the United States (Hydroprocessing, 2024).

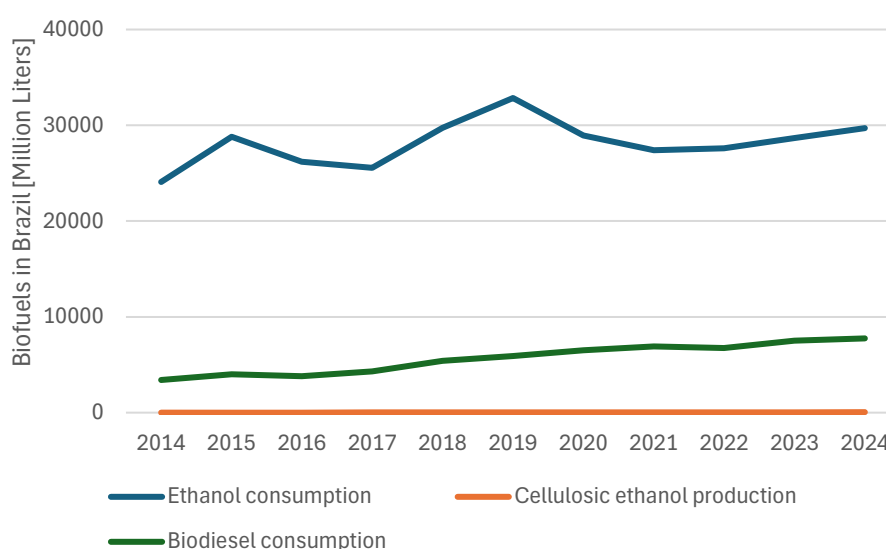


Figure H.2: Biofuel supply in Brazil

Brazil's fuel and biofuel sectors have benefited from extensive fiscal incentives, including subsidies, tax reductions, and exemptions. In 2021–2023, the government granted tax breaks across the fuel sector, with specific exemptions for biodiesel producers and consumers of ethanol. Although federal taxes were restored in 2023, ethanol still benefits from lower rates than gasoline. Beyond taxation, significant public financing is provided through Brazilian Development Bank (BNDES) credit lines, which support biofuel production, logistics, innovation, and environmental performance improvements, including for advanced biofuels.

Raízen did not receive direct public grants; however, it did secure substantial subsidized public loans that significantly reduced financing costs for its capital-intensive 2G ethanol plants. In 2025, BNDES approved a R\$1 billion loan for Raízen's new second-generation ethanol plant. This was offered at interest rates below Brazil's benchmark Selic rate (Valorinvestimentos, 2025). The success of this project is closely related to the abundant supply of sugarcane bagasse concentrated in mills with integrated logistics, the co-location of 2G facilities with existing first-generation ethanol plants, and the ability to establish multi-year purchase agreements with major buyers in Europe and the United States. In Europe, for example, companies such as Shell have entered long-term offtake contracts (Raízen, 2022).

Raízen's long-standing expertise in pre-treatment and process technologies further strengthened its ability to scale cellulosic ethanol production successfully.

India

India's biofuel policy includes the 2018 National Policy on Biofuels and the ethanol blending with Petrol Program. The goal has been to raise the national blending from E5 in the past to E20 in 2025. In India, Oil Marketing Companies are responsible for producing ethanol and supplying blended fuel. The policy allows use of sugarcane juice, molasses, damaged food grains, surplus rice and corn. In addition, India has a 5% biodiesel target by 2020.

Figure H.3 shows the biofuel consumption in India. Ethanol consumption grew rapidly between 2016 and 2025. In 2025, the average blend rate was 19.3%, just short of the E20 target. Biodiesel remains small, with a national average blend rate of 0.7%, which is far from the 5% goal in the country.

Figure H.4 introduces the feedstock composition used for biofuels production in India. Sugarcane, corn, rice and molasses are the main feedstock categories, followed by UCO. None of these are lignocellulosic based.

