



Ministerie van Infrastructuur
en Waterstaat

Energieketens voor CO₂-neutrale mobiliteit

Efficiëntie, kosten en ruimtegebruik in beeld

Achtergrondrapport

Stefan Bakker, Saeda Moorman, Marlinde Knoope (KiM)
Stephan van Zyl, Jonathan Moncada Botero, Hans Mulder (TNO)

Met bijdragen van: Maurits Terwindt (KiM), Ruud Verbeek, Dennis Tol en
Richard Smokers (TNO)

September 2022

Kennisinstituut voor Mobiliteitsbeleid | KiM

Het Kennisinstituut voor Mobiliteitsbeleid (KiM) maakt analyses van mobiliteit die doorwerken in het beleid. Als zelfstandig instituut binnen het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (IenW) maakt het KiM strategische verkenningen en beleidsanalyses.

De inhoud van de publicaties van het KiM behoeft niet het standpunt van de minister en de staatssecretaris van IenW weer te geven.

De samenvatting van dit rapport is te vinden in de [brochure Energieketens voor CO₂-neutrale mobiliteit](#), naast dit rapport te downloaden vanaf de [website](#) van het KiM.

Samenvatting

Elektrisch vervoer is een efficiënte manier om mobiliteit CO₂-neutraal te maken, maar is niet voor alle modaliteiten geschikt. Vervoer op waterstof en synfuels zijn alternatieven, maar vergen 2 tot 5 keer zoveel windmolens.

Om CO₂-neutrale mobiliteit te bereiken is CO₂-neutrale energie cruciaal. Hiervoor bekijken we vier opties: elektriciteit, waterstof, synfuels (gemaakt uit waterstof en CO₂ of N₂) en biobrandstoffen. We richten ons op complete energieketens: van productie, transport, opslag en distributie, laden/tanken tot en met gebruik in het voertuig. De vraag is steeds: wat zijn de energie-efficiëntie, de kosten per afgelegde afstand en het ruimtebeslag?

Bij alle vier de ketens is CO₂-neutraliteit in principe haalbaar, maar ze verschillen onderling sterk in de manier waarop dit wordt bereikt en in mate van geschiktheid voor diverse modaliteiten.

Toepassing van elektriciteit in mobiliteit heeft van de onderzochte opties het kleinste energieverlies, een klein ruimtebeslag en lage kosten per afgelegde afstand. Het energieverlies en het ruimtebeslag van waterstof en synfuels zijn 2 à 5 keer groter. Hoeveel ruimte biobrandstoffen voor mobiliteit innemen, hangt sterk af van de oorsprong van de gebruikte biomassa: komt die uit (landbouw-)residuen dan is het ruimtebeslag nihil en daarmee het kleinst van alle opties, maar komt die uit speciaal geteelde energiegewassen dan is het ruimtebeslag juist het grootst. Qua kosten kan rijden op biobrandstoffen concurrerend zijn met elektrisch rijden, hoewel de onzekerheden groot zijn.

Elektriciteit is (net als waterstof) met name geschikt voor wegverkeer en binnenvaart, en niet of minder voor zee- en luchtvaart over lange afstand. Synfuels en biobrandstof zijn te produceren in een vorm ('drop-in') die zonder aanpassingen in alle modaliteiten geschikt is. Andere typen synfuels en biobrandstoffen vergen wel aanpassingen aan de voertuigmotor.

Het ruimtegebruik hoeft niet in Nederland te zijn: elektriciteit, waterstof, synfuels en biobrandstof (of de biomassa) kunnen ook uit het buitenland worden geïmporteerd, wel nemen de energieverliezen (en daarmee ook de kosten) toe met de afstand tot Nederland.

Inhoud

1	Inleiding 8
1.1	Aanleiding 8
1.2	Onderzoeksvragen 11
1.3	Afbakening en definities 13
1.4	Methode 16
1.5	Overzicht energieketens en vervoerwijzen 16
2	Elektriciteit 22
2.1	Productie 23
2.2	Transport en distributie 29
2.3	Opslag van elektriciteit 33
2.4	Laden 35
2.5	Gebruik in voertuig 42
2.6	Gehele keten 46
3	Waterstof 48
3.1	Inleiding 50
3.1.1	Scope 50
3.2	Productie 51
3.2.1	Huidige stand van zaken en plannen richting 2030 51
3.2.2	Productie waterstof met elektrolyse 53
3.2.3	Productie waterstof met SMR-CCS 58
3.3	Transport, opslag en distributie 62
3.3.1	Transport (lange afstanden, grote volumes) 63
3.3.2	Opslag 65
3.3.3	Distributie (korte afstanden, kleine volumes) 66
3.3.4	Kostenoverzicht bij import van waterstof uit Noord-Afrika 66
3.4	Tanken en bunkeren 68
3.4.1	Tanken wegvervoer 68
3.4.2	Bunkeren zee- en binnenvaart 71
3.5	Voor welke voertuigen is waterstof geschikt? 71
3.6	Brandstofcel of verbranding in voertuig 75
3.6.1	Brandstofcel 76
3.6.2	Verbrandingsmotor 78
3.7	Totaalrendement in waterstofketen (WTT, TTW, WTW) 78
4	Synfuels 80
4.1	Inleiding 81
4.1.1	Drop-in fuels 82
4.1.2	Synfuels die geen drop-in fuel zijn 83
4.2	Ketenstappen synfuels 85
4.2.1	Productie 85
4.2.2	Opslag/transport/distributie en tanken 86
4.3	Ammoniak 86
4.3.1	Huidige technologie 87
4.3.2	Ruimtelijke aspecten 88
4.3.3	Kosten en efficiëntie 90
4.3.4	Verbeterpotentieel 91
4.3.5	Knelpunten en onzekerheden 92
4.4	FT-synfuels 93

4.4.1	Huidige technologie	93
4.4.2	Ruimtelijke aspecten	95
4.4.3	Kosten en efficiëntie	97
4.4.4	Verbeterpotentieel	99
4.4.5	Knelpunten en onzekerheden	100
4.5	Methanol	100
4.5.1	Huidige technologie	101
4.5.2	Ruimtelijke aspecten	103
4.5.3	Kosten en efficiëntie	104
4.5.4	Verbeterpotentieel	106
4.5.5	Knelpunten en onzekerheden	106
4.6	Totaalrendement van synthetische brandstoffen	107
5	Biofuels	108
5.1	Inleiding	109
5.1.1	Biochemische en thermochemische routes	110
5.1.2	Biobrandstofroutes binnen de scope van dit onderzoek	112
5.2	Grondstoffen	113
5.2.1	Beschikbaarheid van grondstoffen	113
5.2.2	Kosten van grondstoffen	114
5.3	Productie	115
5.3.1	Productieproces FT-biofuels	115
5.3.2	Productieproces cellulose-ethanol	117
5.3.3	Efficiëntie	118
5.3.4	Kosten (inclusief biomassa-feedstock)	120
5.3.5	Verbeterpotentieel	121
5.3.6	Kostenoverzicht productie FT-vloeistoffen en cellulose-ethanol	121
5.4	Transport, distributie en opslag	122
5.4.1	Transport FT-vloeistoffen	122
5.4.2	Transport ethanol	124
5.4.3	Opslag FT-vloeistoffen en ethanol	125
6	Synthese	127
6.1	Energetische efficiëntie	127
6.2	Kosten in de keten in 2030	131
6.3	Ruimtegebruik	135
6.3.1	Uitleg netto- en brutoruimtegebruik	135
6.3.2	Nettoruimtegebruik	136
6.3.3	Ruimtelijke opgave voor elektrificatie van mobiliteit (brutoruimtegebruik)	138
6.4	Discussie op basis van efficiency, ruimte en kosten	139
6.5	Andere kenmerken	140
6.6	Discussie vanuit het perspectief van de modaliteiten	145
6.7	Knelpunten en onzekerheden	149
6.8	Overkoepelende conclusies	150
6.9	Verdere onderzoeksrichtingen	152

Lijst van afkortingen

AC	alternating current (wisselspanning)
AEL	alkaline electrolyser
BEV	battery-electric vehicle, accu-elektrisch voertuig
BNP	Bruto Nationaal Product
CAPEX	capital expenditure, kapitaalskosten
CCS	CO ₂ capture and storage, CO ₂ -afvang en -opslag
CH ₃ OH	methanol (ook wel: MeOH)
CO	koolmonoxide
CO ₂	kooldioxide
CRL	commercial readiness level
DAC	direct air capture
DC	direct current (gelijkspanning)
DME	dimethylether
EHS, HS, TS, MS, LS	extra-hoogspanning, hoogspanning, tussenspanning, middenspanning, laagspanning
EL	elektrolyse
ERS	Electric Road System
EV	electric vehicle, elektrisch voertuig
EVSP/L	electric vehicle smart parking lot
FC	fuel cell, brandstofcel
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (brandstofcelvoertuig)
FT	Fischer-Tropsch
G	giga, factor 10 ⁹ (miljard)
GH ₂	gasvormig (of gecomprimeerd) waterstof
GJ	gigajoule (giga = 10 ⁹)
GWh	gigawattuur (giga = 10 ⁹)
H ₂	waterstof
HVDC	high voltage direct current
ICE	internal combustion engine, verbrandingsmotor in voertuig
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
J	joule
K	kilo, factor 10 ³ (duizend)
KEV	Klimaat- en energieverkenning
kWh	kilowattuur
LFP	lithium ferrophosphate, lithium-ijzer-fosfaat (een type accu)
LH ₂	liquid H ₂ , vloeibaar waterstof
LHV	lower heating value, onderste verbrandingswaarde
LIW	landschap, infrastructuur en water
LOHC	Liquid organic hydrogen compounds (vloeibare waterstofdragers)
M	mega, factor 10 ⁶ (miljoen)
MeOH	methanol
MJ	megajoule (mega = 10 ⁶)
MWh	megawattuur (mega = 10 ⁶)
N ₂	stikstof
NAL	Nationale Agenda Laadinfrastructuur
NCP	Nederlands Continentaal Plat
NH ₃	ammoniak
NMC	nikkel-mangaan-kobalt (een type accu)
NO _x	stikstofoxiden (verzamelterm, x is variabel)
OPEX	operational expenditure, operationele kosten
PEM-elektrolyse	polymer electrolyte membrane elektrolyse
PEM-FC	proton exchange membrane fuel cell
PJ	petajoule (peta = 10 ¹⁵)
PM10	particulate matter (fijnstof), doorsnede tot 10 micrometer
PV	photovoltaic, fotovoltaïsch

SMR	stoommethaanreforming
SOE	solid oxide electrolyser
T	tera, factor 10 ¹² (biljoen)
TRL	technology readiness level
TTW	tank-to-wheel
TWh	terawattuur (tera = 10 ¹²)
V2G	vehicle-to-grid
W	watt (1 watt is 1 joule per seconde)
WGS	water gas shift
WLTP	worldwide harmonised light vehicle test procedure
WTT	well-to-tank
WTW	well-to-wheel
ZA	zeldzame aardmetalen

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

Het klimaatneutraal maken van ons mobiliteitssysteem is een grote uitdaging. Het past in het streven van de Europese Green Deal van klimaatneutraliteit in 2050 en het verminderen van transportemissies met 90% (Europese Commissie, 2020) en de visie van IenW om naar een "mobiliteitssector zonder uitstoot in 2050"¹ toe te werken (IenW, 2022; 1). Zo'n grote CO₂-reductie in de totale economie vereist een veelomvattende transitie met grote investeringen, beleidskeuzes en gedragsveranderingen.

In het Nederlandse Klimaatakkoord uit 2019 zijn plannen tot 2030 gemaakt die deze transitie in Nederland in gang zetten met beleid. Het rapport van de Commissie Van Geest (2021) laat zien dat er nog meer nodig is om op het EU-tussendoel van 55% broeikasgasreductie in 2030 uit te komen (*Fit for 55*). Het coalitieakkoord uit 2022 mikt voor Nederland zelfs op 60% reductie ten opzichte van 1990.

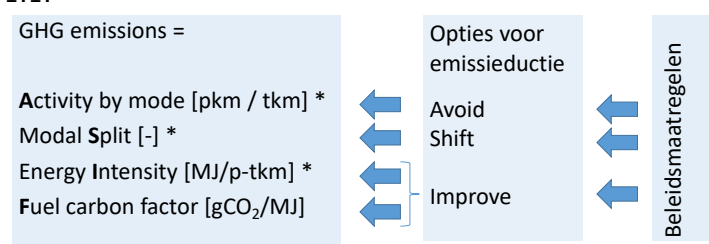
In dit rapport beschrijft het KiM enkele belangrijke consequenties die 100% CO₂-vrije mobiliteit heeft voor de energievoorziening. We richten onze blik daarbij niet alleen op het verminderen van de uitlaatemissies van mobiliteit, maar op de CO₂-emissies in de totale energieketen, van productie van CO₂-vrije energiedragers tot en met het gebruik door mobiliteit. Of het werkelijk nodig en mogelijk is om CO₂-emissies van mobiliteit volledig te vermijden, speelt in dit rapport geen rol.

Strategieën voor CO₂-emissiereductie

De eerste vraag is: welke (technische) oplossingen zijn er om een grote CO₂-emissiereductie in het mobiliteitssysteem te bereiken? CO₂-emissies van mobiliteit zijn het product van 4 factoren die samen de emissie bepalen (met tussen vierkante haken de eenheid waarin de factor wordt uitgedrukt):

- 1) Activiteiten: de mobiliteitsvraag [totaal afgelegde afstand van personen of vracht],
- 2) Modal split: de vervoerwijzekeuze [aantal reizigers of lading per voertuig],
- 3) Energie-efficiëntie [energiegebruik per afgelegde afstand per voertuigtype],
- 4) CO₂-emissiefactor die bij de energiedrager hoort [emissie per energiegebruik].

De vermenigvuldiging van deze 4 factoren wordt ook wel de ASIF-formule genoemd, naar de Engelse benaming van deze 4 factoren (A=activity, S=(modal) split, I=(energy) intensity en F = fuel² carbon factor) (Schipper et al., 1999). Zie figuur 1.1.



Figuur 1.1 Emissies en emissiereductiemaatregelen in mobiliteit

¹ Hier wordt vaak uitstoot bij de uitlaat bedoeld, niet per se emissieloos over de gehele keten.

² Hier hoeven niet enkel brandstoffen onder te vallen.

In samenhang met deze 4 (ASIF) factoren worden strategieën voor emissiereductie ingedeeld in 3 groepen (IPCC, 2022; Berveling et al., 2020), ook wel de Trias Mobilica genoemd (VNG, 2019):

- **Avoid:** verminderen van de mobiliteitsvraag (hangt samen met 'A', activiteiten),
- **Shift:** verschuiving naar andere modaliteiten (hangt samen met 'S', modal split),
- **Improve:** verduurzaming van de modaliteit door verbeteren van de energie-efficiëntie en de CO₂-inhoud van de gebruikte energie (hangt samen met 'I' intensity en F 'fuel carbon factor').

Een strategie die valt onder 'Avoid' is bijvoorbeeld verkorten van reisafstanden of minder reizen. Onder 'shift' vallen bijvoorbeeld:

- Een verschuiving van auto naar openbaar vervoer (ov) en fiets,
- Een verschuiving van vrachtwagen naar trein of binnenvaartschip,
- Een hogere bezetting van de auto,
- Een hogere belading van vrachtwagen, goederentrein of binnenvaartschip.

Onder 'Improve' vallen:

- Strategieën gericht op een verbetering van energie-efficiëntie van voertuigen - waar we ook vaar- of vliegtuigen toe rekenen -, bijvoorbeeld de inzet van een efficiëntere aandrijflijn,
- Strategieën gericht op een verbetering van de CO₂-emissiefactor, dat wil zeggen inzet van andere dan fossiele energiebronnen.

De F-factor hangt vaak samen met de I-factor. De overstap naar een ander type energie, met een andere F-factor, vereist vaak namelijk ook de overstap naar een ander aandrijfsysteem (I-factor) met een andere energie-efficiëntie. Denk aan de overstap naar elektrisch rijden: hier speelt zowel de vervanging van benzine of diesel door elektriciteit (F-factor) als de vervanging van de verbrandingsmotor door een veel efficiëntere motor, namelijk een elektromotor (I-factor).

Dit rapport richt zich in principe op verbetering van F, tot het niveau van CO₂-neutraliteit (0 gCO₂/MJ). Zoals gezegd zal dit vaak gecombineerd zijn met inzet van een andere (efficiëntere) aandrijflijn, zodat ook de I-factor *en passant* wordt verbeterd. Andere aspecten die vallen onder de I-factor, zoals stroomlijning van voertuigen (aerodynamica) en toepassing van lichtgewichtmaterialen of compacte voertuigen, nemen we niet mee.

Inzoomen op het verbeteren van de F (fuel carbon factor, gCO₂/MJ)

Er zijn ruwweg 4 energiedragers waarmee het mobiliteitssysteem CO₂-neutraal kan worden gemaakt:

1. **Elektriciteit**, toegepast in een accu+elektromotor,
2. **Waterstof**, toegepast in een brandstofcel+elektromotor of in een verbrandingsmotor (ICE),
3. **Synthetische brandstof** (synfuel) anders dan waterstof, toegepast in een verbrandingsmotor,
4. **Biobrandstof** (biofuel), toegepast in een verbrandingsmotor.

Om CO₂-neutraal te zijn moeten de energiedragers geproduceerd zijn uit hernieuwbare, CO₂-neutrale bronnen. Daarna moeten ook alle processen op het traject tussen de productielocatie en de eindgebruiker CO₂-neutraal zijn. Denk aan processen zoals het overzeese transport van een brandstof per schip of compressie om een gasvormige brandstof te kunnen opslaan. Met andere woorden, de gehele energieketen van productie tot aan de gebruiker moet CO₂-neutraal zijn.

Voor de productie van de synfuels is koolstof (C) nodig. Om CO₂-neutraal te zijn geldt hier de eis dat deze afkomstig is van hetzij CO₂ uit de lucht hetzij CO₂-

reststromen uit de industrie die anders in de atmosfeer zouden komen. Daarbij is natuurlijk de vraag in hoeverre er op termijn nog CO₂-reststromen zijn. In 2050 moet de hele maatschappij CO₂-neutraal zijn. Dit betekent dat de elektriciteitssector, de chemische industrie en andere fabrieken moeten zijn overgegaan op CO₂-neutrale alternatieven. Als dit alternatief biomassa is, dan komt er een relatief geconcentreerde CO₂-stroom beschikbaar (het afvalproduct bij de productie van biobrandstof) die gebruikt zou kunnen worden voor productie van synfuels. Een CO₂-reststroom gebaseerd op fossiele brandstoffen (waar dan ook in de keten) past niet in een CO₂-neutrale samenleving.

Onze scope: CO₂-neutraal op well-to-wheel (WTW) basis

In de systematiek van het IPCC is een mobiliteitssysteem CO₂-neutraal als er geen CO₂-emissies uit de uitlaat van het voertuig komen, dat wil zeggen als de 'tank-to-wheel'-emissies nul zijn. Biobrandstof telt in de IPCC-rekenmethode als CO₂-neutraal, ongeacht de fysieke CO₂-uitstoot die ontstaat bij verbranding van de biobrandstof. Met het oog op de Europese ambitie van CO₂-neutraliteit in de totale economie willen we in dit onderzoeksproject het mobiliteitssysteem breder beschouwen: we rekenen ook de CO₂-emissies die ontstaan bij productie, transport, distributie, opslag en tanken of laden van de energiedragers tot het mobiliteitssysteem. De scope is dus well-to-wheel (WTW) en niet tank-to-wheel (TTW).

Deze scope betekent nog steeds niet dat alle CO₂-emissies gedekt zijn. Emissies die buiten de WTW-benadering vallen zijn bijvoorbeeld de emissies die ontstaan bij het maken en installeren van productiefaciliteiten zoals windturbines, brandstoffabrieken en elektrolyzers. Zouden deze emissies wel meetellen, dan is pas sprake van CO₂-neutraliteit als ook alle materialen en energie voor deze productiefaciliteiten CO₂-neutraal zijn geproduceerd. Om hoeveel emissies het gaat, komt pas aan het licht via een levenscyclusanalyse (life cycle assessment, LCA)³. In 2050 is het waarschijnlijk onhaalbaar om de energieketens over de gehele levenscyclus CO₂-neutraal te krijgen, omdat het onwaarschijnlijk is dat de wereldwijde productie van materialen dan CO₂-neutraal is.⁴ In dit rapport staan we verder bij deze bredere scope niet stil, we richten ons op WTW.

De energieketens nader bekeken

In deze studie zien we een energieketen als een combinatie van de volgende ketenstappen:

1. **Productie** van de energiedrager (elektriciteit, waterstof, biobrandstof en synfuel) uit grondstoffen.
2. **Transport, opslag en distributie** van de energiedrager. Het onderscheid tussen transport en distributie is dat transport grootschalig is en distributie fijnmazig.
3. **Tanken of laden** van de energiedrager in het voertuig.
4. **Gebruik in het voertuig**: omzetting van de energiedrager in aandrijving van het voertuig.

³ In zo'n LCA worden ook emissies die ontstaan bij de productie en sloop van kapitaalgoederen meegenomen en verdeeld over de energie die tijdens de gehele levensduur wordt geproduceerd.

⁴ De EU en 4 landen er buiten hebben het doel van klimaatneutraliteit in 2050 of eerder wettelijk vastgelegd, nog eens 21 landen hebben zo'n doel vastgelegd in een beleidsdocument en 14 andere landen in hun 'pledge' naar de UNFCCC. De rest van de wereld heeft zo'n doel (nog) niet, of voor later dan 2050 (bijvoorbeeld China voor 2060). Zie <https://eciu.net/netzerotracker>.

De ketenstappen 1, 2 en 3 vertegenwoordigen het well-to-tank (WTT) gedeelte van de keten (waarin opslag ook als aparte stap kan worden gezien), de 4^e ketenstap staat voor het tank-to-wheel (TTW) deel van de keten:

Productie	Energiedrager	Transport, Opslag en Distributie	Laden/tanken	Gebruik in voertuig
-----------	---------------	----------------------------------	--------------	---------------------

De ketens voor elektriciteit, waterstof, synfuel en biobrandstof hebben elk hun eigen technische, economische en politieke uitdagingen. Deze kunnen verschillen per vervoerwijze waar de energiedrager wordt ingezet, bijvoorbeeld voor licht of zwaar wegvervoer en scheepvaart. Denk bij deze specifieke voor- en nadelen aan kosten, specifieke eisen aan de weg-, vaar- of vlieginfrastructuur, laad- of tanktijd, effect op elektriciteitsnet, effect op ruimtegebruik, inzet van (eventueel schaarse) grondstoffen, sociale acceptatie en dergelijke. Maar ook zijn er gemeenschappelijke uitdagingen, bijvoorbeeld omdat energieketens onderling gekoppeld zijn. Zo is elektriciteit uit de elektriciteitsketen een grondstof voor de productie van waterstof en is waterstof op zijn beurt een grondstof voor de productie van synfuels. Een uitdaging uit de elektriciteitsketen kan daarmee doorwerken in de beide andere ketens.

Ook op andere manieren zijn er verbanden tussen de 4 energieketens. Keuzes binnen de ene energieketen kunnen toekomstige keuzes in andere energieketens bemoeilijken of onmogelijk maken. We spreken dan van padafhankelijkheden of lock-in effecten. Bijvoorbeeld: nu inzetten op waterstof als transportbrandstof voor vrachtovervoer maakt een systeem met elektrische bovenleidingen voor elektrische vrachtauto's (een electric road system, ERS⁵) relatief duurder doordat er minder vrachtwagens zijn om er gebruik van te maken, en vice versa.

Keuzes in de energievoorziening voor mobiliteit kunnen eveneens gevolgen hebben voor andere sectoren zoals industrie en gebouwde omgeving, aangezien die ook elektriciteit, waterstof en biomassa nodig hebben. Dit nemen we verder niet mee in deze studie.

1.2 Onderzoeksvragen

Dit onderzoek richt zich op fysische, technische en kostenkenmerken van de energieketens voor elektriciteit, waterstof, synfuel en biobrandstof voor toepassing in mobiliteit.⁶ We kijken daarbij naar de eerdergenoemde ketenstappen: 1) productie van energiedragers uit grondstoffen, 2) transport, opslag en distributie, 3) laden of tanken en 4) gebruik in de voertuigen.⁷ Samen vormen deze stappen een well-to-wheel benadering. Uitgangspunt is dat alle energieketens (vrijwel) CO₂-neutraal zijn.

Binnen een CO₂-neutrale energieketen nemen we verschillende varianten mee. De varianten verschillen bijvoorbeeld in de productiewijze van de energiedrager - bij waterstof kun je daarbij denken aan productie uit elektriciteit (via elektrolyse) of uit

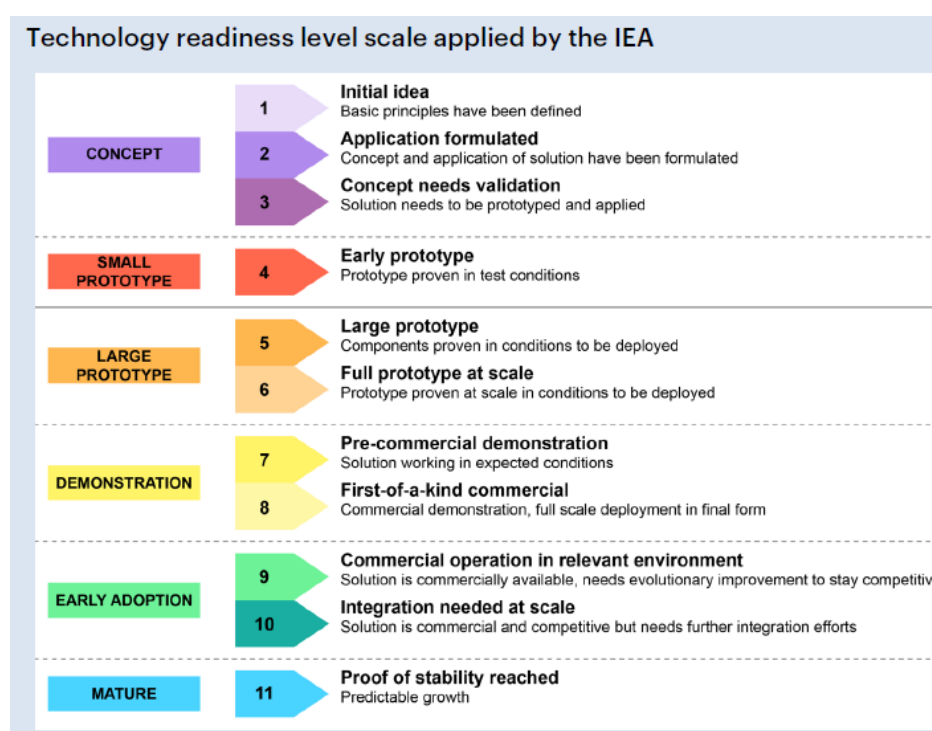
⁵ Hierbij worden accu's van vrachtwagens tijdens het rijden opgeladen via laadinfrastructuur boven, naast of onder het wegdek, zodat er minder grote accu's nodig zijn dan voor vrachtwagens die alleen bij laadstations kunnen laden.

⁶ Ten opzichte van scenariostudies over duurzame energie in de mobiliteitssector, bijvoorbeeld Cuelenaere et al. (2014), is onze studie geen scenario-analyse maar een feitelijke benadering van de well-to-wheel keten, waarbij we op een rij zetten wat er bekend is over de ketens. We gaan daarin dieper dan deze, en vele andere, studies. Daarnaast kijken we naar ruimtegebruik en knelpunten en onzekerheden in de ketens. Ten slotte is het van belang om de kennis van tijd tot tijd te updaten, omdat er voortschrijdende of nieuwe inzichten zijn.

⁷ Niet alle ketenstappen zijn in de praktijk volledig relevant voor alle voertuig-energiedragercombinaties; zo is er bij de zeevaart meestal geen fijnmazige distributie (als onderdeel van ketenstap 2) nodig, omdat zeeschepen gevoed worden uit opslagtanks in zeehavens die rechtstreeks gevoed worden uit het grotere transportnet.

(bio)methaan in combinatie met CO₂-opslag (via een proces dat stoommethaanreforming, SMR, heet). Een andere variabele is de productielocatie - in Nederland of in het (verre) buitenland - en de wijze van transport, bijvoorbeeld met een schip of een buisleiding. Verder stellen we verschillende combinaties van voertuigen en energiedragers samen. Voorwaarde is wel dat die een Technological Readiness Level (TRL) hebben van 6 of hoger (TRL \geq 6), dat wil zeggen dat er een volledig prototype bestaat (figuur 1.2).

Technologieën (voertuig-energiedragercombinaties) met een TRL lager dan 6 (TRL $<$ 6) zijn nog te experimenteel, waardoor er weinig betrouwbare informatie beschikbaar is over grootschalige toepassingen en bovendien de kans kleiner is dat deze in 2050 een grote rol kunnen spelen, omdat er nog veel vooruitgang nodig is. Ook is het onzeker of die vooruitgang er zal zijn.



Figuur 1.2 Beschrijving TRL-niveaus

Bron: IEA, 2021

Dit leidt tot de volgende onderzoeksvraag:

Wat zijn de belangrijkste energetische, ruimtelijke, kostenkenmerken en mogelijke knelpunten van well-to-wheel ketens (en de stappen daarbinnen) van CO₂-neutrale energiedragers voor mobiliteit in Nederland?

We richten ons dus op de 'F' en in beperkte mate op de 'I' in de ASIF-formule (zie paragraaf 1.1) en op kenmerken van de ketenstappen, dus geen transitiepaden, scenario's, afwegingen tussen kenmerken of kosten-batenanalyses.

We onderscheiden de volgende deelvragen:

- Energetisch: Wat zijn de energetische rendementen van de stappen in energieketens? Welk deel van de totale gebruikte energie in de gehele keten resteert als energie om in het voertuig nuttig te gebruiken?

- Ruimtegebruik: Voor welke ketenstappen en energiedragers is ruimtegebruik van belang en hoe groot is dit ruimtegebruik in relatie tot de energie-eenheid?
- Kosten: Wat zijn de kosten van de ketenstappen?
- Knelpunten en onzekerheden: Welke knelpunten kunnen worden geïdentificeerd, die de (grootschalige) ontwikkeling van de 4 duurzame energieketens in de weg zouden kunnen staan, zoals het gebruik van schaarse materialen? En welke onzekerheden zien we, waarvan de implicaties nog niet duidelijk zijn, maar die mogelijk wel belangrijk zijn voor de toekomstige ontwikkeling?

1.3 Afbakening en definities

Deze studie gaat over CO₂-neutrale energieketens voor mobiliteit in 2050, van productie van de energiedrager tot en met gebruik in het voertuig. Met een verdere afbakening als volgt.

