



**Eindrapportage Energiemix
studie voor chemiebedrijven,
tankterminals en olieraffinaderijen
in het Haven en Industrieel
Complex Rotterdam**



Eindrapportage Energiemix studie voor chemiebedrijven, tankterminals en olieraffinaderijen in het Haven en Industrieel Complex Rotterdam

Datum: april 2022
Uitvoerders: Deltalinqs en TNO
Auteur: Harry van Dijk

Reviewed door: Stedin (Noud Schoenmakers; Paul Noothout)
Havenbedrijf Rotterdam (Robin Duvaloois, Maike Akkers,
Wilco van der Lans, Ruud Melieste)
Deltalinqs (Alice Krekt, Joyce Conings)

INHOUDSOPGAVE

1.	Leeswijzer en disclaimer: hoe dit rapport te beschouwen?.....	4
2.	Introductie.....	9
3.	Gevolgde aanpak.....	13
4.	Achtergronden van de uitgewerkte scenarios.....	15
4.1	As Is.....	15
4.2	Beschrijving kenmerken Business As Usual (BAU).....	15
4.3	Beschrijving kenmerken Carbon Capture and Storage (CCS).....	15
4.4	Beschrijving kenmerken Waterstof/H ₂	16
4.5	Beschrijving kenmerken elektrificatie.....	17
5.	Discussie van resultaten en gebruik.....	21
5.1	CO ₂ -emissie en totaal energiegebruik.....	21
5.2	Ontwikkeling in de energiemix.....	24
5.2.1	Ontwikkeling in de vraag naar aardgas, stookgas en elektriciteit.....	24
6.	Samenvatting en vervolg.....	27
6.1	Gebruik van de E-mix data.....	27
6.1.1	Knelpunt analyse en ondersteuning netbeheerders.....	27
6.2	CO ₂ abatement curves (zonder gebruikmaking van een model).....	27
6.2.1	BAU CO ₂ abatement curves.....	28
6.2.2	Aanvullende CO ₂ -reductiepaden.....	29
6.2.3	Gevoeligheid voor CAPEX.....	31
Bijlage 1	Energiemix voor de diverse paden.....	34
Bijlage 2	Getallen gebruikt voor CO ₂ abatement curves.....	35

1. LEESWIJZER EN CONCLUSIES

De laatste jaren zijn er diverse studies verschenen die de strategieën van netwerkbedrijven voor de dimensionering van toekomstige infrastructuur ondersteunen. Een voorbeeld is de II3050 studie¹. Deze kijkt naar alle energie gebruikende sectoren zoals bebouwde omgeving, mobiliteit en transport, landbouw en de industrie en biedt een doorkijk naar de toekomst via een aantal high-level scenario's. Recent is er nog een tweede voorbeeld gelanceerd, namelijk de Routekaart Elektrificatie in de Industrie² waarin de mogelijke elektrificatie van industriële processen is geanalyseerd. Ook hier is uitgegaan van een aanpak op basis van algemeen beschikbare data en zijn een aantal ontwikkelingen verder uitgewerkt.

Wat in deze en vergelijkbare studies nog mist(e) is het gezichtspunt en actualiteit van de bedrijven zelf ("bottom-up"). Een complicatie hierbij is dat de actuele data op bedrijfsniveau simpelweg niet zomaar beschikbaar zijn voor dit soort studies vanwege de confidentiële aard. Er bestaan een aantal redenen waarom de industrie zich sinds jaar en dag aan strikte confidentialiteitseisen houdt.

a) Vereiste voor anti-competitie en mededinging (kartelverbod)

Om de consument te beschermen mogen bedrijven zeer beperkt data uitwisselen indien deze mogelijk direct of indirect tot negatieve effecten voor de consument kunnen leiden. Het gaat hierbij om data over maak-kosten, productievolumes, prijzen etc. die, ongewild, kunnen leiden tot informatie over prijsstellingen. Dit alles wordt bewaakt door de ACM.

Dit risico kan worden ondervangen door middel van strenge gedragscodes of aggregatie:

- (i) Brancheverenigingen hanteren strenge gedragscodes voor bijeenkomsten om het risico van ongewild anti-competitief gedrag te minimaliseren.
- (ii) Commerciële benchmarkorganisaties zorgen voor voldoende aggregatie om individuele bedrijven niet traceerbaar te maken. In dergelijke benchmarking speelt onder andere energiegebruik als belangrijk kostenelement een grote rol.

b) Concurrentiegevoeligheid

Naast bovengenoemde juridische aspecten speelt concurrentiepositie ook een rol. Energie is voor veel bedrijven een belangrijke kostenpost en een creatieve oplossing om invulling te geven aan de energietransitie kan een competitief voordeel bieden dat niet per se deelbaar is met andere bedrijven.

c) Externe onzekerheden

Ten slotte is er met name in de energietransitie een onzekerheid over de routes die uiteindelijk gekozen worden. Voorkeursopties van dit moment, kunnen over 5-10 jaar achterhaald zijn. Als bedrijven deze vrijuit en publiekelijk delen, kan dit leiden tot een te beperkte kijk op de toekomst, en een daaruit volgend te restrictief overheidsbeleid. Alternatieve routes die pas later opkomen krijgen dan onvoldoende steun en kansen. Deze onzekerheid is een belangrijke reden om voorlopige plannen niet zonder meer te delen.

Om dit gat te dichten en eveneens het gesprek aan te gaan met individuele bedrijven om gezamenlijk het bekende "kip-ei" dilemma" rondom infrastructuurontwikkelingen te doorbreken hebben Deltalinqs, Havenbedrijf Rotterdam en Stedin in 2019 besloten om een onderzoek uit te voeren naar de mogelijke toekomstontwikkelingen van de energiemix van een groot aantal bedrijven uit het Rotterdamse Haven Industrieel Complex (HIC). De onderzochte bedrijven vertegenwoordigen gezamenlijk meer dan 95% van de CO₂-uitstoot van de Rotterdamse industrie.

De doelstelling hierbij is om, vanuit het gezichtspunt van de bedrijven ("bottom-up"), een beeld te vormen van de toekomstige energiemix, complementair aan de scenario-studies. De energiemix studie levert

¹ <https://www.gasunie.nl/en/expertise/energy-system/ii3050>

² <https://www.topsectorenergie.nl/nieuws/routekaart-elektrificatie-laat-de-grote-potentie-van-elektriciteit-voor-de-industrie-zien>

inzichten in en data over de behoefte aan energiedragers, zodat de netbeheerders (in dit geval Stedin en Tennet) en het Havenbedrijf Rotterdam daar hun strategieën op kunnen afstemmen en om hiermee de dimensionering van de toekomstige energie-infrastructuur mede te helpen faciliteren.

In het proces is zorgvuldig omgegaan met de geleverde energie-data van de 35 deelnemende bedrijfslocaties. De onderzoekers hebben in eerste instantie op deze basis een schematisch beeld van het energiesysteem en de productiefaciliteiten, een aantal transitiepaden per bedrijf gecreëerd. Deze zijn in confidentiële gesprekken met de bedrijven besproken alvorens vastgelegd te worden.

Er is op deze wijze een database aangelegd van de energiemix mogelijkheden van de deelnemende bedrijven die, naast een geaggregeerd beeld van mogelijke collectieve energiemixen van het Haven Industrieel Complex (HIC), tevens een meer granulair beeld kunnen geven van de mogelijke toekomstige energiemixen. Dit laatste is van waarde voor netbeheerders om mee te nemen in hun bespiegelingen. Met de komst van een data safehouse³ in de Rotterdamse haven kan de verkregen informatie confidentieel en veilig worden bewaard en onder voorwaarden gedeeld met partijen die relevant zijn voor effectieve ontwikkeling van de juiste infrastructuur. In het data safehouse, dat in ontwikkeling is in de Rotterdamse haven zullen de data verder worden verwerkt en zo zal het een betrouwbaar platform worden voor uitwisseling van deze data. Dit geldt ook in de toekomst. Via een periodieke update kunnen vervolgens de datasets worden geactualiseerd en ingezet in bestaande modellen die inzichtelijk maken hoe onder diverse scenario's de benodigde infrastructuur eruit zal moeten zien.

Dit rapport biedt een beschrijving van de gevolgde methode en beschrijft op basis van de 35 specifiekere datasets op voldoende hoog niveau een aantal mogelijke energiemixen voor het gehele industrie gebied. Tevens is er – eveneens op hoog niveau en onder strikte aannames – een theoretische analyse gedaan naar de impact van een CO₂-prijs op de economische haalbaarheid van diverse routes. Hierbij moet nadrukkelijk worden gesteld dat deze is gebaseerd op recente energieprijzen (appendix 2) alsmede ingeschatte waarden voor CAPEX en OPEX, die niet berusten op een gedetailleerde engineering studie. Bovendien is er hierbij geen afweging gemaakt over operationele risico's die gepaard gaan met de transitie naar andere energievormen en economische drijvers overstijgen tijdens een beslissing om een route daadwerkelijk te volgen.

Voor een diepere analyse van de resultaten van de energiemixstudie (buiten de scope van dit rapport) is gekozen voor het TEACOS⁴ model. Dit model maakt gebruik van een wiskundige optimalisatie waarbij de totale kosten in het HIC geminimaliseerd worden, om over de gehele tijdshorizon (typisch tot 2050) om een gewenste situatie zoals een nagestreefde CO₂-emissie reductie te bereiken. Dit optimale beeld hangt af van de aangenomen waarden voor beperkingen, energieprijzen, infrastructuur investeringen en investeringen bij bedrijven.

De uitkomsten van het model zullen in 2022 gebruikt worden als ondersteuning van de Cluster Energie Strategie en indicatie van mogelijke knelpunten en de locatie daarvan. Deze kunnen te maken hebben met beschikbare capaciteit of beperkingen in ruimte. De output van het TEACOS model zal een deel van de input vormen voor de netwerkanalyses van de netbeheerders om tot een tijdige en betaalbare infrastructuur te komen voor de toekomstige energiedragers. Hierbij zal naast (jaar)volumen ook rekening gehouden worden met benodigde (piek-)capaciteit. Daarnaast zal er een balans gezocht worden met andere sectoren en internationale mogelijkheden voor invoer en uitvoer.

De ontwikkeling van de jaarvolumes voor de diverse energiedragers zijn afhankelijk van de gekozen decarbonisatieroute. Die keuze zal ongetwijfeld voor een belangrijk deel samenhangen met de kosten van decarbonisatie per ton CO₂. Deze kosten kunnen per bedrijf en/of sector flink verschillen. In dit rapport

³ <https://www.europoortkringen.nl/data-safehouse-pilot-in-rotterdam/>

⁴ TEACOS staat voor Techno-Economic Analysis of Complex Option Spaces

worden de geaggregeerde CO₂ abatement curves⁵ getoond die de verschillen in kosten tussen diverse routes duidelijk maken zonder onderscheid naar bedrijfstype.

De analyses naar de mogelijke ontwikkeling van de jaarvolumes voor de diverse energiedragers gaven een aantal inzichten:

- In algemene termen kan worden gesteld dat op basis van gebruikte aannames bij prijzen voor CO₂ tussen 0 tot 100€/t de economisch interessante maatregelen al tot een reductie van CO₂ emissie kunnen leiden van meer dan 5000 kta.
- De resterende routes worden vervolgens economisch geactiveerd bij CO₂ prijzen van 125-200€ /t voor CCS op de moeilijkere stromen en waterstof en reeds bij 125-150 €/t voor elektrificatie. De elektrificatieroute lijkt dus veelbelovend, maar vereist nog technische ontwikkeling voor hogere temperaturen zoals elektrische fornuizen.
- De bijbehorende energiemixen laten zien dat een verdrievoudiging van het elektriciteitsgebruik als een ondergrens al zeer voor de hand ligt. Indien tevens de hogere temperatuur toepassingen van elektrificatie worden meegenomen in elektrificatie dan is een verzesvoudiging wellicht nodig. Als waterstof een deel van de hoge temperatuursbehoefte overneemt zal er uiteraard wat minder elektriciteit op locatie nodig zijn. Daarnaast zullen er restgassen zijn die niet of moeilijk te verwerken zijn. Deze kunnen eveneens worden ingezet voor hoge temperatuur warmte productie.
- CCS speelt in het HIC waarschijnlijk, vanwege de relatief lage kosten, in ieder geval initieel een grote rol. Tot 2030 is mogelijk collectief al 3000 kt afvang van relatief geconcentreerde CO₂-houdende stromen mogelijk bij diverse bedrijven.
- Daarnaast zal de komst van waterstof vanuit de ruim 3,6 GW aan beschikbare restgassen (gedecarboniseerd via bijvoorbeeld H-vision) een flinke rol kunnen spelen. Deze ontwikkeling zal de CO₂-transport behoefte nog flink verder doen toenemen. Het totale potentieel aan op te vangen CO₂ vanuit restgassen wanneer hieruit CO₂-arme waterstof wordt geproduceerd bedraagt namelijk meer dan 6000 kt. Andere toepassingen van de restgassen kunnen gevonden worden, maar deze zullen aanvullende duurzame waterstof nodig hebben.