India has widened support for advanced biofuels through the updated JI-VAN Yojana (2019), scheme and the National Bioenergy Programme (2021–2026), which provide financial support for building commercial-scale biorefineries for second-generation (2G) ethanol and biogas/CBG. A major tool is Viability Gap Funding (VGF), introduced in 2018 and extended to 2028–29. VGF offers fixed funding per project and has supported six commercial-scale and four demo-scale cellulosic ethanol plants.

Measures consist of (Advancebiofuel, 2025):

- › Capital Subsidy: Up to 30% of project cost for biofuel plants, with extra benefits for advanced biofuels and waste-to-energy projects.
- › Tax Incentives: GST exemptions, income tax rebates, and reduced customs duties for biofuel equipment. Carbon credits and green energy certificates reward low-carbon production.
- › Low-Interest Loans: Government-backed loans and guarantees for biofuel producers, plus special financing for farmers and cooperatives supplying feedstock.

To ensure market stability, public sector oil companies sign long-term offtake agreements to buy ethanol from producers. India also uses administered pricing, meaning ethanol procurement prices are fixed by the government.

On aviation, India has set SAF blending milestones for international flights (1% in 2027, 2% in 2028, 5% by 2030) and is encouraging pilot projects with industry partners.

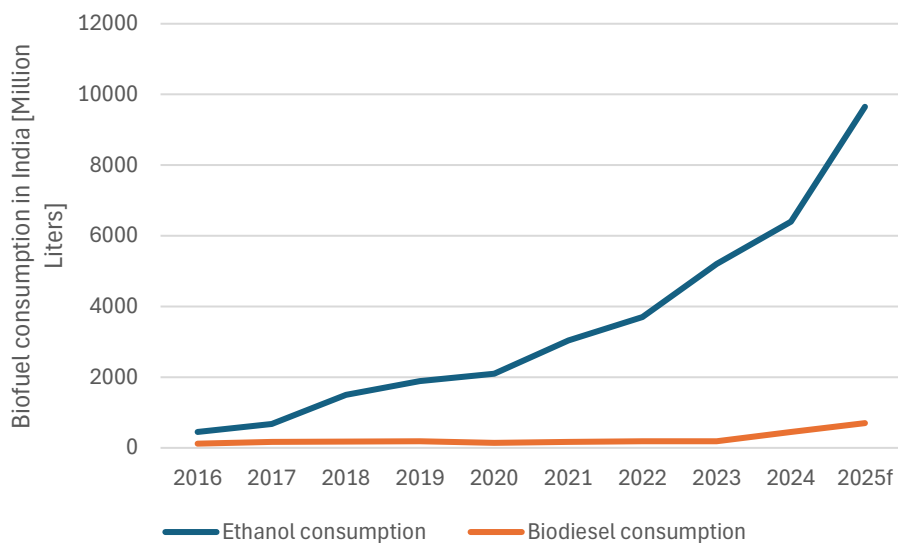


Figure H.3: Biofuel consumption in India (USDA, Biofuel Annual- India, 2025)

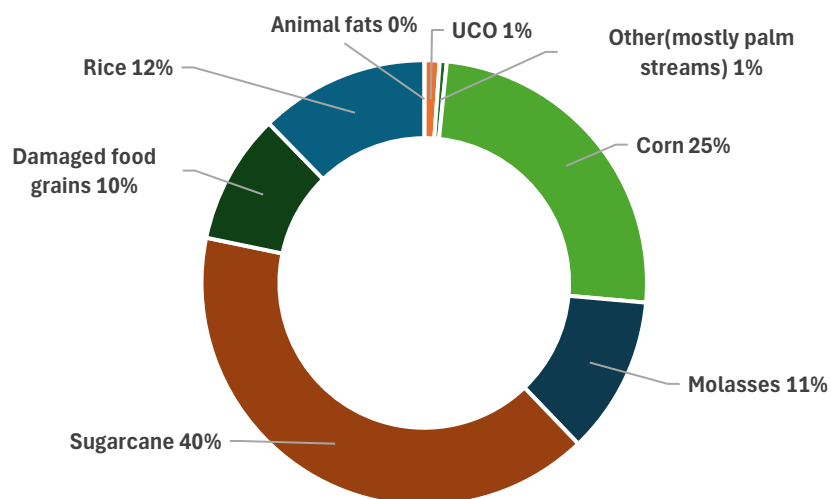


Figure H.4: Feedstock composition used for biofuels production in India (USDA, Biofuel Annual- India, 2025)