CO₂-neutraal is niet per se hetzelfde als klimaatneutraal: broeikasgassen zoals methaan en lachgas, en andere stoffen zoals waterdamp op grote (vlieg)hoogte, dragen ook bij aan broeikas effect. We onderzoeken niet de bijdragen van niet-CO₂-emissies, maar benoemen deze niet-CO₂-effecten wel wanneer deze relevant zijn.

We voeren geen levenscyclusanalyse (LCA) uit. We kijken bijvoorbeeld niet naar de staalproductie (en de bijbehorende CO₂-emissies) die nodig is voor allerlei technieken in de ketens, zoals windturbines en tankstations. We richten ons op well-to-wheel (WtW).

Deze studie geeft inzichten die relevant zijn voor het maken van beleidskeuzes. Maar we geven geen afwegingskader voor eventuele keuzes welke energiedrager per modaliteit het meest wenselijk is.

We analyseren en vergelijken de energieketens op de *energetische, ruimtelijke en kostenkenmerken* van de energieketens, maar maken hier geen onderlinge afweging tussen, bijvoorbeeld of ruimtebeslag zwaarder weegt dan energiegebruik. Technische haalbaarheid *op systeemniveau* nemen we slechts beperkt mee in de analyse. Het gaat dan over bijvoorbeeld benodigde capaciteitsvergroting van het elektriciteitsnet, de ruimtelijke inpassing van laadinfrastructuur in steden of haalbaarheid van waterstofproductie op grote schaal.

Het zichtjaar van deze studie is CO₂-neutraliteit in 2050, maar de kosten- en efficiëntieschattingen zijn veelal voor 2030, omdat literatuur voor daarna zeer schaars is en deze schattingen zeer onzeker zijn. Voor deze studie is met name van belang of een techniek al uitontwikkeld is of dat er nog veel verbetering mogelijk is. Inschattingen voor 2030 zijn daarbij ook behulpzaam.

Energieprijzen in turbulente tijden: ten tijde van schrijven zijn de aardgasprijzen circa 4 keer zo hoog als begin 2021. Deze stijging begon eind 2021 en is nog versterkt door de oorlog in Oekraïne. Hiervan wordt ook een effect op de olieprijs verwacht. Geopolitiek kan ook invloed hebben op prijzen van andere grondstoffen. Naast een effect op prijzen kan er ook invloed zijn op hoe de maatschappij over het algemeen over grondstoffen, waaronder aardgas, denkt. In onze studie gaan we niet direct op zulke effecten in, maar in een gevoeligheidsanalyse rekenen we ook met hogere gas- en elektriciteitsprijzen.

We hebben een discontovoet van 2,25% gebruikt op basis van de richtlijnen met betrekking tot maatschappelijke kosten en batenanalyses (Koopmans en Rhee, 2021).

Technieken met een lage Technological Readiness Level (<6) onderzoeken we niet; zie figuur 1.2. We geven echter soms wel aan welke alternatieven er worden ontwikkeld die thans nog een lagere TRL hebben zonder ze in detail te behandelen.

De criteria efficiency, ruimte en kosten

De ketens die we analyseren zijn in principe alle 4 (bijna) CO₂-neutraal. Op CO₂-emissies scoren ze dus allemaal ruwweg hetzelfde. Om toch een onderlinge vergelijking te kunnen maken, leggen we alle ketens langs 3 meetlatten: energetisch rendement (energie-efficiëntie), ruimtegebruik en kosten.

Energetisch rendement

Bij energetisch rendement maken we onderscheid in:

- Het rendement van de gehele, well-to-wheel-keten (R_{WTW}),
- Het well-to-tank-rendement (R_{WTT}) en
- Het tank-to-wheel-rendement (R_{TTW}).

R_{WTW} is het product van R_{WTT} en R_{TTW} . In formule:

$$R_{WTW} = R_{WTT} \cdot R_{TTW}$$

De maat voor R_{WTW} is $\text{Energie}_{\text{voortbeweging}} / \text{Energie}_{\text{input in de keten}}$

De maat voor R_{WTT} is $\text{Energie}_{\text{getankt of geladen in voertuig}} / \text{Energie}_{\text{input in de keten}}$

De maat voor R_{TTW} is $\text{Energie}_{\text{voortbeweging}} / \text{Energie}_{\text{getankt of geladen in voertuig}}$

Als R_{WTT} hoog is, is de energie-input op een zuinige manier omgezet in energie om te tanken of te laden. R_{WTT} is geschikt om te bezien hoeveel van de energie-input in de keten, uiteindelijk in de voertuigen getankt of geladen kan worden, en hoeveel verliezen er onderweg zijn. Als kanttekening geldt dat een onderlinge vergelijking vooral zinnig is bij ketens die dezelfde stof als basis hebben (elektriciteit, methaan of biomassa) en wat minder bij ketens met een verschillende basis.⁸

R_{TTW} geeft aan hoe efficiënt het voertuig de getankte of geladen energie heeft omgezet in voortbeweging. Hoe hoger, hoe minder verliezen in het voertuig.

Als R_{WTW} van een keten hoog is, is er in de hele keten relatief weinig energie-input nodig geweest om het voertuig voort te stuwten. In de gehele keten is er dan dus zuinig omgegaan met energie om het doel (voortbeweging) te bereiken.

Ruimtegebruik

Ruimtegebruik nemen we mee om de volgende redenen. Ruimte is een schaars goed, vooral in Nederland, en de transitie naar een duurzame energievoorziening gaat beslag leggen op ruimte (Gordijn et al., 2003; Kuijers et al., 2020). Het kan zo zijn dat we tegen ruimtelijke grenzen op land en op zee gaan aanlopen (Scheepers, 2022). Het huidige ruimtegebruik, of een toekomstige keuze voor ruimtegebruik, kan een beperking vormen voor duurzame vervulling van andere functies in de toekomst (Bertels et al., 1996), zoals voedselproductie of woningbouw. Als ruimte schaars is, is efficiënt gebruik van de ruimte bij het maken van brandstoffen belangrijk.

⁸ Elektriciteit, methaan en biomassa verschillen namelijk in energiekwaliteit. Bijvoorbeeld 1 MJ elektriciteit en 1 MJ methaan zijn gelijk in energie-inhoud, maar de kwaliteit van 1 MJ elektriciteit is hoger dan van 1 MJ methaan, omdat met 1 MJ elektriciteit meer arbeid is te verrichten dan met 1 MJ methaan.

Daarnaast is ruimtegebruik een impact-indicator voor duurzame ontwikkeling. Bijvoorbeeld in de Donuteconomie (Raworth, 2021) is 'land-use change' een van de indicatoren die de 'planetary boundaries' weergeeft. Ruimtelijke inpasbaarheid wordt ook genoemd als criterium in de Kamerbrief over een nationaal plan voor het energiesysteem in 2050 (Min EZK, 2021). Landgebruik als economische 'factor' is tot op zekere hoogte verwerkt in de kosten van de verscheidene ketenstappen. Echter doordat de totale ruimte beschikbaar voor duurzame energieketens voor mobiliteit niet onbeperkt is, is het relevant kwantitatief inzicht te krijgen in het ruimtebeslag.

In onze analyses over ruimte voor de verschillende ketenstappen bekijken we ruimtegebruik uit kwantitatief oogpunt. Het *netto* ruimtegebruik is het landoppervlak dat primair voor de productie van energie wordt gebruikt, bijvoorbeeld het stuk land dat wordt ingenomen door een windturbine of dat wordt gebruikt om zonnepanelen op te zetten. Je kunt nog dieren laten grazen rondom de zonnepanelen, en ook kunnen zij gebruik maken van de schaduw van het paneel, maar het primaire grondgebruik is voor zonne-energie. Het *bruto*-ruimtegebruik geeft het totale oppervlak dat nodig is om een bepaalde hoeveelheid energie te produceren. Hierbij telt de ruimte tussen de turbines – die nog voor veel andere doeleinden gebruikt kan worden – wel mee. Deze maat is nuttig om te bepalen wat de ruimtelijke mogelijkheden en beperkingen zijn om een bepaalde hoeveelheid (of vermogen) energie te produceren. Overigens kunnen ook combinaties van energieproductie plaatsvinden op hetzelfde oppervlak, bijvoorbeeld biomassateelt tussen de turbines van een windpark, maar dit laten we hier buiten beschouwing.

Kwalitatieve aspecten, zoals bijvoorbeeld horizonvervuiling bij windturbines, hebben we niet onderzocht (sommige andere studies, zoals Londo & Kramer (2019), gaan hier wel op in). Ook maken we geen onderscheid naar wáár het ruimtegebruik plaatsvindt, dus waarbij andere factoren dan schaarste van ruimte aan de orde zijn. Daarnaast valt ondergronds ruimtegebruik, zoals benodigd voor CO₂-opslag of kabels in het elektriciteitsnet of voor laadstations, buiten de scope van ons onderzoek. Dit is in overeenstemming met bijvoorbeeld UNECE (2022).

Begrippenlijst

Energiedrager: een product dat chemische, thermische of elektrische energie bevat. In deze studie zijn de voorkomende energiedragers: elektriciteit, waterstof, synfuels en biobrandstof. Bijvoorbeeld een accu is in de bewoordingen van deze studie geen energiedrager, maar is een opslagmedium voor de energiedrager elektriciteit.

Energieketen: het geheel van 1) productie van de energiedrager (elektriciteit, waterstof, biobrandstof en synfuel) inclusief eventuele grondstoffen, 2) transport/distributie en opslag van de energiedrager, 3) tanken/laden van de energiedrager, 4) omzetting van de energiedrager in aandrijving voor het voertuig.

(Energie-)efficiëntie of (energetisch) rendement: dit is het quotiënt van de uitgaande nuttige energie en de ingaande energie. We gebruiken dit begrip zowel voor efficiëntie van een ketenstap als voor de gehele keten.

Energiegebruik: het gebruik van energie, meestal in een ketenstap of een onderdeel daarvan. De eenheid van energie kan variëren: GJ, MJ, kWh, MWh etc. Als het gaat om energiegebruik per afgelegde afstand vermelden we dit expliciet, ook door hiervoor de eenheid MJ/km of GJ/km te gebruiken.

Hernieuwbare elektriciteit: hiermee bedoelen we elektriciteit uit zon en wind.

Kosten: dit gaat om financiële kosten, bijvoorbeeld voor een technische installatie of kosten van grondstoffen, zonder belastingen en heffingen en ook zo veel mogelijk zonder bedrijfsmatige winst. Te onderscheiden van prijzen en tarieven (die inclusief een winstmarge zijn) en ook van maatschappelijke kosten.

Transport (van de energiedrager): Het gaat om bulkvervoer van een grote hoeveelheid energie aan energiedragers over grotere afstanden.

Distributie: Ook hier gaat het om het verplaatsen van de energiedrager, maar dan in het laatste deel van de keten naar de eindgebruikers. Distributie is over het algemeen fijnmaziger en kleinschaliger dan transport.

Ruimte: het gaat om het ruimtebeslag van ketenstappen of van de hele energieketen, en wordt uitgedrukt in de eenheid m² of km². Bij het ruimtebeslag van een energiedrager-voertuigcombinatie gaat het om het beslag op ruimte van de verschillende ketenstappen om de op jaarbasis benodigde hoeveelheid energie voor dit voertuig te produceren en te leveren.

1.4 Methode

Dit onderzoek is vooral op basis van literatuuronderzoek uitgevoerd, maar ook met primaire data uit eerder onderzoek. Berekeningen voor efficiëntie, kosten en ruimte hebben we uitgevoerd op basis hiervan. Daarnaast zijn enkele experts geraadpleegd, en hebben enkele experts het concept-rapport of hoofdstukken hieruit gereviewd.

Het literatuuronderzoek is gedaan op basis van snowballing (backward en forward, dat wil zeggen in artikelen of rapporten de bronnenlijsten bekeken en daar relevante studies uitgehaald, en via googlescholar opgezocht welke studies refereren aan bepaalde artikelen of rapporten. Hierbij hebben we in eerste instantie vooral metastudies en overzichtsrapporten van gerenommeerde internationale instituten en adviesbureaus geraadpleegd. Voor specifieke onderwerpen waar minder over bekend is, bijvoorbeeld ruimtegebruik van de verschillende ketenstappen, hebben we ook wetenschappelijke en grijze literatuur gebruikt. Andere bronnen dan bovenstaand, zoals presentaties, nieuwsartikelen of blogs zijn gebruikt als er geen alternatief was. We hebben zoveel mogelijk verscheidene bronnen voor elke afzonderlijk onderwerp gebruikt.

Aannames voor berekeningen van KIM en TNO zijn dan vaak een gemiddelde uit verschillende literatuurbronnen, waarbij uitschieters of minder degelijk onderbouwde waarden worden uitgesloten. Daarnaast heeft TNO ook veel gebruik gemaakt van primaire data uit eerder TNO-onderzoek, vooral van energieverbruik van voertuigen voor verschillende energiedragers en modaliteiten.

Tot slot hebben de kwantitatieve en kwalitatieve uitkomsten van de 4 energieketens naast elkaar gezet in een synthese, om uit deze vergelijking overkoepelende conclusies te kunnen trekken.

1.5 Overzicht energieketens en vervoerwijzen

Varianten binnen ketenstappen

In elke energieketen zijn vele varianten mogelijk binnen de verschillende ketenstappen, zoals in de wijze waarop de energiedrager wordt vervoerd. De in

deze studie gekozen varianten worden toegelicht in de specifieke hoofdstukken per energieketen. Hier lichten we er alvast 2 ketenstappen uit:

1. Varianten binnen de ketenstap productie

Voor de stap productie hebben we gekozen voor (zie ook figuur 1.3):

- Elektriciteit
 - Windenergie op land en zee in Nederland
 - Zonne-energie in Nederland
 - Zonne-energie in Noord-Afrika en daarna getransporteerd naar Nederland
- Waterstof
 - Elektrolyse met behulp van elektriciteit, in Nederland
 - Elektrolyse met behulp van elektriciteit, in Noord-Afrika; de waterstof wordt vervolgens vervoerd naar Nederland in vloeibare vorm (gekoeld), gasvormige vorm of in verbindingen zoals ammoniak
 - (Bio-)methaan via stoommethaanreforming (SMR) en CO₂-afvang en -opslag
- Synfuels anders dan waterstof
 - Ammoniak uit waterstof en stikstof uit de lucht
 - Drop-in fuels of FT-synfuels, geproduceerd met het Fischer-Tropsch (FT)-proces met behulp van waterstof en CO₂ die afgevangen wordt uit de lucht of bij puntbronnen
 - Methanol uit waterstof en CO₂ die afgevangen wordt uit de lucht of bij puntbronnen
- Biobrandstof
 - Drop-in biofuels of FT-biofuels, geproduceerd met het Fischer-Tropsch (FT) proces met behulp van geavanceerde biomassa (zoals residuen of niet-voedselgewassen, volgens Renewable Energy Directive)
 - Bio-ethanol uit geavanceerde biomassa (volgens definitie in Renewable Energy Directive)

Zoals uit de beschrijving van deze ketenstap blijkt, zijn er dwarsverbanden tussen de energieketens. Bijvoorbeeld elektriciteit is niet alleen het product in de elektriciteitsketen, maar ook een grondstof voor waterstofproductie. Waterstof op zijn beurt is een van de grondstoffen voor synfuels. Gebruik van waterstof of synfuels wordt daarom ook wel indirecte elektrificatie genoemd (Ueckerdt et al., 2021).

Als transportbrandstoffen worden gemaakt met behulp van CO₂ uit puntbronnen, bijvoorbeeld uit industriële installaties, rekenen we de CO₂ die ontstaat bij verbranding van de brandstoffen in voertuigen niet toe aan de mobiliteitssector. In de plaats daarvan is het een 'uitgestelde' emissie van de industriële sector. De aanname hierbij is dat wanneer mobiliteit de CO₂ niet zou gebruiken, de industrie deze zou emitteren. Met andere woorden, het gebruik in synfuels leidt niet tot *extra* CO₂-uitstoot. We merken op dat hier ook anders naar gekeken zou kunnen worden, bijvoorbeeld dat de CO₂-emissie gedeeltelijk aan mobiliteit en gedeeltelijk aan de industrie wordt toegerekend (Kleijne et al., 2022; Ueckerdt et al., 2021). Bij zo'n allocatie van emissies zou ook een rol kunnen spelen welke sector voor de emissies heeft betaald in de vorm van CO₂-credits of -rechten.

Energieketen	subroute	wijze van transport van de energiedrager (in ketenstap transport/distributie/opslag)
elektriciteit	wind	
	zon	
	zon-import	
waterstof	elektrolyse	vloeibaar
		ammoniak
		gasvormig
	SMR+CCS	vloeibaar
		ammoniak
		gasvormig
synfuels	FT-liquids	
	ammoniak	
	methanol	
biobrandstoffen	Bio-FT-liquids	
	bio-ethanol	

Figuur 1.3 Overzicht van varianten voor de stap productie en eventuele varianten in het transport van de energiedrager

2. Varianten binnen de laatste stap 'gebruik in voertuig'

Voor de laatste ketenstap, 'gebruik in voertuig', onderscheiden we verschillende voertuigen. We hebben gekozen voor de 5 voertuigtypen met het grootste aandeel in de CO₂-emissies op basis van de in Nederland getankte brandstof (figuur 1.4), met uitzondering van mobiele werktuigen (zoals bladblazers en graafmachines), welke zeer divers zijn en wellicht een specifiek onderzoek vragen.

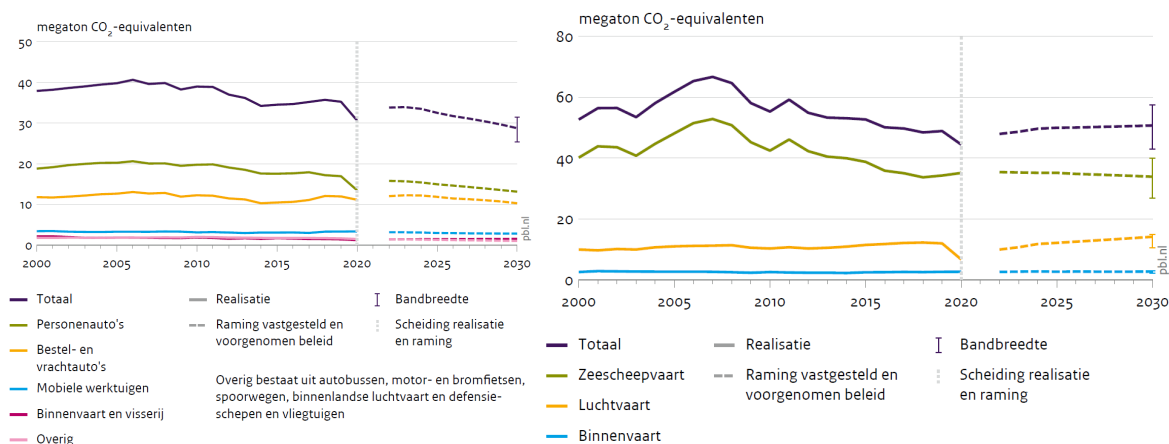
Deze 5 zijn:

- Lichte wegvoertuigen (personenauto's),
- Zware wegvoertuigen (vrachtauto's),
- Binnenvaart,
- Zeevaart,
- Luchtvaart.

Treinen laten we buiten beschouwing omdat deze vooral elektrisch rijden en daarom alleen indirecte emissies veroorzaken.

Met deze selectie van 5 voertuigtypen dekt dit onderzoek naar CO₂-neutrale energieketens voor mobiliteit het overgrote deel van de huidige CO₂-emissies van mobiliteit. Overigens zijn de emissies van brandstof die in Nederland wordt gebunkerd voor internationale lucht- en scheepvaart hoger dan de emissies van de brandstof die wordt gebruikt voor binnenlandse mobiliteit. Zie figuur 1.4.

Energieketens voor CO₂-neutrale mobiliteit



Figuur 1.4 Emissies van broeikasgassen uit binnenlandse mobiliteit (IPCC-definitie, links) en uit in Nederland verkochte bunkerbrandstoffen (rechts)

Bron: PBL, 2021

Referentievoertuigen

Voor elk van de 5 voertuigtypen is een referentievoertuig gedefinieerd, dat relatief gezien binnen zijn voertuigcategorie veel CO₂-emissies voor zijn rekening neemt. Dit is de reden waarom we bij luchtvaart hebben gekozen voor een vliegtuig dat lange afstanden (intercontinentaal) vliegt (intercontinentale vluchten langer dan 4000 km veroorzaken meer dan de helft van de emissies van vluchten van en naar EU-luchthavens, vluchten langer dan 1500 km driekwart (Eurocontrol, 2021)). Deze referentievoertuigen staan in tabel 1.1.

Tabel 1.1 Referentievoertuigen voor de 5 voertuigtypen

Voertuigen		Referentievoertuig (emissie ⁹ -/gewichtsklasse en voorbeeld)	Referentie- brandstof
Licht wegvervoer	Personenauto	Gemiddeld praktijkverbruik (data 2019)	Diesel en benzine
Zwaar wegvervoer	Trekker-oplegger combinatie	Gemiddeld praktijkverbruik (data 2019)	Diesel
Binnenvaart	Binnenvaartschip	Emissie-/gewichtsklasse: Stage V (M8 ¹⁰) Voorbeeld: Groot Rijnschip M8 (110m)	Diesel
Scheepvaart	Zeevaart	Emissie-/gewichtsklasse: IMO II of III Voorbeeld: General Cargo Ship	Diesel
Luchtvaart	Intercontinentaal	Emissie-/gewichtsklasse: n.v.t. Voorbeeld: Boeing 787 Dreamliner (250-330 passagiers; 13.000-15.700 km)	Kerosine

⁹ Voor het wegvervoer is Euro 6/VI momenteel verplicht voor nieuwe voertuigen, voor de binnenscheepvaart- en zeescheepvaart geldt de Stage V-emissienorm.

¹⁰ De M-klasse is een indicatie voor de gewichtsklasse van een schip.

Combinaties tussen energiedragers en voertuigen

Een selectie van energiedragers en voertuigen is nodig om de scope van dit onderzoek niet te groot te maken, maar toch de belangrijkste combinaties mee te nemen. Onze selectie is weergegeven in tabel 1.2.

Bij de selectie was vooral van belang of een energiedrager-voertuigcombinatie, gezien het ontwikkelstadium, de potentie heeft om in 2050 een grote rol te spelen. We hebben bij de selectie van energiedrager-voertuigcombinaties daarom het huidige TRL als belangrijkste selectiecriteria genomen. Dit moet tenminste gelijk zijn aan 6.

Ook hebben we als selectiecriteria laten meewegen of een optie vaak wordt genoemd in gezaghebbende literatuur (bijvoorbeeld van IEA, IPCC en ITF). En tot slot speelde bij de selectie een rol wat de praktische toepasbaarheid van de voertuig-energiedragercombinatie is. Zo wordt toepassing van **ammoniak** in lichte wegvoertuigen, hoewel qua TRL wel mogelijk, niet als een realistische optie gezien, omdat ammoniak zeer giftig is en veiligheidsrisico's voor de gebruikers met zich brengt (Duijm et al., 2005; Berenschot en Arcadis, 2021). Voor scheepvaart (zee- en binnenvaart) kan ammoniak wel een optie zijn omdat er alleen professionals met de brandstof overweg moeten kunnen. **Bio-ethanol** onderzoeken we alleen voor lichte wegvoertuigen, omdat ethanol een benzinevervanger is en benzine nu ook alleen in licht wegverkeer wordt gebruikt. Voor **luchtvaart** onderzoeken we alleen de combinaties met synthetische kerosine (op basis van waterstof en CO₂) en bio-kerosine (op basis van biomassa). **Elektrisch** vliegen over lange afstanden wordt over het algemeen niet als een realistische optie gezien, omdat het gewicht van de accu's te groot wordt. Zelfs voor kleinere vliegtuigen voor regionale vluchten moet de energie-inhoud per eenheid gewicht van accu's minstens 2 keer zo groot zijn als van de huidige lithium-ion accu's. Zulke accu's worden pas op de langere termijn (2050) mogelijk geacht (Graver et al., 2022)¹¹. Langeafstandsvluchten op **waterstof** achten we evenmin weinig realistisch, enerzijds vanwege het grote ruimtebeslag van de brandstoftank en brandstofsysteem en anderzijds vanwege het gewicht daarvan, wat juist bij vliegen een zeer belangrijk criterium is. (Ruimtebeslag en gewicht komen aan bod in het hoofdstuk Waterstof.) Voor toepassing als vliegtuigbrandstof in een aangepaste vliegtuigmotor zal bovendien een complex en langdurig goedkeuringsproces moeten worden doorlopen vanwege vliegveiligheid.

Tabel 1.2 Selectie van de onderzochte energiedrager- voertuigcombinaties op basis van TRL en praktische toepasbaarheid

energieketen	subtype	conversie in voertuig	modaliteit				
			licht wegvervoer	zwaar wegvervoer	binnenvaart*	scheepvaart oceaan	luchtvaart
elektriciteit		accu-elektrisch	9	8-9	8		3
		ERS	nvt	6-9	nvt		nvt
waterstof		FC-elektrisch	8-9	8-9	7	<6	3
		ICE aangepast	8-9	8-9	8	4-5	lage TRL(+veiligheid?)
synfuels	drop-in (FT)	ICE	5-6	5-6	5-6	5-6	5-6
	NH ₃	ICE aangepast	veiligheid	veiligheid	7-8	7-8	
	methanol	ICE aangepast	7-8	7-8	7-8	7-8	
biobrandstof	drop-in (FT)	ICE	5-9	5-9	5-9	5-9	5-9
	bio-ethanol**	ICE aangepast	~8				

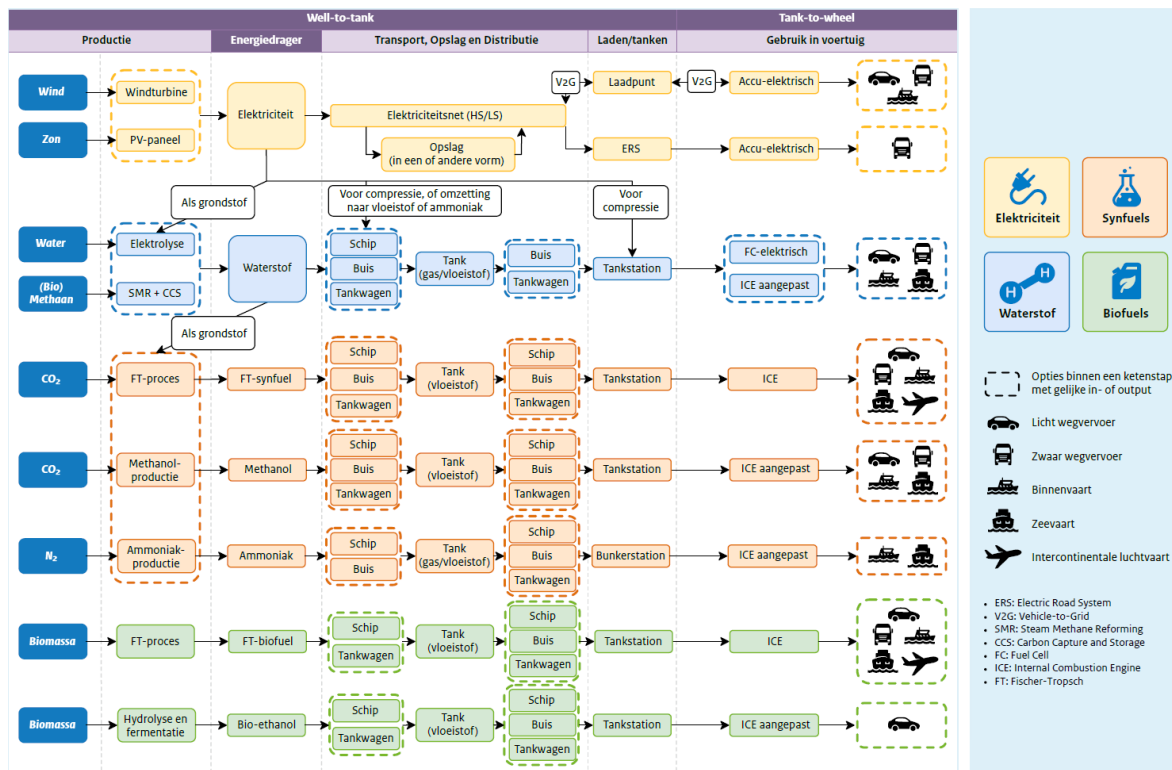
* ook scheepvaart korte en middellange afstand

Tabeltoelichting: Niet-beschouwde energiedrager-voertuigcombinaties zijn weergegeven met een zwart blokje. Getallen in de tabel geven de TRL weer. De bron voor de TRL-waardes is IEA (2021), met uitzondering van de TRL-waardes in groen die zijn gebaseerd op het Umwelt Bundesamt (2016) en in rood,

¹¹ Voor vluchten tot 500 km die uit Nederland vertrekken, is een doelstelling vastgesteld dat deze allemaal worden uitgevoerd met elektrische vliegtuigen (Kamerbrief 18 februari, 2022)

die een eigen inschatting van het KiM betreffen. Bij de synfuels en biobrandstof waarvoor geen motoraanpassing nodig is ("ICE") zijn de genoemde TRL's alleen die van de brandstof. (De voertuigmotor wordt al commercieel toegepast en heeft logischerwijs de hoogst haalbare TRL.)

Figuur 1.5 combineert tabel 1.2 en figuur 1.3 en geeft daarmee de afbakening van deze studie. Het laat zien welke varianten op het gebied van productiemethode, transport en laden en tanken van energiedragers we meenemen, en voor welke voertuigtypen. Ook staan de dwarsverbanden tussen de ketens erin.