Tenslotte, de energiemix data zullen in de nabije toekomst regelmatig worden geactualiseerd met nauwkeuriger informatie vanuit bijvoorbeeld het data safehouse. Deze update zal worden uitgevoerd met inachtneming van confidentialiteitsafspraken met de industrie. Ook kunnen nieuwe projecten zoals H-Vision of grootschalige elektrolyseapparaten, nieuwe industriële activiteiten en additionele infrastructuur relatief makkelijk worden toegevoegd aan het databestand. Voorbeelden hiervan zijn de ontwikkeling van productiefaciliteiten van producten als e-fuels; verwerking van (geïmporteerde) ammoniak, waterstof en/of methanol en scope-veranderingen van bijvoorbeeld de huidige raffinaderijen door de geleidelijk verminderde vraag naar brandstoffen zoals benzine en diesel.

5 Een abatement curve beschrijft de economisch haalbare reductie in CO₂-emissie bij een heersende CO₂ prijs

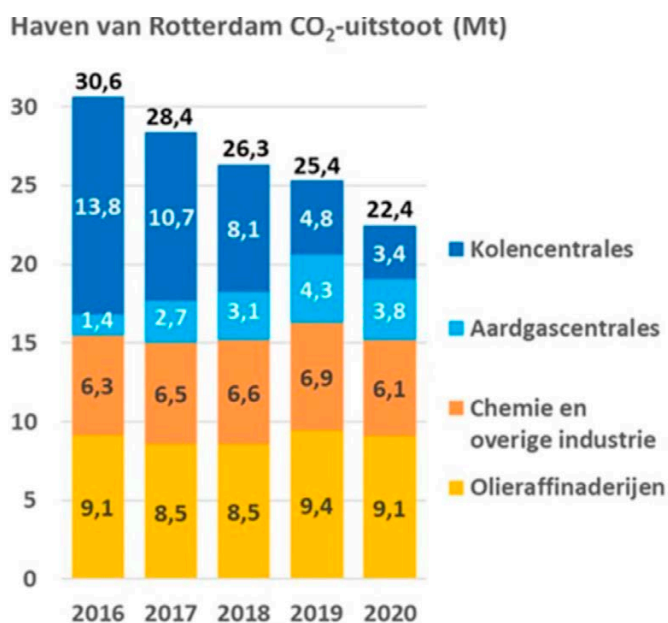




2. INTRODUCTIE

Dit rapport kijkt naar het energie gebruik van het de grootste Nederlandse industrie cluster: het Rotterdamse Haven Industrieel Complex (HIC), dat in de periode 2019-2021 door Deltalinqs samen met TNO in opdracht van Havenbedrijf Rotterdam, Stedin en Deltalinqs is onderzocht. Er is hierbij gekeken naar de verduurzamingsopties van het energiesysteem van in totaal 35 bedrijfssites. Deze sites hebben zich bereid getoond om inzicht te geven in zowel hun recente benodigde capaciteit voor aardgas, elektriciteit, restgassen en stoom, alsmede een high-level inzicht in hun energiesysteem. Met deze bedrijfsgevoelige informatie hebben TNO en Deltalinqs gezamenlijk een aantal transitieopties uitgewerkt.

De 35 onderzochte bedrijven komen uit de sectoren raffinage (6), chemie (17), opslag (5) en biograndstoffen (7) en zijn collectief verantwoordelijk voor ongeveer 15 MT aan industriële scope-1 CO₂-uitstoot. Dit betreft dus bijna de volledige CO₂ uitstoot in de Haven van Rotterdam (exclusief de power sector) in 2020 - zie Figuur 1.



Figuur 1: CO₂ emissie ontwikkeling in het HIC

De studieresultaten zijn na het onderzoek op individuele basis teruggekoppeld aan de individuele deelnemende bedrijven en indien nodig aangepast. Deze op bedrijfsniveau uitgewerkte, bottom-up, transitiepaden werden gedreven door scope-1 CO₂-reductie en betreffen - naast de huidige situatie ("As Is") - de volgende trajecten, die hieronder wat verder zijn beschreven:

- Business As Usual (BAU)
- Carbon Capture and Storage (CCS)
- Waterstof
- Elektrificatie

“Business As Usual (BAU)” vertegenwoordigt de relatief eenvoudige maatregelen die bedrijven zouden kunnen treffen in de komende 5-10 jaar. Voorbeelden zijn energiebesparingen en in sommige gevallen daarnaast bijvoorbeeld afvang van bestaande CO₂-stromen, inzet van e-boilers of warmtepompen. Deze BAU route wordt verondersteld door alle bedrijven gevolgd te worden waarna er vervolgens voor verdere CO₂-emissiereductie nog een aantal paden openstaan. Deze zijn hieronder beschreven.

“Carbon Capture and Storage (CCS)” gaat uit van maximale inzet van amine-units of Pressure Swing Absorbers om CO₂ af te vangen uit diverse gastromen. De zuivere CO₂ wordt vervolgens op druk gebracht voor een transportsysteem (Porthos). Er wordt vanuit gegaan dat op deze wijze ongeveer 90% van de CO₂ uit behandelde stromen kan worden afgevangen en dat de benodigde warmte (via stoom) vaak wordt verzorgd door gasgestookte fornuizen.

“Waterstof (H₂)” veronderstelt dat via koolstofarme dan wel duurzame waterstof de energie voor fornuizen en boilers kan worden geleverd. De verwachting is dat deze route relatief weinig werk aan bedrijfsinfrastructuur vereist omdat deze vaak al voor aardgas of stookgas aanwezig is. De kapitaalsbehoefte wordt dus laag ingeschat.

“Elektrificatie” veronderstelt dat via warmtepompen en e-boilers in een deel van de warmtevoorziening kan worden voorzien. Hier is nog niet gekeken naar elektrische fornuizen omdat de technologie nog in de kinderschoenen staat en er geen investeringsinformatie beschikbaar is. Deze route heeft naar verwachting een grote kapitaalbehoefte voor de infrastructuur en transformatorstations die de kosten van e-boilers minimaal zullen verdubbelen.

De bovengenoemde paden en hun impact op de energiemix worden verder in het document uitgewerkt.





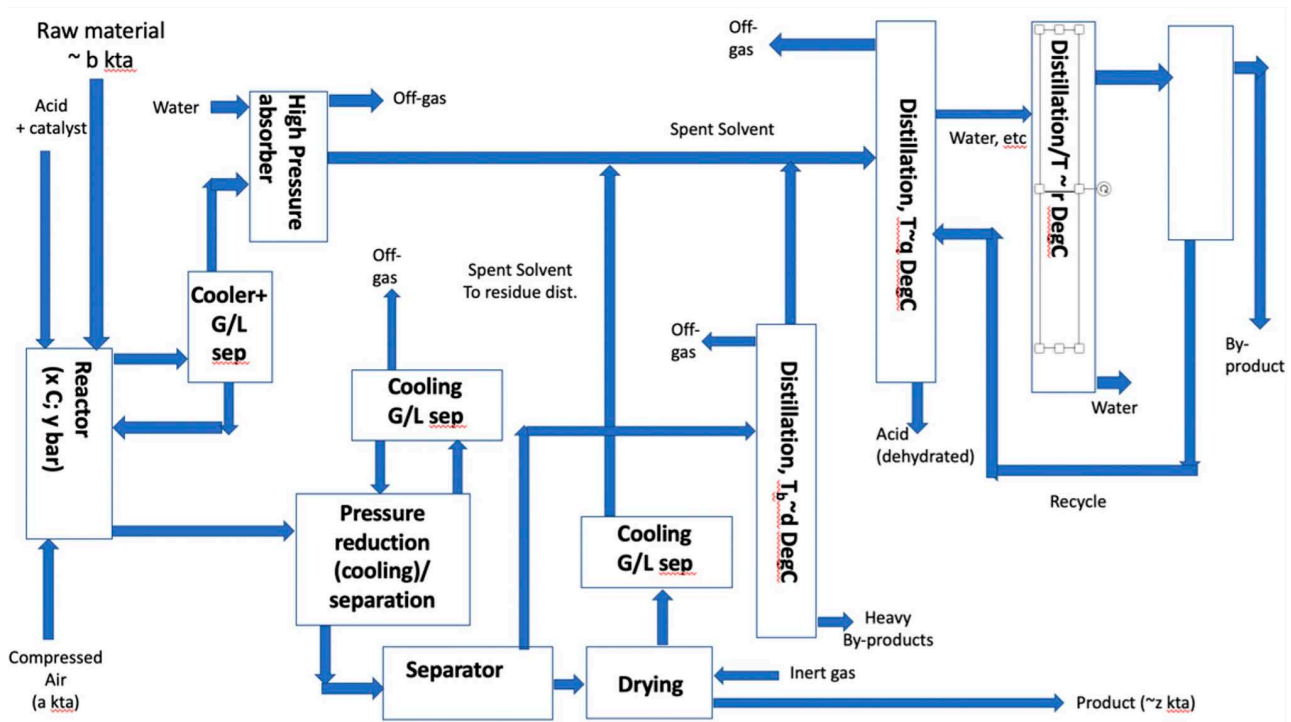


3. GEVOLGDE AANPAK

De deelnemende bedrijven werden benaderd of ze - al dan niet onder een Non Disclosure Agreement (NDA) - mee wilden doen aan de studie. Bij een akkoord werd recente informatie verstrekt over het jaargebruik van aardgas, elektriciteit en eventueel externe stoom of andere bronnen (biogas, diesel, LPG) samen met een lijst van de verbruikers (zoals boilers, fornuizen en WKKs). Het betreft in deze studie dus nadrukkelijk de volumeontwikkeling van de benodigde energiedragers en niet het momentane (uurs-) gebruik (capaciteit).

Om de tijdsbesteding van de bedrijven in de hand te houden werd vervolgens door het uitvoerende team op basis van gesprekken met het bedrijf en via open literatuur (bijvoorbeeld Milieu Effect Rapportages of EPA rapporten) op hoofdlijnen een schema opgesteld van de voornaamste apparaten en operaties zodat de impact van veranderingen in het energiesysteem konden worden ingeschat. Met name de rol van restgassen had hierbij speciale aandacht vanwege het grote aandeel hiervan in de energiemix.

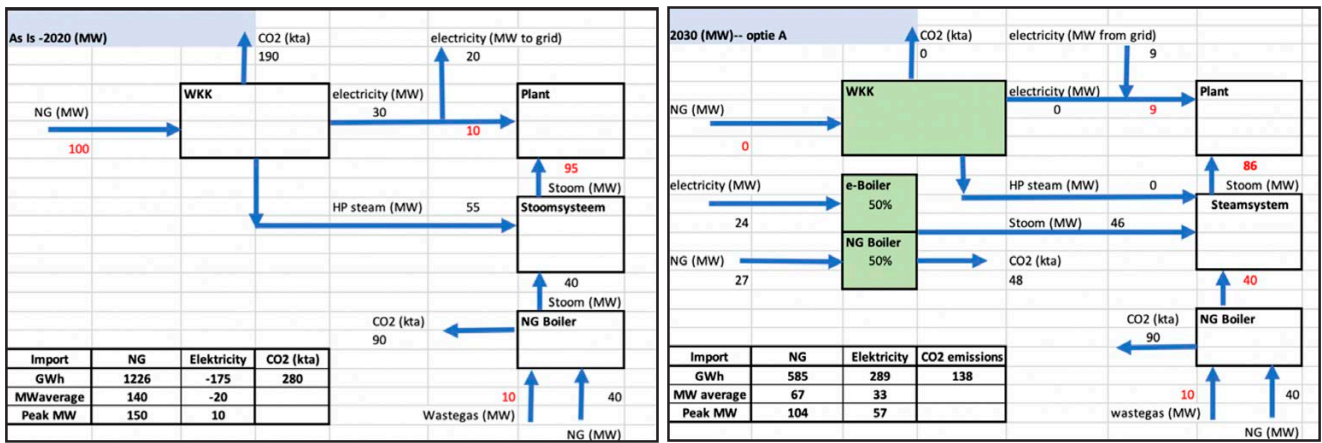
Om een indruk te geven van het detail van de analyses is een fictief voorbeeld van een dergelijk, gesimplificeerd systeem weergegeven in Figuur 2 hieronder.



Figuur 2: Schematische weergave van een fictief productie systeem

Daarnaast werd het energiesysteem (vooral bestaande uit fornuizen, boilers, reactoren, restgas oxidizers en warmtewisselaars) schematisch opgesteld om de impact en onderlinge afhankelijkheid van de diverse decarbonisatie routes weer te geven.

Een, wederom fictief, voorbeeld van een dergelijke schematisch energiesysteemverandering van een huidige situatie naar een toekomstige situatie in een bepaald pad is hieronder in Figuur 3 geïllustreerd. Dit is slechts bedoeld om een indruk te geven van de diepgang van de analyse.



Figuur 3: Schematische weergave van een fictief energie systeem

Na afloop van de evaluatie werden de resulterende energiemixen als benodigd volume voor de diverse uitgewerkte paden samengevat samen met de uitgewerkte resulterende potentiële CO₂-emissiereductie.



4. ACHTERGRONDEN VAN DE UITGEWERKTE SCENARIO'S

4.1 As Is

Dit beschrijft de huidige (in de periode 2018-2020) situatie van de onderzochte bedrijven en de daarbij behorende energie-mix. De energie-gerelateerde data (elektriciteit, aardgas, stookgas, kolen, diesel en stoomimport) zijn samen met een lijst van apparaten die het meeste van de energie gebruiken verzameld. Daarnaast zijn de CO₂-emissies aangegeven. Deze werden in de analyse ook uitgerekend en vormden dus een goede check.