Appendix I

Review of key EU-wide financing instruments

EU Innovation Fund

The EU Innovation Fund supports low-carbon technologies, financed through revenues from the EU ETS. It supports innovative projects that can significantly reduce GHG emissions, focusing on sectors like energy-intensive industries, carbon capture and utilisation, carbon capture and storage, innovative renewable energy generation and energy storage. With the revision of the ETS Directive net-zero mobility and buildings are also included. For advanced biofuels Innovation Fund provides funds for first-of-a-kind commercial scale plants and breakthrough technologies, with the ambition to bridge the gap between demonstration and market deployment.

The 2025 annual knowledge sharing report of the innovation fund (EC, 2025) introduces the insights related to the funded projects. By the end of 2024, the Fund project portfolio consisted of 120 ongoing projects and 36 projects reaching financial close. Figure I.1 illustrates the funded projects within the energy-intensive industries. It appears that there are two biofuels and biorefinery related projects in Spain, one in Sweden and two in the Netherlands. Thus, only 4% the total projects (or 10% of the energy-intensive industry related projects) related to biofuels and biorefineries. Among the granted projects, only the one in Sweden is a first-of-a-kind commercial plant and the Innovation Fund grand provided for this plant comprises approximately 2% of the total funding granted under this Fund¹⁹.

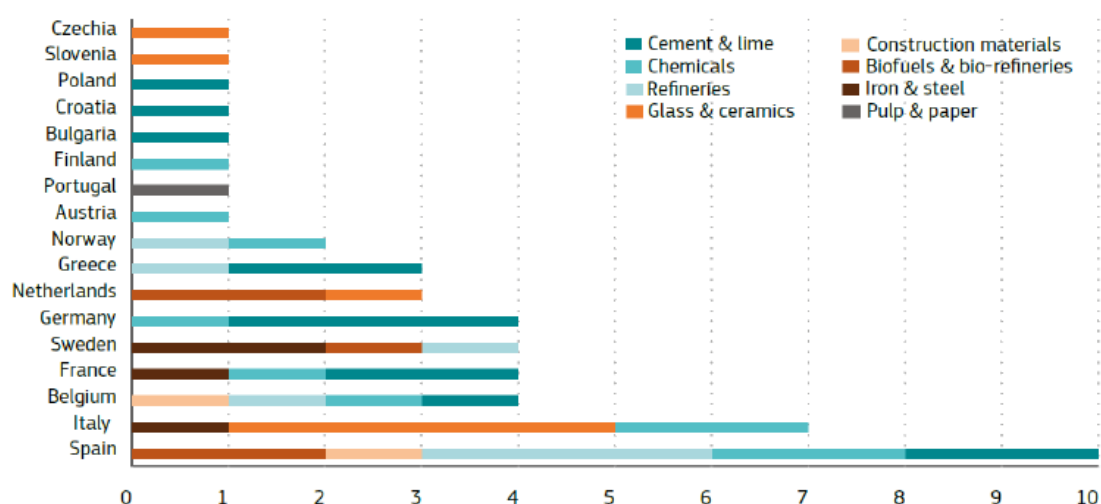


Figure I.1: Funded projects within the energy intensive industry

¹⁹ The total commitment amounted to EUR 7.1 billion (EC,2025)

Biofuel projects funded under Innovation Fund

The Netherlands²⁰

- FirstBio2Shipping (Innovation Fund grant 4.3 million €)
This project aims converting biogas to bio-LNG for shipping sector. While biogas production via anaerobic digestion is already commercial, this project focuses on direct integration of a new cryogenic liquefaction technology to process biogas and convert it into LNG.
- Sol: Sugar Oil as sustainable marine fuels (innovation Fund grant: 4 million €)
Aims to increase the technical maturity of conversion of cellulose to crude sugar oil by means of dilute acid hydrolysis and emulsification of this sugar oil with heavy fuel oil, and scale up this production from 1 kt per annum to 5 kt.