Figuur 1.5 Overzicht van de geanalyseerde brandstoffssoorten en hun ketens

2 Elektriciteit

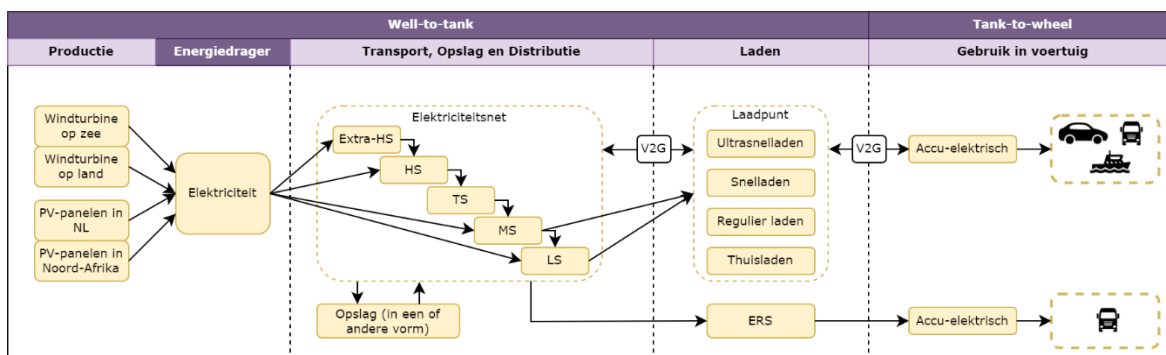
Hoofdpunten

- Energie-efficiëntie is ongeveer 60-75% voor de hele keten (well-to-wheel). Elektrische voertuigen halen een relatief hoge energie-efficiëntie bij een dynamisch rijpatroon (verschillende snelheden en veel start-stops) omdat de remenergie wordt teruggewonnen. Dit in tegenstelling tot voertuigen met een verbrandingsmotor.
- Beschikbare ruimte voor windturbines op land en zee in Nederland is niet onbeperkt en voor een klimaatneutraal elektriciteitssysteem in Nederland in 2050 is veel ruimte nodig. Voor wind op zee is een substantieel deel – ongeveer de helft - van het beschikbare ruimtelijke potentieel nodig, rekening houdend met bijvoorbeeld scheepvaart en ecologische waarden. Dit geldt ook het benutbare dakoppervlak voor PV, en voor zonneweides zijn ook enkele procenten van het agrarische oppervlak nodig. Al met al is dit een flinke ruimtelijke opgave. Ook ruimtelijke inpassing van elektriciteitsnetuitbreidingen kan knelpunten opleveren.
- Voor een elektrische personenauto is ongeveer 7 – 50 m² nodig voor CO₂-neutrale energielevering. Bij 100% elektrificatie van wegvervoer is het totale bebouwde ruimtebeslag van de energie-keten ongeveer een-vijfde van het ruimtebeslag van mobiliteit-gerelateerde infrastructuur (wegen, parkeren). Echter als we ook de ruimte tussen windturbines beschouwen is oppervlak nodig voor energie veel groter dan die voor mobiliteit.
- Schaarse materialen zijn nodig, vooral voor accu's. Er is onzekerheid over de beschikbaarheid van bijvoorbeeld lithium, nikkel, kobalt en zeldzame aardmetalen.
- Circulaire economie wordt nog niet voldoende toegepast in de elektriciteitsketen: 100% recycling gebruikte grondstoffen, vooral voor batterijen, is nog ver weg, hoewel er EU- en Nederlands beleid voor in ontwikkeling is.
- Slim laden houdt in dat de laadsnelheid kan worden gevarieerd om belasting op het elektriciteitsnet te minimaliseren. Bij vehicle-to-grid systemen (bidirectioneel laden) kan de accu uit voertuigen worden gebruikt om tijdelijk elektriciteit op te slaan en terug te leveren aan het net. Beide strategieën kunnen een belangrijke rol spelen in het toekomstig elektriciteitssysteem, vooral om de behoefte aan verzwaringen in het midden- en laagspanningsnet te verminderen. Wel moet de jaarlijkse totale elektriciteitsbehoefte kunnen worden geproduceerd. Overproductie moet worden opgeslagen en de opslagcapaciteit moet ruim voldoende zijn om lange periodes van weinig zon en wind op te vangen.
- Het effect van vehicle-to-grid op levensduur accu is onzeker.
- Er is onzekerheid over de benodigde uitbreidingen van het elektriciteitsnet in verschillende elektrificatiescenario's voor mobiliteit. Dit geldt voor laag- en middenspanning (vooral voor elektrische auto's; wellicht ook voor megawattladers voor vrachtwagens) maar ook dieper in het net. Het effect van electric road systems op het elektriciteitsnet is ook nog onduidelijk.
- Er lijkt een gebrek aan technici om de laadinfrastructuur aan te leggen en het elektriciteitsnet uit te breiden en te verzwaren.
- Veiligheidsrisico's van elektrische voertuigen (EVs) lijken beperkt en goed op te vangen met regelgeving.

- Het effect van EVs op “non-exhaust” fijnstof vergeleken met auto’s met een verbrandingsmotor is beperkt: iets meer bandenslijtage door extra accugewicht en hoger koppel bij lage snelheid, maar minder fijnstof door remmen.
- De kosten van batterij-elektrische vrachtwagens (de zwaarste klasse) en elektrische binnenvaart ten opzichte van alternatieven is onzeker. Het volume en gewicht van accu’s voor zwaar wegvervoer zorgt voor lagere capaciteit van het voertuig
- Laadtijd lijkt vooral voor zwaar wegvervoer een probleem voor vervoerders, maar geldt in mindere mate ook voor andere modaliteiten.

Inleiding

Deze energieroute omvat elektriciteit opgewekt via klimaatneutrale bronnen wind en fotovoltaïsche (PV) energie, gedistribueerd via het elektriciteitsnet aan laadinfrastructuur om daarmee voertuigaccu’s op te laden, welke de elektromotor van het voertuig voeden (figuur 2.1). Hierbij gaan we uit van klimaatneutraliteit in de gebruiksfase van de opwekkingsbronnen: mogelijke emissies van productie van windturbines of verandering van landgebruik bij zonneweides zijn niet meegenomen. Elektriciteit kan in Nederland opgewekt worden, maar ook in het buitenland, dichterbij de evenaar. Daarom nemen we een scenario mee waarin zonne-energie in Noord-Afrika wordt opgewekt en getransporteerd naar het Europese en Nederlandse netwerk op basis van ECF (2010; p 74-75).



Figuur 2.1 Overzicht ketenstappen elektriciteit

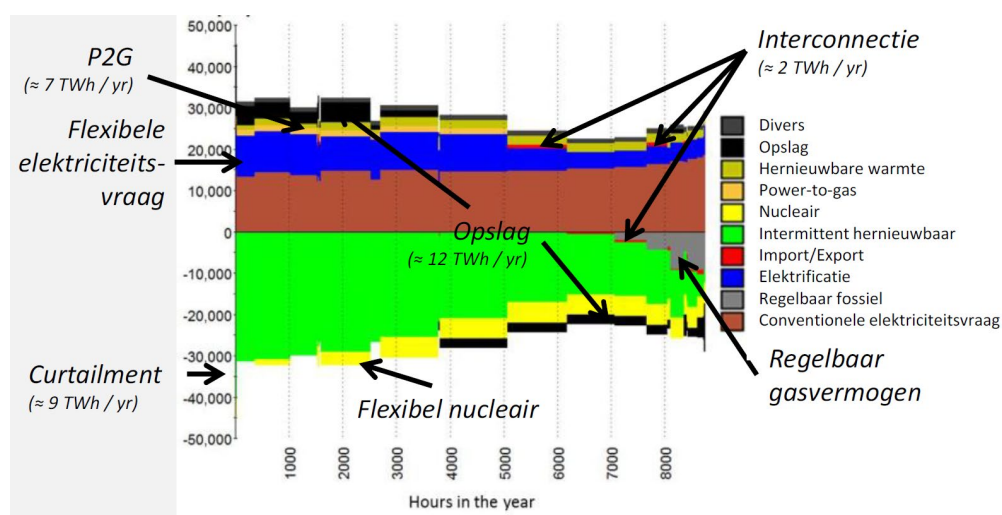
Dit hoofdstuk behandelt elk van de ketenstappen apart (2.1 – 2.5) en tot slot de keten als geheel (2.6). Hierbij kijken we steeds naar de energie-efficiëntie, kosten en ruimtegebruik en andere aspecten waar relevant. Hieronder volgen eerst de hoofdpunten van deze analyse.

2.1 Productie

In deze stap gaat het om de productie van wisselstroom die aan het publieke elektriciteitsnet kan worden geleverd. PV-panelen en windturbines worden in de meeste scenario’s voor klimaatneutrale elektriciteit in Nederland in 2050 als de belangrijkste bronnen gezien (zie bijvoorbeeld Daniels & Koutstaal, 2016; Den Ouden et al., 2020¹²), en in 2030 is voorzien dat deze bronnen al zo’n 75% van de verwachte elektriciteitsbehoefte opwekken (MinEZK, 2021). Windturbines leveren wisselstroom (AC), terwijl PV-panelen gelijkstroom (DC) leveren die via een omvormer naar AC wordt omgezet voor het netwerk.

¹² Deze studie analyseert vier scenario’s voor klimaatneutrale energievoorziening in Nederland in 2050, waarbij de nadruk ligt op regionale, nationale, Europese of globale ontwikkeling (zie Bijlage C voor een overzicht van de uitgangspunten van de scenario’s).

Zon en wind zijn echter variabele bronnen met grote fluctuaties in het geleverde vermogen per dag en per maand waardoor deze niet altijd aan de vraag kunnen voldoen. Om deze fluctuatie op te vangen moet er naast de investeringen in de zonnepanelen en windturbines ook geïnvesteerd worden in regelbare bronnen zoals gascentrales, interconnectie met buitenlandse netten en verschillende vormen van opslag (zie paragraaf Opslag), zie figuur 2.2. Daarnaast kan de vraag naar elektriciteit ook gestuurd worden, door industrie en huishoudens, naar verschillende tijden zodat de piek in de elektriciteitsvraag afneemt (TeNNeT, 2021). Als laatste mogelijkheid kan het geleverde vermogen van zon en wind worden afgeschaald wanneer het aanbod hoger is dan de vraag. Hoe dan ook zal het elektriciteitsnetwerk van 2050 flink verzaamd moeten worden ten opzichte van de huidige situatie (Netbeheer Nederland, 2021).



Figuur 2.2 Illustratie van een mogelijk klimaatneutraal elektriciteitssysteem in 2050 voor Nederland

Exclusief elektriciteit voor eventuele bunkerfuels voor lucht- en scheepvaart. Boven de elektriciteitsvraag, onder het aanbod met in groen PV+wind. De horizontale as geeft weer de uren in het jaren naar beschikbaarheid PV+wind.

Bron: Daniels & Koutstaal (2016)

Efficiëntie

Voor energie-efficiëntie is ons startpunt de totale hoeveelheid energie in wisselstroom, opgewekt in 2050 via PV-panelen of windturbines. In de efficiëntieberekeningen laten we de omzettingsefficiëntie, oftewel het quotiënt van de energie van de zon of de wind die op de panelen valt of tegen de bladen van de turbines komt en de elektrische energie geproduceerd door de panelen of turbines buiten beschouwing¹³, zoals gebruikelijk in studies naar energie-efficiëntie (zie bijvoorbeeld Haugen et al., 2021). De efficiëntie van een PV-omvormer, die de gelijkstroom die PV-panelen opwekken wordt omgezet naar wisselstroom transformeert, ligt over het algemeen rond de 90-98% (Vignola et al., 2008).

Ruimtegebruik

¹³ Omzetting van windenergie in elektrische energie gebeurt met de huidige windturbines vrij dichtbij de theoretisch meest efficiënte manier (ongeveer 40-45%). De energieverliezen die optreden bij deze omzetting laten we verder buiten beschouwing. Omzetting van zonne-energie in elektrische energie gebeurt nu met een efficiëntie van ca 15%. Verdere verbeteringen zijn nog wel denkbaar, maar we gaan in dit rapport ervan uit dat die energieverliezen vooralsnog onvermijdelijk zijn, en betrekken deze verliezen niet in de berekeningen.

De oppervlakte die nodig is om elektriciteit op te wekken met zonnepanelen en windturbines verschilt sterk. Elektriciteitscentrales die op fossiele of nucleaire energie draaien leggen over het algemeen een kleiner beslag (0,1-1 m²/MWh per jaar) op de ruimte dan duurzame bronnen. In bijlage C Verdieping elektriciteit staan schattingen voor het ruimtegebruik van zon en wind voor de Nederlandse of Europese situatie waar mogelijk.

Voor wind nemen we de ruimte tussen de turbines die ook voor andere doeleinden worden gebruikt niet mee in het netto ruimtegebruik voor windenergie. Voor wind op zee wordt dan het ruimtegebruik de ruimte die niet meer voor andere doeleinden is te gebruiken. Doorvaart voor de scheepvaart en medegebruik door bijvoorbeeld passieve visserij kunnen, onder voorwaarden, nog steeds plaatsvinden binnen de grenzen van een windpark. Hierbij geldt als grens een afstand van 50m tot de turbines en 500m tot net-op-zee-platforms, de zogenoemde veiligheids- en onderhoudszone. Sommige activiteiten zijn niet toegestaan, zoals duiken, kitesurfen en visserij met sleepnetten (Wind op Zee, n.d.).

Er enige spreiding in de waardes in de literatuur. Deze kan verklaard worden door verschillen in waar precies de geografische grens van een project wordt gelegd (Saunders, 2020). Verder is er voor PV oost-west- of zuidoriëntatie mogelijk en zijn er verschillen in de zoninstraling. Ook zijn er voor de verschillende typen oppervlakken (daken, op infrastructuur, in het landschap of op water) verschillende tussenruimtes mogelijk en kan niet altijd voor de optimale hoek worden gekozen. Voor wind hangt de elektriciteitsproductie af van het windaanbod, maar ook de grootte van de turbine en het totale geïnstalleerde vermogen per km².

Voor verdere berekeningen nemen we voor het nettoruimtegebruik voor wind als gemiddelde uit 4 bronnen 1 m²/MWh per jaar (0,3 m²/GJ per jaar), voor zon (LIW) in Nederland 12 m²/MWh per jaar (3 m²/GJ per jaar) uit 5 bronnen. Voor energie opgewekt uit zonlicht in Noord-Afrika is een 2 keer zo hoge opbrengst per paneel mogelijk (SolarGIS, 2021). Voor het ruimtegebruik nemen we daarom de helft (6 m²/MWh per jaar) aan. In bijlage C Verdieping elektriciteit staan alle bronnen voor het ruimtegebruik.

Bij **wind op land** is het effect van ruimtegebruik breder dan de oppervlakte die hierboven genoemd is, met impact op natuur en cultuurlandschap, horizonvervuiling en slagschaduw. Windturbines worden over het algemeen niet dicht bij een woonwijk geplaatst. De doelen voor 2030 uit het Klimaatakkoord (35 TWh uit wind op land en PV) en het Energieakkoord (6 GW wind op land) zijn waarschijnlijk haalbaar (PBL, 2021). Het potentieel van wind op land is hoger dan 6 GW (RVO, 2018), maar het is onduidelijk hoeveel het totale vermogen van wind op land richting 2050 verder kan groeien.

Bij **wind op zee** kunnen ook knelpunten ontstaan op de lange termijn. Daarnaast is er het ruimtebeslag (zoals van het transformatorstation nodig om de connectie met het hoogspanningsnet te maken) van het aan land brengen van de opgewekte elektrische energie (zie paragraaf transport). Van de totale 54.000 km² ruimte in de Nederlandse Economische Zone in de Noordzee wordt geschat dat 18.000 km² beschikbaar is voor wind op zee, uitgaande van restricties voor veiligheid, geluidsoverlast en kans op uitval van basisvoorzieningen (Kuijers et al., 2020). De 11,5 GW doelstelling voor 2030, of 49 TWh per jaar, is ruimtelijk goed haalbaar. In een scenario met 72 GW in 2050 is van de beschikbare ruimte dan een substantieel deel, namelijk 40-67%, nodig (Kuijers et al., 2020).

Vanwege ecologische en economische overwegingen kan niet alle ruimte op de Noordzee worden benut voor windenergie. Dat betekent dat er voor 2050 wel knelpunten kunnen zijn. Windturbines op zee kunnen stroming, golven, menging van waterlagen en sedimentatie beïnvloeden. Dit kan weer doorwerken in de

kwaliteit van de leefomgeving van de zee fauna. Visserij, vooral die met sleepnetten, wordt beperkt door windparken op zee. Daarnaast moeten vaarroutes beschikbaar blijven (RVO, 2018).

Voor **PV** in 2050 schatten Den Ouden et al. (2020) een groei naar 42 tot 125 GW_p opgesteld vermogen (ongeveer 37–109 TWh per jaar bij huidige rendementen¹⁴) in de vier bovengenoemde scenario's. Voor 70 TWh opwekking in 2050 zal zo'n 15-30% van het PV-potentieel op de Nederlandse daken nodig zijn, naast enkele procenten van het potentieel op infrastructuur (zie afbeelding 2.1), in het landschap en op binnenwater (Van Hooff et al., 2021). Als we alleen kijken naar zonneweides is 2-4% van de agrarische landoppervlakte in Nederland nodig voor ongeveer 50 GW_p vermogen (Kuijers et al., 2020), wat neerkomt op zo'n 48 TWh per jaar. De geprojecteerde groei valt dus binnen het ruimtelijk potentieel, maar het is niet duidelijk of hier knelpunten worden verwacht wat betreft de praktische realisatie.



Afbeelding 2.1 PV geïntegreerd met de snelweg

Bron: <https://www.solarhighways.eu/>

Bij 100% elektrificatie van mobiliteit over de weg, uitgaande van de gemiddelde geprojecteerde groei van de lage en hoge scenario's in de Integrale Mobiliteitsanalyse (RWS/WVL, 2021), zal de elektriciteitsvraag ongeveer 47 TWh bedragen (zie tabel 2.1), of 52 TWh als we rekening houden met een laad-efficiëntie van 90% (zie paragraaf 2.4). Dit is zo'n 20-25% van de totale verwachte vraag naar elektriciteit¹⁵ in 2050 (Den Ouden et al., 2020). Ter vergelijking, 3 miljoen e-bikes in Nederland gebruiken 50 GWh per jaar of 0,04% van het huidige totaal, hetgeen 1 turbine van 11 MW van het in ontwikkeling zijnde windpark Hollandse Kust in een jaar kan opwekken (Visser, 4 maart 2022).

Tabel 2.1 Illustratie van elektriciteitsvraag van wegmobiliteit bij 100% elektrificatie in 2019 met extrapolatie naar 2050

Modaliteit	Voertuigkilometers 2019 [mld km] ¹	Typische efficiëntie [kWh/km] ²	Elektriciteitsvraag 2019 [TWh/jaar]	Elektriciteitsvraag 2050 [TWh/jaar]
Personenauto	122.5	0.2	25	28
Bestelbus	18.7	0.22	4	5
Zwaar wegvervoer	7.5	1.4 ³	11	13
Bussen	0.6	1*	0.6	1
Totaal			40	47

¹ CBS (2020), ² Berveling et al. (2020), ³ TNO (zie bijlage B Efficiëntie), *schatting

¹⁴ Dit is een conservatieve aanname: rendementen van PV-panelen kunnen in 2050 ruim anderhalf keer zo hoog liggen als nu (RVO, 2021).

¹⁵ Op basis van het gemiddelde van de totale elektriciteitsvraag (219 TWh) in de vier scenario's van Den Ouden et al. (2020). Hierin zit geen 100% elektrificatie van mobiliteit, maar in de percentages hebben we hiervoor gecorrigeerd. De totale vraag zou ook hoger kunnen zijn, bijvoorbeeld 300 TWh of zelfs 500 TWh, wanneer ook alle bunkerfuels via elektriciteit in Nederland geproduceerd zouden worden (Scheepers, 2022). Vanzelfsprekend is dan het aandeel wegmobiliteit in de elektriciteitsvraag navenant lager.

Uitgaande van de eerdergenoemde gemiddelden voor het ruimtegebruik per MWh per jaar is voor de opwekking van de benodigde elektriciteit voor de huidige mobiliteit (2019) maximaal 600 km² aan oppervlakte nodig, in het geval van 100% PV in Nederland. Bij productie met 3/4 wind en 1/4 zon¹⁶ zal het ongeveer 250 km² zijn. Ter vergelijking, het totale oppervlak van wegverkeersinfrastructuur in 2015 bedroeg 1044 km² (CBS, 2021a¹⁷), en het oppervlak voor parkeerplaatsen is ongeveer 200 km² (Zijlstra et al., 2022). Het directe ruimtebeslag van mobiliteit ligt daarmee ongeveer 5 keer hoger dan het oppervlak nodig voor de energieopwekking. Dit is wel gebaseerd op de bebouwde oppervlakte van windenergie, oftewel het netto ruimtebeslag.

Wanneer we de oppervlakte nodig voor windparken zouden beschouwen is het ruimtebeslag van de energieproductie veel groter dan het directe ruimtebeslag van mobiliteit. Dit brutoruimtebeslag bedraagt ruim 1500 km² (op land of op zee), vergelijkbaar met de provincie Utrecht.

Kosten

De kosten voor productie van elektriciteit uit zon en wind namen de afgelopen decennia gestaag af, en een verdere daling naar 2030 en 2040 wordt verwacht. Leereffecten worden verwacht door optimalisatie van productieprocessen, schaaleffecten, maar ook door hogere efficiency van zonnepanelen en grotere windturbines (Xiao et al., 2021). Kostenschattingen voor Nederland en West-Europa voor 2030 en 2040 lopen ruwweg uiteen van 30 tot 50 Euro per MWh voor wind op land, 40–75 voor wind op zee, en 40 tot 60 euro per MWh voor PV (zie bijlage C Verdieping elektriciteit). Dit zijn de kosten voor de pv-panelen en windturbines, inclusief plaatsing, en onderhoudskosten.

Voor de groothandelsprijzen gaat de KEV (PBL, 2021) uit van 47 [32-68] EUR/MWh voor 2030, en Den Ouden et al. (2020) van 50 [25-100] EUR/MWh voor 2050. Voor 2021 was de groothandelsprijs gemiddeld 56 EUR/MWh, waarvan 11 euro netwerkprijs voor transport en distributie (CBS, 2021). Echter volledig klimaatneutrale elektriciteit zou hogere kosten kunnen hebben. Hoogervorst (2020) voerde een meta-analyse uit voor het PBL en kwam uit op 85 EUR/MWh voor productiekosten. We nemen aan voor de totale kosten van elektriciteitsproductie, inclusief distributie, opslag en transport, 75 [50-100] €/MWh.

Schaarse grondstoffen

Deze box heeft betrekking op verscheidende ketenstappen, vooral het gebruik in voertuig, maar omdat voor elektriciteitsopwekking het ook relevant is plaatsen we deze hier.

De energietransitie die nodig is voor een klimaatneutraal scenario heeft implicaties voor de vraag naar materialen. Voor het elektriciteitsnetwerk, PV-panelen, windturbines, accu's en elektromotoren is een aantal kritische of schaarse materialen van belang (zie tabel 2.2 en figuur 2.3). Dit zijn voornamelijk koper, lithium, silicium, kobalt, nikkel, mangaan, platina en zeldzame aardmetalen (ZA), bijvoorbeeld neodymium, dysprosium, praseodymium en iridium (IEA, 2021)¹⁸. Zo heeft een Tesla S lithium genoeg voor 1000 laptops, en 1 elektrische auto (EV) met een 60 kWh accu (NMC111) heeft evenveel kobalt nodig als 3300 iPhones. ZA zijn overigens ruim voorradig in de aardkorst, echter in zeer lage concentraties.

¹⁶ Berenschot & Kalavasta (2020) in Hoogervorst (2020): 68% wind, 21% zon, 11% andere bronnen in 2050.

¹⁷ <https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/37105>

¹⁸ Maar overbodigheid katalysatoren bespaart ook weer sommige kritische metalen (ZA en platina)

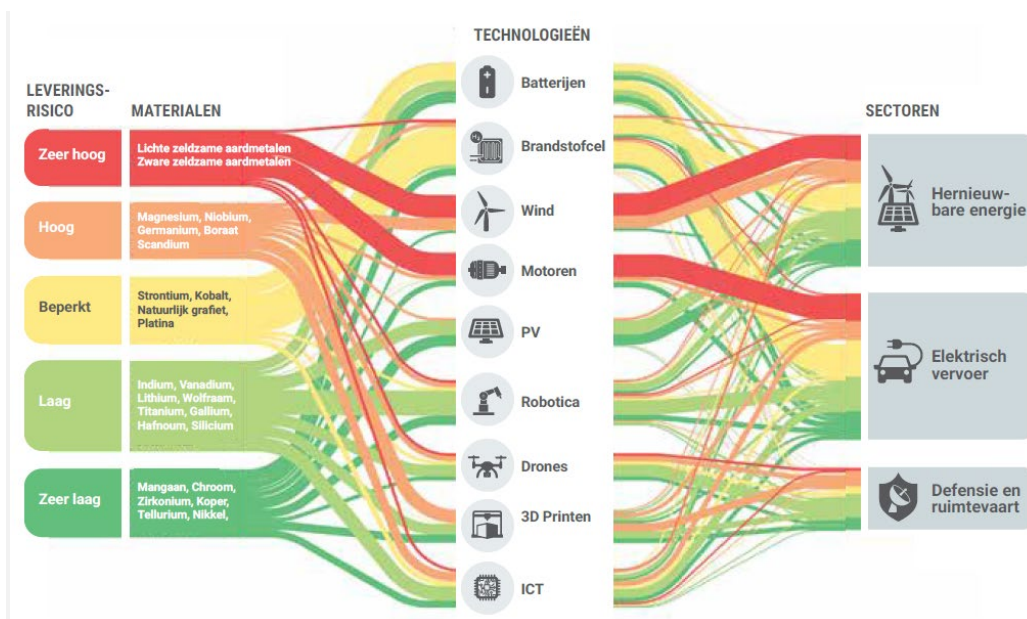
Lithium, kobalt, platina en de ZA staan op de lijst van kritische materialen van de EU: essentiële grondstoffen voor de economie maar waarvan de EU de levering als risicovol ziet (EC, 2020).

Tabel 2.2 Toepassing van (kritische) materialen in elektriciteitssysteem en accu's van EV's

<i>Toepassing</i>	<i>Zeldzame aardmetalen</i>	<i>Andere (kritische) materialen</i>	<i>Opmerkingen en alternatieven</i>
Windturbines	Neodymium, praseodymium	Koper, nikkel	Permanente magneten, vooral voor turbines op zee en EV-elektromotoren. Turbines met gearbox kunnen met minder ZA toe, maar vergen meer onderhoud en hebben lagere efficiëntie
PV (silicium / dunne-film)	Indium, tellurium, selenium	Zilver, silicium, koper	
Opslag (elektrolyzers, systeembatterijen)	Iridium, scandium	Platina, nikkel, kobalt, lithium	Iridium is essentieel voor PEM-brandstofcel
EV-accu's		Lithium, kobalt, nikkel, mangaan, koper	Kobalt komt voor >50% uit Congo, als bijproduct van koperwinning. China heeft 90% van verwerking in handen. Nieuwe batterij-technieken, zoals lithium-ijzer-fosfaat (LFP) of solid state batterijen, kunnen veel kobalt en nikkel besparen (maar hebben minder grote capaciteit)
Elektromotoren	Neodymium, praseodymium		Magneetloze elektromotoren zijn in ontwikkeling
Elektriciteitsnetwerk (kabels, stations)		Koper	

Het opraken van de bronnen voor lithium wordt op basis van huidige productievolumes ingeschat voor na 2060, terwijl voor nikkel¹⁹, kobalt en mangaan dit punt tussen 2030 en 2060 ligt (Mulvaney et al., 2021; zie ook Zijlstra et al., 2022). Bij een scenario waarin de wereldwijde temperatuurstijging ruim onder 2°C blijft, waarbij veel PV, turbines en elektrische voertuigen nodig zijn, is in 2030 de vraag naar lithium, kobalt en koper ongeveer twee keer hoger dan de productie uit mijnen die nu in gebruik of in ontwikkeling zijn (IEA, 2021).

¹⁹ Op het moment van schrijven was er een stijging van 300% in de prijs van nikkel in een week tijd, volgend op de invasie van Oekraïne (niet aan schaarste toe te schrijven, maar aan speculatie in de markt). De lithium-prijs verviervoudigde in 2021. Er is een mismatch met groei in batterij-productie met het ontwikkelen van mijnen.



Figuur 2.3. Kritieke metalen die nodig zijn voor verschillende technologieën, op basis van de verwachte ontwikkeling van deze technologieën binnen de EU

Bron: Europese Commissie 2018, vertaling Van Exter et al., 2021

Van Exter et al. (2021) zien ook beschikbaarheid van sommige metalen als een risico voor de energietransitie: "Zo groeit [bij aanname van huidige technologie] de jaarlijkse lithiumvraag voor de Nederlandse energietransitie naar gemiddeld 12-15% van de huidige wereldwijde productie in 2040-2050. Voor neodymium, dysprosium, praseodymium, iridium, kobalt en platina neemt de vraag toe tot ruim boven de 5% van de mondiale productie. Dit is significant meer dan het Nederlandse aandeel van het wereldwijd BNP (1,0%), finaal energieverbruik (0,5%) of aantal inwoners (0,2%)" (p. 2). Hoe meer opwekcapaciteit voor zon en windenergie (en batterijen) in Nederland, hoe hoger het risico op tekorten. Dit kan worden beperkt door verminderen van de vraag naar deze metalen (door energiebesparing en energiesysteem anders in te richten), innovatie voor technieken die minder metalen bevatten, verlengen levensduur van installaties, en verbeteren van de capaciteit om metalen terug te winnen (modulair ontwerp voor PV).

Daarnaast zijn er substantiële ecologische en sociale gevolgen van metaalwinning. De delving van kobalt in Congo wordt in verband gebracht met mensenrechtenschendingen waaronder vormen van kinderarbeid (GIZ, 2021). De helft van de lithium- en koperwinning vindt plaats in regio's met hoge waterstress, wat weer kan zorgen voor hogere aanbodrisico's door klimaatverandering (IEA, 2021). Nikkeldelving in Indonesië heeft lokale effecten op de waterkwaliteit (The Guardian, 19 Februari 2022). Daarnaast hebben prijsschommelingen op de grondstoffenmarkt, die als gevolg van toenemende krapte vaker kunnen voorkomen, een groter effect op ontwikkelingslanden dan op rijkere landen.

2.2 Transport en distributie

Van de plek van opwekking wordt de elektriciteit getransporteerd naar een stopcontact²⁰, laadpaal of -station voor wegtransport of binnenvaartschepen. Dit kan een kort traject zijn, wanneer de laadpaal of -box wordt gevoed met lokale

²⁰ Met 99,99% beschikbaarheid van stroom is Nederland wereldkampioen 'ongestoord van stroom genieten' (Dekker, 2022).

zonne-energie²¹, of langer, bij grootschalige zonneparken op perifere locaties of wind op zee²². We gaan in deze paragraaf uit van het elektriciteitsdistributienetwerk als geheel. Daarnaast is ook een rol voor bijvoorbeeld home charging systems die voertuigen gedeeltelijk op thuis opgewekte zonne-energie kunnen laden.

Om de elektriciteit van hoogspanning naar laagspanning te brengen zijn er in Nederland vier of vijf niveaus²³ van elektriciteitsnetten, met nu in totaal 310.000 km kabel. De grootste wind- en zonneparken, net als elektriciteitscentrales, worden op het hoogste niveau aangesloten en kleinere parken en PV-centrales op het tweede, derde of vierde niveau (Netbeheer Nederland, 2019). Tussen de niveaus zitten transformatorstations die zorgen voor de omzetting tussen de spanningsniveaus.

Efficiëntie

Het transport van bron naar punt van laden van elektriciteit, en de omzetting tussen de verschillende spanningsniveaus, zorgen voor energieverliezen in het netwerk. Bij hoogspanning zijn de verliezen per km het minst, ca 1,5% per 100 km. Op basis van de tabel in bijlage C Verdieping elektriciteit nemen we een efficiëntie van transmissie en distributie aan van 92-98%, met een gemiddelde van 95%.