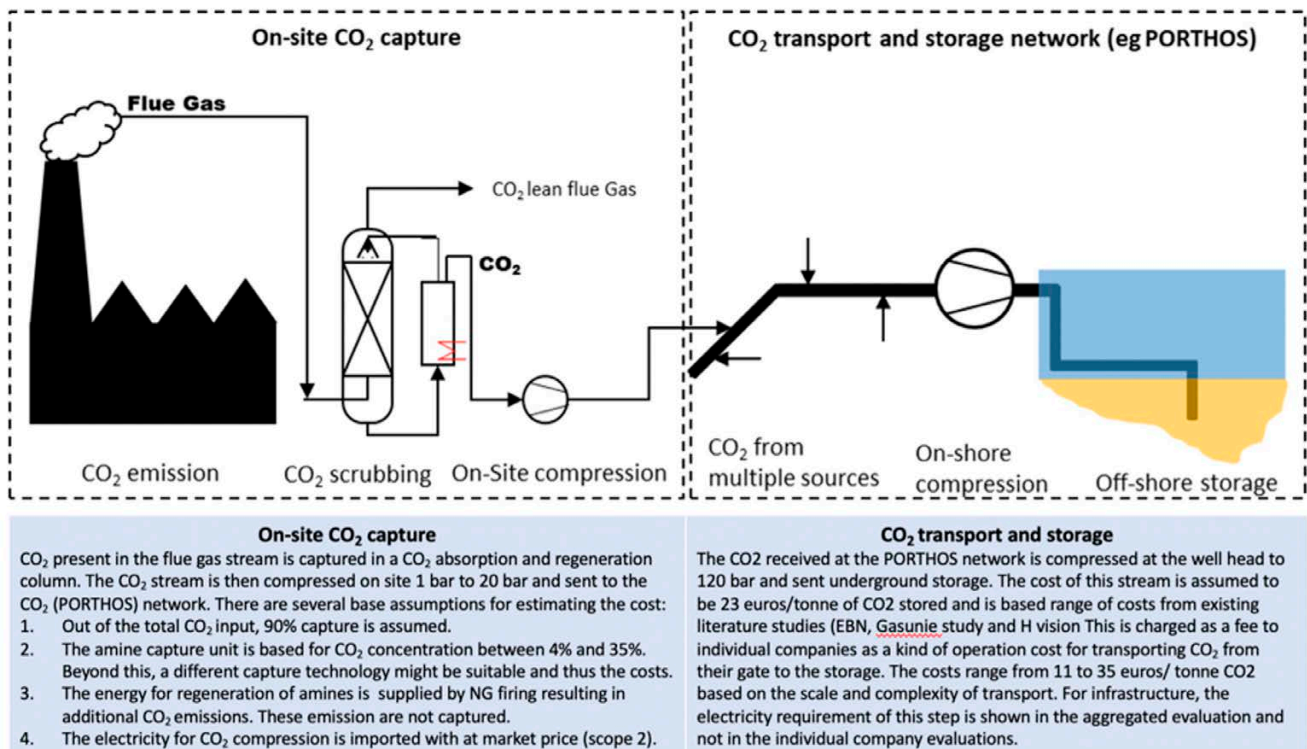
4.2 Beschrijving kenmerken Business As Usual (BAU)

Deze route - die alle bedrijven uiteindelijk worden verondersteld te volgen - betreft de relatief makkelijke en goedkope (per ton vermeden scope-1 CO₂) maatregelen. Hierbij is er onder andere vanuit gegaan dat elk onderzochte bedrijfslocatie de komende jaren tot ongeveer 2030 minimaal 1% per jaar aan vermindering van het energieverbruik zou gaan realiseren – dit is ondanks mogelijke stijging van productie de komende jaren nog steeds redelijk conservatief. Tevens zijn in BAU een aantal voor de hand liggende alternatieve decarbonisatie-opties verondersteld te worden geïmplementeerd, indien van toepassing en duidelijk vanuit de analyse van het schematische productie- en energie systeem. De resulterende energiemix en resterende CO₂-emissies werden vervolgens als basis gebruikt voor de hieronder vermelde vervolgpaden. Voor BAU werd vervolgens een gesimplificeerde inschatting gemaakt van CAPEX en OPEX op basis van een simpele terugverdientijd van 5 jaar, rekening houdend met de financiële voordelen van een verminderd energiegebruik.

4.3 Beschrijving kenmerken Carbon Capture and Storage (CCS)

Na implementatie van BAU blijft er vaak nog een flinke CO₂-emissie over. Soms blijkt deze CO₂ geconcentreerd of zelfs zuiver (zoals in een waterstoffabriek of bij een reeds bestaande amine-unit) en soms is deze verdund zoals in rookgassen uit boilers (typisch 8-10%vol CO₂) of WKK's (minder dan 5%vol CO₂). In de analyse van CCS-kansen wordt voor de niet-zuivere CO₂-houdende stromen de volgende keten gebruikt (zie Figuur 4). Het begint met een amine unit die 90% van de CO₂ bij lage druk afvangt uit de behandelde rookgas stromen (deze bevatten tussen 5% en tot soms zelfs 40% volume aan CO₂). Daarna volgt er een compressie stap die de verzamelde zuivere CO₂ tot 35-40 bar brengt. Door deze compressie wordt het mogelijk om het afgevangen CO₂ te transporteren naar een CO₂-grid (bijvoorbeeld Porthos) mogelijk te maken. Via dit grid kan uiteindelijk de CO₂ na verdere compressie tot 120 bar getransporteerd worden om in oude gasvelden onder de Noordzee te worden geïnjecteerd of verder te worden getransporteerd.





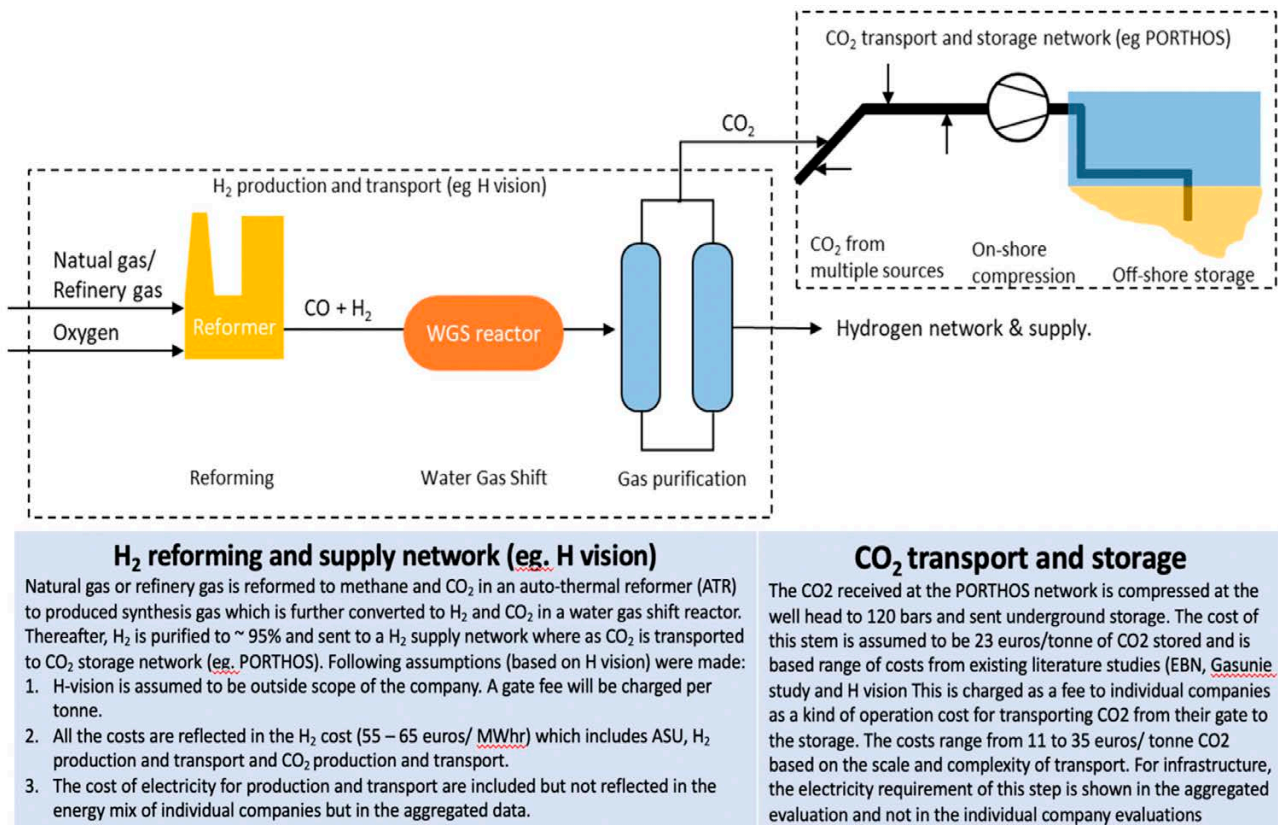
Figuur 4: Schematische weergave van CCS

De CAPEX investeringen van een dergelijke keten zitten vooral in de amine-unit (deze is afhankelijk van het volume van het te behandelen gas en de CO₂ concentratie). Pijpleidingen naar een CO₂-grid zijn hierin niet meegenomen, maar worden verondersteld te zijn gevangen in een Porthos gate-fee van rond 25€/t CO₂ die de kosten van een CO₂-grid moet dekken. De OPEX kosten zitten vooral in amine regeneratiewarmte (3,5 MJ per kg afgevangen CO₂; meestal geleverd via stoom), blowers voor het (rook)gas, pompen voor het circulerende amine, compressoren voor transport van CO₂ naar het grid en operatie en onderhoud van de fabriek.

De vervolgcompressie van 35-40 bar naar 120 bar voor transport naar en injectie in de gasvelden is hier niet meegenomen omdat deze buiten de fabriekspoort plaatsvindt in een speciaal compressorstation. De benodigde CAPEX en OPEX voor dit station is indien nodig op grond van totaal geaccumuleerde afgevangen CO₂ echter goed in te schatten.

4.4 Beschrijving kenmerken Waterstof/H₂

Een alternatieve wijze om CO₂-uitstoot te reduceren is het gebruik van gedecarboniseerde waterstof of waterstof uit elektrolyzers voor industriële warmteproductie. Deze waterstof kan met minimale CO₂-emissie geproduceerd worden uit fossiele bronnen, maar met CO₂-afvang ("gedecarboniseerde fossiele waterstof") dan wel via elektrolyse uit water ("duurzame waterstof"). De gedecarboniseerde waterstof route staat weergegeven in Figuur 5: vanuit aardgas of industriële restgassen kan in een zogenaamde reformer (SMR of ATR) in een chemische reactie met processtoom op hoge temperatuur synthegas gemaakt worden. Dit is een mengsel van CO/H₂. Via een extra reactie in de water-gas-shift reactor kan een deel van de CO nog verder met extra stoom worden omgezet in H₂. Tijdens deze processen komt een deel van de CO₂ vrij in geconcentreerde vorm tijdens het produceren van de CO en H₂, maar ook deels als onderdeel van rookgas uit de fornuizen die worden gevoed door aardgas en restgassen uit het proces. De geconcentreerde vorm is relatief makkelijk te verwerken en te transporteren naar bijvoorbeeld Porthos, terwijl de CO₂ in de verdunde rookgasvorm een amine-unit nodig heeft.



Figuur 5: Schematische weergave van blauwe waterstofproductie

Waterstof als energiedrager leidt tot scope-1 CO₂-reductievermindering doordat het in boilers en fornuizen aardgas en/of restgassen vervangt. Dit laatste levert tevens een baat op omdat de restgassen elders kunnen worden ingezet als grondstof of voor productie van gedecarboniseerde waterstof.

De investeringen voor het gebruik van waterstof op de locaties zijn laag ingeschat, onder de aanname dat bestaande gasleidingen, boilers en fornuizen relatief makkelijk geschikt te maken zijn voor overgang naar waterstof. Een punt van aandacht hierbij betreft de vorming van stikstofoxiden en het effect van de hogere gassnelheden in de leidingen.

Uiteraard is dit een oversimplificatie en heeft het gebruik van waterstof in geconcentreerde vorm impact op bijvoorbeeld vlamtemperatuur en dus gedrag van materialen. Hier wordt door commerciële producenten van branders, boilers en compressoren reeds onderzoek naar gedaan, ook in het kader van WKK's die mogelijk gaan opereren op waterstof om een balancerende rol te spelen voor stabiele elektriciteitslevering.

4.5 Beschrijving kenmerken elektrificatie

Elektriciteit zal in toenemende mate gebruikt worden ter vervanging van (inefficiënte) stoom-gedreven apparaten (bijvoorbeeld compressoren), in elektrische boilers en warmtepompen. Elektrificatie van fornuizen en andere hoge temperatuur-generatie is in deze analyse nog niet meegenomen omdat deze nog vroeg in hun ontwikkelingstraject staan en bijvoorbeeld CAPEX getallen nog erg onzeker zijn. Dit betekent dat de potentiële CO₂-reductie die wordt berekend in deze studie via deze route aan de (te) conservatieve kant zal zijn. Indien er ook hoge temperatuur toepassingen komen kan de benodigde elektriciteitscapaciteit naar verwachting een factor 2 verder toenemen.