Spain²¹

- W4W project (project cost 7.3 million €; Innovation Fund grant 2.6 million €)
This project aims at biomethane production from landfill gas using an innovative technology.
- LuGaZ3 (Innovation Fund grant: 4.5 million €)
Focuses on biogas and biofertilisers production using local manure and gari-food residues.

Sweden²²

- BioOstrand: Biorefinery Ostrand (Innovation Fund: 166.7 million €)
This is the first commercial scale biorefinery producing SAF and naphtha from solid forestry residues. The project will combine solid biomass gasification and Fischer-Tropsch synthesis, with an electrolyser utilising renewable electricity. The expected entry into operations is 30 June 2029.

Among the new projects that are invited to grant agreement preparation (under Innovation Fund call of 2024), majority relate to biogas and biomethane production using organic waste²³. Only, one of them— Neste SCOOP project in Finland— relates to advanced biofuel production. This project aims to develop a new co-processing technology for crude tall oil, a byproduct from pulp mills, into renewable fuels and chemicals.

These illustrate the very limited contribution of this funding scheme to scaling up advanced biofuels in Europe. The Fund appears to favour large-scale, proven technologies with high technology readiness (TRL 7–8). Technologies such as gasification, hydrothermal liquefaction are either early commercial scale and/or with high technical risk and uncertain economics. This makes them less competitive against mature CCS or hydrogen projects.

Horizon 2020/Horizon Europe (Cluster 5)

Horizon 2020 has been the main funding source supporting advanced biofuels up to 2020. This programme is followed by Horizon Europe programme.

The latest Horizon Europe Cluster 5 call text for 2026–2027 (version May 2025) places strong emphasis on accelerating the deployment of sustainable fuels for hard-to-abate sectors such as aviation, maritime transport, and heavy-duty mobility. It prioritizes large-scale demonstration projects that validate complete value chains—from feedstock sourcing and

²⁰ [101103462.pdf](#)

²¹ [4d94fc84-4ea2-4404-bee2-01d7a27d4c3c](#) en; [101157027.pdf](#)

²² [101132801.pdf](#)

²³ Biomethane production from organic waste in Norway, greenfield biogas production in France, biomethanol production from organic waste in Denmark.

conversion technologies to upgrading and end-use integration. The ambition is to move technologies from pilot scale (TRL 5–6) to first-of-a-kind industrial deployment at TRL 7–8. This represents a significant change from the previous programmes, which funded pilot-level topics (such as CL5-2024-D3-02-01/06 with 50% funding) and focused more on early-stage technology validation without explicit commercialization or finance-readiness requirements.

Invest EU (2021-2027)

InvestEU is the European Union's flagship investment programme (2021–2027), designed to mobilize at least €372 billion in public and private capital—backed by a €26.2 billion EU budget guarantee—to support EU policy goals such as the green and digital transitions, innovation, competitiveness, and cohesion. It is organized into four policy windows—Sustainable Infrastructure, Research, Innovation & Digitalisation, SMEs, and Social Investment & Skills—with dedicated support for green-energy projects, including advanced biofuels and renewable fuels.

While this instrument appears a strong horizontal guaranteed instrument, there is no dedicated window or ring-fences risk-sharing for advanced biofuels FOAK plants.