Voor transport over grotere afstanden zoals van Noord-Afrika naar Europa wordt gelijkstroom in plaats van wisselstroom gebruikt om de verliezen te beperken tot 3% per 1000 km. In China is zo'n kabel al werkzaam, met een gelijkspanning van ruim 1 MV²⁴.

Ruimtegebruik

Het transportsysteem voor elektriciteit - de transformatorstations, hoogspanningsmasten en kabels van het elektriciteitsnetwerk - neemt in Nederland aardig wat ruimte in, en vooral in en rond stedelijk gebied. We bekijken hier het hele systeem, daarbij aangetekend dat mobiliteit over de weg maximaal ongeveer 25% van de totale elektriciteitsvraag inneemt (zie paragraaf 2.1). Lokaal kan het aansluitvermogen om een elektrische auto op te laden even groot zijn als de elektriciteitsaansluiting van enkele huishoudens tezamen.

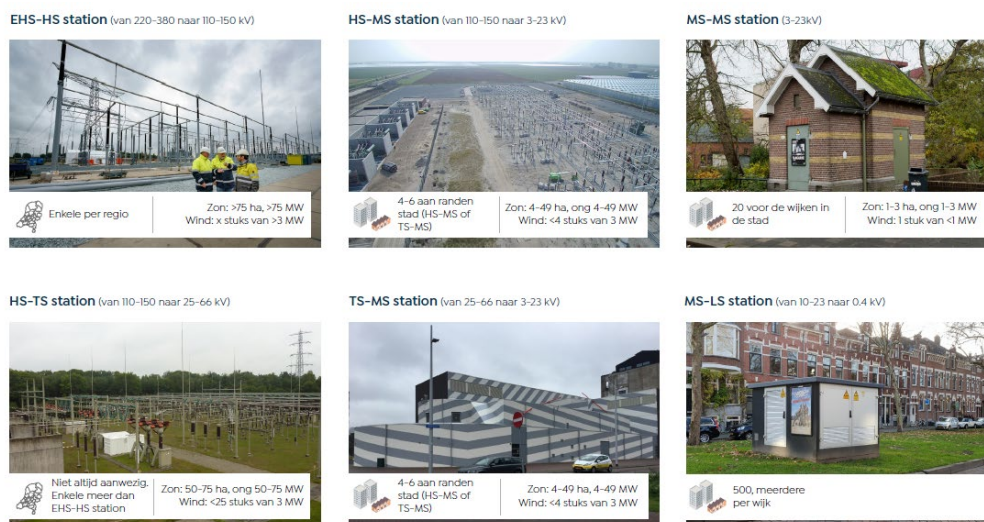
We kennen allemaal de kleine trafohuisjes in de stad of langs de weg op het platteland. Deze zijn 10-35 m² per stuk. MS-MS station zijn ook alomtegenwoordig met zo'n 20 per stad van 100.000 inwoners (200-4000 m² per stuk). Van de hoogspanning-middenspanning stations zijn er zo'n 4 tot 6 aan de randen van een gemiddelde stad, 10.000-40.000 m² (1-4 ha) per stuk. De grootste stations, enkele per regio, zijn per stuk ongeveer 10 hectare groot (NetbeheerNL, 2019). Naast het directe ruimtebeslag moet er rekening worden gehouden met regels voor de minimale afstand van trafo-stations tot woningen en andere bebouwing. Zie afbeelding 2.2 voor een illustratie van de verschillende elektriciteitsstations.

²¹ Of nog korter, zonder laadpaal, door PV-integratie in het voertuig zelf (<https://www.pv-magazine.com/2021/02/24/vehicle-integrated-pv-reduces-ev-charging-time-in-sunny-regions-by-40/>).

²² Tussentijdse opslag van elektriciteit kan ook onderdeel zijn van transport en distributie, en behandelen we hieronder apart.

²³ Extra hoogspanning (EHS) (230-380 kV), hoogspanning (HS) (110-150 kV), tussenspanning (TS) (25-66 kV), middenspanning (MS) (3-23 kV) en laagspanning (LS) (0,4 kV). Allemaal wisselspanning.

²⁴ <https://global.chinadaily.com.cn/a/202201/25/WS61ef4f1ca310cdd39bc8303b.html#>



Afbeelding 2.2 Typen elektriciteitsstations

Bron: Netbeheer Nederland, 2019

Het ruimtegebruik van de kabels moet ook worden genoemd. Het meest in het oog springend zijn de 60m hoge hoogspanningsmasten met de 380 kV kabels. De breedte van de strook voor deze kabels is ongeveer 100m. Deze kan variëren van 19 tot 162m en wordt de 'belemmerde strook' genoemd, waarbij er beperkingen gelden voor bebouwing en andere activiteiten in verband met de maximaal toelaatbare blootstelling aan magnetisch veld (TenneT, 2020a). Vrijwel het hele 220/380 kV-netwerk is bovengronds. Recentelijk is er een statistisch verhoogd risico op leukemie geconstateerd bij wonen op een afstand van 0-50 m van een hoogspanningslijn (Gezondheidsraad, 2022). Hierdoor is er een "extra argument voor voorzorgbeleid rond hoogspanningslijnen"²⁵. Voor spanning tot 150 kV is ondergronds leggen de norm, ondanks hogere aanleg- en reparatiekosten en lagere betrouwbaarheid. Hiervoor wordt een tracébreedte van tussen 1 (laag- en middenspanning) en 10 meter in (tussen- en hoogspanning) gehanteerd (Netbeheer Nederland, 2019; 2021).

Meer zon- en windenergie in de elektriciteitsmix kan gevolgen hebben voor het netwerk. Door decentralisatie kan de richting van transport deels omdraaien, doordat de geografische verdeling van vraag en aanbod verandert. Een gedeelte van de opwekking zal in landelijke gebieden plaatsvinden, rechtstreeks op de distributienetten, die daar niet op ingericht zijn. Maar ook in steden is de beperkte transportcapaciteit aan de afnamekant al zichtbaar²⁶.

Om aan de verwachte groei en verandering van de totale elektriciteitsvraag te voldoen, moet aan de huidige 1500 km aan 220/380 kV lijnverbindingen 400-700 km toegevoegd worden tot 2050, wat in totaal zo'n 40-70 km² aan extra ruimte inneemt (Netbeheer Nederland, 2021). Hierbij is de bovenkant van de range relevant bij hoge groei van wind op zee (52 GW in 2050). Voor het 110-150 kV net is de toename zo'n 1000 km (10 km²) op het huidige totaal van 4400 km.

Midden- en laagspanningskabels moeten vooral aangelegd worden om de verwachte toename van elektrisch vervoer en warmtepompen te faciliteren, en het huidige ondergrondse ruimtebeslag hiervan is rond de 250 km². Dit wordt verdubbeld als er

²⁵ <https://www.gezondheidsraad.nl/actueel/nieuws/2022/06/29/extra-argument-voor-voorzorgbeleid-rond-hoogspanningslijnen>

²⁶ <https://www.at5.nl/artikelen/210982/opnieuw-twee-delen-in-de-stad-waar-stroomnet-aan-maximum-zit-geen-plek-voor-nieuwe-grootverbruikers>

60.000-80.000 km kabel bij komt, en daarvoor moet 1 op de 3 straten open (Netbeheer Nederland, 2021).

Specifiek voor elektrische voertuigen bestaan de mogelijke effecten op het elektriciteitsnet die ondervangen moeten worden: spanningsvariabiliteit, door variabele en soms hoge vermogensvraag, verhoging van de piekvraag, frequentiewisselingen (harmonische verstoring), fasen-onbalans, spanningsdips, verliezen en overloading van transformatoren in het distributienetwerk (Shareef et al., 2016).

Op de huidige ca 250 hoogspanning naar middenspanningsstations moet er de komende decennia ongeveer de helft erbij komen, op de ruim 1200 middelgrote trafo-stations moeten 600-800 erbij komen, en 7500-12000 kleine trafohuisjes op het huidige totaal van 84.000. Het totale extra ruimtebeslag komt op 6-11 km². Dit lijkt een beperkte ruimte, maar is toch een flinke opgave in het dichtbevolkte Nederland.

In totaal kan het bovengrondse elektriciteitsnetwerk, inclusief EHS-kabels en stations, wel zo'n 250 km² (de oppervlakte van Amsterdam) bovengrondse ruimte innemen in 2050, waarvan er ongeveer 2/3 nu al ligt. Per MWh per jaar is dit dan gemiddeld ongeveer 1 m².

Voor de import van elektriciteit zal vanuit Noord-Afrika verschillende verbindingen met Europa moeten worden gelegd en worden aangesloten op de nationale elektriciteitsnetten (ECF, 2010). De aan te leggen infrastructuur in Noord-Afrika en in Europa zal dus door verschillende landen worden gebruikt²⁷. Het is niet mogelijk om precies te zeggen welke lengte HVDC-kabel dan voor de toevoer van elektriciteit aan Nederland valt toe te schrijven. We gaan daarom uit van 1000 km. Hiermee zou per MWh het ruimtegebruik op zo'n 3 m²/MWh komen voor transport van zonnepower import elektriciteit.

Kosten

Uitrol van laadinfrastructuur vraagt om uitbreiding en verzwaring de netcapaciteit, vooral van de LS- en MS-netten. Aan de andere kant kunnen vehicle-to-grid-systemen ook bijdragen aan het verminderen van de nood tot uitbreiding van de netcapaciteit. Het is niet mogelijk is om aan te geven welk deel aan elektrische mobiliteit kan worden toegeschreven. Daarom beschouwen we de kosten van netverzwaring voor alle sectoren samen.

Kosten, exclusief grond, voor het realiseren van transformatorstations lopen van 250.000 euro of minder voor de kleinste stations tot 100 miljoen euro voor EHS/HS-stations. Hoogspanningskabels van 220-380 kV kosten 5-10 miljoen €/ km, het laagspanningsnet 70.000-150.000 €/km (Netbeheer Nederland, 2019).

Voor het aansluiten van windparken op zee zijn investeringen in het hoogspanningsnet nodig. Voor dit zogeheten net op zee is tot en met 2023 4 miljard € nodig, wat neerkomt op zo'n 14 €/MWh, afgeschreven over een periode van 20 jaar (windopzee.nl, n.d.). Hoogervorst (2020) neemt 15 €/MWh aan als extra netkosten voor 2050. Deze kosten nemen we aan als middenschatting voor transportkosten in verdere berekeningen, boven op de eerdergenoemde 11 €/MWh distributiekosten in 2020.

De schattingen lopen uiteen over de netwerkinvesteringen die in totaal nodig zullen zijn om de bredere energietransitie (in alle sectoren) mogelijk te maken. PwC (2021) bijvoorbeeld, schat ongeveer 100 miljard € tot 2050 (ofwel ruim 10.000 € per huishouden) als investeringen voor TenneT en de drie grootste regionale

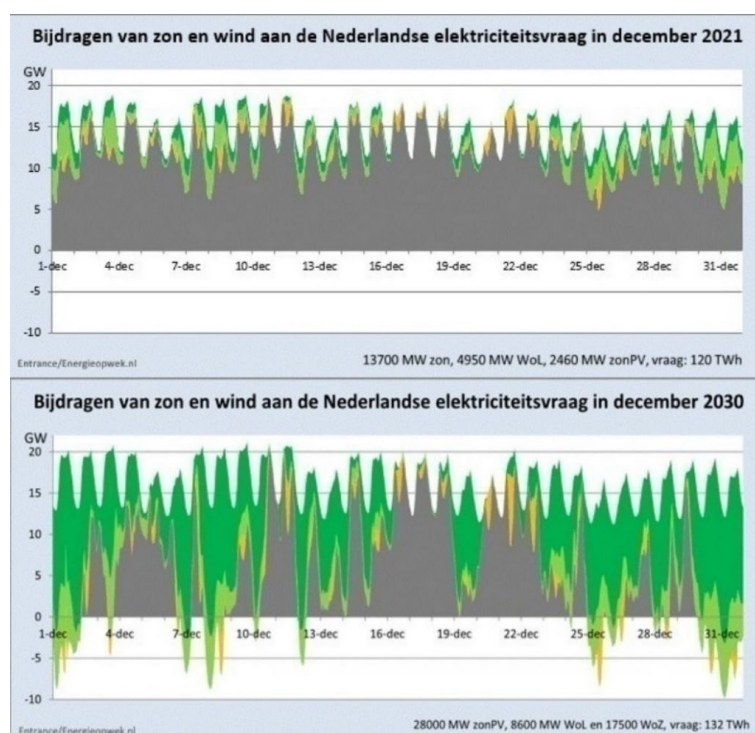
²⁷ Zie bijv. https://en.wikipedia.org/wiki/Desertec#/media/File:DESERTEC-Map_large.jpg

beheerders samen. KIVI (2021) daarentegen concludeert dat het met beperkte investeringen kan, door optimalisatie van opslagtechnieken zoals slim laden, een netwerk van brandstofcellen en dergelijke. TenneT (2020b) voorziet voor de periode 2020-2029 zo'n 8 miljard € kosten voor het hoogspanningsnet, waarvan het grootste deel uitbreidingsinvesteringen zijn.

Los van de kosten is netuitbreiding of -verzwaring een grote, complexe en tijdrovende opgave (zie bijvoorbeeld Leguijt et al., 2020). Bijvoorbeeld het aanleggen van een EHS/HS-station kost zo'n 7-10 jaar (Netbeheer Nederland, 2019).

2.3 Opslag van elektriciteit

Opwekking van elektriciteit uit zon en wind fluctueert per dag en door het jaar heen. In West-Europa komen bijvoorbeeld langdurige periodes van mistig en windstil weer voor, waarbij het aanbod van energie uit deze bronnen drastisch terugloopt (de zogenoemde 'Dunkelflaute' - donkerstilte) (KIVI, 2020). Figuur 2.4 illustreert hoe de fluctuatie van zon en wind in december 2021 was, en hoe die zou kunnen zijn in 2030 (uitgaande van huidig beleid voor uitbreiding van energieproductie met zon en wind, en op basis van het feitelijke aanbod van zon en wind in december 2021).



Figuur 2.4 Fluctuatie van de bijdrage van zon+wind aan het elektriciteitsaanbod over een decembermaand)

Geel: zon, lichtgroen wind op land, donkergroen wind op zee; grijs: tekort aan aanbod van zon en wind op basis van de energievraag van uur tot uur.

Bron: Visser, 2022

Op dit moment wordt het verschil tussen vraag en aanbod als gevolg van de fluctuatie opgevangen met aardgascentrales. In de toekomst kunnen CO₂-vrije centrales mogelijk flexibel worden ingezet die elektriciteit opwekken uit bronnen zoals biomassa (eventueel met CCS), biogas, waterstof (power-to-gas via elektrolyse) of synthetisch methaan (Rooijers & Jongmsma, 2019). Deze laatste twee opties, waterstof en synthetisch methaan, kunnen interessant zijn om fluctuaties in

elektriciteitsproductie op te slaan mocht er op grote schaal waterstof of synfuels geïmporteerd gaan worden, bijvoorbeeld om bunkerfuels te produceren.

Ook vraag- en aanbodsturing, met name in de industrie en mobiliteit (smart charging), en interconnectiviteit met buitenlandse elektriciteitsnetten leveren een bijdrage aan het opvangen van het verschil tussen vraag en aanbod. Curtailment (aftopping) van PV- en windenergie is ook een belangrijke optie om pieken te vermijden in de toekomst. Dit wordt al toegepast bij nieuwe zonneparken en bij pieken in opwekking bij kleine PV-installaties.

Bij smart charging wordt de laadsnelheid gevarieerd zodat de elektriciteitsvraag wordt aangepast aan het aanbod, maar wel zodanig dat de accu geladen is wanneer de gebruiker dat wenst (Elaad, 2019). Hierdoor is er in principe een groot potentieel om netverzwaringen te voorkomen of uit te stellen, vooral voor het laagspanningsnet²⁸. Volgens Elaad (2019) kan gespreid laden de piekbelasting op het net met 2 GW doen dalen (de huidige piekvraag is 18 GW), wat 1,4 miljard euro aan kostenbesparing voor netverzwaring kan opleveren. Ook kunnen er baten zijn voor gebruikers als er variabele tarieven gelden.

Daarnaast is er in de toekomst kortdurige (dagen, weken) en langdurige (seizoens-) opslag van elektriciteit nodig om fluctuaties op te vangen wanneer er meer hernieuwbare opwekking is dan vraag. Er zijn verschillende technische opties voor opslag:

- Power-to-gas, waarbij waterstof wordt gemaakt via elektrolyse. Waterstofopslag kan bijvoorbeeld in zoutcavernes of lege gasvelden plaatsvinden (zie hoofdstuk 3).
- Stationaire accu's, ook wel systeembatterijen genoemd. Deze bestaan in verschillende typen en applicaties (IRENA, 2017; Den Ouden et al., 2020). Elektriciteit wordt bij aanbodpiek opgeslagen en op een later moment aan het net geleverd.
- Accu's in voertuigen: vehicle-to-grid (V2G), ook wel bidirectioneel laden. De accu van een elektrisch voertuig kan tijdelijk als buffercapaciteit in het net functioneren, door middel van opslag of teruglevering. Deze technologie is in ontwikkeling, en zowel de laadpalen als het voertuig moeten hier geschikt voor zijn. Daarnaast moet er communicatie tussen de voertuigen, de laadpaal, het stroomnet en het huishoudelijk energiesysteem zijn, en moet dit allemaal georganiseerd worden tussen de verschillende partijen (ElaadNL, 2019). Hierbij moet ook privacy van stakeholders in overweging worden genomen. Een onzekerheid is in hoeverre V2G de levensduur van accu's gaat beïnvloeden (PwC strategy&, 2021). Het opslagpotentieel is substantieel: wanneer 9 miljoen personenauto's een accu van gemiddeld 40 kWh hebben, dan is dat een theoretische opslagcapaciteit van 360 GWh, wat ongeveer overeenkomt met het huidige totale dagelijkse elektriciteitsgebruik in Nederland.

Efficiëntie en kosten van elektriciteitsopslag

Netbeheer Nederland (2021) verwacht dat er zo'n 3-8 miljard euro per jaar aan conversie en opslag voor flexibiliteitsmiddelen nodig is in 2050, waarvan het

²⁸ Sommige elektrische auto's hebben een elektrisch laadvermogen dat gelijk staat aan de piekvraag van ongeveer 10 huishoudens, waardoor lokale congestie op het elektriciteitsnet kan ontstaan wanneer er veel EVs tegelijk worden geladen. Een aansluiting van een huishouden (meestal 8 of 17 kW) heeft wel een veel grotere capaciteit dan de piekvraag (meestal 1 – 1,5 kW). Daarnaast staan auto's 96% van de tijd stil en wordt gemiddeld een EV met een accu van 50 kWh slechts 1,1 keer per week geladen, dus het spreiden van het laden is theoretisch zeer goed mogelijk.

grootste deel voor batterijen en power-to-gas. Bijlage C Verdieping elektriciteit geeft efficiënties (round-trip, dus opslag en weer omzetten in elektriciteit) en investeringskosten van de meest genoemde opslagstechnieken (voor waterstof, zie hoofdstuk 3). Voor lithium-ion batterijen, die vaak als geschikt wordt geacht voor systeembatterijen (op huis of wijkniveau), ligt dit rond de 75-95%.

Investeringskosten lopen uiteen van onder de 100 euro per MWh capaciteit tot boven de 1000 euro per MWh.

Hoogervorst (2020) neemt 6 euro per MWh als onbalanskosten (kosten voor back-up en opslag in een klimaatneutraal elektriciteitssysteem) aan voor 2030.

Ruimtegebruik van elektriciteitsopslag

Ruimtegebruik voor opslag is over het algemeen beperkt ten opzichte van andere ketenstappen. In de vier eerdergenoemde klimaatneutrale scenario's²⁹ voor Nederland (Den Ouden et al., 2021) wordt geschat dat er zo'n 20-40 km² ruimte voor opslag zal nodig zijn, vooral voor systeembatterijen, maar ook waterstofproductie- en opslag (Netbeheer, 2021). Voor bijvoorbeeld Zuid-Holland alleen zou dit rond 1-1,5 km² kunnen liggen (Leguijt et al., 2020). Welk deel hiervoor aan mobiliteit valt toe te schrijven is onbekend. Tabel 2.3 geeft kengetallen voor enkele technieken.

Tabel 2.3 Ruimtegebruik van enkele opslagstechnieken

Opslagtechniek	Ruimtegebruik (m ² /MWh)	Bron
Systeembatterijen	71	Netbeheer NL 2021, o.b.v. Generation Energy
Waterstofopslag (ondergronds)	0,13	Netbeheer NL 2021, o.b.v. Gasunie

2.4 Laden

In principe zijn er drie manieren van laden van elektrische voertuigen: conductief, inductief (draadloos), en accu-wisselsysteem.

Conductief laden werkt via direct fysiek contact tussen metalen, en kan plaatsvinden door middel van een kabel en stekker (plug-in) of via een bovenleiding, zoals bij de trolleybus, trein of Electric Road System voor vrachtauto's.

Bij draadloos of inductief laden is er een elektromagnetisch veld tussen twee spoelen. Er is dus geen kabel nodig. Zulke laadsystemen kunnen stationair zijn, waarbij het voertuig geladen kan worden tijdens het parkeren of wachten bij het stoplicht, of dynamisch, waarbij tijdens het rijden geladen kan worden. Afstand tussen lader en ontvanger is meestal tot 20 cm (Bi et al., 2016). Nadelen van inductief laden kunnen zijn dure infrastructuur, lagere efficiency (vooral voor dynamische systemen kan dit onder de 80% zijn) en elektromagnetische compatibiliteit. Hierdoor zijn deze systemen nog relatief beperkt ontwikkeld (Brenna et al., 2020). Echter er vindt wel onderzoek naar inductief laden plaats, bijvoorbeeld via pilots in Japan, Zweden en het VK (Robinson, 2020). Ook Verbeek en Culenaere (2019) noemen het als techniek voor de langere termijn.

Bij wisselsystemen wordt op een accu-wisselstation een lege accu vervangen door een opgeladen accu. Het grootste voordeel hiervan is de reductie in laadtijd die hiermee valt te winnen. Daarnaast zijn Vallera et al. (2021) hier positief over vanwege de mogelijk lagere piekvraag en daarmee de impact op het elektriciteitsnet. Echter er zijn hoge investeringskosten mee gemoeid (Al Hanahi et

²⁹ Zie bijlage C Verdieping elektriciteit voor de uitgangspunten van deze scenario's.

al., 2021). Er zijn minstens twee pilotprojecten in Duitsland en Australië voor trucks. In China zijn accuwisselsystemen al relatief groot voor personenauto's (CnEVPost, 2021), en in Taiwan voor elektrische scooters. In Nederland vaart er één containerschip met wisselbare accu's (zie paragraaf 2.5). Buiten China wordt dit op dit moment nauwelijks overwogen voor personenauto's, vooral vanwege de diversiteit aan automodellen en daarmee de complexiteit van het standaardiseren van de accu's, wat nodig is voor een goed werkend accuwisselsysteem.

We gaan hier vooral in op het eerste en meest gangbare manier van laden, conductief laden, en besteden waar relevant aandacht aan de andere technieken.

Efficiëntie van laden

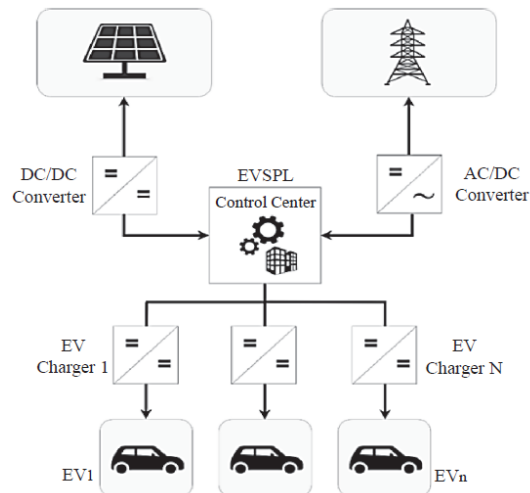
Voor het laden is omzetting van wisselspanning uit het elektriciteitsnet naar gelijkspanning nodig. Tabel 2.4 geeft enkele kenmerken van verschillende typen laders.

Tabel 2.4 **Overzicht van typen laders**

	Output (kW)	Netaansluiting
Thuisladen	3,7 – 11 (AC)	3x25 A
Regulier	11 - 22 (AC)	LS
Snel	Tot 43 kW (AC) 50-150 (DC)	MS. Vaak ongeveer 2 MW, maar mogelijk hoger nodig in de toekomst
Ultrasnel	150 – 350 (DC)	
Snel voor vrachtauto's	350 – 500 (DC)	MS
Ultrasnel voor Vrachtauto's	>1 MW (DC)	MS

Voor thuis- en regulier laden bevinden de lader en omvormer zich in het voertuig (on-board charger) en voor DC in de laadpaal. De stekkers en kabels zijn bij snelladen ook anders dan die bij gewoon laden (ElaadNL, 2019).

Het omzettingsrendement van laden is het quotiënt van de energie die uit een geladen accu kan worden gehaald en de energie die nodig is om de accu te laden. In het laadproces gaat energie verloren in het laadcircuit, bij de omzetting van AC naar DC en als warmte bij het laden. Bij het ontladen van de accu tijdens het rijden treden ook verliezen op. Normaal gesproken is het laadrendement rond 80-90% (zie Bijlage C Verdieping elektriciteit). Als een laadstation geïntegreerd kan worden met PV-installaties (zie bijvoorbeeld figuur 2.5) zijn twee omzettingen, die van DC naar AC en die van DC naar AC, niet nodig en kan een 10% energieverlies worden voorkomen (Osorio et al., 2021).



Figuur 2.5 Integratie van PV bij een laadplein

EVSPL: electric vehicle smart parking lot. Bron: Osorio et al., 2021

Laden bij een hoger vermogen geeft een hoger rendement dan bij lager vermogen, hoewel er vaak meer koeling nodig is om de accu niet te warm te laten worden. Het laden wordt inefficiënter naarmate de accu meer is opgeladen (Donkers, 2019). Bij laden bij lage temperaturen kan er schade aan de accu ontstaan.

Ruimtegebruik en kosten van laden

Personenauto's

Om elektrische personenauto's van elektriciteit te voorzien zijn verschillende typen laadpalen beschikbaar, die verschillen in laadtijd. Laadkarakteristieken van personenauto's en bestelvoertuigen zijn vergelijkbaar qua techniek en laadvermogen (Gem. Rotterdam, 2020). Naast het vermogen voor verschillende typen laadpalen (zoals hierboven aangegeven) zijn er nog andere factoren die de laadsnelheid bepalen.

Allereerst de auto zelf, waarbij vele eerste generatie EV's 3,7 kW on-board laders hebben en sommige modellen 7,4 kW. Voor de toekomstige modellen wordt 11 kW verwacht. Daarnaast moet de elektriciteitsaansluiting het vermogen aankunnen (ElaadNL, 2019). Ook het aantal auto's dat tegelijk laadt is relevant omdat het totaal geleverde vermogen een maximum heeft. Bij hoge belasting kan een slim laadsysteem de piek verdelen door de laadsnelheid te verlagen. Dit geldt vooral voor langzaam laden. Mogelijkheden voor zulke flexibiliteit zijn er bij solitaire laadpalen thuis of op het werk en op laadpleinen.

Om snel te kunnen laden zijn hoge laadvermogens nodig. Voor het aandeel snelladen in de totale elektriciteitsvraag van een EV wordt vaak rond 10-15% aangenomen (zie bijvoorbeeld Berveling et al. (2020) op basis van ANWB en TNO (2019) in MRA-E (2020)). Een snellader laadt de accu van een gemiddelde elektrische auto in 15-30 minuten tot 80% op. Vaak wordt de laadsnelheid vanaf 80% state-of-charge (of lager) verlaagd om de accu te beschermen en de levensduur te verlengen.

Mogelijk gebrek aan technici: Om de doelen van het Klimaatakkoord te halen zijn 1,8 miljoen laadpunten (privaat en (semi-)publiek) nodig in 2030 (Klimaatakkoord), voor ongeveer 2 miljoen elektrische auto's. Om deze doelstelling te halen moeten vanaf 2025 al meer dan 550 laadpunten per dag worden geïnstalleerd. In 2030 is zelfs een tempo van meer dan 1.400 laadpunten per werkdag nodig om aan de

vraag te voldoen, vergeleken met nu ongeveer 217 publieke laadpalen per werkdag (Dirks et al., 2020). Een knelpunt hierbij is het benodigde aantal technici om dit uit te voeren.

Ruimte

Een groot deel van de laadpalen staat in de publieke ruimte. Het gaat om miljoenen laadpalen als we allemaal elektrisch willen rijden. Van de 1,8 miljoen benodigde laadpunten in 2030, zijn zo'n 0,4 miljoen publiek^{30,31}, dus 24 uur per dag beschikbaar, en zo'n 0,56 miljoen semipubliek (bijvoorbeeld bij een restaurant of winkelcentrum). Zo'n 10.000 snelladers zijn nodig (0,5%), en zo'n 0,8 miljoen op eigen terrein³² (NAL, n.d.). Veel publieke laadpunten hebben twee laadpunten per paal.

Per laadpaal is het bovengrondse³³ ruimtegebruik beperkt, ongeveer 1 m², maar op de stoep telt elke m², vooral in drukke steden. Daarnaast neemt de laadkabel ook ruimte in. In een rapport over obstakels op voetpaden worden laadpalen alleen zijdelings genoemd (Molster et al., 2021). Anderen zien ze wel als om rekening mee te houden (Wolbertus et al., 2020), met draadloos laden als mogelijke oplossing. 1,4 miljoen (semi-)publieke laadpunten (benodigd voor 9 miljoen EV's in 2050 volgens ElaadNL (2021)) zouden dan ongeveer 1 km² innemen.

Om de openbare ruimte te sparen, is integratie van publieke laadpunten in het straatmeubilair, zoals straatlantaarns, of op laadpleinen een optie (NKL, 2021). Een laadplein is een vorm van geclusterd laden met enkele met laadpunten uitgeruste parkeerplaatsen bij elkaar.

Aan de ene kant legt de laadbehoefte van elektrische auto's dus enige druk op de openbare ruimte. Aan de andere kant komt ook weer ruimte beschikbaar doordat tankstations in de stad niet of minder nodig zijn.

Buiten de stad zullen snelladers nodig zijn, vooral langs snelwegen en stedelijke toegangswegen. Deze kunnen mogelijk gecombineerd worden met andere hub-functies (ook tankstations) en/of laadpleinen. In 2030 zijn er al meer snellaadpunten nodig dan er nu benzinestations zijn (Verbeek & Cuelenaere, 2019). Er is ongeveer 10-35 m² bovengrondse ruimte nodig voor een snellaadstation. 30.000 snelladers hebben dan maximaal 1 km² nodig.