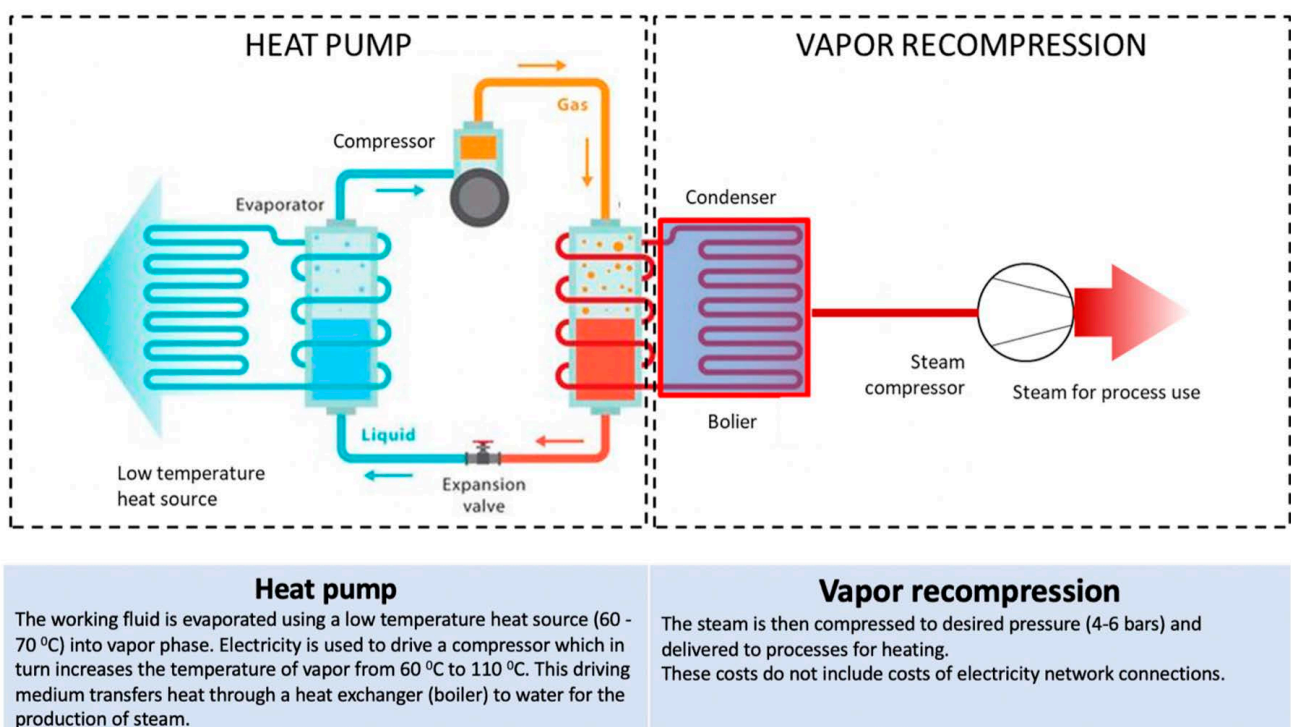
In het geval van elektrificatie van stoom aangedreven apparaten zal er stoom beschikbaar komen voor warmtevoorziening. Deze zal elders op de locatie ingezet worden waardoor aardgas- of stookgasboilers

uitgezet kunnen worden, dan wel beschikbaar komen voor bijvoorbeeld een extern stoomnet.

Elektrische boilers zullen met name (rest)gasgestookte boilers kunnen vervangen waarbij in sommige gevallen de restgassen die anders verstoekt worden vrijkomen. Hiervoor dient vervolgens een oplossing gevonden te worden. Een voorbeeld hiervan is het gebruiken van de restgassen voor de productie van waterstof. Deze kan worden ingezet als brandstof. Hier gaan elektrificatie-, -waterstof en CCS-routes elkaar dus raken. Indien mogelijk kan de restgasstroom wellicht ook worden ingezet als grondstof, maar hiervoor zijn in tegenstelling tot waterstof nog geen concrete routes uitgewerkt.

De laatste energie-efficiënte optie betreft het gebruik van warmtepompen. Dit is vooral interessant voor locaties met een behoefte aan warmte tot ongeveer 150 °C ofwel typisch voor lage druk stoom. Als deze stoom niet vanuit eigen operaties verkregen kan worden door cascade uit hogere procestemperaturen, dan is als voorbeeld een mogelijke configuratie aangegeven in Figuur 6. De beschikbaarheid van lage temperatuur restwarmte van minimaal 80 °C is hiervoor een vereiste. Er zijn zelfs economisch haalbare configuraties in operatie die werken met directe stoomproductie uit een restwarmtestroom op lage druk (bijvoorbeeld 0,2 bar) gevolgd door recompressie van de stoom tot een gewenste operatiedruk en temperatuur.

De CAPEX investeringen voor de diverse elektrificatie opties zijn, net als de OPEX, ingeschat op basis van beschikbare actuele business cases voor e-boilers dan wel warmtepomp- en compressor-berekeningen.



Figuur 6: Schematische weergave van een warmtepomptoepassing



MSA

ENERGY ROTTERDAM



5. DISCUSSIE VAN RESULTATEN EN GEBRUIK

Vanwege de afspraken in de diverse NDA's kunnen individuele resultaten niet zonder toestemming buiten de scope van deze studie worden gebruikt en niet worden gepubliceerd. Het is wèl mogelijk om de resultaten in een geaggregeerde vorm voor alle onderzochte bedrijven weer te geven, rekening houdend met het feit dat de waarden gebaseerd zijn op rekenmodellen van TNO, diverse aannames voor prijzen (zie Bijlage 2) en conceptuele high-level schema's voor processen en energiesystemen. Dit is veel sneller maar minder nauwkeurig dan typische engineering studies die bedrijven laten uitvoeren in de ontwikkeling van projecten.

De geanalyseerde CO₂-emissies zijn voor het overgrote deel scope-1. Dit wil zeggen dat emissies die samenhangen met elektriciteitsgebruik niet zijn meegenomen in de veronderstelling dat deze op den duur uit hernieuwbare bronnen komt. Omdat we bij een significant aantal locaties geïmporteerde stoom als energievorm tegenkwamen, die niet leidt tot scope-1 CO₂ emissies, is in deze analyse een uitzondering gemaakt voor scope-2 emissies vanuit deze stoomimporten (ongeveer 700 kta). Het betreft hier de stoomlevering vanuit grote commerciële power plants zoals bijvoorbeeld Pergen, Enecal, Euregen of Uniper. Het bleek namelijk uit diverse gesprekken dat het gedrag van de betreffende bedrijven om hun stoomgebruik te verminderen mede gedreven werd door scope-2 emissie reductie.

Het is belangrijk te weten dat indien power plants stoom leveren aan derden dat dit ten koste gaat van hun elektriciteitsproductie (die weer leidt tot CO₂-emissies door elektriciteitsproductie elders – dus scope-2). Tevens zal een CO₂-emissieprijs doorwerken in de stoomprijs, dus vermindering van stoomgebruik zal bij afnemers, net als bij eigen opwek van stoom, een positief economisch effect hebben en bijgevolg gestimuleerd worden.

Deze aanpak geeft geen dubbeltelling van CO₂ emissies omdat deze power plants zèlf niet in de analyse zitten. Op den duur zal deze vorm van geleverde stoom onzekerder worden als niet alle WKK's en power plants in hun huidige vorm blijven bestaan. Deze analyse is echter niet verder uitgewerkt. Er is dus geen rekening gehouden met vervanging van dit soort externe stoomleveranciers door e-boilers in eigen beheer. Dit is echter vrij snel aan te passen, maar zal geen grote (scope-2) CO₂-reductie bewerkstelligen omdat de power plants en WKK's waarschijnlijk gewoon door blijven draaien, ook als de stoom niet meer wordt geleverd.

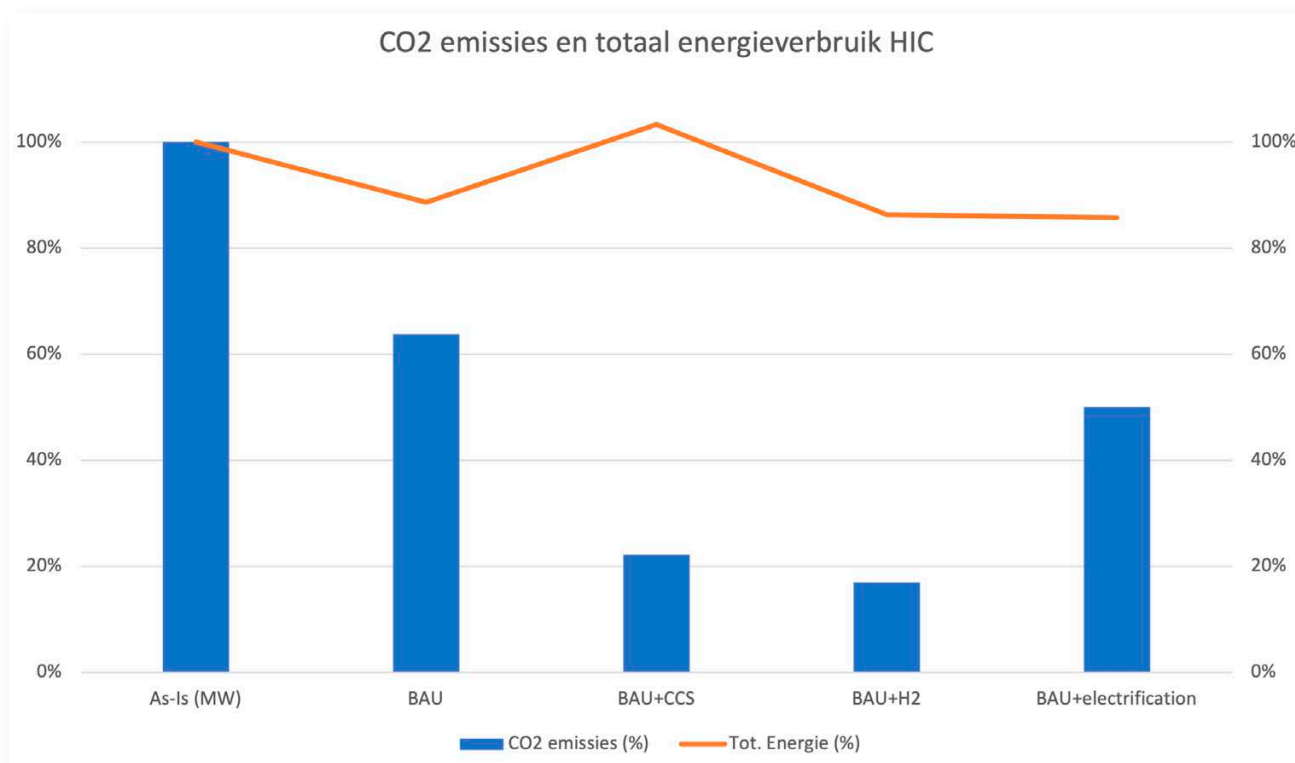
De totale scope-1 emissies van de deelnemende bedrijven – dus zonder de grote commerciële powerplants, maar inclusief de kleinere WKK's - bedragen samen ongeveer 15000 kt en met de meegenomen scope-2 emissies van stoomimporten komt het totaal op 15700 kt. Hierbij zitten wat aannamen voor draaiuren per jaar en berekende emissiefactoren van met name restgassen vanuit industriële gasproducenten en raffinaderijen waardoor de getallen iets kunnen verschillen van officiële rapportage. Dit zal slechts naar verwachting rond 5% bedragen en zal geen invloed hebben op geobserveerde trends.

5.1 CO₂-emissie en totaal energiegebruik

De resulterende energiemixen voor de onderzochte paden zijn voor het HIC geconsolideerd grafisch samengevat in Bijlage 1. Hieronder worden de meest opvallende uitkomsten samengevat besproken.

Figuur 7 geeft voor de diverse paden de totale CO₂-emissie aan (100% op de linker as correspondeert met 15700 kt) voor de diverse routes met daarbij het totale energiegebruik (rechter as) als percentage van de "as is" situatie. Het energiegebruik staat op de rechter as en 100% correspondeert met 7,4 GW (op jaarbasis dus zo'n 63 TWh ofwel 227 PJ⁶).

⁶ Dit is ongeveer een derde van het totale energieverbruik van de gehele Nederlandse industrie.