Sustainable Transport Investment Plan (STIP)

The Sustainable Transport Investment Plan (STIP) is a new EU-plan, adopted on 5 November 2025, to speed up clean fuels for aviation and maritime sectors. It will offer €2.9 billion between 2025 and 2027 from Horizon Europe (~€133m), the Innovation Fund (€153m e-aviation; €293m maritime), InvestEU (~€2bn), and the European Hydrogen Bank (€300m for SAF/SMF hydrogen production). The goal is to produce about 20 million tonnes of sustainable fuels by 2035. This includes 13.2 million tonnes of (advanced) biofuels and 6.8 million tonnes of e-fuels to meet ReFuelEU Aviation and FuelEU Maritime mandates. Figure I.2 illustrates the design of the STIP.

While the volumes mentioned for biofuels appear larger, the key actions to boost investments appear to focus mainly on e-SAF production. Moreover, there is no clear definition of these biofuels nor a reflection to the advanced biofuels from lignocellulosic feedstocks

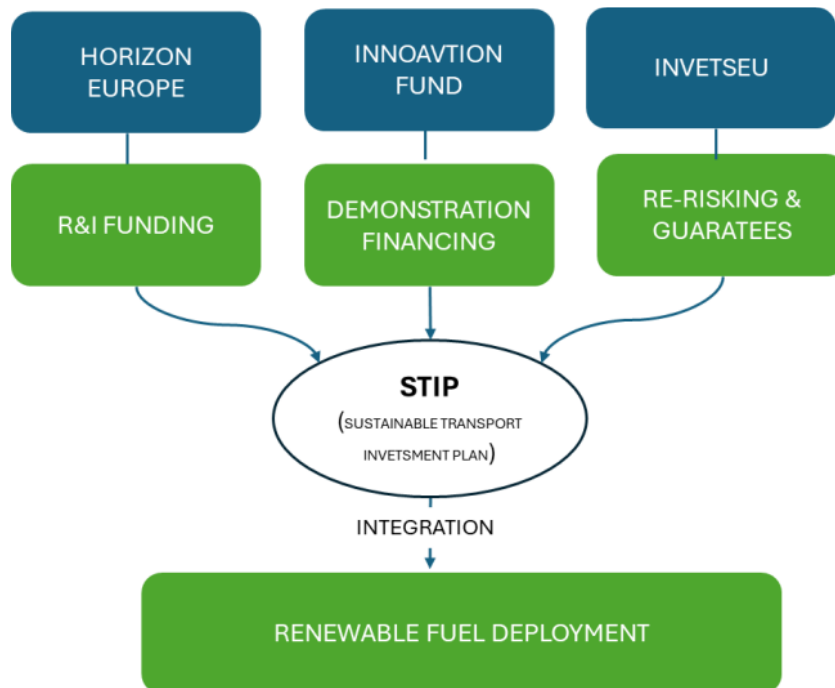


Figure I.2: Illustration of the newly designed STIP

Additionally, the commission indicates launching a pilot project ‘eSAF Early Movers Coalition’ with committed member states will be launched by the end of 2025. It aims to bring together at least 500 million €. The Commission also indicates a need for intermediary mechanisms in the EU that connects fuel producers and suppliers. Such a system will give price certainty and de-risk investment. This appears to be a double-sided auction for e-SAF, which is a market design where both buyers and sellers submit bids/offers, and a market intermediary matches them to determine transactions. The fuel producers and suppliers submit offers indicating the minimum price they need to produce and supply SAF. Consumers, thus airlines, submit bids indicating the maximum price they are willing to pay for SAF. The intermediary then clears the market by matching bids and offers, using a uniform clearing price or pay-as-bid approach (see Figure 4.6). The EU H2Global initiative uses a similar double-auction model, with long term purchase agreements with producers and short-term sales to consumers to accelerate green hydrogen projects. There is a recommendation to design such an auction for renewable fuels for the maritime sector (Beroske, et al., 2025).