Op sommige verzorgingsplaatsen langs het hoofdwegennet zullen er meer dan 40 snelladers nodig zijn, uitgaande van 120 kW per snellader (Verbeek & Cuelenaere, 2019). Bij hogere vermogens zullen er minder nodig zijn omdat auto's sneller geladen kunnen worden. "Het middenspanningsnet waarop snelladers worden

Rekenvoorbeeld PV en EV: hoeveel zonnepanelen heb je nodig om elektriciteit op te wekken voor je EV?

Met 9 PV-panelen van 360 Wp (1x1,65m) kun je in Nederland ongeveer 3000 kWh opwekken per jaar, wat voldoende is om 13.000 km te rijden, uitgaande van 0,2 kWh/km. Gezien de variabele productie bij PV is er wel opslag van elektriciteit in een huisaccu nodig om werkelijk op je eigen zonnestroom te rijden.

Een andere illustratie van PV en EV is dat voor 1 snellader van 150 kW bij maximale zoninstraling in Nederland ruim 400 panelen van 1x1,65 m nodig zijn. Echter deze energie is lang niet altijd beschikbaar.

³⁰ Er zijn zo'n 10 miljoen publieke parkeerplaatsen in Nederland, van de in totaal zo'n 19 miljoen parkeerplekken (TNO, 2021). En 2,2 parkeerplekken in totaal per auto (Zijlstra et al., 2022).

³¹ De publieke laadpalen staan in de openbare ruimte, maar zijn geen publiek goed. Er zijn ondernemingen die deze nutsvoorziening exploiteren (Dirks et al., 2020).

³² Zo'n 30% van de Nederlanders woont ruim genoeg om thuis de auto op te kunnen laden (Voermans, 2022).

³³ Ondergronds zal de bekabeling ook ruimte innemen, welke in steden mogelijk beperkt is.

aangesloten ligt al verspreid door het hele land, maar de inspanningen die benodigd zijn om de huidige verzorgingsplaatsen hier op een toekomstbestendige manier op aan te sluiten kunnen aanzienlijk zijn” (Verbeek & Cuelenaere, 2019).

Kosten

Voor een 22 kW-laadpaal rapporteer NKL (2018) een investering van 3270 in 2018 (inclusief netaansluitkosten), waarbij er nog een kostendaling van 15% mogelijk is. Daarnaast is er 510 € aan jaarlijks terugkerende kosten. Berveling et al. (2020) nemen voor een reguliere laadpaal van 22 kW (met smart charging) 3000-6000 € aan voor de investering en plaatsen. Daarnaast zijn er 550 €/jr aan vaste onderhoudskosten. Snelladers kosten 20.000-100.000 €.

In maart 2022 leverde een laadpaal gemiddeld 500 kWh per laadpunt per maand in 6 stedelijke regio's (www.evdata.nl). Hier is een stijging van 50% mogelijk (NKL, 2018).

Hiermee komen de kosten voor laadpalen op zo'n 0,07 €/kWh_{geladen}.

Bij snelladen liggen de kosten voor het onderhoud en de exploitatie hoger dan bij een regulier laadnetwerk. Met 300 €/kW komen de kosten op 0,09 €/kWh. Deze kosten worden verdisconteerd in de laadprijs. Over het algemeen zijn de kosten voor de eindgebruiker voor een snellaadsessie gemiddeld een factor 2 hoger dan laden bij een regulier publiek toegankelijk laadpunt en een factor 3 hoger dan laden bij een thuislaadpunt (MRA-Elektrisch, 2021). Het is onduidelijk of dit komt door het verschil in onderhoud en exploitatiekosten, of dat ook de winstmarges hoger zijn.

Zwaar wegvoer

Hier beschouwen we vervoer over lange afstand met N3 categorie voertuigen, dus zwaarder dan 12 ton. Deze hebben een laadvermogen tot 40 ton, en zijn er zowel in trekker-oplegger als zware bakwagen, waarvan er respectievelijk 81.000 en 63.000 in Nederland in 2020 geregistreerd staan (Van Zyl et al., 2021), met in de afgelopen twee decennia een duidelijke trend richting trekker-oplegger (Ecorys, 2020). Een trekker met oplegger legt gemiddeld 87.000 km/jr af (Van Zyl et al., 2021). Aangezien deze per kilometer ongeveer 5 keer zoveel energie nodig heeft als een personenauto (zie bijlage B Efficiëntie), is het jaarlijkse energieverbruik van 1 vrachtauto gelijk aan 40 personenauto's. Vaker, of langer, en met hogere vermogens laden zal dus nodig zijn.

Van de elektriciteitsvraag van een BEV-vrachtwagen kan gemiddeld 80-90% worden voorzien via eigen terreinen (depots), distributiecentra of laadhubs³⁴, en 7%-20% met snelladen (opportunity charging) tijdens korte stops, vooral langs snelwegen bij verzorgingsplaatsen en truck parkings (ELaad, 2020a; T&E, 2021³⁵)³⁶. Zonder snelladen gedurende de dag, dus enkel en alleen overnacht laden, is het potentieel voor nieuwverkopen van BEV trekker-oplegger trucks beperkt tot rond de 10% in de komende twee decennia (Van Zyl et al., 2021).

³⁴ Hierbij kunnen nieuwe locaties specifiek worden ontwikkeld voor elektrisch laden, of bestaande locaties opengesteld voor andere bedrijven die daar dan hun vrachtwagens kunnen laden.

³⁵ It was assumed that 40% of the total energy consumed by electric trucks would be charged at public chargers, of which 20% will be public opportunity (HPC) chargers and 20% public overnight. The rest is expected to be covered by depot chargers (45%) and destination chargers (15%).

³⁶ In een analyse van stoplocaties van regionale en langeafstand trucks in Europa, blijkt dat 60% van de stops korter zijn dan 3 uur, en 1/3 langer dan 8 uur. De 10% drukste locaties omvatten meer dan 50% van de stops (Plötz & Speth, 2020).

De snelladers bij verzorgingsplaatsen zullen een vermogen van 350 tot 1000 kW of hoger hebben, en verwacht wordt dat er in de komende jaren ultrasnelle laders van meer dan 1 MW worden geplaatst (MRA-Elektrisch, 2021). Ter illustratie: met een 1 MW lader kan een accu van 800 kWh in 45 minuten bijna tot 80% opgeladen worden. Langzaam laden bij depots kan bijvoorbeeld met 50 kW plaatsvinden, waarbij een accu van 400 kWh in 8 uur is geladen³⁷.

Verzorgingsplaatsen, waarvan er 223 in Nederland zijn, kunnen een piekvraag hebben van bijvoorbeeld 4 MW. Hierin kan worden voorzien met lader van bijvoorbeeld 2 x 1 MW en 4 x 350 kW. Hiervoor is dan een middenspanningsaansluiting nodig. Truck parkings worden vooral 's nachts gebruikt, en hiervan zijn er 98 in Nederland. Deze kunnen in principe met een kleiner vermogen toe. Om BEV-trucks over lange afstand te kunnen laten rijden is een dekkend netwerk van snelladers nodig. Bij een groeiscenario voor BEV-trucks naar ongeveer 50.000 in 2035 (aandeel BEV in nieuwverkopen ongeveer 60%) zijn de volgende aantallen laadpunten nodig (tabel 2.5), en een gevraagd netaansluitingsvermogen van 3 GW (Elaad, 2020). Een deel hiervan zullen nieuwe of verzwaarde aansluitingen zijn.

Tabel 2.5 Prognose aantal laadpunten en gevraagd vermogen in Elaad middenscenario voor 50.000 elektrische vrachtwagens in 2035

Locatie:	Prognose totaal aantal laadpunten (midden scenario)			Gem. aansluitvermogen per laadpunt (kW)	Verwachte gevraagd vermogen in MW (midden scenario)		
	2025	2030	2035		2025	2030	2035
Depot laadpunten	1.362	11.707	38.862	50	68	585	1.943
Gedeelde laadhubs	60	1.208	6.519	50	3	60	326
Truck parkings	45	403	1.397	70	3	28	98
Verzorgingsplaatsen	28	253	878	650	18	164	570
Totaal:	1.495	13.571	47.656	-	93	838	2.937

Bron: ELaadNL, 2020

Een punt van zorg is hoe de netverzwaringen moeten worden gerealiseerd en de aanlooptijd en kosten die hiermee samenhangen (Al Hanahi et al., 2021). Het realiseren van een netaansluiting voor laadinfrastructuur kan 2 tot 10 jaar duren (Ran et al., 2021). Het is mogelijk dat veel bedrijven vrij snel na elkaar netverzwaringen zullen aanvragen (Elaad, 2020). Slim-ladenstrategieën kunnen bijdragen aan het verlagen van de piekvraag in een gebied, en het verdelen van de elektriciteitsvraag over de tijd dat vrachtwagens geparkeerd staan.

Investeringskosten voor depot en HPC-laders worden geschat op respectievelijk 400 en 500 €/kW (T&E, 2021), met een kostendaling van 1.5% per jaar voor het komende decennium. Met een bezettingsgraad van 20% en 10% respectievelijk (Elaad, 2020) en 10% jaarlijkse kosten (t.o.v. de investeringskosten) komen de laadkosten voor depot- en snelladers op 4 en 10 eurocent per kWh.

³⁷ Een vrachtwagen met een accu van 800 kWh heeft een actieradius van 400-700 km, vergelijkbaar met een dieseltruck met een tank van 250 L en 30-40 L/km efficiency. De meeste elektrische vrachtwagens die nu op de markt zijn vallen binnen 400 kWh, maar bijvoorbeeld de aangekondigde Tesla Semi heeft een capaciteit van 600-1000 kWh (Al Hanahi et al., 2021). 45 min is de pauze-tijd die chauffeurs elke 4.5 uur moeten nemen (T&E, 2021: Regulation (EU) 561/2006). Met de toevoeging: "This break may be replaced by a break of at least 15 minutes followed by a break of at least 30 minutes each distributed over the period in such a way as to comply with the provisions of the first paragraph"

*Electric Road Systems*³⁸

Een alternatief voor laden bij laadstations is onderweg laden. Bij electric road systems (ERS) kunnen vrachtwagens via een pantograaf met elektriciteit uit bovenleidingen hun accu's opladen tijdens het rijden. Deze techniek is nog in een opstartfase. Er zijn pilots op enkele kilometers snelweg in Duitsland en Zweden.

De voordelen van deze techniek zijn 1) tijdbesparing omdat er niet gestopt hoeft te worden om te laden, 2) aanzienlijk kleinere accu (alleen voor de afstand op wegen buiten het ERS-net) nodig vergeleken met BEV's dus meer laadvermogen en minder gebruik van kritische materialen, 3) mogelijk lagere piekvraag op het elektriciteitsnet in vergelijking met snellaadstations en 4) geen investeringen nodig van vervoerders zelf in laadstations, afgezien van de pantograaftechniek voor de laders.

Een recente studie (Van Ommeren et al., 2022) concludeert dat ERS mogelijk economisch interessant kan zijn vergeleken met alternatieven zoals BEV en waterstofbrandstofcellen, hoewel de onzekerheden groot zijn. Hierbij zal dan wel een netwerk van minstens 1000km aan snelwegen uitgerust moeten zijn met ERS. De investeringskosten voor de infrastructuur bedragen 3,3 miljoen €/km (exclusief eventuele netwerkaanpassingskosten). Een Duitse studie gaat uit van 4,1 miljoen €/km (Wietschel et al., 2017 in Breuer et al.). Hoeveel het ERS-netwerk gebruikt gaat worden is natuurlijk van essentieel belang bij de verhouding tussen kosten en baten. Bij een gebruik van twee voertuigen per minuut kan een prijs van 0,20 €/kWh ERS kostendekkend maken (inclusief elektra). De studie gaat uit van ongeveer 100 km die op de accu gereden moet kunnen worden, zodat eindbestemmingen buiten het ERS-netwerk bereikt kunnen worden. Dit vergeleken met 400-800 km voor BEV's. De accucapaciteit kan dus ook substantieel lager.

Verdere aandachtspunten zijn de volgende. Een grote hoeveelheid koper is nodig voor de bovenleidingen. Bij intensief gebruik zal ook de slijtage hoog zijn, en geschat wordt dat er over de levensduur van 35 jaar er 1000 kg koper per km ERS in het milieu terecht komt (dit is veel meer dan bij treinbovenleidingen en komt door het intensievere gebruik). Aan de andere kant is er natuurlijk besparing op schaarse grondstoffen voor de accu (en de milieueffecten die daarmee samenhangen) zoals kobalt, lithium, nikkel, zware aardmetalen in vergelijking met BEV.

Aanleggen van een dekkend ERS-netwerk kost tijd, en daarmee zal de toename van het aandeel trucks met een pantograaf in het wagenpark ook tijd nodig hebben. De transitie naar andere CO₂-neutrale-oplossingen verloopt mogelijk sneller en dan zijn er al grote investeringen in deze alternatieven gedaan, waardoor ERS minder interessant wordt.

Veiligheidsrisico's, zoals automobilisten die tegen een paal zouden kunnen rijden of worden afgeleid door de bovenleiding of draadbreek, worden allemaal als relatief laag en beheersbaar ingeschat.

Landschappelijke effecten moeten goed worden bekeken. Voor de automobilist ontstaat er een onrustiger beeld door de bovenleidingen. En de ruimtelijke kwaliteit zal ook minder worden, vooral in open gebieden.

Binnenvaart

De binnenvaart is in een nog vroegere fase van elektrificatie dan het zwaar wegvervoer (NKL, 2020). De 'Greendeal zeevaart, binnenvaart en havens' heeft als doel gesteld om in 2030 minstens 150 emissieloze binnenvaartschepen in bedrijf te

³⁸ Bron: Van Ommeren et al. (2022) tenzij anders vermeld.

hebben, op het totaal van 5000 binnenvaartschepen. Het aandeel elektrisch is niet gespecificeerd, maar laadinfrastructuur zal nodig zijn. Mochten alle 150 elektrisch zijn dan zijn er 20 oplaadstations voor batterijcontainers nodig (NKL, 2020).

Een mogelijkheid om de binnenvaart te elektrificeren gebruik te maken van accuwisselsystemen met batterijcontainers (energy-as-a-service). De lege accu wordt op laadpunten omgewisseld voor een volle, en aan de wal opgeladen. Dit is vooral geschikt voor containerschepen, welke in totaal zo'n 10-15% van de tonkm's in de binnenvaart voor hun rekening nemen (ELaad, 2020c), maar ook bij bulkschepen kan een accucontainer op het dek worden geplaatst. Eén zo'n containerschip vaart inmiddels elektrisch in Nederland (afbeelding 2.3). In Noorwegen vaart een groter vol-elektrisch containerschip met een accucapaciteit van 7 MWh en laadvermogen van 120 containers (Manthey, 2021).



Afbeelding 2.3 Het eerste elektrische binnenvaartschip in Nederland vaart sinds 2021

Bron: Lewis, 2021

Er is op dit moment 1 oplaadpunt voor het omwisselen en opladen van accu's: de CCT-terminal in Alphen. Oplaadstation ZESpack levert 2MW, waarmee twee ZESpacks (elk met een capaciteit van 2MWh) tegelijk in 2 uur opgeladen kunnen worden. Afhankelijk van het beladingsprofiel, is de vraag van een containerschip tussen 0,5 en 1 MW. Met de 2 ZESpacks kunnen ze dus 4 tot 8 uur varen. Er zijn ook nog andere concepten, maar er is weinig recent nieuws over daadwerkelijke uitvoering.

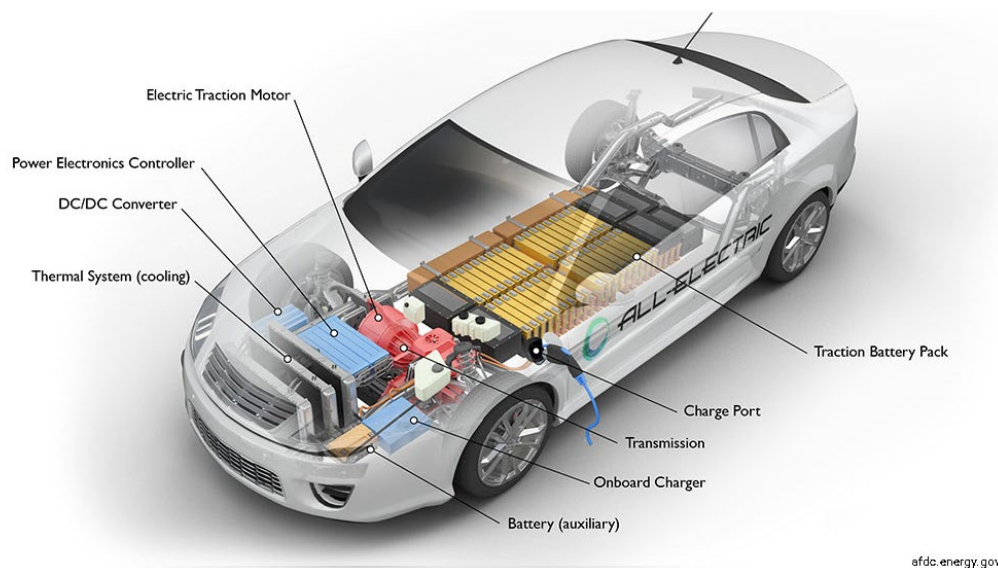
De totale elektriciteitsvraag van binnenvaart zal bij 100% elektrificatie circa 2 TWh per jaar zijn (zie paragraaf 2.1), waarvan voor de containervaart ongeveer 0,2 TWh, en de rest bulk en kleine droge lading.

2.5 Gebruik in voertuig

Accu-elektrische aandrijvingen zijn sterk in opkomst voor wegtransport, maar krijgen ook steeds meer aandacht bij scheepvaart, met name binnenvaart. De elektrische aandrijving wordt gekenmerkt door een zeer hoog rendement en de mogelijkheid om uit zeer verschillende bronnen opgewekte energie in te zetten, waaronder een breed scala aan duurzame energiebronnen. Bottlenecks voor het zwaardere transport zijn met name de beperkte energie-inhoud van accusystemen, en ook de infrastructuur en het tijdsverlies voor het laden.

Een elektrisch voertuig heeft een accu in plaats van een brandstoftank om de energie op te slaan. En een elektromotor in plaats van een verbrandingsmotor om de elektrische energie om te zetten in bewegingsenergie. Daarnaast is er nog een lader, een DC-DC omzetter en een koelsysteem om de accu niet te warm te laten

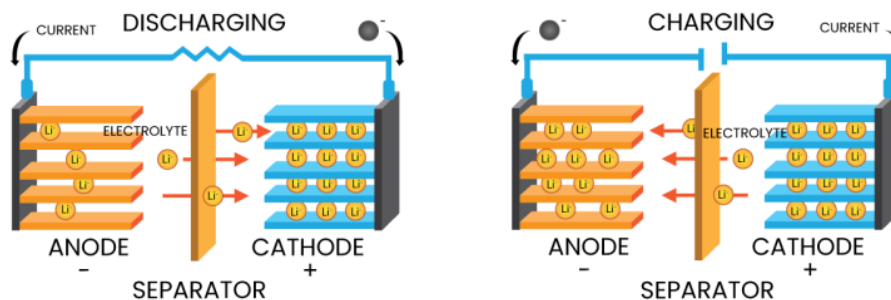
worden (zie paragraaf 2.4 over laden). Afbeelding 2.4 geeft dit weer voor een personenauto.



Afbeelding 2.4 Componenten van een elektrische auto

Bron: <https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-all-electric-cars-work>

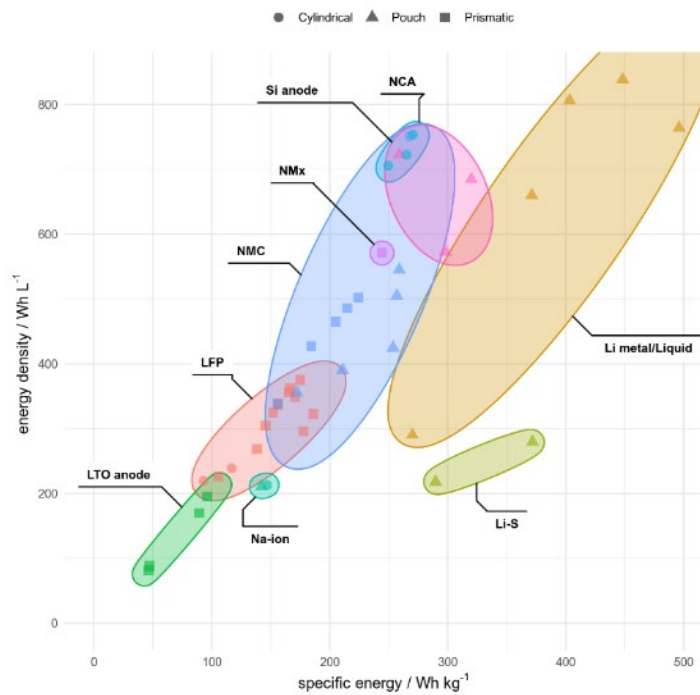
Een lithium-ion accu bestaat uit een anode en kathode, inwendig gescheiden door een separator en een elektrolyt waarin de ionen kunnen bewegen. Bij het laden gaat de stroom van de anode (negatieve elektrode) naar de kathode (positieve elektrode) en de ionen van de kathode naar de anode. Bij het ontladen is het andersom (afbeelding 2.5).



Afbeelding 2.5 Principe van laden en ontladen van een lithium-ion accu

Bron: <https://sinovoltaics.com/energy-storage/batteries/materials-for-lithium-ion-battery-safety/>

Van essentieel belang voor de ontwikkeling van elektrische voertuigen is de energiedichtheid van de accu's, meestal uitgedrukt in Wh/kg accu-cel. Op dit moment worden vooral lithium-ion accu's gebruikt vanwege de relatief goede energiedichtheid en kosten per kWh. Dit worden ook wel NMC-accu's (nikkel-mangaan-kobalt) genoemd. De energiedichtheid is in de afgelopen jaren gestaag toegenomen en ligt meestal boven de 200 Wh/kg. Dat betekent dat een 50 kWh accu 250 kg aan accu-cellen heeft (de accu zelf weegt nog iets meer door de omhulzing en elektronica), en een 800 kWh accu zo'n 4 ton. Kobaltvrije accu's zoals LFP-accu's (lithium-ijzer-fosfor) hebben een lagere energiedichtheid. Er zijn accu's met een hogere dichtheid in ontwikkeling, bijvoorbeeld vaste-stof-accu's met silicium (figuur 2.6).



Figuur 2.6 Energiedichtheid van verscheidenen typen accu's

Bron: Lacey, 2022

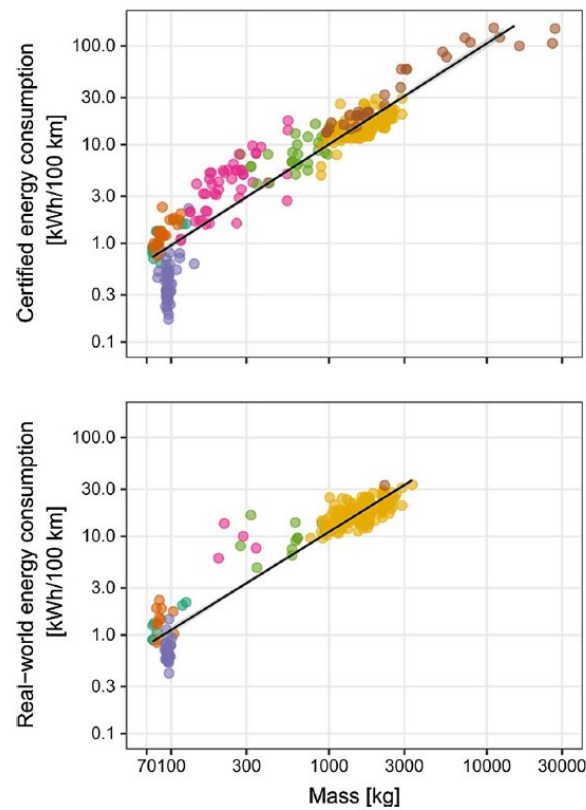
Efficiëntie van elektrische voertuigen

Voor elektrische voertuigen heeft het aandeel kilometers dat gereden wordt op de snelweg, waar de energievraag van het voertuig het grootste is, een grote invloed op het energiegebruik. Lichte wegvoertuigen rijden gemiddeld meer kilometers in de stad in vergelijking met het zware wegvervoer. In de stad worden voertuigen dynamischer ingezet (meer optrekken en remmen). Bij korte afstanden en dynamisch gebruik kan er bij elektrische voertuigen ten opzichte van conventionele voertuigen extra voordeel worden gehaald uit het terugwinnen van remenergie.

Daarnaast kan het weer invloed hebben op het energieverbruik in de praktijk van personenauto's. Een accu werkt optimaal bij zo'n 21 graden. Bij lagere temperatuur gaat zowel de efficiëntie als de bruikbare accucapaciteit omlaag, dus moet er verwarmd worden om deze op de juiste temperatuur te houden – of gekoeld bij hogere buitentemperatuur. Daarnaast zal de bestuurder waarschijnlijk de auto willen verwarmen of koelen, hetgeen gebeurt met energie van de accu, waardoor het aandeel energie dat naar de wielen gaat afneemt³⁹.

Voor de toekomst zou dit verbruik omhoog kunnen gaan, aangezien nieuwe auto's steeds groter en zwaarder worden (los van de gewichtstoename door accu's). Sinds 2010 met zo'n 24 kg per jaar in Nederland (Zijlstra et al., 2022). In tegenstelling tot benzineauto's, is er een sterk verband tussen massa van het voertuig en energieverbruik bij EV's (zie figuur 2.7), terwijl nieuwe EV's in de afgelopen jaren relatief weinig efficiënter zijn geworden (Weiss et al., 2020).

³⁹ <https://www.anwb.nl/auto/elektrisch-rijden/waarom-het-weer-van-invloed-is-op-je-actieradius>



Figuur 2.7 Energiegebruik naar massa elektrische voertuigen op een log-log-schaal

In geel personenauto's en in groen lichte elektrische vierwielers, andere kleuren zijn tweewielers.

Bron: Weiss et al., 2020

Kosten van voertuigen

De kosten van de accu is een bepalende factor in de totale kosten van een elektrisch voertuig. De kosten voor de Li-ion accu zijn flink gedaald in de afgelopen jaren, tussen 2013 en 2020 met een factor 5 (figuur 2.8) (Bloomberg NEF, 2020). Een prijs van USD 137 per kWh betekent dat een 50 kWh accu een kleine 7000 dollar (zo'n 6000 euro) kost. Verwacht wordt dat de daling in kosten doorzet in de komende jaren. Dit zijn echter de 'kale' kosten: voor de consument ligt dit bedrag significant hoger, mogelijk het dubbele (AD, 2022).



Figuur 2.8 Ontwikkeling van batterij- en accuprijzen per kWh

Bron: BloombergNEF, 2020

Accu-elektrische vrachtwagens zijn nu nog meer dan 2 keer zo duur als een vergelijkbaar dieselveertuig. Er is de afgelopen jaren veel gebeurd in deze markt, waaronder ook in het zwaarste segment. Op basis van het STRIVE-project wordt een kostendaling naar 132.000 euro verwacht in 2030, ten opzichte van 256.000 in 2020 (zie bijlage A Kosten), voor een truck met 400 kWh accu-capaciteit.

Voor binnenvaart is de markt nog in een te vroege fase om iets over kostenverwachtingen te zeggen. Investering in een elektrische accu om de motor aan te drijven is vooralsnog financieel niet aantrekkelijk. Wel zijn er in de afgelopen jaren tientallen schepen die een elektromotor-aandrijving hebben geïnstalleerd, welke dan wordt gevoed met een dieselmotor.

Knelpunten en onzekerheden

Beschikbaarheid van schaarse en kritische grondstoffen is een punt van zorg (zie ook 3.1). Het is niet uit te sluiten dat schaarste gaat optreden voor lithium, kobalt, nikkel en schaarse aardmetalen voor accu's. Daarnaast gaat de winning van deze materialen gepaard met sociale en ecologische effecten. In de Nederlandse Batterijstrategie wordt daarom ingezet op het bevorderen van een verantwoorde winning (IenW Kamerbrief 16/12/2022).

Recycling van accu's staat nog in de kinderschoenen. Het is moeilijk alle grondstoffen van afgedankte batterijen terug te winnen, wat mogelijk een obstakel vormt voor een circulair economie. Recycling is een van de pijlers van Nederlandse Batterijstrategie en het voorstel voor een Europese Batterijenstrategie.

Wat betreft veiligheid concludeert een uitgebreid rapport van CE Delft (Hilster et al., 2020) dat de veiligheidsrisico's van elektrische personenauto's niet veel verschillen van conventionele auto's. Er is vooral aandacht voor het oververhit raken van accu's en branden in parkeergarages. Huidige kennis geeft aan dat er geen indicatie is dat zowel de kans op als het effect van oververhit raken hoog is. Wel is het belangrijk dat er beheerssystemen zijn mocht zo'n incident zich voordoen. Andere risico's zoals door botsingen met EVs, afwezigheid van motorgeluid, te water geraken en die van laadpalen zijn vergelijkbaar met conventionele auto's en kunnen worden beperkt met regelgeving en techniek. Op dit moment hebben EVs nog een hoger gewicht dan conventionele auto's, maar het is lastig te bepalen in welke mate dit een effect dit zal hebben op de veiligheid van andere weggebruikers.

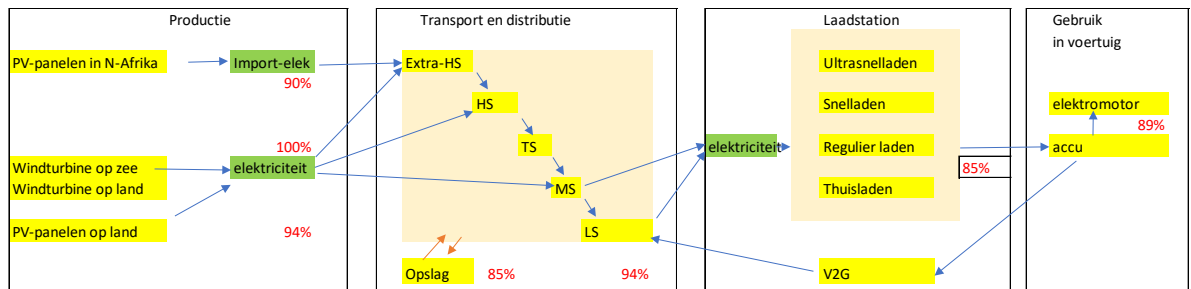
Uitstoot van fijnstof anders dan uit de uitlaat ("non-exhaust emissions") komt door slijtage van banden, remmen en het wegoppervlak, en ook door opwaaien van stof op de weg. Het extra gewicht en hoge koppel bij het optrekken zorgt voor iets meer slijtage bij een EV, maar er is een sterk voordeel voor de remmen, die minder gebruikt worden omdat de remenergie wordt gebruikt om de accu op te laden. De EV lijkt hier geen nadeel te hebben ten opzichte van dieselveertuigen als het gaat om PM10, hoewel voor PM2.5 bij zwaardere voertuigen de uitstoot enkele procenten hoger zou kunnen zijn (OECD, 2020).