Figuur 7: Overzicht relatieve totale CO₂-emissies en bijbehorend energieverbruik: - de linker-as geeft CO₂-emissies weer en de rechter-as het energieverbruik

Bovenstaande figuur aangevuld met verdere informatie uit de studie leert ons een aantal dingen:

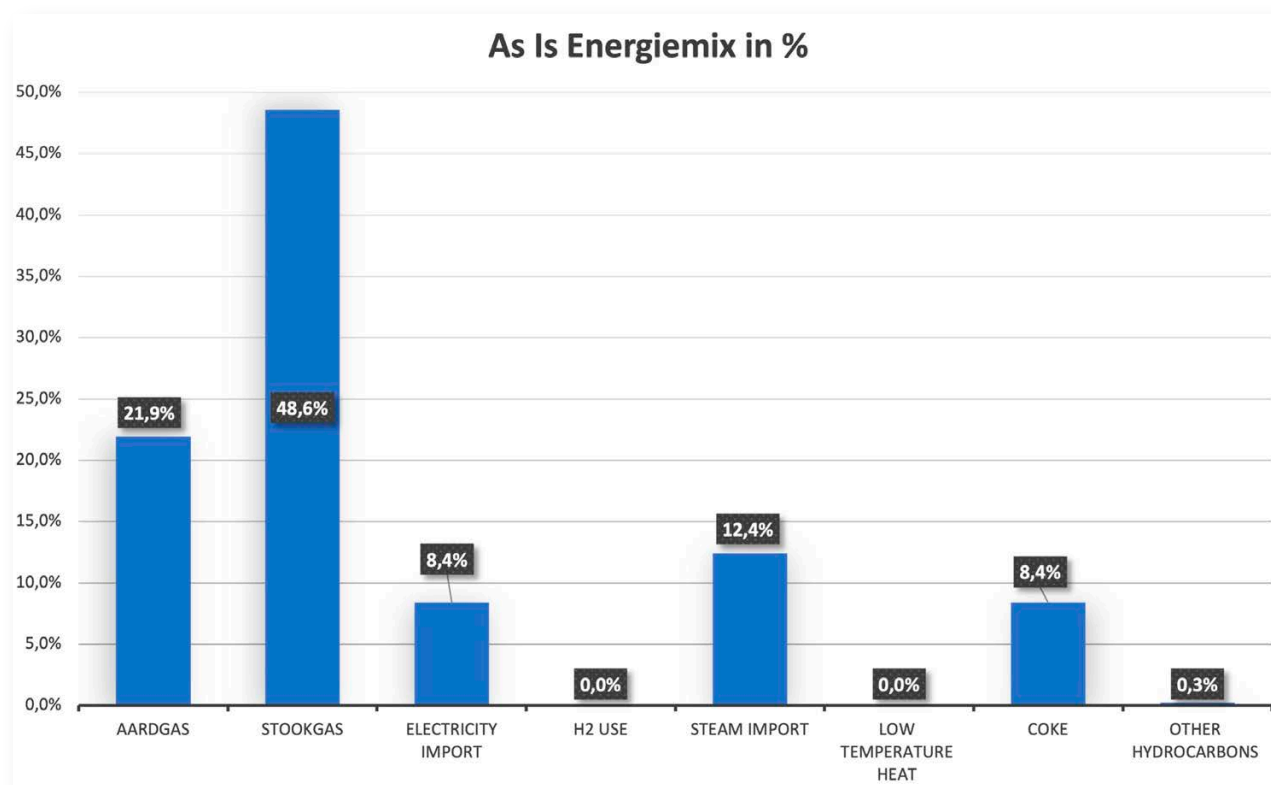
- In de BAU situatie is er geredeneerd vanuit de “As Is” positie door te kijken wat de impact is van een bescheiden (1% per jaar tot aan 2030) permanente energiebesparing en waar mogelijk relatief eenvoudige toepassing van e-boilers, warmtepompen en/of CCS. Het BAU pad heeft het potentieel om de CO₂-emissie reeds met een kleine 40% ofwel zo'n 5500 kt te verminderen indien infra voor beperkte elektrificatie en CO₂ transport beschikbaar zou zijn. Door relatief gemakkelijke (want hoge concentratie) CO₂ af te vangen zal daarin naar verwachting vrij eenvoudig via CCS al 3000 kta CO₂-reductie gehaald kunnen worden.
- Recente ontwikkelingen in energiesysteeminnovatie laten zien dat 10%-20% energiereductie met een interessante terugverdientijd van minder dan 4 jaar in veel gevallen nu al mogelijk is. Dit kan zelfs oplopen tot 30-40% besparing op energie bij nog steeds acceptabele terugverdientijden (zeker als de CO₂-emissies tot meer kosten gaan leiden en hogere energieprijzen de norm worden). De netto 1% per jaar energiebesparing (bij productiegroei) waar in deze analyse vanuit is gegaan is dus wellicht nog conservatief.
- De reductie in CO₂-emissie in BAU kan ongeacht welke sector wordt bekeken economisch al bereikt worden bij CO₂-beprijzing van 100 €/t CO₂ – zie figuur 12. Als meer wordt ingezoomd op verschillende sectoren dan kan dit bij raffinage en de bio-cluster al bij lagere CO₂ prijzen gehaald worden (rond 60-80 €/t CO₂, met een potentieel van 4300 kt CO₂). In de chemie- en resterende bedrijven ligt dit eerder rond 100-120€/t CO₂, met een potentieel van 1500 kt CO₂. De benodigde ingeschatte CAPEX die hieraan ten grondslag ligt is met gebruik van een TIC factor van 2 voor het HIC ongeveer 2 miljard €. Deze potentiële reductie van CO₂ emissies houdt echter geen rekening met factoren anders dan de CO₂-prijs die de aantrekkelijkheid van investeringen bepalen – zoals operationele risico's of een WACC hoger dan 8%. De timing van de implementatie wordt daarnaast sterk beïnvloed door de periodieke onderhoudstops en beschikbaarheid van de juiste infrastructuur.

- Verdergaande CCS kan (bovenop BAU, waar al een reductiepotentieel voor “makkelijke” CCS opportuniteiten van ongeveer 3000 kt werd gevonden) de CO₂-emissies terugbrengen met naar verwachting zo'n 80%, maar dit zal gepaard gaan met hogere kosten per ton CO₂ en totale investeringen voor nog eens ruim 6000 kt. Het totale CCS potentieel van 9000 kt is een goede onderbouwing voor de rol die Porthos en uitbreidingen daarvan zouden kunnen spelen. Uiteraard is (nog) niet alle CCS potentieel economisch interessant (zie hoofdstuk 6). Omdat CCS energie kost (regeneratie-warmte en elektriciteit), zal tevens ten opzichte van As Is (de huidige situatie) de energiebehoefte zelfs wat kunnen stijgen - met ongeveer 3%.
- De CAPEX voor verregaande CCS zal inclusief de BAU investeringen naar verwachting (bij TIC=2) rond de 5 miljard€ bedragen.
- Waterstof kan net als CCS de CO₂-emissies terugbrengen met ruim 80%. Het gebruik is voornamelijk toebedacht aan vervanging van aardgas en restgassen. Er is hier gekeken naar toegankelijke toepassingen zoals boilers en fornuizen. Het lijkt erop dat waterstof ongeveer de helft van de energiebehoefte, bij gelijkblijvend industrieel complex en productieniveau, kan gaan dekken. Restgasgebruik als energiedrager zal sterk dalen ten opzichte van “As Is” en beperkt blijven tot kwalitatief laagwaardige en dus commercieel onaantrekkelijke gassen (laagcalorisch met veel stikstof en CO₂). De waterstofroute heeft in deze studie een relatief grote rol toebedeeld aan gedecarboniseerde waterstof, vanwege de overvloedige aanwezigheid van restgassen als grondstof hiervoor. Het potentieel aan bruikbare restgassen als grondstof ligt naar verwachting rond 2,5 GW. Dit is goed voor 1,7 GW aan gedecarboniseerde waterstof. De resterende waterstofbehoefte zal op den duur ingevoerd of opgewekt dienen te worden, waarschijnlijk in de vorm van waterstof uit elektrolyse. Door de veronderstelde hogere efficiency van de nieuwste generatie waterstofboilers zal het totale energiegebruik in het HIC verlaagd worden, maar er wordt tegelijkertijd verondersteld dat er een waterstof decarbonisatie faciliteit wordt gebouwd (H-vision bijvoorbeeld) die extra energie gebruikt. Deze laatste is niet meegenomen in deze analyse. Naar schatting zal de route BAU+H₂ een CAPEX vereisen van 2,5 miljard €. Deze is relatief goedkoop ingeschat vanwege het verwachte hergebruik van bestaande restgasinfrastructuur.
- Elektriciteit is hier bekeken vanuit een pragmatisch gezichtspunt en is beperkt tot de implementatie van warmtepompen en elektrische boilers. De elektrificatie van hoge temperatuurwarmte is wellicht mogelijk na 2030, maar de benodigde apparatuur is nog niet beschikbaar. Dit verklaart het relatief geringe potentieel voor elektriciteit van ongeveer 1,8 GW (merk op: tóch nog een verdriedubbeling van elektriciteitsgebruik ten opzichte van het huidige “As Is” verbruik). De stookgas- en aardgasbehoefte blijven relatief hoog vanwege het hoge temperatuurdomein dat niet wordt geëlektrificeerd. Indien hoge temperatuur wél zou worden meegenomen, zal (op basis van berekeningen uit het waterstofpad) de extra totale elektriciteitsbehoefte waarschijnlijk oplopen tot ruim 4 GW. Dit betekent dan een mogelijke verzesvoudiging van de elektriciteitsbehoefte van de bestaande industrie ten opzichte van “As Is”, maar tevens een veel grotere CO₂-emissiereductie dan nu in het elektriciteitspad wordt gerapporteerd. Het potentieel van BAU met extra elektrificatie met bewezen technologie ligt rond de 55% CO₂-emissie reductie. Hiervoor is naar schatting dan 2,5 miljard € aan CAPEX nodig.
- Geen van de individuele paden leidt zondermeer naar nul CO₂-emissies. Indien dat het streven is dan zal er een combinatie van bovenstaande paden nodig zijn, waarbij de laatste kilotonnen reductie het duurst zullen zijn (merit order). Figuur 14 geeft hier een indicatie voor.
- Het totale energiegebruik daalt in het BAU pad naar 90% ten opzichte van “As Is”, neemt weer toe tot rond 103% als er CCS wordt bedreven vanwege met name de warmtebehoefte en elektriciteitsbehoefte van de amine-units en zakt naar ruim 80% in de elektrificatie- en waterstofpaden. Dit laatste komt omdat gebruik van waterstof, en in sterkere mate elektrificatie, intrinsiek energiezuinigere routes zijn.

5.2 Ontwikkeling in de energiemix

De jaarlijkse energiebehoefte van bedrijven (het volume) wordt meestal uitgedrukt in GWh of TWh. Hier is gekozen voor een omrekening in gemiddelde MW. Dit gebruik is echter gedurende het jaar niet exact gelijk. Seizoenseffecten, geplande en ongeplande productievariaties, stops en dergelijke spelen hierbij een rol en dit zal in de dimensionering van de benodigde transport capaciteit meegenomen moeten worden.

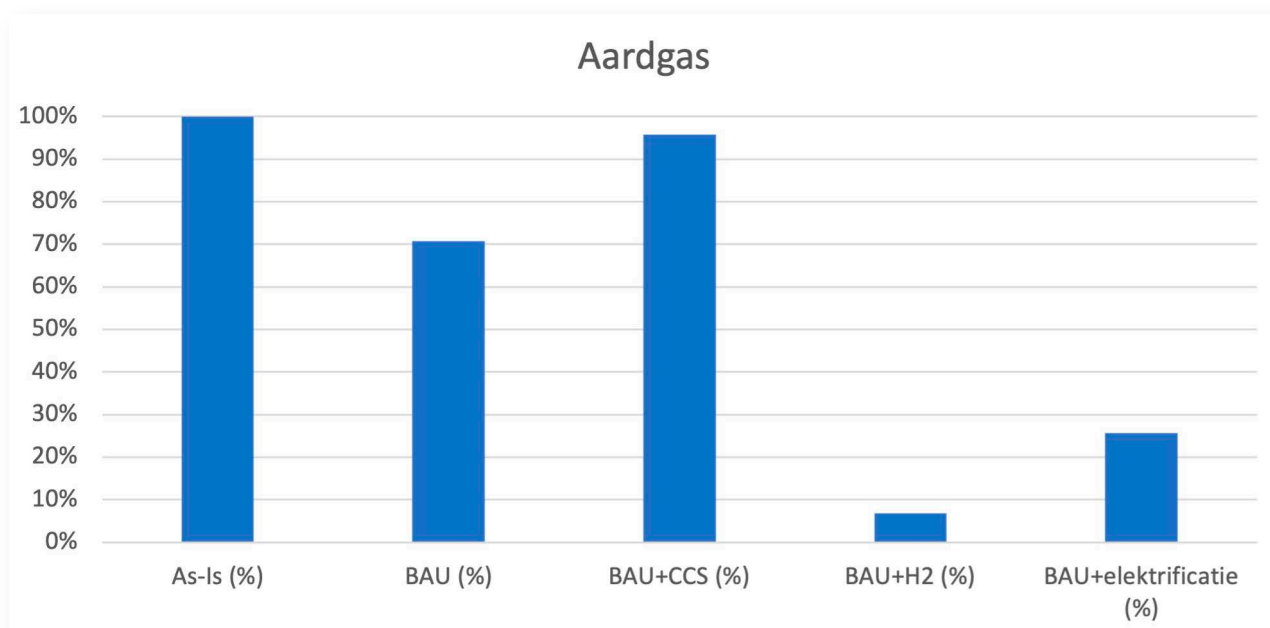
Voor de “As Is” situatie is de huidige energiemix (gemiddeld in totaal 7,4 GW) hieronder weergegeven in figuur 8. Opvallend is de grote rol (bijna 50%) voor stookgassen die met name in de raffinagesector worden geproduceerd als bijproduct. Deze gassen worden ingezet in boilers en fornuizen en beperken de inzet van aardgas. De rol van elektriciteit is met ruim 8% relatief beperkt omdat deze nu vooral wordt ingezet als krachtbron en om chloor te produceren. Daarnaast opereren sommige bedrijven een WKK waardoor deze een deel van hun eigen elektriciteit (en stoom) opwekken. Eveneens is het interessant te zien dat er al redelijk wat stoom wordt geïmporteerd vanuit externe bronnen. Blijkbaar hoeft niet per se alles in-house gegenereerd te worden. Mogelijk biedt dit een basis om onderlinge deling van stoom meer gebruikelijk te maken en zodoende CO₂-emissies verder te verminderen. Duidelijk is dat import van waterstof of lage temperatuurwarmte als energiedrager nog nauwelijks voorkomen. Tenslotte is er een opvallende rol van (CO₂-intensieve) coke om energie te genereren; dit zit vooral in de operatie van Fluid Catalytic Crackers, Flexicokers en een klein deel als petroleumcoke. Het betreft hier dus zelf-gegenereerde coke als onvermijdbaar bijproduct vanuit de grondstoffen en geen import van kolen met het oogmerk als energiedrager.