Double-Sided Auction

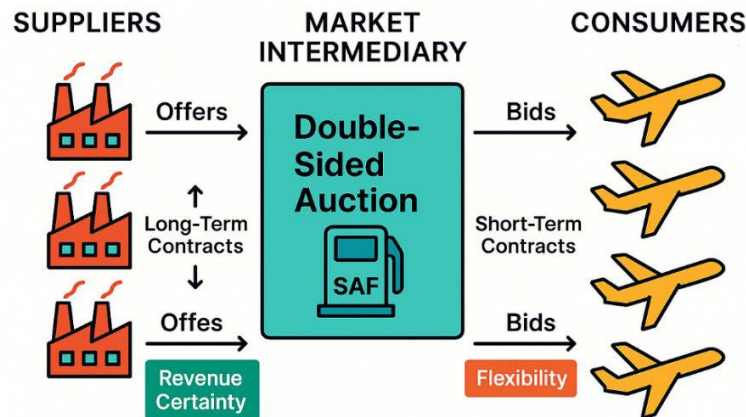


Figure I.3: Simplified illustration of a double-sided auction mechanism

The STIP design leans heavily towards e-fuels. There is no explicit investment plan or earmarked risk-sharing for advanced biofuels. In their response, IATA refers to this and highlights that the plan still underestimates biofuels' regional feedstock potential and overly prioritises e-SAF₇.

Like e-fuels, advanced biofuels face high upfront costs and uncertain demand. A regional auction could aggregate demand from airlines, shipping firms, and fuel suppliers. Different than the e-fuels advanced biofuels rely on varied feedstocks, which differ by country. This may further complicate such a mechanism. In addition, the risk of limited advanced biofuel production facility at scale may create some issues. The feedstock complexity can be addressed by standardisation of feedstock commodities. In addition, regional clusters and logistics hubs can help solving this issue.

Appendix J

Financing landscape for advanced biofuels projects

Large-scale infrastructure projects, as with advanced biofuels projects in the Netherlands, are typically financed through three main funding streams i) equity, ii) debt, and iii) government subsidies and grants.

The type of funding and financier most suitable for a project evolves based on the stage of technology development and as the commercialization stage is neared, also based on the stage of project development and the type of project developer. Early-stage technology faces high technical and scale-up risk with limited revenue potential. In contrast, technologies applied in commercial scale projects typically face reduced technology uncertainty and offer opportunity for revenue generation.

As presented in Figure J.4, financing advanced biofuel projects involves complex capital stacks that evolve over time with technology maturity and scale.

- › In the early R&D and piloting stages (TRL 1–6), projects rely almost entirely on public grants and subsidies, high risk private capital (such as angel investors, venture capital), and high-risk public capital regional development funds (ROMs) as revenue visibility is low and technology risk remains high. Debt financing is typically inaccessible at this stage.
- › During the demonstration phase (TRL 7–8), investment requirements increase sharply. Improving commercial visibility begins to attract private equity infrastructure funds, strategic corporate investors, and impact-oriented debt providers. Public institutions like InvestNL, ROMs, or the European Investment Bank (EIB) may be involved in co-financing demonstration projects to share risk.
- › At commercial scale (TRL 9), financing shifts to large-scale institutional capital and project finance structures. Projects are typically funded through a mix of equity (from private equity infrastructure funds, pension funds, and large asset managers) and debt (from commercial banks and credit funds). Debt structures can include senior loans and credit funds providing a wider variety of debt instruments, including mezzanine and junior debt.



Figure J.4: Overview of debt and equity financiers per TRL category

7.1.1 Financing characteristics across technology stages

Early Research & Development: TRL 1-3, €50k–€1m

During early-stage R&D and proof-of-concept development there is limited visibility on technology success potential and future revenue streams. The funding available in this stage is mainly philanthropic grants, public and private research grants, and R&D-gear equity. Equity investment may come from angel investors or ROMs that aim to stimulate local economic growth and innovation. Debt funding will generally not be accessible during this stage due to the absence of revenue streams and the high-risk profile associated with R&D.