2.6 Gehele keten

Efficiëntie

Figuur 2.9 geeft de middenschattingen van de rendementen in elke ketenstap. De ketenrendementen voor de drie opwekkingsscenario's komen dan op 77%, 71% en 63% voor wind, zon, en zon-import. Let wel, bij het rendement van import van zonnestroom is geen rekening gehouden met het feit dat de opwekkingsefficiëntie per paneel veel hoger is in Noord-Afrika (in het ruimtegebruik komt dit verschil wel tot uitdrukking). Het rendement van opslag van elektriciteit is hierin niet meegenomen.

Dit komt redelijk overeen met schattingen uit de literatuur, die op 69% (NAW-Leopoldina, 2017) en 70% uitkomen (Haugen et al., 2021).



Figuur 2.9 Middenschattingen van de rendementen per ketenstap

Daarnaast: het gaat hier over rendement sec. Voor een eerlijke vergelijking van energiegebruik tussen energiedragers moet wel rekening gehouden worden met het extra gewicht dat elektrische voertuigen hebben ten opzichte van alternatieven, welke het voordeel in energiegebruik van EV's iets doet afnemen (zoals eerder aangegeven bij energie-efficiëntie van elektrische vrachtwagens).

Ruimte

Om een personenauto een jaar te laten rijden (uitgaande van 13.000 km en 0,2 kWh/km) is zo'n 3 MWh nodig. Uitgaande van het ruimtegebruik en ketenefficiënties van de drie opwekkingsscenario's is daarvoor nodig ongeveer 7 m² voor wind, 50 m² voor zon in Nederland (waarvan ongeveer 4 m² voor transport en de rest voor opwekking), en 40 m² voor geïmporteerde zonne-energie.

3 Waterstof

Hoofdpunten

- Waterstof kan in mobiliteit worden ingezet als brandstof in een verbrandingsmotor of als brandstof toevoer voor een brandstofcel. Voor het laatste moet de H₂ extreem zuiver zijn en zijn reinigingsstappen nodig.
- Waterstof maken uit elektriciteit met behulp van elektrolyse is op wereldschaal een nog maar weinig toegepaste techniek, die nog niet is uitontwikkeld. Het heeft in 2030 naar verwachting een rendement van circa 67 (63-71)%.
- Waterstof maken uit aardgas met behulp van stoomreforming is een beproefde, uitontwikkelde techniek. In combinatie met een afvanginstallatie die 90% van de ontstane CO₂ afvangt heeft het een vergelijkbaar rendement (69%) als elektrolyse, maar de productie is ongeveer de helft goedkoper (gerekend met gaskosten van 5-15 €/GJ en elektriciteitskosten van 50-100 €/MWh). Omdat niet alle CO₂ wordt afgevangen, moet bij SMR-CCS een deel van het aardgas (10%) worden vervangen door bijvoorbeeld biogas om CO₂-neutraal te zijn. Hierdoor nemen de productiekosten toe, maar de productie blijft goedkoper dan met elektrolyse.
- Het bouwen van elektrolyzers staat in Nederland en wereldwijd, met een totale capaciteit van minder dan 300 MW, nog in de kinderschoenen. De ambitie in het Klimaatakkoord (2019) van 3-4 GW elektrolysecapaciteit in Nederland in 2030, levert zo'n 90 à 120 PJ waterstof per jaar. Als alle vrachtwagens in Nederland volledig op waterstof zouden rijden, gebruiken ze hiervan ½ tot ¾. Om naast alle vrachtwagens ook alle personenauto's op waterstof te laten rijden, zou in totaal 8 GW elektrolysecapaciteit nodig zijn.
- Buiten Nederland zijn de H₂-productiekosten met elektrolyse mogelijk wat lager, doordat elektriciteitsopwekking in zuidelijke regio's (zoals Noord-Afrika of het Midden-Oosten) goedkoper is. Er zijn in principe grotere waterstofvolumes haalbaar dan in Nederland, omdat logischerwijs de ruimte voor elektriciteitsopwekking groter is dan in Nederland. Nederland heeft in 2020 en 2021 intentieverklaringen gesloten met diverse potentiële importlanden. Tegenover de lagere productiekosten van importwaterstof, staan vaak hogere transportkosten (tenzij bijvoorbeeld de Nederlandse elektrolyzers ver op de Noordzee staan). Zowel bij import als bij binnenlandse productie zijn er kosten voor opslag, distributie en tanken.
- Opslag en transport van waterstof kan gasvormig onder grote druk, vloeibaar (cryogeen, -253°C) of chemisch gebonden in de vorm van ammoniak. Vooral de conversie (naar vloeibaar waterstof of ammoniak), de reconversie van ammoniak naar gasvormig waterstof, en de opslag bij import- en exportterminals zijn duur, en kosten veel energie. Een meer experimentele vorm is vervoer in de vorm van LOHC's (vloeibare waterstofdragers), zoals benzeen en toluen; dit heeft een lage TRL en heeft als nadeel dat er een retourstroom is.
- Transport van waterstof kan via schip (vloeistof), buisleiding (gas) en tankwagens (vloeistof en gas). Tankwagens zijn vooral geschikt voor korte afstanden en kleinere volumes (ofwel distributie). Gaat het om langere afstanden en grote volumes dan is tot circa 1500 km transport van gasvormig H₂ met buizen het goedkoopst. Daarboven is het schip geschikt: sec het transport per schip is relatief goedkoop en niet sterk afhankelijk van de afstand, maar conversie, reconversie en opslag bij de haventerminals geven hoge kosten die pas bij lange afstanden opwegen tegen de kosten van transport per buis.
- Vloeibaar maken (liquefactie) kost een hoeveelheid energie die zo groot is als circa 30% van de energie-inhoud van de waterstof, compressie naar hoge

drukniveaus (500-900 bar) kost circa 10% energie. Conversie naar ammoniak en weer terug naar H₂ kost ongeveer 50% van de energie-inhoud van de waterstof. Tijdens de opslag moet de vloeibare waterstof permanent gekoeld blijven.

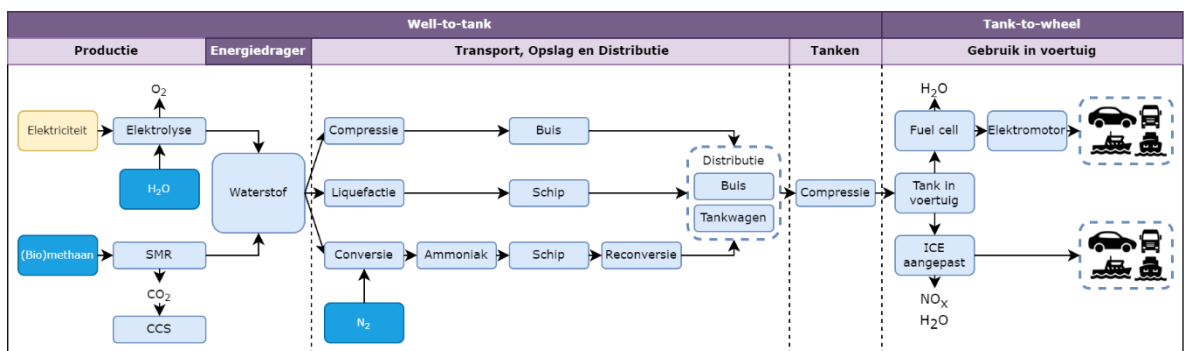
- De kosten van de ketenstappen transport (inclusief eventuele conversie en reconversie naar vloeibare vorm of NH₃) + opslag + distributie + tanken zijn van dezelfde orde van grootte, of groter, dan de kosten van de ketenstap productie. Daarbij hangen de kosten van tanken sterk af van de modaliteit waar het om gaat: een tankstation voor wegverkeer is veel duurder dan dat voor schepen, een bunkerstation genoemd. Ook is voor een wegtankstation dure fijnmazige distributie nodig met hetzij tankwagens of buisleidingen, terwijl bunkerstations vaak op een hoger niveau in het transportnet zullen worden aangesloten. Tot slot geldt dat de kosten van een tankstation sterk afhangen van de benuttingsgraad en de schaalgrootte van het tankstation. De compressor van het tankstation die de druk naar 350–700 bar brengt is een grote kostenpost (30-60%) en kost veel energie (ca 10% van de energie-inhoud van de waterstof).
- Omzetting van waterstof in elektriciteit met een brandstofcel gebeurt in een wegvoertuig met een rendement van 50-60%. De elektromotor heeft een rendement van 95%. Verbranding van waterstof in een verbrandingsmotor heeft een lager rendement van 40-45% (vergelijkbaar met een dieselmotor).
- Waterstof heeft een groter volume en is inclusief tank zwaarder dan benzine en diesel met dezelfde energie-inhoud. Dit stelt beperkingen aan het gebruik in voertuigen, waar juist ruimte en gewicht belangrijke factoren zijn.
- In een brandstofcelvoertuig voegt ook het brandstofcelsysteem gewicht en ruimtebeslag toe. In de Toyota Mirai (1^e generatie) waterstofpersonenauto met 5 kg waterstof weegt het brandstofcelsysteem circa 230 kg, de lege tanks wegen 87 kg. Tegenover 1 kg H₂ in de tank staat dus een massa van ruim 60 kg voor tank en brandstofcelsysteem.
- Bij dezelfde actieradius is een vrachtwagen met een brandstofcelsysteem zwaarder dan een vrachtwagen met verbrandingsmotor, maar lichter dan een accu-elektrische vrachtwagen.
- Inzet in een verbrandingsmotor heeft het voordeel van lagere kosten (er is geen duur brandstofcelsysteem nodig) en minder eisen aan zuiverheid van de waterstof. Hier staat tegenover dat het energetisch rendement lager is en NO_x wordt uitgestoten.
- Waterstof als brandstof voor langeafstandszeevaart lijkt alleen geschikt als er elke paar dagen de mogelijkheid is tot bunkeren. Waterstof is beter geschikt voor schepen die korte en middellange afstanden varen, vanuit kostenooptpunt bij voorkeur in de vorm van gecomprimeerd gas om cryogene koeling te vermijden.
- Toepassing van waterstof in een vliegtuig roept de vraag op of het fysiek en praktisch mogelijk is vanwege het grote ruimtebeslag en het gewicht van de waterstof en tank (plus eventueel de brandstofcellen). De TRL van vliegen op waterstofbrandstofcellen is 3. Ook komt er 2 keer zoveel waterdamp vrij als bij de verbranding van kerosine. Waterdamp heeft bij uitstoot op grote hoogte een (kortstondig) broeikaseffect.

Ruimtebeslag en andere issues

Het ruimtebeslag in de H₂-keten komt geheel voor conto van het elektriciteitsgebruik in deze keten. Bij de variant elektrolyse is dit het hoogst, omdat hier elektriciteit wordt gebruikt voor de productie van H₂. Daarnaast is er zowel bij de elektrolyse- als bij SMR-CCS-variant sprake van elektriciteitsgebruik elders in de keten, zoals (eventueel) liquefactie of conversie naar NH₃ en de compressie bij het tankstation. De SMR-installatie en de elektrolyser zelf hebben maar een klein

ruimtebeslag per eenheid geleverde waterstof. Wel zijn beide installaties sterk industrieel, en hebben dus een bepaalde uitstraling hebben in het landschap. Voor het ruimtebeslag van de SMR-CCS-route zijn we ervan uitgegaan dat de benodigde 10% biogas die nodig is om het SMR-CCS-proces CO₂-neutraal te maken, wordt gewonnen uit reststromen zoals dierlijke mest en afvalzuiveringsslib en daardoor geen (extra) ruimtebeslag met zich meebrengt. Dit betekent wel afhankelijkheid van aardgas en mogelijke acceptatie-issues voor CO₂-opslag. Ook voldoende beschikbaarheid van biogas kan een issue zijn.

3.1 Inleiding



Figuur 3.1 Overzicht ketenstappen binnen dit hoofdstuk

Scope

Voor onze studie is alleen CO₂-neutraal geproduceerde waterstof relevant. In de literatuur komen de termen 'grijze', 'blauwe' en 'groene' waterstof voor. Deze termen staan voor:

- Grijs: geproduceerd uit fossiele brandstoffen,
- Blauw: geproduceerd uit fossiele brandstoffen in combinatie met CO₂-afvang en -opslag (carbon capture and storage, CCS),
- Groen: geproduceerd uit hernieuwbare bronnen.

Bij 'blauwe' waterstof is de grondstof meestal aardgas (methaan) en wordt de waterstof gemaakt met een proces dat stoom-methaan-reforming (SMR) heet, in combinatie met CCS. Blauwe waterstof is niet gelijk aan CO₂-neutrale waterstof, omdat met CCS maar ongeveer 90% van de CO₂ wordt afgevangen. Meer afvang is wel mogelijk, maar leidt tot (te) hoge kosten. Wel is blauwe waterstof CO₂-neutraal te maken door een deel van het aardgas te vervangen door een alternatief op basis van biomassa (biomethaan). Als met CCS 90% van de CO₂ wordt afgevangen, is bijmengen met 10% biomethaan in principe voldoende voor CO₂-neutraliteit.

In deze studie onderscheiden we twee "grondstoffen" en meerdere productieprocessen om CO₂-neutrale waterstof te maken, zie tabel 3.1.

Tabel 3.1 Productieproces voor grijze, blauwe en groene waterstof. In deze studie nemen we alleen CO₂-neutrale waterstof mee (de laatste kolom).

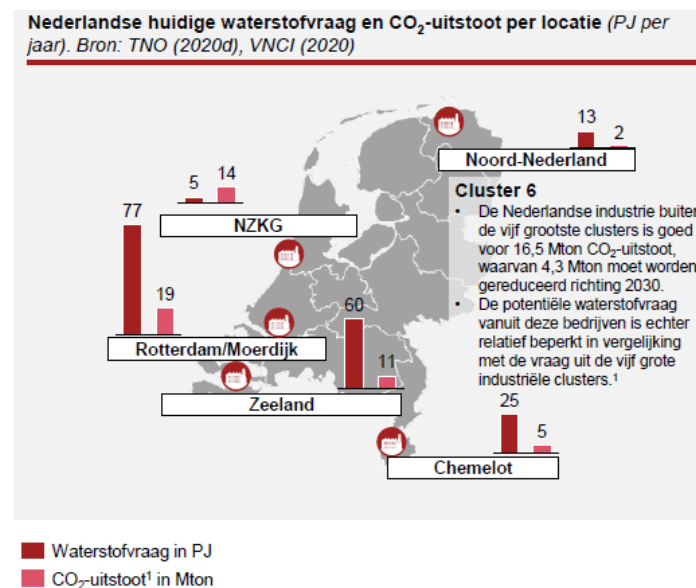
"Grondstof"	H ₂ -productieproces	H ₂ -varianten			Deze studie
		Grijs	Blauw	Groen	
		Grijs	Blauw	Groen	CO ₂ -neutraal
Elektriciteit	Elektrolyse van water	Elektriciteit uit fossiele bronnen	Elektriciteitsproductie met CCS	Hernieuwbare elektriciteit (bijv. uit windturbine /PV)	Hernieuwbare elektriciteit (bijv. uit windturbine/PV)
(Bio-)methaan	Stoom-methaan-reforming (Steam Methane Reforming, SMR)	Aardgas	CCS bij het SMR-proces	SMR met 100% inzet van bio-methaan	SMR + CCS, met voor het niet-afgevangen deel van de CO ₂ inzet van bio-methaan

Omrekeningtabel

Massa	Energie-inhoud (MJ)	Energie-inhoud (kWh)
1 kg H ₂	120 MJ	33,3 kWh

3.2 Productie**3.2.1***Huidige stand van zaken en plannen richting 2030*

De huidige productie van H₂ in NL bedraagt circa 180 PJ (PwC, 2021), ofwel 1,5 miljard kg. De meest gebruikte techniek om de waterstof te produceren is stoom-methaan-reforming (SMR) op basis van aardgas. Productie in elektrolyzers, dus met elektriciteit als input, komt ook voor, met name in de chloor/alkali-industrie, maar dan is de waterstof meestal een bijproduct (IEA, 2019a). In Nederland is de verdeling tussen waterstofproductie uit aardgas en elektriciteit circa 3:1 (Weeda, 2016).

**Figuur 3.2** Waterstofproductie in Nederland

Bron: PwC, 2021

Elektrolyse

Het doel in het klimaatakkoord is de installatie van 3-4 GW elektrolysecapaciteit in 2030. De enige elektrolyser in Nederland die groene waterstof maakt, staat in

Veendam en heeft een vermogen van 1 MW.⁴⁰ Er zijn concrete plannen voor elektrolysecapaciteit voor groene waterstof van bijvoorbeeld 200 MW op de Maasvlakte en 20 MW in Delfzijl (TKI Nieuw Gas, 2020). Ook in IJmuiden (100 MW) en in Rotterdam (250 MW) zijn er plannen voor elektrolyzers die groene waterstof maken, voor respectievelijk de productie van duurzaam staal en voor de raffinaderij van BP (Energeia, 2022). De doorlooptijd van de bouw en aansluiting op het elektriciteitsnet van een grote elektrolyser (>200 MW) bedraagt in de orde van 6-10 jaar (Scholten et al., 2021). Dat het zo lang duurt komt voor een deel door de aansluiting op het stroomnet. Zo heeft een 200 MW elektrolyser een elektrische aansluiting van circa 300 MW nodig, 1,5 keer zo veel als de aluminiumfabriek Aldel in Delfzijl, een van de grootste stroomgebruikers van ons land.⁴¹

De ambitie van 3-4 GW in 2030 in perspectief

Elektrolyzers met een capaciteit van 3-4 GW produceren, als ze 95% van de tijd in bedrijf zijn, jaarlijks 90 tot 120 PJ waterstof. Voor de productie is een input van 36 à 48 TWh elektriciteit nodig.⁴² Dat is ruim meer dan de huidige productie van hernieuwbare elektriciteit uit zon en wind in Nederland, die 30 TWh per jaar bedraagt (CBS, 2022). Het ruimtebeslag van 3-4 GW elektrolyzers is 40 à 55 hectare.⁴³ Als alle vrachtwagens die in Nederland rijden dit doen op waterstof in combinatie met een brandstofcel, gebruiken ze ½ tot ¾ van deze waterstofproductie; om naast alle vrachtwagens ook alle personenauto's op waterstof te laten rijden, zou in totaal 8 GW elektrolysevermogen nodig zijn.⁴⁴

Gebruik van groene waterstof in de brede economie en in transport

De Europese Commissie heeft juli 2021 in haar *Fit for 55*-pakket een voorstel gedaan voor een bindende verplichting voor het gebruik van minimaal 50% groene waterstof in het waterstofgebruik van de industrie in 2030 (EC, 2021). Voor Nederland zou dat inhouden een productie van circa 55-60 PJ groene waterstof in 2030 (PBL, 2021). Het EC-voorstel verplicht daarnaast tot een aandeel van 2,6% groene waterstof in het wegverkeer in 2030 (op energiebasis). Samen betekent dat een gevraagde hoeveelheid van circa 70 PJ in 2030, aldus PBL (PBL, 2021) (aanvulling KiM: en een elektrolysecapaciteit van circa 2,3 GW om dit te produceren).

Ambitie aantal waterstofvoertuigen

In het Klimaatakkoord staat de ambitie van 300.000 voertuigen op waterstof in 2030. Eind 2020 waren er in Nederland 390 personenauto's, 13 bestelauto's, 6 bussen en 9 vrachtauto's die op waterstof in combinatie met een brandstofcel rijden (RVO, 2021; NederlandElektrisch, 2021). Er zijn in Nederland nog geen voertuigen die waterstof in een verbrandingsmotor gebruiken, maar er zijn wel ontwikkelingen in deze richting gaande.

Ontwikkelingen met tankstations

Het *Fit for 55*-pakket voorstel bevat ook een aanscherping van de doelen voor uitrol van infrastructuur voor alternatieve brandstoffen (*Alternative Fuels Infrastructure Regulation, AFIR*). De Commissie stelt voor waterstof als doelstelling dat iedere

⁴⁰ Hystock, een markttest van Gasunie bij Zuidwending bij Veendam. Geopend zomer 2019. https://www.north2.eu/groene-waterstofketen/elektrolyse/?qclid=EAiaIQobChMIkLy984-r8qIVBnYYCh2tzwYoEAAYASAAEqIFPPD_BwE

⁴¹ <https://nos.nl/artikel/2408773-aluminiumfabriek-aldel-gered-maar-120-mensen-verliezen-hun-baan>

⁴² Er is gerekend met een elektrolyserendement van 69% (IEA, 2019a).

⁴³ Berekening op basis van IEA (2019a).

⁴⁴ Uitgaande van de met vrachtwagens en personenauto's afgelegde afstand in 2020 (CBS) en een waterstofgebruik van 8,7 MJ/km voor vrachtwagens en 1,5 MJ/km voor personenauto's (zie bijlage B Efficiëntie).

(maximaal) 150 km van het TEN-T kernnetwerk en in ieder stedelijk knooppunt waterstofvulpunten worden gerealiseerd, die toegankelijk zijn voor zowel lichte als zware voertuigen. Daarnaast bevat het voorstel de verplichting om elke 450 km van het TEN-T kernnetwerk en op iedere goederenterminal vulpunten voor vloeibare waterstof te realiseren. Vloeibare waterstof heeft als voordeel dat per energie-eenheid maar ongeveer de helft van het volume van gasvormig waterstof (op 700 bar) nodig is; een nadeel is boil-off van een deel van de brandstof (tenzij die nuttig gebruikt kan worden). Eind 2021 waren er zo'n 13 waterstofvulpunten in Nederland (zie paragraaf Tanken en bunkeren).

Import van waterstof

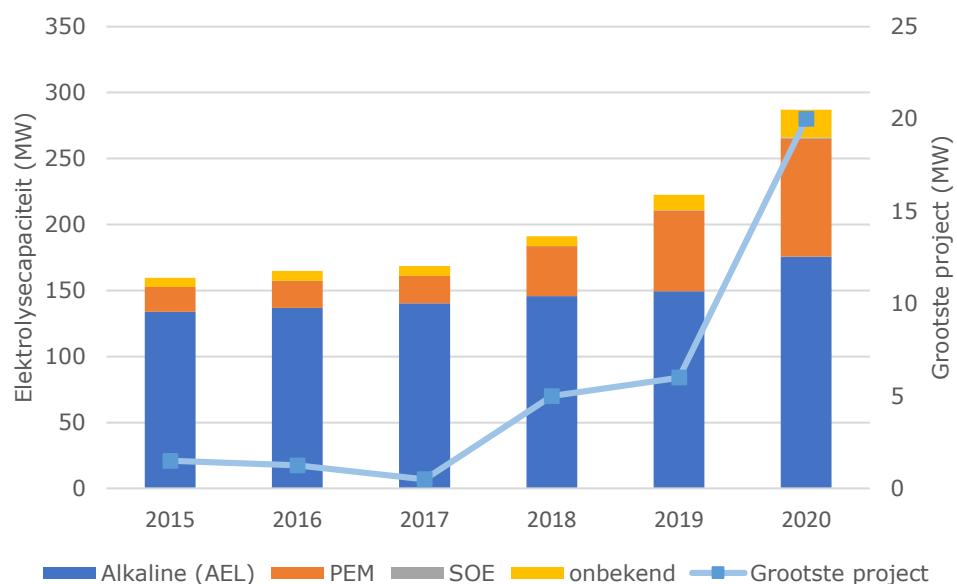
Nederland heeft in 2020 en 2021 intentieverklaringen gesloten met Portugal, Chili, Namibië en Uruguay en er lopen gesprekken met Canada (Energeia, 2021). De intentieverklaringen gaan over de 'bouw van een internationale markt, de ontwikkeling van technologieën, de uitrol van infrastructuur en het opzetten van export-importcorridors voor groene waterstof' tussen deze andere landen en Nederland. Ook Nederlandse havens leggen contacten. Het Havenbedrijf van Rotterdam is verkenningen gestart met: IJsland, Portugal, Marokko, Oman, Zuid-Afrika, Uruguay, Chili, Brazilië, Australië en Canada.

3.2.2 Productie waterstof met elektrolyse

Elektrolyse is er in varianten, afhankelijk van het type elektrolytische cel dat wordt gebruikt; in de elektrolyser zelf worden de cellen gestapeld in stacks. We onderscheiden 3 typen elektrolyzers (IEA, 2019a):

- **Alkaline elektrolyse (AEL):** Elektrolyzers met alkaline elektrolytische cellen hebben de hoogste TRL (9). AEL is al sinds de jaren 1920 in gebruik, met name in de kunstmest- en chloorindustrie (met waterstof als bijproduct).
- **Polymer Electrolyte Membrane (PEM) elektrolyse:** Een andere bekende methode is op basis van polymer electrolyte membrane elektrolytische cellen (PEM). PEM-elektrolyse heeft een TRL van 8 en werd ontwikkeld in de jaren 1960 om enkele van de operationele nadelen van AEL te ondervangen. Zo is geen terugwinning en recycling van de elektrolytoplossing nodig, omdat bij PEM zuiver water wordt gebruikt en geen kaliumhydroxide zoals bij AEL.
- **Solid Oxide Electrolyse (SOE):** Een derde variant is de solid oxide elektrolyse (SOE). Dit is de minst ontwikkelde elektrolysetechnologie met op dit moment een TRL van 6. SOE haalt hogere omzettingsrendementen dan PEM en AEL, werkt bij hoge temperaturen en heeft keramiek als elektrolyt en daardoor lage materiaalkosten. Door de korte levensduur van de cellen is het systeem toch duurder dan AEL en PEM.

Eind 2020 is er wereldwijd bijna 300 MW aan elektrolysecapaciteit, waarvan circa 2/3 met AEL-cellen en 1/3 PEM-cellen, zie figuur 3.3. In Europa staat iets meer dan 100 MW opgesteld (IEA, 2021). De gemiddelde capaciteit van de elektrolyzers is minder dan 1 MW (IEA, 2019a). Bijlage D, onderdeel 'Elektrolyzers' geeft meer informatie over de verschillende celtypen.



Figuur 3.3 Ontwikkeling wereldwijde elektrolysecapaciteit naar type cel, 2015-2020

Bron: IEA, 2021a

Algemene kenmerken

Tabel 3.2 geeft enkele belangrijke kenmerken van de 3 typen elektrolyzers (AEL, PEM en SOE), zoals energetisch rendement, bedrijfscondities, CAPEX en ruimtebeslag.

Tabel 3.2 Enkele kenmerken van AEL-, PEM- en SOE-elektrolyzers, zowel op dit moment als verwachtingen voor 2030 en de langere termijn (LT).

	AEL			PEM			SOE			Bron
	Huidig	2030	LT	Huidig	2030	LT	Huidig	2030	LT	
TRL	9			8			6	9		1,2,3
Energetisch rendement LHV (%)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81*	77-84*	77-90*	4
Druk (bar)	1-30			30-80			1			4
Temp (°C)	60-80			50-80			650-1000			4
Bedrijfsuren stack (x 1000)	60-90	90-100	100-150	30-90	60-90	100-150	10-30	40-60	75-100	4
Levensduur (jaar)	10			7			?			5
CAPEX (\$/kW _e)	500-1400	400-850	200-700	1100-1800	650-1500	200-900	2800-5600	800-2800	500-1000	4
Ruimtebeslag (m ² /MW _e)	95			48			?			4
Ruimtebeslag (m ² /MW-H ₂)	140-150			80-90			?			

* Bij SOE is het energetisch rendement exclusief de energie voor de productie van stoom.

Bron: 1: Marsidi (2018), 2: Marsidi (2019), 3: Koirala (2020), 4: IEA (2019a), 5: Wieclavska en Gavrilova (2021).

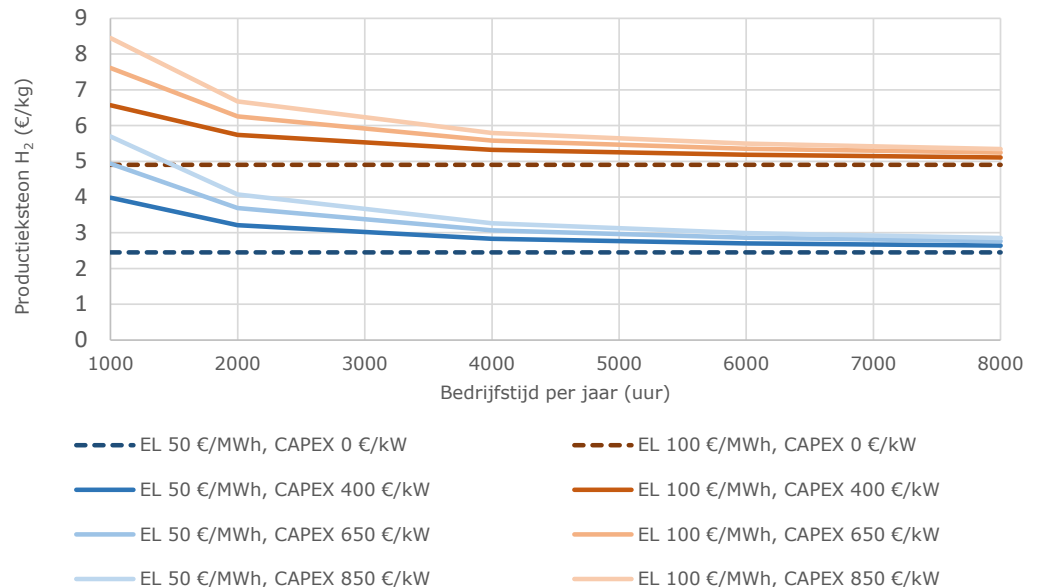
Eenheidskosten waterstof

Bij elektrolyse hangen de kosten per eenheid waterstof (€/kg) vooral af van de volgende factoren:

- De kosten van elektriciteit (in €/kWh);
- Het energetisch rendement waarmee elektriciteit in waterstof wordt omgezet;
- De installatiekosten van de elektrolyser (de CAPEX, in €/kW);
- De bedrijfstijd van de elektrolyser (het aantal vollasturen per jaar);
- De levensduur van de elektrolyser;
- De discontovoet waarmee wordt gerekend, om de installatiekosten te verrekenen.

Figuur 3.4 hieronder geeft de H₂-eenheidskosten bij kosten voor een AEL-elektrolyser variërend van 400 tot 850 €/kW (dezelfde range als die in tabel 3.2), een rendement van 68% en elektriciteitskosten van 50 en 100 €/MWh. Voor een onderbouwing van deze keuze zie hoofdstuk Elektriciteit.

Ter vergelijking zijn ook de eenheidskosten weergegeven die corresponderen met sec de elektriciteitskosten (CAPEX 0 €/kW) (de gestippelde lijnen in de figuur).