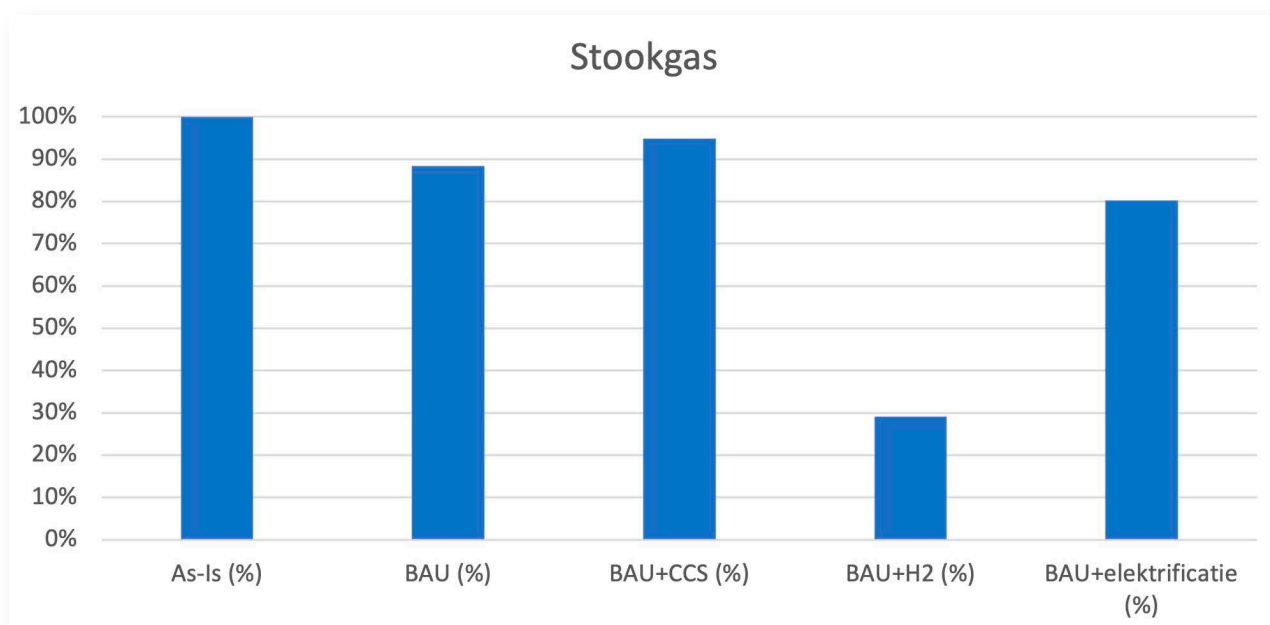
Figuur 8: Energiemix in de “As Is” situatie in %

5.2.1 Ontwikkeling in de vraag naar aardgas, stookgas en elektriciteit

De onderstaande Figuur 9, Figuur 10 en Figuur 11 geven, met bovenstaande Figuur 8 als referentie, de ontwikkeling van het aardgas- en stookgasgebruik aan. Er is duidelijk te zien dat in BAU in principe het gebruik van aardgas en stookgas met 30%, respectievelijk 10% kunnen verminderen. Dit heeft wel een oplossing voor de vrijkomende stookgassen bijvoorbeeld via gedecarboniseerde waterstof of levering van stookgas aan derden (en daarmee aardgasgebruik elders verminderend).



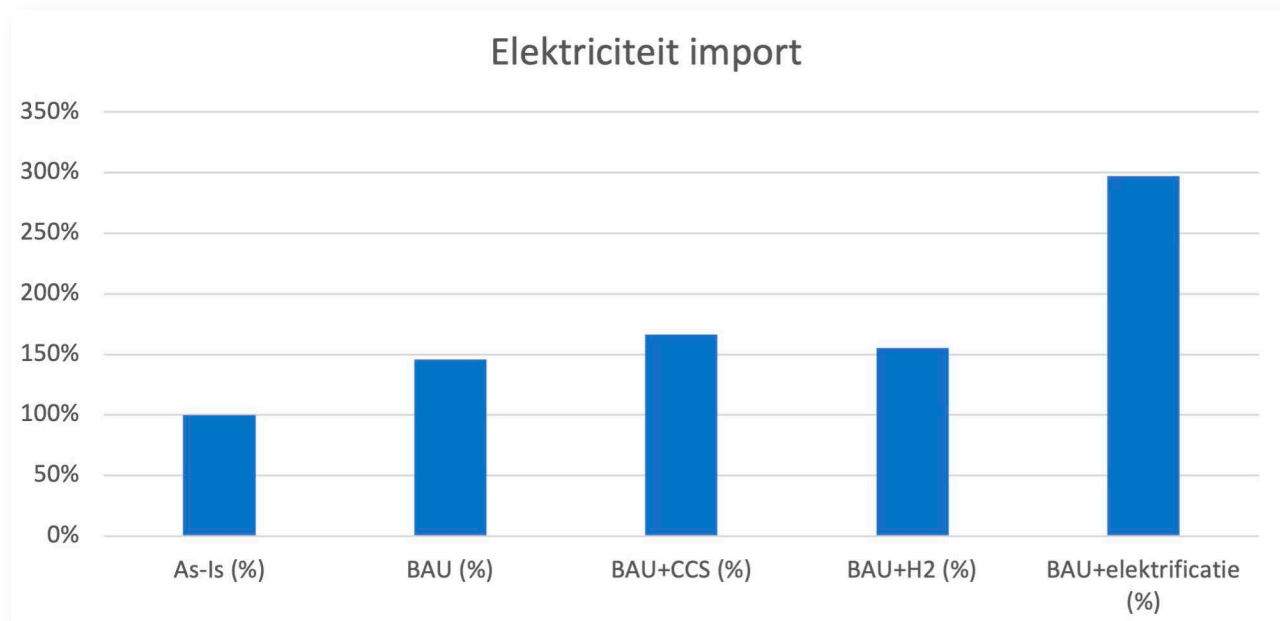
Figuur 9: Mogelijke ontwikkeling in het gebruik van aardgas



Figuur 10: Mogelijke ontwikkeling in het gebruik van stookgas

In het geval van BAU+CCS zal het aardgasgebruik ten opzichte van BAU wat stijgen vanwege de significante warmtevraag van amine-units. De echte grote reductie in aardgas – met zo'n 95% – zal komen als waterstof wordt ingezet. In mindere mate geldt dit eveneens voor stookgasgebruik als brandstof dat met 70% kan gaan dalen. Het stookgas zal in een situatie waar waterstof wordt ingezet als brandstof voor een groot deel kunnen worden gebruikt als grondstof voor blauwe waterstof (een kleiner deel van het restgas heeft helaas niet de juiste kwaliteit en zal alleen voor verbranding geschikt zijn, vandaar de iets beperktere reductie in restgasinzet als brandstof). Zelfs een relatief bescheiden inschatting van de inzet van elektriciteit zal tóch nog leiden tot een reductie van bijna 75% in aardgasinzet en 20% in stookgasinzet. Deels komt dit door elektrificatie van compressoren en pompen waarna de stoom die hierbij vrijkomt kan worden gebruikt om gasboilers stop te zetten. De inzet van elektriciteit zal dus allereerst de import van aardgas

verminderen terwijl restgassen dan nog steeds een rol blijven spelen. De 20% vermindering in de restgassen (goed voor bijna 1,5 MT CO₂ emissie) leidt tot het praktische probleem dat de vrijkomende stookgassen ergens een toepassing dienen te vinden als grondstof.



Figuur 11: Ontwikkeling in het gebruik van elektriciteit

De behoefte aan elektriciteit zal onder alle paden, inclusief BAU, toenemen. Voor de meeste paden is dit uitgerekend op 50-70% toename, maar in het geval van stevige (doch nog steeds beperkte) inzet van elektrificatie zelfs potentieel met een factor 3. Dit laatste komt deels door het stilzetten van de WKK's die sommige bedrijven opereren, waardoor meer import vanuit het net nodig is.



6. SAMENVATTING EN VERVOLG

6.1 Gebruik van de E-mix data

Bovenstaande analyse geeft op hoofdlijnen aan hoe de decarbonisatie van het HIC kan verlopen. De uiteindelijke route hangt sterk af van CO₂-emissiekosten in samenhang met de risicoperceptie en praktische zaken. De meeste bedrijven zullen bij voorkeur waarschijnlijk niet voor slechts één route kiezen, maar een mix van opties willen toepassen als de beschikbare infrastructuur dat toelaat. Deze optimalisatie kan dan waarschijnlijk de kosten per ton CO₂ wat drukken. Tevens kunnen bedrijven in BAU kiezen om een energiereductie van (veel) meer dan 10% na te streven. Indicaties uit opgeleverde studies zijn dat dit veelal mogelijk is en tot de laagste kosten per ton vermeden CO₂ zal leiden, vaak zelfs negatief (!). Het moge duidelijk zijn dat het actuele decarbonisatiepad van het HIC de komende jaren dus nog fluïde zal zijn. Dit is een uitdaging voor ontwikkeling van de benodigde infrastructuur – zowel de gereguleerde als niet gereguleerde infra.

6.1.1 Knelpunt analyse en ondersteuning netbeheerders

In discussies met bedrijven komt vaak naar voren dat er zorgen zijn omtrent beschikbare infrastructuur. Ondanks de onzekerheden proberen de netbeheerders hun investeringsplannen zo goed mogelijk te laten aansluiten en robuust te maken voor diverse uitkomsten. Studies zoals deze zullen hierbij helpen, maar hebben daarnaast modellen nodig om diverse opties snel door te kunnen rekenen en een indicatie te geven van de effecten van gekozen paden op het ontstaan van knelpunten om daarmee de benodigde infrastructuurversterking te helpen bepalen.

Voor het verder analyseren van de resultaten van de energiemix studie (buiten de scope van dit rapport) is gekozen voor het TEACOS⁷ model dat gebruik maakt van een wiskundige optimalisatie waarbij de totale kosten in het HIC geminimaliseerd worden, om over de gehele tijdshorizon (typisch tot 2050) om een gewenste situatie zoals een nagestreefde CO₂-emissie reductie te bereiken. Dit optimale beeld hangt af van de aangenomen waarden voor beperkingen, energieprijzen, infrastructuur investeringen en investeringen bij bedrijven. De uitkomst van het model kan gebruikt worden voor analyse van mogelijke knelpunten en de locatie daarvan. Deze kunnen te maken hebben met beschikbare capaciteit of beperkingen in ruimte. TEACOS kan tevens variaties in tijd (op jaarbasis) van deze variabelen meenemen en de output kan samen met andere informatie worden gebruikt voor discussies over de beste oplossingsrichtingen en timing hiervan.

De input voor TEACOS is momenteel nog de Energiemix dataset, maar kan in de nabije toekomst worden aangevuld met nauwkeuriger informatie vanuit bijvoorbeeld het data safehouse⁸. Ook kunnen in TEACOS nieuwe projecten zoals H-Vision of grootschalige elektrolyseapparaten, nieuwe industriële activiteiten en additionele infrastructuur relatief makkelijk worden toegevoegd.

De energiemix studie is samen met TEACOS de eerste aanzet om de netbeheerders te helpen met het inzichtelijk maken en houden van de ontwikkelingen in het HIC. Dit gebeurt periodiek via de ontwikkeling van de CES.

6.2 CO₂ abatements curves (zonder gebruikmaking van een model)

De beschreven routes in hoofdstukken 4 en 5 schetsen een “bottom-up” potentieel voor CO₂-emissiereductie en de bijbehorende energiebehoeften. Ze verschillen echter in economische haalbaarheid. Er kunnen schattingen gemaakt worden van de kosten per ton vermeden CO₂ voor de diverse paden door per onderzochte bedrijfslocatie zowel de energiekosten van resulterende energiemixen alsook CAPEX en OPEX in te schatten om bepaalde paden te realiseren. Voor de jaarlijkse bijdrage in de financiering van de benodigde

7 TEACOS staat voor Techno-Economic Analysis of Complex Option Spaces

8 <https://www.deltalinqs.nl/nieuwsberichtendcp/2021/openbaar/data-safehouse-voor-toekomstige-energie-infrastructuur>

CAPEX werd gebruik gemaakt van een Weighted Average Capital Cost van 8% en een economische levensduur van 15 jaar. Deze informatie kan vervolgens gebruikt worden om CO₂ abatements curves te maken. Dit zijn curves waarin cumulatief de economisch mogelijke CO₂-emissie reductie wordt aangegeven als functie van de heersende CO₂-beprijzing (bijvoorbeeld ETS).