Piloting: TRL 4–6, €1m–€10m

Capital requirements grow and substantial technology uncertainty remains in the piloting stage where the technology is continuously tested within an integrated system. Equity investors, given their high-risk appetite, will remain the principal investors at this stage. Alongside angel investors and ROMs, venture capital will likely become active to target high-risk/high-reward opportunities in promising technology companies. Public-funded venture capital entities, namely InvestNL in the Netherlands, may provide equity funding for initiatives key to innovation and supply chain development in the local system. Debt funding will still be limited in this stage because of high risk and uncertain cash flows.

Demonstration: TRL 7–8, €10m–€50m

In the demonstration stage for larger-scale testing and proof of commercial readiness, investment requirements grow, risks remain high, but visibility on potential revenue streams improves. Equity investors expand to include private equity funds. Strategic investments from large, incumbent energy companies seeking early positioning in new markets may also be observed. ROMs and state-funded venture capital funds may co-invest alongside other investors to reduce investment risk for commercial parties. Debt funding may start becoming available from specialised debt providers able to take on risk-bearing investments, typically with a higher return outlook. This may include impact-oriented private debt funds, venture debt providers, or specialised debt funds.

) Commercialization: TRL 9, €50m+

At full commercial scale, projects require large-scale financing in the range of €50 million – >€1 billion. For the purposes of this study, specific focus is placed on the move from TRL7-8 demonstration to TRL9 commercialization. For many advanced biofuel value chains, such as gasification followed by downstream synthesis or lignocellulosic ethanol production, this transition will result in first-of-a-kind (FOAK) commercial-scale projects. This phase carries significant investment requirements and high risk, creating challenges for investing in scaling advanced biofuels projects.

The development of a commercial-scale facility can be segmented into three phases – pre-development, construction, and ramp-up and operations.

-) Pre-development:** Includes initial preparation activities like site identification, feasibility studies, front-end-engineering-design (FEED) studies, permitting applications, and generally concludes with Final Investment Decision (FID).
-) Construction:** Includes activities like site preparation, installation and connecting of mechanical and electrical equipment, commissioning and start-up, and generally concludes with mechanical completion and handover.
-) Ramp-up and operations:** Includes performance testing and optimization in the initial stages until the facility is running at the desired full load hours. In the later stages, this phase revolves more around general plant maintenance.

The financing strategies for each of these stages will vary based on the type of project developer, where project developers in this study, as aligned with a recent study by the EIB (EIB, 2024), are categorised as either strategic or independent. These different financing strategies are illustrated in figure 6.2. Strategic developers are larger incumbent and corporate players (like oil and gas majors and large energy companies), and independent developers are smaller companies and newer entrants to the biofuels market.

Strategic developers are more likely to focus on conventional technologies (like HEFA and FAME) that align with their current business offering and existing assets. These technologies are typically associated with lower risk and already proven at scale. Strategic developers often use their operational cash flows or raise corporate finance to develop these projects.

Independent developers focusing on novel, advanced technologies are faced with higher risks for developing FOAK facilities. FOAK advanced biofuel projects are characterized by high capital intensity, uncertain cash flows, and unproven operating performance. These projects typically require a project finance approach, which is accompanied by complex, and often unfeasible, risk allocation requirements to improve certainty on cash flows and reduce project risk. Consequently, this leads to challenges in accessing financing at scale.

Corporate Finance - Debt on a corporate level relies on the company balance sheet for repayment, thereby based on existing financial capacity and company assets which can be used as collateral for the loan. Corporate finance includes loans from large lenders or green bonds issued by the project developer. Corporate level debt is more applicable to established, strategic developers who already have strong balance sheets.

Project Finance - Debt on a project level relies only on the cash flows of the project for repayment. This is therefore non-recourse or limited recourse, as only the project assets can be used as collateral for the loan. Project finance is considered “off balance sheet”, as collateral is ringfenced to the project, thereby protecting the company’s financial reserves and assets. A project finance approach requires a Special Purpose Vehicle (SPV) structure to separate the project’s assets, cash flows, and collateral from the parent company. The SPV acts as a standalone legal “container” for the project. Financing, contracts, and guarantees are all conducted at the SPV level for project finance. Project finance is mainly provided by large lenders and is more applicable to independent developers without established balance sheets.