Figuur 3.4 Productiekosten van waterstof (€/kg) in 2030 met een AEL-elektrolyser (efficiëntie 68%) bij diverse kapitaalkosten (CAPEX), bedrijfstijd van 0 tot 8000 uur, elektriciteitskosten van 50 en 100 €/MWh en discontovoet van 2,25%

Uit de figuur worden twee zaken duidelijk:

1. Hoe langer de bedrijfstijd van de elektrolyser (in uren per jaar), hoe lager de productiekosten per eenheid waterstof zijn. Dit is logisch te verklaren uit het feit dat de kapitaalkosten (CAPEX) van de elektrolyser bij een langere bedrijfstijd over een grotere productie worden verdeeld.
2. Bij lange bedrijfstijden zijn de eenheidskosten (de doorgetrokken lijnen) nauwelijks hoger dan de kosten voor alleen de "grondstof" elektriciteit (de gestippelde lijnen in de figuur). De investeringskosten van de elektrolyser zijn bij lange bedrijfstijden dus van ondergeschikt belang: de elektriciteitskosten zijn bepalend.

In de rest van deze studie rekenen we voor de productiekosten van H₂ uit elektrolyse met 4,15 (2,64-5,80) €/kg, omgerekend 34,6 (22,0-48,4) €/GJ. Deze bedragen zijn gebaseerd op:

- Het gemiddelde rendement van AEL- en PEM-elektrolyzers in 2030 (tabel 3.2),

- De bandbreedte in de CAPEX van AEL en PEM in 2030 (tabel 3.2),
- 8000 draaiuren per jaar,
- Elektriciteitskosten van 75 (50-100) €/MWh.

Ruimtebeslag

Het ruimtebeslag van waterstofproductie met elektrolyse bestaat uit twee componenten: de ruimte voor de elektrolyser (als installatie) en de ruimte voor de elektriciteitsproductie als "grondstof" voor de elektrolyser. Hiervan is de tweede component per eenheid waterstofproductie verreweg het grootst is, zie onderstaande tabel.

Tabel 3.3 Ruimtebeslag van productie van waterstof uit elektrolyse.

	Ruimtebeslag (m ² /GJ H ₂)	Aannamen
Elektrolyser	0,005	AEL-elektrolyser, rendement 67%, 8000 draaiuren per jaar, ruimtebeslag 95 m ² /MW _e
Elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen (zon en wind) als input voor de elektrolyser	1,56	Ruimtebeslag elektriciteitsmix (zon/wind): 3,77 m ² /MWh (zie hoofdstuk Elektriciteit)

Onderstaande foto toont een PEM-elektrolyser van 10 MW, momenteel de grootste elektrolyser in Europa. Deze produceert jaarlijks 1300 ton groene H₂. Aan de hand van deze foto is niet te zien wat het ruimtebeslag precies is, maar volgens IEA (2019b) zou het ruimtebeslag van een 10 MW PEM-elektrolyser circa 480 m² zijn.



Afbeelding 3.1 Grootste Europese PEM-waterstofelektrolyser (10 MW) in het Duitse Wesseling

Bron: Shell (<https://www.refhyne.eu/shell-starts-up-europes-largest-pem-green-hydrogen-electrolyser/>)

Knelpunten en onzekerheden

We zien bij waterstof uit elektrolyse 2 potentiële knelpunten:

1. Schaarse grondstoffen voor de elektrolyser. Dit speelt met name bij AEL- en PEM-elektrolyzers. SOE-elektrolyzers hebben hier geen last van, want die gebruiken keramiek en weinig zeldzame metalen (wat meteen een belangrijk voordeel is van SOE ten opzichte van beide andere typen).
2. Watergebruik.

Schaarse grondstoffen voor de elektrolyser. AEL- en vooral PEM-elektrolyzers doen een beslag op een aantal schaarse materialen, met name **platina** (voor PEM en AEL) en **iridium** (voor PEM) voor de katalysatoren van de elektrolyzers. Platina en iridium staan op de Europese lijst van *critical raw materials (CRM)*, beide als onderdeel van de *platinumgroep-metalen (PGM)* (EC, 2020a). Het meeste iridium (92%) en platina (71%) komt uit Zuid-Afrika (EC, 2020a).⁴⁵

Kritiek punt: al bij een PEM-elektrolysercapaciteit van rond 110 GW⁴⁶ zou jaarlijks evenveel **iridium** nodig zijn als momenteel jaarlijks wordt geproduceerd. Dit komt door de beperkte levensduur van elektrolysecellen, waardoor ze steeds moeten worden vervangen. De IEA verwacht in haar *World Energy Outlook 2021* dat in 2030 de wereldwijde elektrolysecapaciteit 90 GW bedraagt, dat wil zeggen: als alle aangekondigde plannen worden uitgevoerd (IEA, 2021c). Dat komt dus aardig in de buurt van de kritische grens. Opvoeren van de jaarlijkse productie van iridium is mogelijk, maar kost tijd, omdat er nieuwe winningslocaties opgestart moeten worden (EASAC, 2019). Ook recycling van iridium uit afgedankte cellen is een mogelijkheid.

Het gebruik van **platina** is minder snel nijpend: pas bij een capaciteit van PEM- en AEL-elektrolyzers samen van zo'n 8000 GW wordt de volledige jaarlijkse geproduceerde hoeveelheid platina gebruikt.⁴⁷

N.B. Overigens speelt platina ook aan het eind van waterstofketen, bij de toepassing in voertuigen, een rol. Namelijk in de brandstofcellen die de waterstof in het voertuig omzetten in elektriciteit; zie paragraaf 'Brandstofcel of verbranding in voertuig'. Dit kan de platinaschaarste door gebruik van waterstof nog groter maken.

Watergebruik. Voor de productie van 1 kg waterstof is 9 kg water nodig.⁴⁸ Dit kan problematisch zijn als de elektrolyser in gebieden staat waar zoetwater een schaars goed is. Dit treft vaak juist zonnige regio's met lage productiekosten voor elektriciteit uit hernieuwbare bronnen. Water uit zeeën en oceanen ontzilten is een technische mogelijkheid, maar is kapitaalintensief en kost energie: circa 0,05 kWh_e per kg H₂ (HZ Water Technology, 2021), ongeveer 0,15% van de energie-inhoud van de waterstof. Er blijft ruim 0,3 kg zout per kg H₂ over; als dit geen nuttige toepassing kan krijgen ligt terugstorten in zee voor de hand.

Daarnaast zijn er onzekerheden op het gebied van de bedrijfstijd en elektriciteitskosten voor de elektrolyser.

Onzekerheden in het bedrijf van de elektrolyser

Bedrijfstijd: Het is de vraag of elektrolyzers in de praktijk een maximale bedrijfstijd zullen halen. Dit is zeker de vraag als de benodigde elektriciteit uit hernieuwbare bronnen afkomstig moet zijn, de vereiste om de geproduceerde waterstof CO₂-neutraal te mogen noemen. Hernieuwbare bronnen zijn over het algemeen (seizoens)variabele bronnen (zoals wind en zon, zie 2.1), die niet altijd leveren (of die van ver gehaald moeten worden, dus tegen hoge kosten). Dit kan betekenen dat de waterstofkosten niet op hun laagst mogelijke niveau uitkomen.

⁴⁵ Iridium wordt momenteel gebruikt in elektronica (43%), elektrochemie (22%) en de chemische industrie (7%). Platina wordt veel gebruikt als autokatalysator (80%), voor juwelen (10%) en in de chemische industrie (5%) (Wieclavska en Gavrilova, 2021).

⁴⁶ Berekening KIM op basis van Wieclavska en Gavrilova (2021), die aangeven dat bij een jaarlijkse productie van 4050 PJ met PEM-elektrolyzers jaarlijks 122% van de huidige wereldwijde jaarproductie van iridium nodig is. We hebben gerekend met een bedrijfstijd van 95%.

⁴⁷ Volgens Wieclavska en Gavrilova (2021) vergt productie van 8100 PJ H₂ met 50% AEL- en 50% PEM-elektrolyzers 25% van de jaarlijkse wereldwijde platinaproductie.

⁴⁸ Dit moet gedeïoniseerd zijn en er moet een koelsysteem aanwezig zijn zodat de elektrolysetemperatuur niet boven 100°C komt (Apostoulou en Xydis, 2019).

Ter illustratie: in figuur 3.4 zouden de waterstofkosten zo'n 15% tot 20% stijgen als de bedrijfstijd daalt van 8000 naar 4000 uur.

Elektriciteitskosten: Een ander punt is dat niet alleen het aanbod van de elektriciteit uit hernieuwbare bronnen variabel is, maar ook de prijs ervan. Deze komt immers in een markt tot stand, waarin ook de elektriciteitsvraag van moment tot moment een rol speelt). In de praktijk is hernieuwbare elektriciteit voor een deel van de tijd tegen lage kosten beschikbaar (omdat de vraag naar elektriciteit van andere gebruikers op dat moment laag is, of omdat er een groot aanbod is uit de seizoensvariabele bronnen) en voor een ander deel van de tijd tegen hogere kosten. Een korte bedrijfstijd met lage elektriciteitskosten kan waterstofkosten opleveren die vergelijkbaar zijn met die van een elektrolyser die meer bedrijfsuren haalt, maar te maken heeft met hogere elektriciteitskosten.

De elektrolyser afschakelen als de elektriciteitskosten hoog zijn, moet bedrijfsmatig worden afgewogen tegen het in bedrijf blijven terwijl de elektriciteitskosten hoog zijn, maar wel de CAPEX minder drukt op de kosten. Zie ook bijlage D, onderdeel 'Elektrolyzers'.

Nabijheid van goedkope bronnen van hernieuwbare elektriciteit. Een ander type afweging is waar de elektrolyser vanuit kostenooptpunt het best kan worden gerealiseerd. In de nabijheid van de afzetmarkten in Nederland? Of beter in een regio waar goedkope hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is, zoals in het Midden-Oosten of Noord-Afrika? Weliswaar zijn er in het laatste geval bijkomende kosten van transport van de waterstof naar Nederland, maar mogelijk wegen deze extra kosten op tegen de vermeden kosten van waterstofproductie. De regio met de laagste kosten voor elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare bronnen is een factor 3 à 4 goedkoper dan de duurste, volgens IEA (2019a). In paragraaf 3.3 gaan we nader in op de kosten van waterstoftransport over lange afstanden.

3.2.3 Productie waterstof met SMR-CCS

Wereldwijd wordt driekwart van alle waterstof gemaakt uit methaan (IEA, 2019a). Daarbij is de meest gebruikte techniek stoom-methaanreforming (SMR), omdat waterstof hiermee goedkoop te produceren is.



Afbeelding 3.2 SMR-installatie van Air Liquide

Bron: <https://www.engineering-airliquide.com/focus-steam-methane-reformers-gasworld>

Het SMR-proces is niet CO₂-neutraal. Bij de productie van 1 kg H₂ met SMR ontstaat 8,9 kg CO₂. Wel is het technisch mogelijk de CO₂ af te vangen en deze CO₂ vervolgens op te slaan.

CO₂-afvang bij SMR-installaties gebeurt nu al op grote schaal. Het is een bestaande commerciële operatie en een van de belangrijkste bronnen van CO₂ voor de

industrie en voedingsmiddelenindustrie op de wereldmarkt (IEAGHG, 2017). In de praktijk wordt tot circa 90% afvang gerealiseerd; meer kan wel, maar de kosten nemen dan sterk toe. Bij 90% CO₂-afvang neemt het energetisch rendement van de waterstofproductie met SMR met 7%-punt af (van 76% naar 69%: zie tabel 3.3). Omdat de CO₂-afvang niet volledig is, is iets extra's nodig om de resterende CO₂ te neutraliseren. Een optie is om de SMR-installatie te voeden met een mengsel van fossiel methaan (aardgas) en biomethaan. Biomethaan veroorzaakt CO₂ binnen de korte koolstofcyclus (omdat de koolstof nog maar recent, tijdens het groeiproces van de biomassa, is opgenomen uit de lucht). Bij 90% afvang is bijmengen van 10% biomethaan voldoende voor CO₂-neutraliteit. Inzet van meer dan 10% biomethaan kan natuurlijk ook, dan wordt het proces zelfs een *carbon sink*. Biomethaan als grondstof voor H₂-productie brengt op dit moment wel hogere kosten met zich mee dan aardgas; zie hoofdstuk Biobrandstoffen.

Algemene kenmerken

Tabel 3.4 geeft een overzicht van enkele belangrijke kenmerken van SMR, zowel met als zonder CO₂-afvang. SMR met CO₂-afvang is een uitontwikkelde techniek, met een TRL van 9. SMR gebruikt geen schaarse grondstoffen. De katalysator bestaat meestal uit nikkel, vanwege zijn lage kosten (Van Beurden, 2004). Voor de toekomst verwacht het IEA geen rendementsverbetering voor SMR met CO₂-afvang. De kosten van SMR zijn uitontwikkeld. Wel is er nog een kostenreductie te verwachten voor de afvanginstallatie. De combinatie van CO₂-afvang, -transport en -opslag heet CCS (*Carbon Capture and Storage*). Met CCS is wereldwijd nog maar beperkt ervaring opgedaan. Transport & opslag van CO₂ leveren volgens het IEA een relatief kleine kostenpost op in vergelijking met de CO₂-afvang, al zal dit afhangen van de CO₂-volumestroom, de beschikbaarheid van een opslaglocatie en de afstand daarnaartoe.

Tabel 3.4 Rendement, bedrijfskenmerken en kosten van SMR en van SMR-CCS (met 90% afvang).

	SMR zonder CO ₂ -afvang			SMR met 90% CO ₂ -afvang			Bron
	Huidig	2030	LT	Huidig	2030	LT	
TRL	9			9			1
Rendement LHV (%)	76	76	76	69	69	69	2
Druk (bar)	25-40						3
Temp (°C)	800-900						4
Levensduur (jaar)	25	25	25	25	25	25	2
Ruimtebeslag (m ² /MW-H ₂)	50 (*)			60 (**)			5
KgCO ₂ /kgH ₂	8,9	8,9	8,9	1,0	1,0	1,0	2
CAPEX (\$/kWe)	910	910	910	1680	1360	1280	2
Kosten transport en opslag CO ₂ (\$/ton CO ₂)				20			2

CAPEX geeft de systeemkosten weer, inclusief de elektronica, gasconditionering en balance-of-plantkosten.

(*) Volgens RotoReform AS (2019) is het ruimtebeslag voor een SMR-installatie die jaarlijks 100 kton H₂ produceert 20.000 m². Bij een rendement van 76% en een bedrijfstijd van 95% heeft de installatie een vermogen van 400 MW en een ruimtebeslag van 50 m²/MW waterstofproductie (berekening KiM).

(**) Inschatting KiM, zie 'Ruimtebeslag'.

Bron: 1: Janssen (2018), 2: IEA (2019b), 3: Weeda (2016), 4: IEAGHG (2017), 5: Rotoreform AS (2019).

Eenheidskosten waterstof

Bij SMR met CCS hangen de kosten per eenheid waterstof (€/kg) vooral af van de volgende factoren:

- De kosten van (bio-)methaan;
- Het energetisch rendement;
- De installatiekosten van de SMR-installatie al dan niet met CO₂-afvang (de CAPEX, in €/kW);
- De bedrijfstijd van de installatie (het aantal vollasturen per jaar);
- De kosten van CO₂-transport en -opslag;
- De levensduur van de installatie;
- De discontovoet waarmee wordt gerekend, om de installatiekosten te verrekenen.

Figuur 3.5 hieronder geeft de H₂-productiekosten van een SMR-CCS-installatie bij verschillende aantallen bedrijfsuren. Om rekening te houden met onzekerheid in de aardgaskosten hebben we gerekend met 3 prijsniveaus: 5, 10 en 15 €/GJ (18, 36 en 54 €/MWh).⁴⁹ Ter vergelijking zijn ook de H₂-kosten weergegeven die corresponderen met sec de aardgaskosten (de gestippelde lijnen in de figuur).

Bij 8000 bedrijfsuren variëren de productiekosten tussen 1,3 en 3,0 €/kg H₂. De kosten bestaan voor meer dan 2/3 uit de kosten van het aardgas.

De SMR-installatie is, anders dan de elektrolyser, niet afhankelijk van energie uit seizoensvariabele bronnen. Het aardgas kan bovendien in de vorm van LNG uit veel delen van de wereld worden aangevoerd. De kosten van LNG-import zijn in principe hoger dan van aardgas dat van dichterbij komt (vooral vanwege de kosten van het koelen en de opslag en in mindere mate het transport), maar desondanks is het goed denkbaar dat de kosten binnen onze bandbreedte van 5-15 €/GJ blijven.⁵⁰ Lange bedrijfstijden zullen dus in de praktijk over het algemeen wel haalbaar zijn. Echter, net als de elektriciteit voor de elektrolyser, zal ook de aardgasprijs schommelingen kennen. Het kan bij een hoge aardgasprijs bedrijfseconomisch voordeliger zijn om de installatie tijdelijk af te schakelen.

Ruimtebeslag SMR-CCS

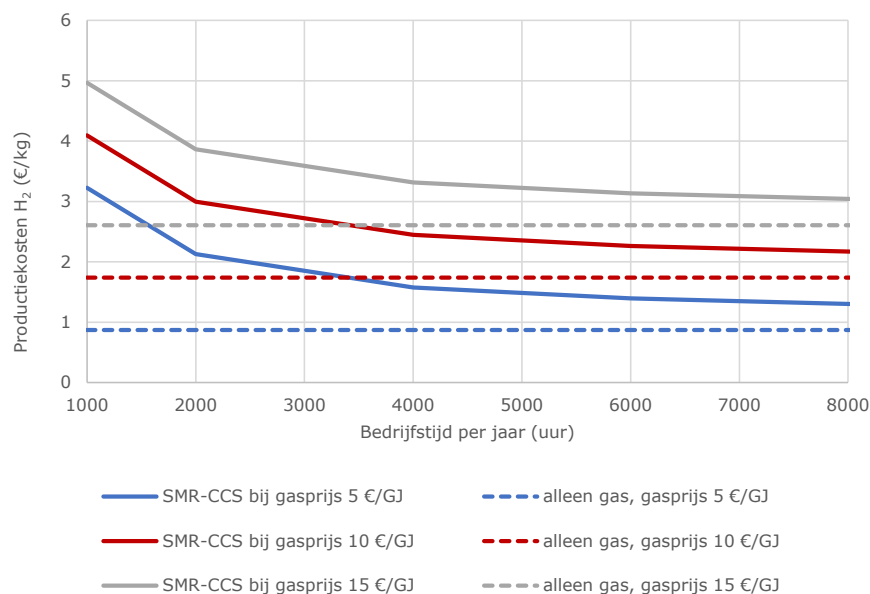
Ruimtebeslag SMR-CCS-installaties: We hebben weinig informatie kunnen vinden over het ruimtebeslag van SMR-installaties. Op basis van 1 bron nemen we aan dat het ruimtebeslag van een SMR-installatie zónder CO₂-afvang 50 m²/MW_{out} bedraagt (RotoReform AS, 2019).

Vanwege het lagere energetische rendement schatten we het ruimtegebruik van een SMR-installatie mét CO₂-afvang (90%) hoger in, namelijk op 55 m² per MW_{out}. Daar komt het ruimtebeslag van de CO₂-afvanginstallatie van circa 4 m² per MW_{out} nog bij.⁵¹ Het transport en de opslag van CO₂ vinden over het algemeen ondergronds plaats, zodat we hier geen ruimtebeslag aan toekennen. Het totale ruimtebeslag van de SMR-installatie met CCS komt daarmee op circa 60 m² per MW_{out}. Dit is kleiner dan het ruimtebeslag van een elektrolyser (zie tabel 3.3).

⁴⁹ Ter vergelijking: de WLO rekent voor 2030-2050 met gasprijzen die variëren tussen 5,2 en 12,9 €/GJ in het prijspeil van 2013 (WLO, 2015).

⁵⁰ Een historische vergelijking laat zien dat in de periode 2010 tot en met 2020 geïmporteerde LNG in Azië gemiddeld 9,7 €/GJ (11,15 \$/MMBTU; FRED, 2022) kostte, tegenover een groothandelsprijs van aardgas in Nederland van gemiddeld 5,6 €/GJ in diezelfde periode (CBS Statline; leveringsprijs). LNG was dus circa 4 €/GJ duurder dan aardgas.

⁵¹ Het ruimtebeslag van de CO₂-afvanginstallatie is circa 2.000 m² bij een afvangcapaciteit van 1 Mton/jaar; zie hoofdstuk Synfuels.



Figuur 3.5 Productiekosten van waterstof uit SMR-CCS

Bij aardgasprijzen van 5, 10 en 15 €/GJ (18, 36 en 54 €/MWh), een bedrijfstijd tot 8322 uur per jaar (95%) en een discontovoet van 2,25%. Levensduur installatie 25 jaar, rendement 69%, CAPEX 1360 \$/kW-H₂ (2030) (IEA, 2019b). Voor CO₂-transport en -opslag is gerekend met 0,02 €/kg CO₂ (IEA, 2019b).

Knelpunten en onzekerheden

Bij productie van SMR in combinatie met CCS zien we diverse potentiële knelpunten.

Lekkage methaan (methaanslip). Bij de winning van aardgas, en het vervoer ervan naar de SMR-installatie via transportbuizen, kan methaanlekage optreden. Methaan is een sterk broeikasgas (23 keer zo sterk als CO₂). *Upstream* lekt wereldwijd ongeveer 1,7% van het aardgas weg (IEA, 2017). Dit probleem kan zich voordoen als de SMR-installatie ver verwijderd is van het gasveld en transport over lange afstand nodig is.

Ook tijdens de productie van biogas – dat nodig is, omdat de CO₂-afvang bij de SMR-CCS-installatie niet volledig is en deze daardoor niet CO₂-neutraal is – kan methaan lekken, al is er onzekerheid over de mate waarin dit gebeurt (IEA, 2021b). Veel factoren zijn van invloed op deze lekkage, waaronder het type faciliteit, de vraag of biogasproductie een primaire of secundaire activiteit is, en of exploitanten open of gesloten opslag tanks gebruiken (IEA, 2021b). Biogasproductie kan soms juist methaanlekage voorkomen van grondstoffen die anders onbehandeld zouden blijven. Dit geldt bijvoorbeeld als biogas wordt gemaakt uit dierlijke mest en de organische fractie van afvalzuiveringslib (IEA, 2021b).

Beschikbaarheid van en maatschappelijk draagvlak voor CO₂-opslag: Een vraag die relevant is of er überhaupt een (ondergrondse) CO₂-opslaglocatie in de buurt van de productielocatie is, zodat het transport van de afgevangen CO₂ niet over te grote afstand hoeft te gebeuren. In Nederland is dit geen groot issue omdat er diverse lege aardgasvelden zijn zowel onder land als onder zee. Het maatschappelijk draagvlak voor CO₂-opslag kan een knelpunt zijn, zeker als dit nabij woonlocaties is (casus Barendrecht). Ondergrondse CO₂-opslag bestaat in Nederland nog niet en is momenteel alleen nog onder zee toegestaan.

Lekkage van CO₂ uit de opslaglocatie: In principe is CO₂ in voormalige gasvelden goed geborgen, net zoals voorheen het aardgas goed opgeslagen was in

het poreuze gesteente. Wel is er een iets verhoogd risico van lekkage bij de voormalige boorgaten.

Verontreinigingen in de waterstof: Het type brandstofcel dat het meest voor mobiliteitstoepassingen wordt gebruikt (i.e. de PEM-brandstofcel, zie paragraaf 'Brandstofcel en verbranding in voertuig') heeft waterstof van extreme zuiverheid nodig. Als de waterstof is geproduceerd uit methaan betekent dit dat de processtroom ten minste moet worden gezuiverd van zwavel (die vaak is toegevoegd aan methaan) en koolmonoxide.⁵² Dit geeft het risico van economische schade (vernietiging of degradatie van brandstofcellen) als voertuigen met brandstofcel waterstof van onvoldoende zuiverheid krijgen, bijvoorbeeld via een landelijk waterstofnet.

Overigens is ook voor de waterstof afkomstig uit elektrolyse zuivering nodig (Apostoulou en Xydis, 2017). Bij een tankstation is sowieso vaak een zuiveringsunit aanwezig, zie bijlage D, onderdeel 'Tankstation waterstof'.

3.3 Transport, opslag en distributie

Deze paragraaf gaat over het vervoer van de waterstof vanaf de productielocatie (elektrolyser of SMR-CCS-installatie) tot aan het vulpunt: een tankstation voor wegvoertuigen of een bunkerplaats voor schepen. Daarbij nemen we ook opslag mee, omdat dit niet los te zien is van het vervoeren van de waterstof. Bijvoorbeeld bij transport via een buis of met een schip, is de waterstof feitelijk opgeslagen in de buis of het schip. En ook vóór en na het transport per schip of buis is vaak sprake van opslag in tanks (terminals), zoals in een havencomplex of bij een verdeelstation.

Vormen van waterstof: vloeibaar, gasvormig of chemisch gebonden

Vanwege de zeer geringe energiedichtheid bij atmosferische druk⁵³ wordt waterstof meestal gecomprimeerd of vloeibaar gemaakt om het te kunnen opslaan en transporteren. Een andere optie is om de waterstof chemisch te binden aan een andere stof, die makkelijker te transporteren en op te slaan is. We onderscheiden⁵⁴:

- Gecomprimeerd waterstof (gasvormig), GH₂;
- Vloeibaar waterstof (cryogeen, -253°C), LH₂;
- Waterstof die chemisch gebonden is aan een andere stof (vloeibaar of vast), ook wel waterstofdrager genoemd. Voorbeelden zijn ammoniak (NH₃) (vloeibaar), LOHC's (vloeibaar) en metaalhydriden (vast).

De tekstbox hieronder gaat kort in op hoe de verschillende vormen worden gemaakt.

Verschillende manieren om H₂ op te slaan en te vervoeren

Gecomprimeerd (GH₂)

Compressie kost energie in de vorm van elektriciteit voor de compressoren; hoe hoger de te bereiken druk, hoe meer energie er nodig is. Bij compressie naar drukk niveaus van 500-900 bar is het energiegebruik in de orde van 7-10% van de energie-inhoud van de waterstof.

⁵² De PEM-brandstofcel heeft een tolerantie van minder dan 0,1 ppm voor zwavel, minder dan 10-100 ppm voor CO en geen tolerantie voor ammoniak (Staffell et al., 2019).

⁵³ Bij atmosferische druk neemt 1 kg waterstof een volume van 11 m³ in, de energie-inhoud is gelijk aan die van 3,8 m³ aardgas. Dat weegt dan echter 3,2 kg.

⁵⁴ Bijlage D 'Waterstof: opslagvormen en kenmerken geeft een compleet overzicht van de vormen waarin waterstof kan voorkomen.

Vloeibaar (LH₂)

Vloeibaar maken gebeurt in een proces dat **liquefactie** heet. Dit is een energie-intensief proces: er is een energietoevoer nodig van 25-35% van de energie-inhoud van de waterstof. De waterstof wordt gekoeld tot -253°C, het kookpunt van H₂ bij atmosferische druk. Dit zeer gekoelde waterstof wordt ook wel 'cryogeen' genoemd. Om vloeibaar te blijven moet de waterstof in een zeer goed geïsoleerde tank worden opgeslagen of (bij lange duur) permanent gekoeld worden.

Chemisch gebonden

Waterstof kan samen met stikstof uit de lucht (de atmosfeer bevat 78% stikstof) onder hoge druk en temperatuur omgevormd worden tot **ammoniak (NH₃)**. Ammoniak is bij normale temperatuur en druk een gas, maar kan eenvoudig vloeibaar worden gemaakt bij -33°C. Vloeibaar ammoniak heeft een 50% grotere energiedichtheid dan vloeibaar waterstof (IEA, 2019a, p.56 en verder).

Het rendement van het omzetten van **elektriciteit** in H₂ en vervolgens, met N₂, in NH₃ is volgens de IEA (2019b) momenteel ongeveer 49% en stijgt naar verwachting in 2030 en 2050 naar 53% respectievelijk 56% (IEA, 2019b). Morlanés et al. (2021) schatten het rendement van dit proces en ook het verbeterpotentieel iets hoger in, namelijk van 55% nu naar 69% in 2050.

Als **aardgas** het startpunt is, gebeurt de omzetting naar NH₃ (in combinatie met CCS) met een rendement van circa 49%. Dit gebeurt in een rechtstreeks proces, dus niet met de SMR die we tot nu toe veronderstelden. De benodigde input is 38,3 GJ methaan en 1,3 GJ elektriciteit per ton NH₃ en er komt 0,1 ton CO₂ per ton NH₃ vrij (IEA, 2019b); om dit proces CO₂-neutraal te maken is dus ook weer (net als bij SMR-CCS) inzet van een deel biomethaan noodzakelijk.

Een overzicht van efficiënties en energiegebruik per type waterstofopslag en -transport, afkomstig uit verschillende literatuurbronnen, staat in bijlage D, onderdeel 'Transport, opslag en distributie: kosten en efficiëntie'.

3.3.1 *Transport (lange afstanden, grote volumes)*

In deze paragraaf gaan we in op de verschillende wijzen waarop waterstof kan worden getransporteerd, zie tabel 3.5.

Gasvormig waterstof (gecomprimeerd) kan worden getransporteerd per buisleiding of per tankwagen. Bij transport door een buisleiding gelden drukk niveaus van minder dan 100 bar (IEA, 2019b; Staffell et al., 2019; Apostoulou en Xydis, 2017). Waterstof die wordt geleverd door SMR-installaties, PEM- en AEL-elektrolyzers heeft al een drukk niveau van de orde van 15-80 bar⁵⁵ en hoeft dus niet eerst op druk te worden gebracht. Wel is elke paar 100 km een compressorstation nodig om de druk in de buis te handhaven (Staffell et al., 2019). De compressie-energie die hiervoor nodig is, is circa 2% van de energie-inhoud van de waterstof per 1000 km (Wang et al., 2020). Bij transport van waterstof over minder dan 100 km vanaf de productielocatie is in principe geen compressorstation nodig, als de waterstof met voldoende druk uit het productieproces komt.

Vloeibaar waterstof kan per schip en per tankwagen worden vervoerd. Voor het vervoer per schip zijn speciale schepen nodig (IEA, 2019a, p.77), waarvan er op dit moment pas 1 bestaat (Koide, 2021), zie afbeelding 3.3. Vervoer door buisleidingen van cryogeen waterstof is vanwege de extreem lage temperatuur (-253°C) niet realistisch. Het energiegebruik van een tanker die vloeibaar waterstof vervoert, is

⁵⁵ Zie paragraaf 'Productie'.

per 1000 km circa 0,08% van de energie-inhoud van de vervoerde waterstof.⁵⁶ Tankwagens voor vloeibare waterstof zijn geschikt tot afstanden van maximaal 4000 km, aangezien de waterstof opwarmt en een drukstijging in de tank veroorzaakt (IEA, 2019a).

Tabel 3.5 Combinaties van waterstof (in verschillende vormen) en transportmiddelen.