Voor de economische inschattingen betreffende de energiemixen behorende bij de diverse paden werd gebruik gemaakt van gangbare getallen (bronnen: CBS, KEV). De getallen staan in de tabel bij Bijlage 2.

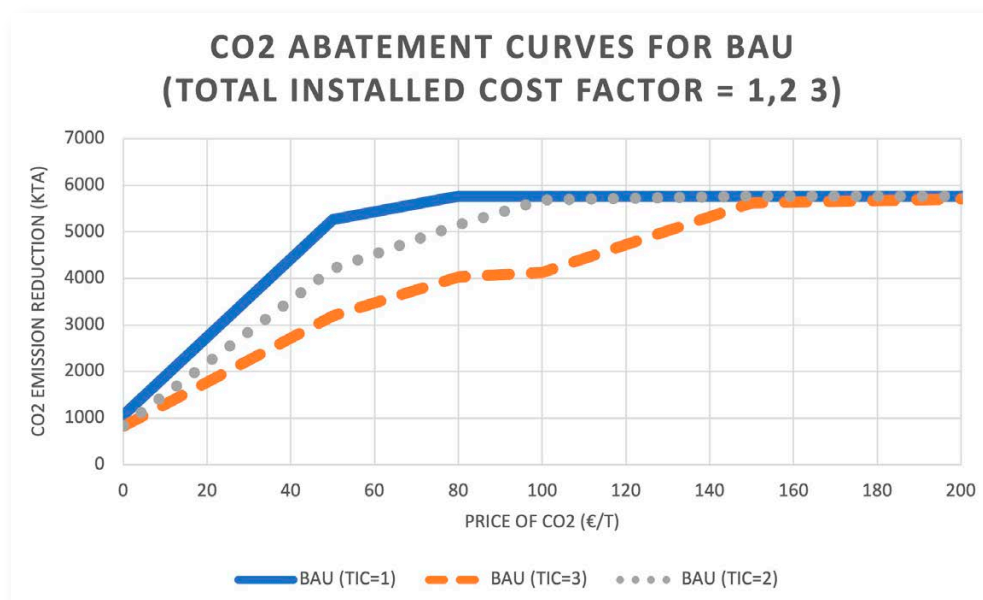
Deze aanpak levert voor elk bedrijf inzichtelijke CO₂ abatements curves op voor de paden met “As Is” als startpunt. Deze geven dus aan bij welke kosten voor CO₂-emissies het economisch zinvol is om CO₂-besparende investeringen te doen. Deze curves zijn vervolgens voor het hele HIC cluster geaggregeerd om de confidentialiteit te borgen.

6.2.1 BAU CO₂ abatements curves

In de Figuur 12 is de abatements curve weergegeven indien alleen het BAU-pad wordt gevolgd. Hierin zijn tevens een aantal CAPEX scenario's gesimuleerd door de TIC factor te variëren. Dit geeft een indicatie voor de impact van CAPEX inschattingen – zie Tabel 1.

In mln €	BAU	BAU+CCS	BAU+H ₂	BAU+elektrificatie
TIC=1: CAPEX	1036	2500	1291	1383
TIC=2: CAPEX	1806	4734	2315	2480
TIC=3: CAPEX	2576	6968	3340	3576

Tabel 1: Ingeschatte CAPEX voor het hele HIC per route voor een drietal TIC factoren



Figuur 12: BAU abatements curves bij diverse inschattingen voor CAPEX

De bovenstaande curves geven aan dat het maximale jaarlijkse CO₂-reductiepotentieel in BAU van 5500-6000 kt theoretisch economisch kan worden bereikt bij een prijs van 80 €/t CO₂ indien CAPEX optimistisch is ingeschat (TIC=1); bij 100 €/t bij TIC=2 en bij 150€/t bij een hoge CAPEX (TIC =3). Dit geeft een indicatie voor de bandbreedte van de inschattingen. In alle gevallen is echter duidelijk dat er economisch al een significante driver is voor CO₂-reductie van 4000-6000 kt bij 80-100 €/t CO₂. Opgemerkt dient te worden dat er meer factoren een rol spelen alvorens een bedrijf de nodige investeringen

doet voor CO₂-reductie. Risico-inschatting, beschikbare infrastructuur en een redelijk rendement (ten opzichte van het risico) zijn hierbij van belang. De hier gevolgde methode gaat namelijk uit van een rendement van 8% op de investering die gehaald wordt indien de heersende CO₂-beprijzing precies gelijk is aan de berekende kostprijs per verminderde ton CO₂. Indien de heersende marktprijs voor CO₂-emissies hoger is dan de kostprijs dan is het rendement dus hoger dan 8%.

Een belangrijke reden dat in het BAU-pad reeds veel CO₂-emissie economisch haalbaar verminderd kan worden is de relatief aanzienlijke rol van energiebesparing. Dit is namelijk vaak economisch aantrekkelijk – zeker bij hogere energieprijzen. Tevens worden de makkelijkste en dus goedkoopste verdere maatregelen hier als eerste genomen. CCS speelt in dit pad reeds een belangrijke rol en kan al leiden tot 3000 kt CO₂ emissie reductie.

In de praktijk zal de implementatiesnelheid van de industrie in het geheel waarschijnlijk ruwweg het tempo van het klimaatakkoord volgen. Dit betekent dat richting de opgave voor 2030 in het algemeen de BAU de eerste stap zal zijn, omdat dat al een grote CO₂-reductie tot gevolg heeft voor relatief lage kosten. Daarna zullen er verdere keuzes gemaakt moeten worden om het resterende deel van de emissies terug te brengen. De bekeken reductiepaden na implementatie van BAU zijn de paden CCS, waterstof en elektrificatie.

6.2.2 Aanvullende CO₂-reductiepaden

De CO₂-reductiepaden die resteren zijn nodig om de stappen richting 2040 en 2050 te zetten. Het betreft hier de moeilijker en duurder routes.

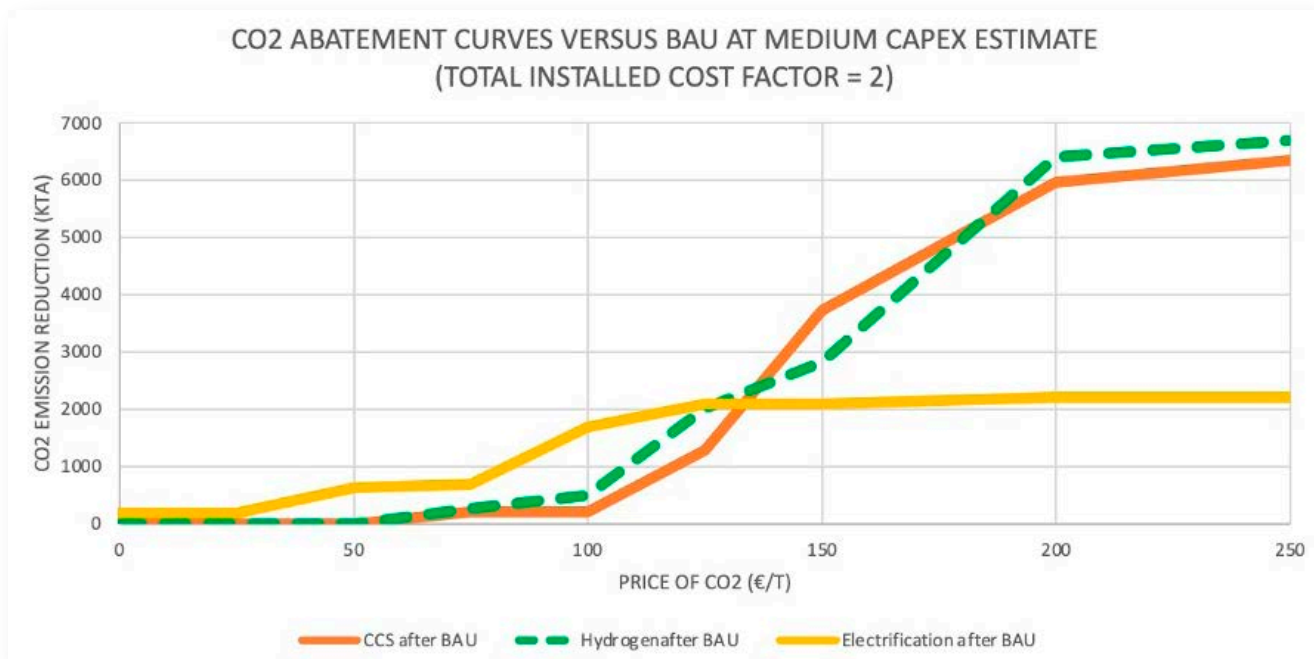
Er is een onderscheid gemaakt tussen een drietal dominante paden die bovenop BAU worden uitgevoerd:

- Zoveel mogelijk Carbon Capture and Storage op resterende CO₂-houdende gasstromen
- Zoveel mogelijk gebruik van waterstof om aardgas en stookgassen te vervangen. Hierbij is het van belang op te merken dat geproduceerde restgassen dan verwerkt moeten worden. Productie van waterstof met CO₂ afvang is hierbij een mogelijke oplossing. Het kan ruwweg berekend worden uit de E-mix data dat op basis van beschikbare geschikte restgassen het waterstof potentieel in het HIC rond de 2000 MW zal liggen. Indien er meer nodig is dan zal het restant als waterstof vanuit elektrolyse moeten komen.
- Zoveel mogelijk toepassing van directe elektrificatie via e-boilers en warmtepompen. Er is hier nog geen rekening gehouden met elektrische fornuizen omdat die er nog niet zijn en CAPEX voor zulke apparaten onbekend is.

De onderstaande figuur geeft abatement curves aan bij een CAPEX scenario behorende bij een TIC van 2, ofwel een gemiddelde CAPEX verwachting. Deze lijkt een redelijke weergave van het feit dat in de CAPEX inschattingen nog niet volledig rekening was gehouden met de kosten van infrastructuur op de locatie. Het is hierbij verder van belang te melden dat met name voor waterstof de CAPEX relatief laag is ingeschat. Indien bijvoorbeeld een volledig nieuw gasleidingensysteem op het fabrieksterrein moet worden aangelegd dan zal de investering voor waterstof veel hoger worden. Tevens omvat de elektrificatieroute nog geen CAPEX getallen voor nieuwe bekabeling en eventuele substations en is dus de aanname dat het binnen de huidige on-site infrastructuur kan worden opgelost.

Vaak zijn deze infrakosten van dezelfde orde of meer dan het apparaat dat moet worden geïnstalleerd. Voor CCS is het vaak nog onduidelijk hoe de verschillende CO₂-houdende stromen kunnen worden gecombineerd om schaalvergroting en minimale ruimtelijke impact te bereiken. Dit alles onderbouwt de keuze voor een TIC van 2.

Figuur 13 toont de verschillende curves voor de routes die na BAU implementatie gevolgd kunnen worden om additionele CO₂-emissies te verminderen.



Figuur 13: CO₂ abatement curves voor TIC=2 (zie ook tabel 1)

Figuur 13 laat zien hoe de economische aantrekkelijkheid van diverse routes zich verhouden en hoeveel potentiële CO₂-reductie elke route meebrengt.

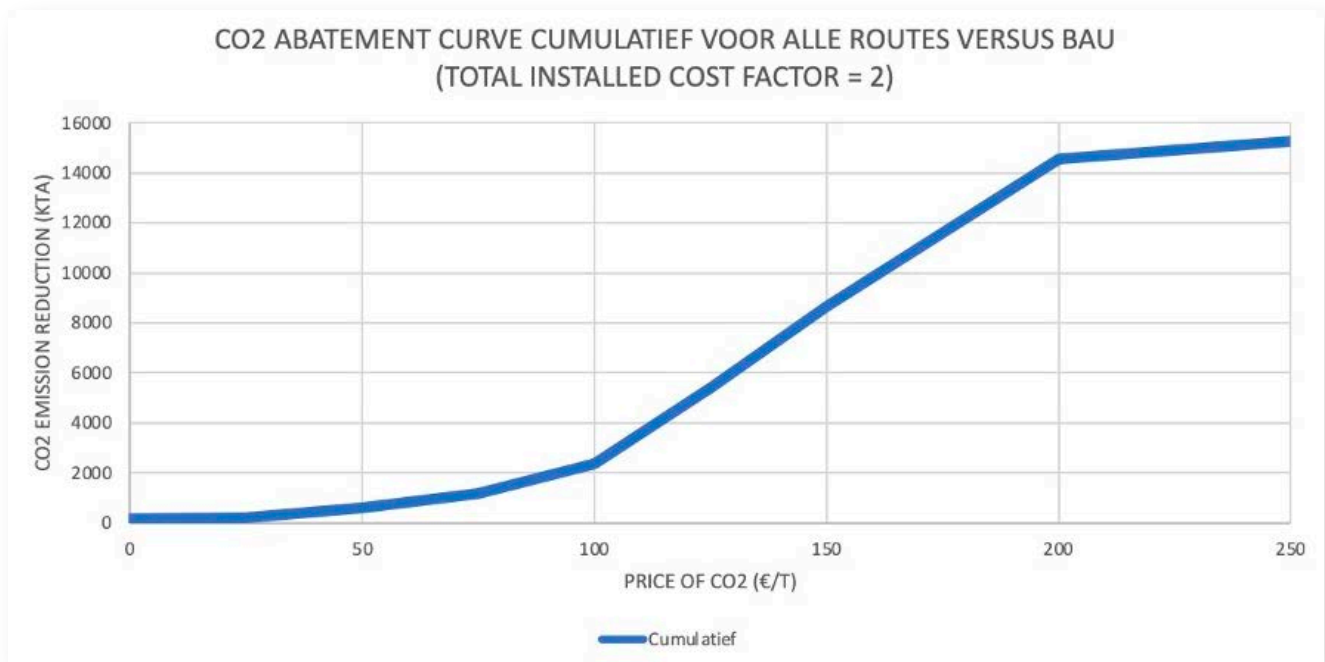
Duidelijk is dat bij de gebruikte set aan energieprijzen uit Bijlage 2 elektrificatie-opties in de vorm van elektrificatie van stoom gedreven apparatuur, warmtepompen, recompressie etc. economisch gezien al vroegtijdig een entree zouden kunnen maken. De bekeken technologieën zijn economisch veelbelovend vanwege de goede energie-efficiency en mogelijkheid tot flexibele inzet (en dus gebruikmaking van momenten van lage elektriciteitsprijzen). Een flink deel van het elektrificatiepotentieel lijkt bij CO₂-prijzen van 125€/t reeds binnen handbereik. Tegelijkertijd is het totale potentieel voor CO₂-reductie beperkt vanwege de huidige onzekerheid of de hogere temperaturen kunnen worden geëlektrificeerd.