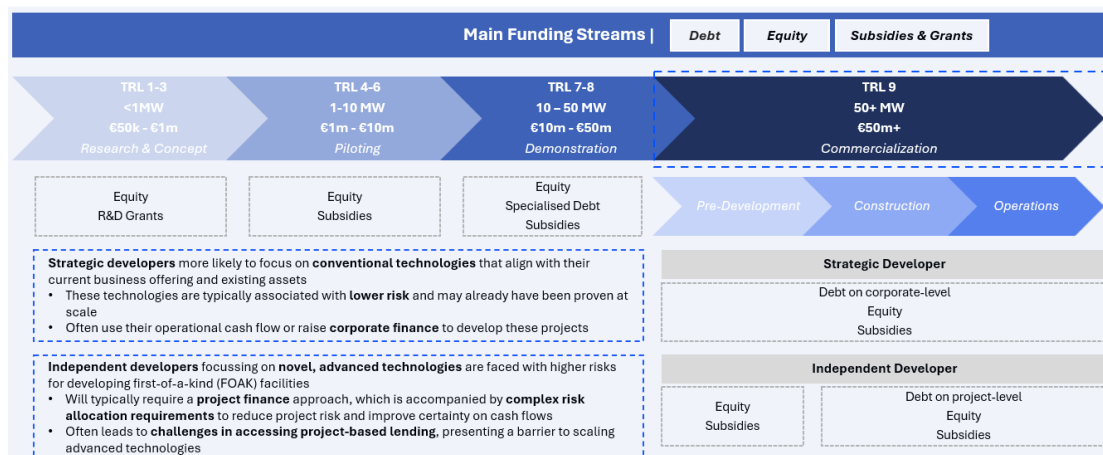


Figure J.5: Overview of financing strategies for different types of project developers

7.1.1.1 Financing for commercial plants

Pre-Development Phase

Pre-development stage activities are essential to the development of the project, but do not yet generate any cash flow. The funding required for this phase can be significant for advanced biofuels projects, where FEED studies can be in the range of €50m. Obtaining external financing at this stage is challenging, as investors are required to provide upfront capital when the project is still highly uncertain. Moreover, pre-development capital is spent on studies and permit applications, rather than physical assets. This results in little or no collateral for investors or lenders to fall back on in the event of project failure.

Pre-development funding is primarily raised on a corporate/company level. Strategic developers finance pre-development activities from their balance sheet via corporate finance loans or corporate bonds, as well as from existing cash flows. Independent developers do not have significant operational cash flows or strong balance sheets that allow for access to corporate finance. This creates the need to attract external financiers for this phase. They are often required to sell stakes in their company to obtain equity financing for this phase. The pre-development phase typically ends when the Final Investment Decision (FID) is taken.

This marks the point at which project developers, project sponsors, and financiers commit to funding and constructing the facility.

Construction and Operations Phases

Commercial-scale advanced biofuel projects require significant capital for the purchase and installation of equipment. Project developers may seek large-scale and lower cost financing for the construction phase. Alongside equity, debt from commercial and public lenders often plays a role in this phase.

Equity remains important, typically involving larger players like infrastructure private equity funds, institutional players, namely asset managers and pension funds, and strategic corporate investors. Debt can be approached on a corporate or project level. Corporate level debt is more applicable to established, strategic developers who already have strong balance sheets. Debt on a project level is more applicable to independent developers and relies only on the cash flows of the project for repayment. Under conventional a project finance structure, commercial banks and private credit funds play a central role, often supplying up to 50–70% of total capital requirements for mature, proven projects.

Given that many technologies applied for advanced biofuels projects are largely unproven, accessing conventional project finance is challenging.

Energy & Materials Transition

Radarweg 60
1043 NT Amsterdam
www.tno.nl

TNO innovation
for life