De CCS-route ziet pas vanaf 125 €/t CO₂ een take-off punt en heeft uiteindelijk 200 €/t nodig om het economische potentieel grotendeels te benutten. Deze route kan echter bij voldoende incentive en infrastructuur tot ongeveer 6000 kt extra CO₂-reductie na 2030 leiden. De verschillen in CCS prijs tussen bedrijven liggen met name in concentratie van CO₂ en schaalgrootte.

Waterstof is vergelijkbaar met CCS in impact en wordt - bij een waterstofprijs van 2500 €/t - voor het eerst interessant bij een CO₂-prijs van 125 €/t en bereikt bij 200 €/t CO₂ een potentieel van meer dan 6500 kta CO₂-reductie. Het is hierbij van belang dat er ruimte is om de ongebruikte restgassen te verkopen als grondstof voor waterstof met CO₂ afvang. Het waterstofpotentieel wordt in deze analyse geholpen door de relatief laag ingeschatte CAPEX en beschikbaarheid van gedecarboniseerde waterstof. Indien alleen waterstof uit elektrolyse wordt bestudeerd dan is het plaatje vanwege de veel hogere kosten voor deze waterstof een stuk ongunstiger.

Bovenstaande bespiegelingen suggereren dat als bedrijven een geïntegreerd programma opzetten waarin ruimte is voor energiebesparing én de juiste mix van routes ondersteund door infrastructuur én een outlet

voor restgassen na 2030, een flinke CO₂-emissiereductie mogelijk is. Volgens Figuur 14 - waarin het totaalpotentieel ongeacht de route staat aangegeven - is er door een combinatie van routes binnen de bandbreedte van 75-150€/t CO₂ al 1500 kta olopend tot 8400 kta extra emissiereductie economisch mogelijk.



Figuur 14: Cumulatieve abatement curve voor alle routes

6.2.3 Gevoeligheid voor CAPEX

De invloed van CAPEX kan worden onderzocht door variatie van de TIC factor. Dit effect is voor een theoretisch heersende CO₂-beprijzing van 150€/t in Tabel 2 weergegeven. Hierin staan de economisch haalbare CO₂-reducties in kt per jaar bij een CO₂-prijs van 150€/t aangegeven als functie van TIC.

	CCS na BAU	H ₂ na BAU	Elektrificatie na BAU
TIC=1	6000	4300	2000
TIC=2	3700	2800	2000
TIC=3	300	2500	2000

Tabel 2: Economisch haalbare CO₂ emissie-reducties bij een CO₂ prijs van 150€/t

Vooraf de kapitaalintensieve CCS-route reageert significant op de CAPEX inschatting. Elektrificatie is het minst gevoelig voor CAPEX. Dit komt omdat in deze route vooral OPEX een rol speelt (elektriciteitsprijs).

Een andere manier om de gevoeligheid weer te geven staat hieronder in Tabel 3 waarin de CO₂-prijs staat in €/t waarbij een route (bijna) haar maximale economisch haalbare emissiereductie bereikt.

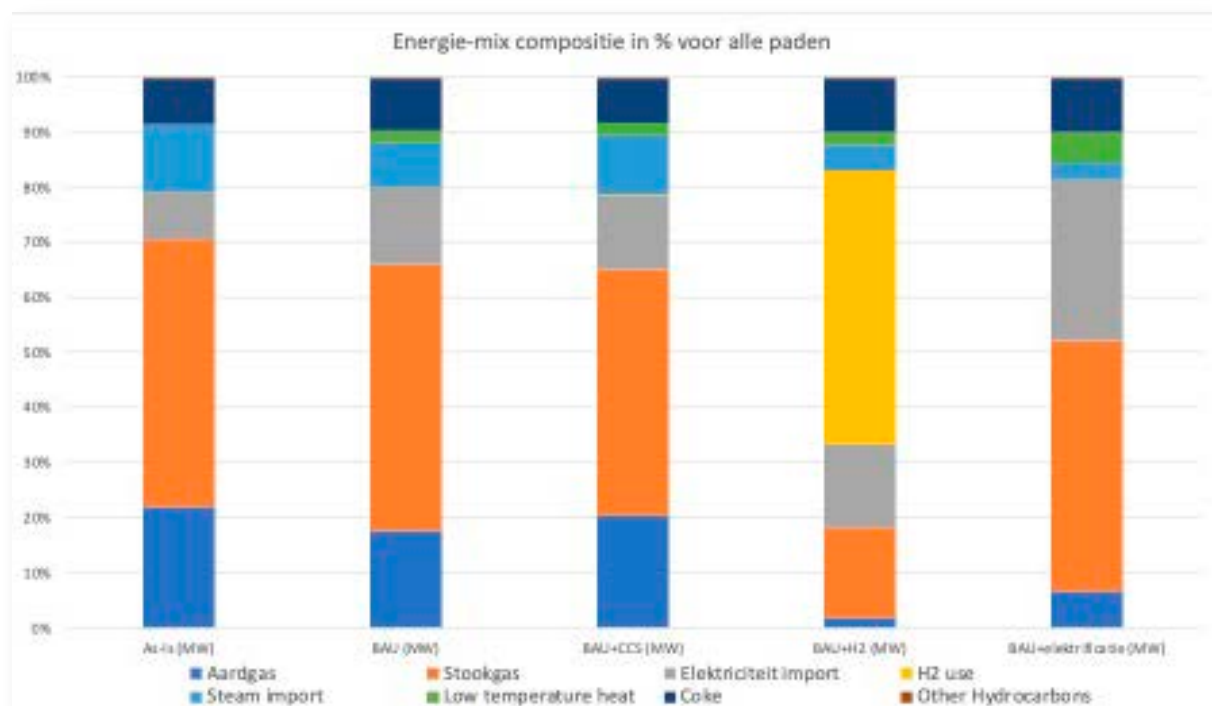
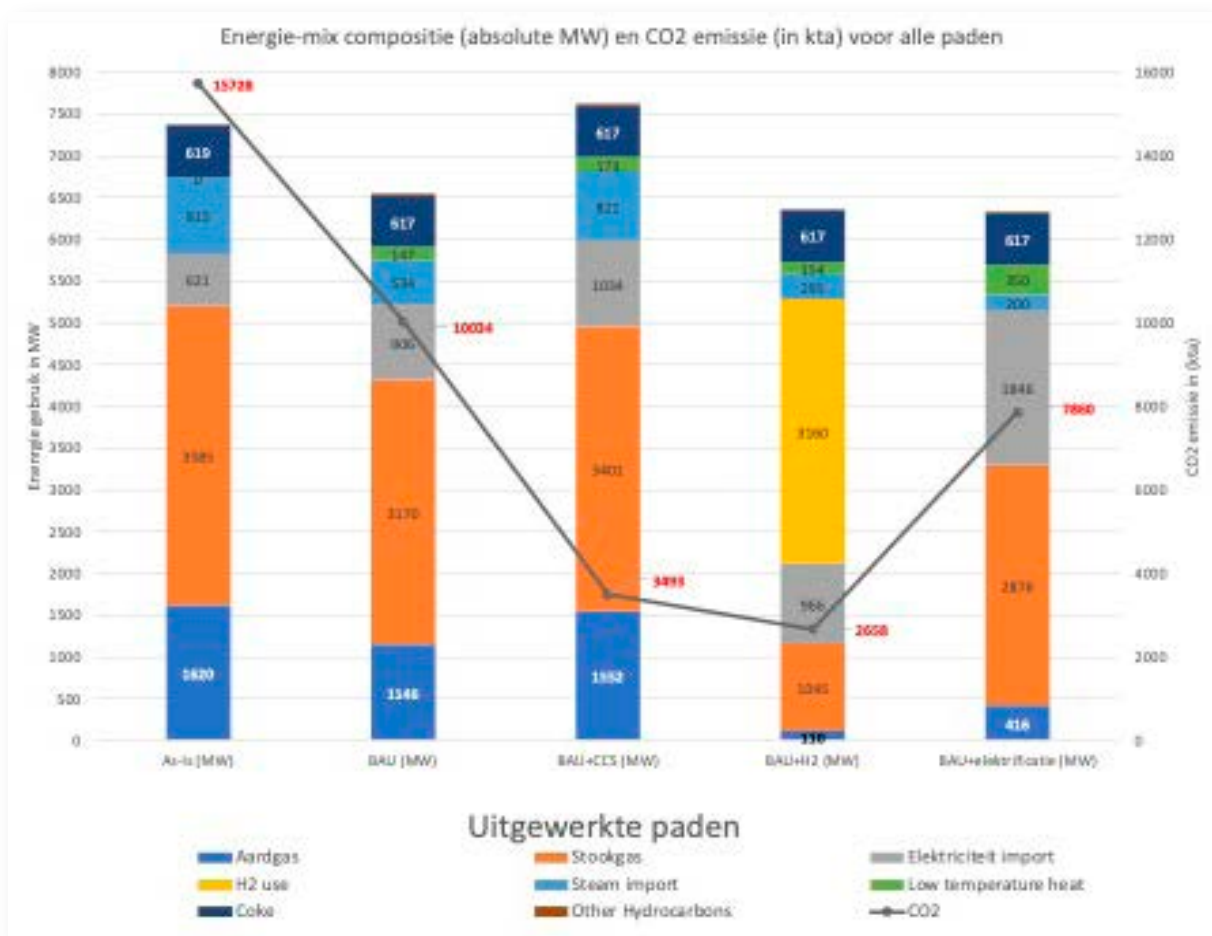
	CCS na BAU	H ₂ na BAU	Elektrificatie na BAU
TIC=1	150	200	100
TIC=2	200	200	125
TIC=3	250	200	150

Tabel 3: CO₂-prijs nodig om het potentieel van de routes vrijwel geheel te benutten





BIJLAGE 1 ENERGIEMIX VOOR DE DIVERSE PADEN



CO2 emissie incl scope-2 voor externe stoomlevering vanuit de power sector

Totaal energiegebruik: 7381 MW voor "As Is"

BIJLAGE 2 GETALLEN GEBRUIKT VOOR CO₂ ABATEMENT CURVES

	*)Buy	*)Sell	Bron
***)Cost of NG (€/MWh)	35		CBS, KEV 2020 – incl belastingen
Cost of FG (€/MWh)	24	17	Zonder belastingen want intern ingezet
Cost/Benefit of (waste) heat (€/GJ)	4	2	Aanname
***)Cost of electricity (€/MWh)	58	29	CBS Statline, KEV 2020 – incl belastingen
Cost of steam (€/t)	30	21	Op basis van gasprijs en boiler efficiency. Een ton stoom heeft ~0,7 MWh aan energie-inhoud
Cost of (pet)coke (€/MWh)	35	24	Aanname obv calorische waarde
Cost of other hydrocarbons	35	35	Aanname obv calorische waarde
Cost of H ₂ (€/t)	***)2500	2500	CE Delft (2021); gemiddelde van groen en blauw
****)Gate-fee CO ₂ (€/t)	17 - 30		H-vision rapportage
Compression costs CO ₂ to Porthos pressure (€/t)	5		(TNO) Compressormodel
Hours per annum	8500		Aanname obv 97% utilisatie
Annual CAPEX – charge (%)	11,7		Obv WACC 8%, 15 jaar
Opex % of CAPEX	4%		(TNO) vuistregel
Total Installed Cost factor Capex	2		Reflecteert extra infra kosten on-site

*) In geval van surplus wordt dit als een benefit gezien op basis van geschatte verkoopskosten. Deze zijn lager dan de kosten van inkoop van utilities

**) Genomen uit CBS Statline database voor 2020 excl BTW maar incl andere belastingen

***) Indicatieve prijs van waterstof gekozen ergens tussen blauw en groen in om een mix van beide bronnen te simuleren. Kosten van groene waterstof uit NL 4500 €/t (ref. Smartport/Voltachem studie over e-fuels, 2021). Kosten blauwe waterstof geschat op 1500€/t (CE Delft 2020).

****) H-Vision en Porthos rapportage