	Buisleiding	Schip	Tankwagen
Gecomprimeerd H ₂ (gas)	Ja, met circa elke 100 km een compressorstation	Nee	Ja
Cryogeen H ₂ (vloeibaar)	Nee	Ja, in speciaal schip lijkend op LNG-tanker, waar er nog maar 1 kleine van is (75tH ₂)	Ja
NH ₃ (vloeibaar)	Ja	Ja, in LPG-tankers	Ja
LOHC's (vloeibaar)	Ja, maar aparte retourleiding is nodig	Ja, in standaard olietankers	Ja

Ammoniak is een gas, maar kan onder druk (8,5 bar bij 20°C) of gekoeld (1 bar bij -33°C) vloeibaar worden gemaakt. Zo kan het zowel per schip, per buisleiding als per tankwagen worden vervoerd. Na het transport kan de ammoniak weer worden omgezet in waterstof (cracking). Dit laatste gaat met een rendement van circa 66% (Chatterjee et al., 2021). Ammoniak kan ook rechtstreeks worden gebruikt als brandstof voor mobiliteitstoepassingen; zie hoofdstuk Synfuels.



Afbeelding 3.3 Het eerste schip ter wereld dat vloeibaar waterstof kan vervoeren is in 2021 in Japan gebouwd en kan 75 ton H₂ vervoeren. Het gaat om een experimenteel schip.

Bron: Koide, 2021.

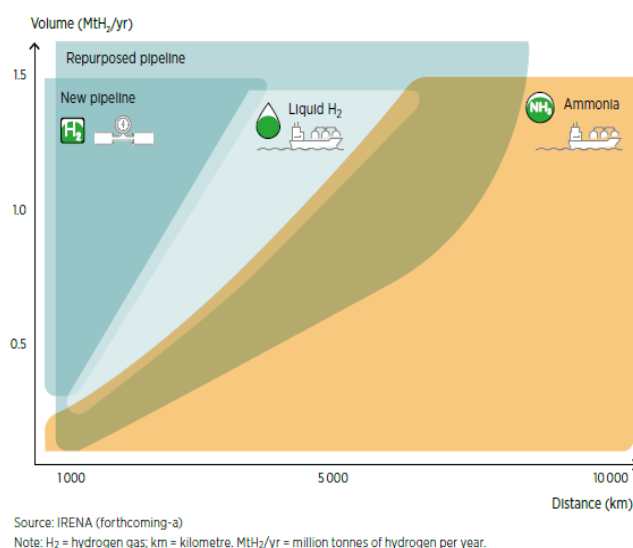
Transportafstand speelt een grote rol

Voor de transportkosten is de afstand waarover het transport plaatsvindt van belang. Bij relatief korte afstanden is vervoer per buis het goedkoopst, bij langere afstanden vervoer per schip. Bij vervoer per buis nemen de kosten met de afstand namelijk sterker toe dan per schip. Niet alleen worden bij een langere buisleiding de

⁵⁶ Gebaseerd op IEA (2019b): energiegebruik tanker 1500 MJ/km en vervoercapaciteit 11 ktH₂.

kosten van de buis hoger, maar ook zijn er meer compressorstations nodig.⁵⁷ In het geval van gasvormig waterstof zijn dit dure apparaten. Bij vervoer per schip nemen de kosten daarentegen weinig toe met de afstand.⁵⁸

IEA (2019a) hanteert 1500 km als omslagpunt: bij afstanden korter dan 1500 km is vervoer per buis goedkoper, daarboven per schip. Deze indeling is misschien wat erg ruw. IRENA (2022) maakt een preciezere indeling, waarin behalve de afstand ook het getransporteerde volume is meegenomen als factor, zie figuur 3.6. Ook heeft IRENA bij buisleidingen onderscheid gemaakt tussen geretrofite buizen en nieuwe buizen. Maar de analyse van IRENA (2022) verschilt uiteindelijk niet van die van de IEA: hoe groter de afstand, hoe aantrekkelijker het vervoer per schip, en hoe groter het volume, hoe langer de afstand waarover transport per buis aantrekkelijk blijft. Zie voor kwantitatieve details bijlage D, onderdeel 'Transport, opslag en distributie: kosten en efficiëntie'.



Figuur 3.6 Welk transport kostenefficiënt is hangt af van transportvolumes en afstand.

Bron: IRENA (2022).

3.3.2

Opslag

Er zijn veel verschillende vormen van opslag mogelijk. Welk opslagmedium het meest geschikt is, hangt af van het op te slaan volume, de duur van de opslag, de gewenste snelheid waarmee de waterstof eruit te halen is en geografische beschikbaarheid. Geologische opslag, zoals in zoutcavernes en lege gasvelden, is de beste optie voor grootschalige en langdurige opslag, terwijl tanks meer geschikt zijn voor kortetermijn- en kleinschalige opslag (IEA, 2019a).

⁵⁷ Bij hergebruik van bestaande aardgasbuizen moeten de bestaande compressorstations vervangen worden, omdat ze niet geschikt zijn voor compressie van waterstof (PwC, 2021). Overigens kan ook ammoniak (vloeibaar) per buis worden vervoerd. Bij ammoniak zijn alleen tussen-pompstations nodig om de vloeistof op druk te houden. Deze zijn een stuk goedkoper en efficiënter dan compressiestations.

⁵⁸ Bij langere transportafstand er is nog steeds maar 1 schip nodig, al is dit natuurlijk wel langer bezet en heeft de vervoerder mogelijk wel meer schepen nodig om in totaal dezelfde volumes te vervoeren. De brandstofkosten van een schip dat vloeibaar waterstof vervoert zijn laag: op de heenweg zijn er in principe geen brandstofkosten, want dan gebruikt het schip de boil-off van de waterstof aan boord die toch al moet plaatsvinden; dit betreft dagelijks 0,2% van de vervoerde hoeveelheid waterstof (IEA, 2019b). Alleen op de terugweg (leeg) gebruikt het schip stookolie. De afschrijfkosten van het schip zijn relatief laag ten opzichte van de kosten van de export- en importterminals.

Geologische opslag is ook geschikt als waterstof wordt gebruikt als langdurig opslagmedium voor elektriciteit. Dit valt buiten de scope van dit hoofdstuk, maar komt wel aan bod in hoofdstuk Elektriciteit.

Langdurige opslag in zoutcavernes

Opslag in zoutcavernes is goedkoop: het kost meestal minder dan 0,6 \$/kgH₂. De waterstofverliezen zijn in de orde van 2% en er is weinig risico op verontreiniging (IEA, 2019a). De hoge druk maakt snelle ontlading mogelijk, waardoor opslag in zoutcavernes aantrekkelijk is voor toepassingen in de industrie en de elektriciteitssector.

Zoutcavernes worden sinds de jaren 1970 in het Verenigd Koninkrijk en sinds de jaren 1980 in de Verenigde Staten door de chemische sector gebruikt voor de opslag van waterstof. Het grootste systeem dat momenteel in bedrijf is bevindt zich in de VS en kan ongeveer 10-20 ktH₂ opslaan (i.e. 30 dagen waterstofproductie van een nabijgelegen SMR-installatie). Het VK heeft 3 zoutcavernes die elk 1 ktH₂ kunnen opslaan.

In Nederland heeft Gasunie in 2021 een succesvolle proef gedaan om waterstof op te slaan in een zoutcaverne bij een druk van 200 bar. Dit was in Zuidwending (gemeente Veendam), dezelfde locatie waar nu de enige Nederlandse elektrolyser (1 MW) voor groene waterstof staat. In 2026 zou in Nederland de eerste zoutcaverne operationeel kunnen zijn, met doorgroei naar 4 zoutcavernes in 2030.⁵⁹

3.3.3 *Distributie (korte afstanden, kleine volumes)*

Distributie betreft het fijnmazige vervoer naar de afnemers van de waterstof (tankstations). Dit gebeurt met kleinere volumes dan transport van waterstof. Er is keuze tussen distributie per tankwagen of per buis. Dit laatste zal vooral gekozen worden bij de relatief grotere volumes en kortere afstanden, zodat de investeringskosten in de buis beperkt zijn ten opzichte van het vervoerde volume. Buizen voor distributie hebben minder capaciteit dan de buizen die worden gebruikt voor transport.

Energie-efficiëntie: Bij distributie per tankwagen is het energiegebruik van de tankwagen bepalend voor de energie-efficiëntie. Als we uitgaan van een accu-elektrische tankwagen en een distributieafstand naar het tankstation van 100 km is circa 1,0 kWh/kgH₂ nodig.⁶⁰ Dit komt overeen met 3% van de energie-inhoud van de waterstof.

3.3.4 *Kostenoverzicht bij import van waterstof uit Noord-Afrika*

Vervoer van waterstof over lange afstand levert kosten en energieverliezen op voor zowel transport, opslag als (uiteindelijk) distributie. Hoe hoog de kosten en energieverliezen zijn hangt vooral af van de wijze van transport – per buis of per schip – en de vorm waarin de waterstof – gasvormig of vloeibaar of chemisch gebonden – wordt getransporteerd.

In figuur 3.7 geven we een kostenopbouw weer voor import van waterstof uit Noord-Afrika, waarin zowel de vorm van de waterstof als de wijze van transport

⁵⁹ <https://allesoverwaterstof.nl/succesvolle-proef-met-waterstofopslag-in-zoutcavernes/>

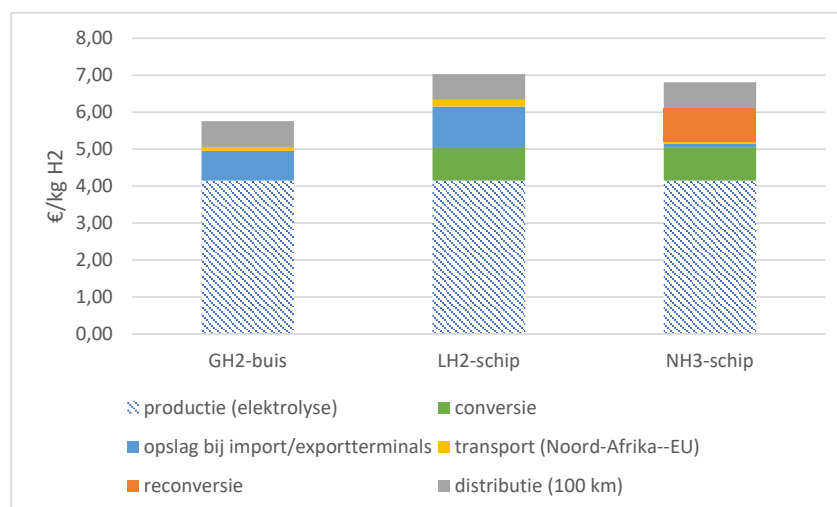
⁶⁰ Een tankwagen vervoert circa 300 kg H₂ (Verbeek & Cuelenaere, 2019) en gebruikt bij elektrische aandrijving rond 5,6 MJ_e/km, ofwel 1,6 kWh_e/km (zie zwaar wegvervoer in bijlage B Efficiëntie). Als we ervan uitgaan dat de tankwagen 2x100 km aflegt (Verbeek & Cuelenaere, 2019; IEA, 2019a) is het elektriciteitsgebruik van de tankwagen 1,0 kWh per vervoerde kg H₂.

variëren. Het startpunt is gasvormig waterstof. Voor transport per schip moet deze worden omgezet in een vloeistof, hetzij vloeibaar waterstof (LH₂) hetzij ammoniak (NH₃). Schepen voor transport van vloeibare waterstof zijn nog niet gangbaar, schepen voor ammoniak wel. Eindbestemming is een tankstation in Europa, waar de waterstof gasvormig gecompriëerd arriveert.

Er zijn verschillende kostenposten op de importroute:

- Productie gasvormig waterstof in Noord-Afrika,
- Conversie naar LH₂ of NH₃ (indien nodig),
- Opslag in een Noord-Afrikaanse exportterminal,
- Transport per buisleiding of schip van Noord-Afrika naar Europa,
- Opslag bij een Europese importterminal,
- Reconversie (indien nodig) van NH₃ naar GH₂,⁶¹
- Distributie (100 km) van de exportterminal naar een afleverlocatie (bijvoorbeeld tankstation).

Om de kosten in perspectief te plaatsen zijn in figuur 3.7 ook productiekosten van waterstof à 4,15 €/kg⁶² opgenomen.



Figuur 3.7 Kosten transport, opslag en distributie waterstof bij transport per buisleiding en per schip

In gasvorm (GH₂) of vloeibaar (LH₂ en NH₃). Afgelegde afstand: LH₂ en NH₃ van productielocatie in Noord-Afrika naar tankstation in Europa; GH₂ met een buisleiding van 1500 km. Ter vergelijking zijn H₂-productiekosten à 4,15 €/kg opgenomen.

Bron: gebaseerd op IEA (2019a), Cihlar et al. (2021) en Reuss et al. (2019)

Een overzicht van de kosten en de bronnen waarop ze zijn gebaseerd is te vinden in bijlage D, onderdeel 'Transport, opslag en distributie: kosten en efficiëntie'. De kosten van het tankstation zijn niet meegenomen; deze komen aan bod in paragraaf 3.4.

Conclusie uit figuur 3.7:

Zoals figuur 3.7 laat zien, is het transport van waterstof in gasvorm per buis (over deze afstand) het goedkoopst en is vervoer van vloeibare waterstof per schip het duurst. De kosten van het transportmiddel (buis of schip) zelf zijn relatief laag,

⁶¹ Reconversie van LH₂ naar gasvorm ('regasificatie') zien we conform IEA (2019a) niet als aparte kostenpost naast de kosten van de importterminal. Regasificatie kost overigens maar weinig energie (Aziz et al., 2020, p.6), zodat er geen energiekosten worden gemaakt. Bij reconversie komt wel koude vrij, die nuttig gebruikt zou kunnen worden.

⁶² Zie paragraaf 3.2 Productie.

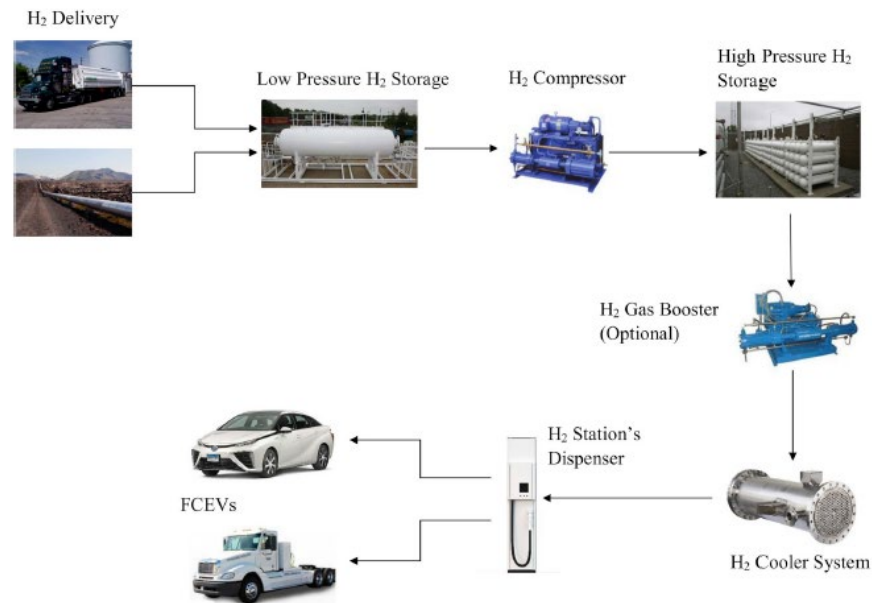
maar bij LH₂ zijn er hoge kosten van de liquefactie en (vooral) de opslag bij de import- en exportterminals.

Bij transport in de vorm van ammoniak zijn de kosten iets lager die van transport als LH₂. De grootste kosten bij NH₃ zijn de conversie en reconversie; samen is dit dubbel zo kostbaar als de liquefactie die nodig is bij LH₂. Echter, bij ammoniak zijn de opslagterminals veel goedkoper⁶³ dan bij vloeibaar waterstof, zodat het per saldo toch iets goedkoper is om de waterstof op deze manier te vervoeren.

Opvallend is verder dat het laatste deel van de importroute, de distributie van gasvormig waterstof over zo'n 100 km van de importterminal (een grootschalige opslag) naar het tankstation, een aanzienlijke kostenpost is.

3.4 Tanken en bunkeren

3.4.1 Tanken wegvervoer



Afbeelding 3.4 Overzicht van een typisch H₂-tankstation dat wordt beleverd met tankwagens of een pijpleiding

Bron: Apostoulou en Xydis (2019).

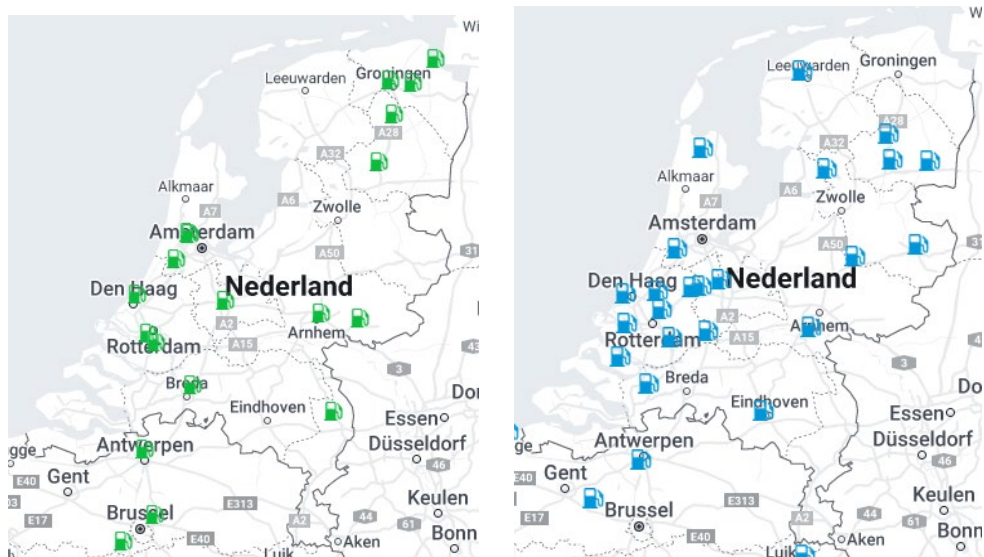
Voor een overzicht van de componenten waaruit een tankstation bestaat: zie bovenstaande afbeelding en bijlage D, onderdeel 'Tankstation waterstof'.

Tankstations in Nederland

Momenteel zijn er in Nederland 15 publieke waterstoftankstations in gebruik en zijn er tientallen gepland of al in aanbouw (zie afbeelding 3.5). De meeste leveren waterstof op een druk van zowel 350 als 700 bar, sommige alleen op 350 of 700 bar. Voor het halen van de doelen uit het Klimaatakkoord (2019) zouden er in Nederland honderden vulpunten nodig zijn; zie tekstbox 'Hoeveel waterstofvulpunten zijn nodig voor doelen Klimaatakkoord (2019)?'. Een voorstel voor nieuwe Europese regelgeving op het gebied van energie-infrastructuur (*AFIR, Alternative Fuel Infrastructure Regulation*) vereist dat op het kernwegennet in 2030 elke 150 km gasvormig waterstof (700 bar) getankt kan worden en elke 450 km vloeibaar waterstof (EC, 2021a).

⁶³ Opslagtanks voor ammoniak bestaan over het algemeen uit een binnenreservoir van metaal en een buitenreservoir van metaal of beton (MinVROM, 1999).

De tankstations in Delfzijl en Rhooen zijn al aangesloten op bestaande waterstofpijpleidingen (Verbeek en Cuelenaere, 2019). De overige stations zullen naar verwachting voorlopig worden bevoorrad met 'tube trailers' (tankwagens). Een tankwagen kan ongeveer 300 kg gasvormig waterstof vervoeren bij een druk van 200 bar (IEA, 2014).



Afbeelding 3.5 Aantal waterstoftankstations in Nederland: operationeel (links) en in planning in de komende 2 jaar (rechts)

Bron: H2rijders (2022), stand van zaken 1 juni 2022. Operationeel zijn 15 stations, en 1 (Eindhoven) buiten gebruik vanwege een verhuizing naar Veldhoven. 2 tankstations zijn formeel niet publiek: gemeentewerf Groningen en Delfzijl.

Hoeveel waterstofvulpunten zijn nodig voor doelen Klimaatakkoord (2019)?

Verbeek en Cuelenaere (2019) berekenden dat voor 300.000 voertuigen op waterstof (het beoogde aantal in 2030 volgens het Klimaatakkoord) er in Nederland 360 waterstofvulpunten nodig zijn om in de totale H₂-behoefte van 141 miljoen kg per jaar te voldoen. Dit betekent dat elk vulpunt jaarlijks bijna 400 ton H₂ levert, ofwel ruim 1 ton per vulpunt per dag. Als een gemiddelde personenauto 5 kg H₂ tankt, gaat het om circa 200 tankbeurten van personenauto's per vulpunt per dag. Uitgaande van bevoorrading met tube trailers die elk 300 kg H₂ vervoeren zou elk vulpunt dagelijks minimaal 3 keer moeten worden bevoorrad.

Energie-efficiëntie

De belangrijkste energiepost van een tankstation is de compressie naar 350 of 700 bar voor gebruik in het voertuig. Dit kost veel energie, in de orde van 10% van de energie-inhoud van de waterstof (2-5 kWh/kgH₂). Een andere energiepost is de zuivering van de waterstof. Deze zuivering is zowel bij waterstof afkomstig uit elektrolyse als waterstof afkomstig van SMR nodig, en heeft een energiegebruik in de orde van 1,5 kWh/kgH₂. Zie voor meer details bijlage D, onderdeel 'Tankstation waterstof'.

Kosten

Een waterstoftankstation is duur. De grootste afzonderlijke kostenpost is de compressor die de waterstof naar drukk niveaus van 350-700 bar brengt:

berekeningen in de literatuur variëren van 30% tot wel 60% van de totale kosten van het tankstation (IEA, 2019a; Apostoulou en Xydis, 2019). De kosten per getankte hoeveelheid waterstof hangen sterk af van de benuttingsgraad van het tankstation en de schaalgrootte. IEA (2019a) rekent bij een hoge utilisatiegraad met tankkosten van circa 2 €/kg voor personenauto's en vrachtauto's. Bij een lagere benuttingsgraad zijn de kosten een veelvoud hiervan. Onderstaande tabel geeft de kosten van tankstations volgens een aantal bronnen.

Tabel 3.6 Kosten van tanken volgens verschillende bronnen.

Type tankstation	Kosten (€/kg H ₂)	Opmerking	Bron
Niet gespecificeerd	2,2		IEA (2019a), fig 32
Groot	1,1	750 kg/dag, levensduur 20 jaar	Cihlar et al. (2021), table 2-H
Klein	2,1	300 kg/dag, levensduur 20 jaar	Cihlar et al. (2021), table 2-H
Beleverd met tankwagens	2,5 (2,1-2,9)	Waarvan 55% voor de compressor (1,35 €/kg)	NREL (2014), fig 3
Beleverd met pijpleiding	2,2 (1,8-2,5)	Waarvan 65% voor de compressor (1,40 €/kg)	NREL (2014), fig 2

In de analyses in deze studie rekenen we met 1,6 (1,1-2,1) €/kg conform Cihlar et al. (2021).

Ruimtebeslag

Direct ruimtebeslag. Het waterstofstation bij Rhooen langs de A15 is 1250 m² (50 m x 25 m) (www.ruimtevoorenergie.nl). Het is aangesloten op een pijpleiding (de pijpleidingen van Air Liquide die de havens van Antwerpen en Rotterdam met elkaar verbindt lopen hier onder de grond). De opslagtank bij het tankstation heeft een volume van 2800 liter (bij een druk van 700 bar zou het gaan om circa 1200 kg H₂), opslag vindt plaats bij 450/950 bar, er zijn 2 compressoren, een pré-koeler en 3 aansluitingen (Honselaar et al., 2018).

Indirect ruimtebeslag. Voor het plaatsgebonden risico bedraagt de afstand (Informatiepunt Leefomgeving, 2021):

- 30 m vanaf de tussenopslag, voor zover de waterstof wordt aangevoerd via een buisleiding of op de locatie wordt geproduceerd; en
- 35 m vanaf het vulpunt, voor zover de waterstof wordt aangevoerd met tanks.

Knelpunten en onzekerheden

Bij de ketenstap tanken zijn er verschillende knelpunten en onzekerheden.

Lekken waterstof?

Waterstof is zelf geen broeikasgas, maar het versterkt wel de broeikaswerking van methaan (Kurmayer, 2021). Het is daarom van belang om het weglekken van waterstof tegen te gaan. Een andere reden is dat waterstof explosief is (zie het volgende punt).

Een mogelijk weglekken van waterstof ontstaat bij de 'boil-off'. Boil-off is nodig bij waterstof die vloeibaar (cryogeen) wordt bewaard. Namelijk, door het temperatuurverschil met de omgeving verdampt een deel van deze vloeibare

waterstof, wat zorgt voor drukopbouw in de opslagtank. Boil-off is nodig om de druk weer te verlagen en zo te voorkomen dat er lekken in de tank ontstaan en daarmee een potentiële ontsteking in aanwezigheid van statische elektriciteit of van gecondenseerde lucht (Genovese et al., 2020). Bij een tankstation met vloeibaar waterstof is het waterstofverlies door boil-off van de orde van 1% per dag (Genovese et al., 2020).

Veiligheid en storingen bij tanken

Waterstof is reukloos en verbrandt met een onzichtbare vlam. Er moet een geurstof en een kleurstof aan worden toegevoegd. De geurstof kan geen zwavel zijn, zoals bij methaan, omdat dat extreem schadelijk is voor de brandstofcel (Staffell et al., 2019). Ter vergelijking: bij aardgas gebeurt het toevoegen van de geurstof aan aardgas bij de meet- en regelstations, die zich tussen het hogedruknet (66-80 bar) en de regionale transportleidingen (40 bar) bevinden (Gasunie, 2015).

Sakamoto et al (2016) analyseerden veiligheidsincidenten met waterstoftankstations in Japan en VS in de periode 2005-2014 (Sakamoto et al., 2016). Als veiligheidsissues rond waterstoftankstations noemen ze:

- 1) Er wordt gewerkt met zeer hoge waterstofdruk (in Japan 720 bar).
- 2) Explosies en brand zijn waarschijnlijk vanwege de inherente kenmerken van waterstof: waterstof kan gaan lekken doordat het kleine moleculen zijn, het is zeer licht ontvlambaar⁶⁴ en de ontstekingsenergie is laag (10 keer zo laag als van aardgas).

Daarnaast kan waterstof-brosheid een probleem opleveren voor de levensduur van componenten (Sakamoto et al., 2016).⁶⁵ Waterstofbrosheid ontstaat doordat waterstofmoleculen opgesloten raken in haarvaten van het materiaal.

3.4.2 Bunkeren zee- en binnenvaart

Er zijn plannen voor bunkerstations voor zeeschepen bij Den Helder en Vlissingen, bijna alle Waddenhavens, Delfzijl, Harlingen, Den Helder, Scheveningen, Yerseke en Medemblik. Verder gebeurt belevering met bunkerschepen. Een kosteninschatting hiervan staat in de volgende tabel.

Tabel 3.7 Kosten bunkerschepen uitgedrukt in kosten per kg H₂. Bron: TNO (2020).

	Kosten (€/kg)	Bijzonderheden
Bunkerschip voor binnenvaart	0,25	Vervoert 3 ton H ₂ , doet 4 beleveringen per dag; schipkosten 3 k€/dag
Bunkerschip voor zeevaart	0,1	Vervoert 50 ton H ₂ , doet 3 beleveringen per dag; schipkosten 15 k€/dag

3.5 Voor welke voertuigen is waterstof geschikt?

Deze paragraaf gaat in op de geschiktheid van waterstof voor verschillende voertuigen. De waterstof kan worden gebruikt in hetzij in een brandstofcel (*fuel cell*,

⁶⁴ Een gas of damp is zeer licht ontvlambaar als het vlammpunt beneden 0°C ligt. Het vlammpunt is de temperatuur waarbij het gas of de damp met een uitwendige ontstekingsbron kan worden ontstoken tot een zelfonderhoudende verbranding. Het vlammpunt is kenmerkend voor de kans dat er door een vonk of een gloeiend voorwerp brand ontstaat.

⁶⁵ In de periode 2005-2014 waren er in totaal 43 incidenten, waarvan er 20 met het lekken van flenzen, kleppen en afdichtingen. De meeste incidenten waren te wijten aan ontwerpfouten, met name materiaalmoetheid. In de VS ontstond 2 keer brand in een waterstoftankstation. Eén hiervan ontstond na lekkage van 300 kg H₂ over een periode van 2,5 uur. Dit incident wordt uitgebreid geanalyseerd in Harris and San Marchi (2012). Er gebeurden geen persoonlijke ongelukken.

FC) of een verbrandingsmotor (*internal combustion engine, ICE*). De waterstof kan zich zowel in cryogene, vloeibare vorm, als in gasvorm onder hoge druk in het voertuig bevinden.

In **zwaar en licht wegverkeer** (personenauto's, bestelauto's, vrachtauto's, bussen) wordt waterstof al toegepast, zij het mondjesmaat (zie paragraaf 3.1 Inleiding). Het gaat altijd om toepassing in een brandstofcel en met waterstof in gasvorm. In de **scheepvaart en luchtvaart** staat waterstof nog in de kinderschoenen, zoals de TRL's in tabel 3.8 laten zien.

Tabel 3.8 TRL van toepassing pure waterstof in scheep- en luchtvaart en concrete voorbeelden

Techniek	TRL*	Voorbeelden van voornemens en plannen
Diepzeevaart		
H ₂ + ICE	4-5	Hyundai Heavy Industries heeft een plan ontwikkeld om in 2022 een grote ICE op H ₂ te ontwikkelen. Japan heeft een Roadmap voor Zero-emissie in de maritieme sector en mikt op het commercialiseren van H ₂ -ICE's in grote schepen in 2030 (IEA, 2021).
Korte en middellange-afstandsschepen		
H ₂ + FC	7	Verscheidene grote prototypes van FC-schepen zijn getest. Horizon2020 FLAGSHIP test de haalbaarheid op 2 kleinere schepen (IEA, 2021). In Nederland is er 24 mln subsidie uit het R&D Mobiliteitsfonds voor een consortium (SH2IPDRIVE) dat FC-schepen onderzoekt. ⁶⁶
H ₂ + ICE	8	Sinds 2017 vaart het schip Hydroville op zowel waterstof en diesel (IEA, 2021). BeHydro ontwikkelt dual-fuel en mono-fuel H ₂ -ICE's met een vermogen van meer dan 1 MW met diverse toepassingen. ⁶⁷ Een primeur is een dual-fuel (2x2 MW) sleepboot op waterstof. ⁶⁸ TNO investeert in een 1-cylinder onderzoeksplatform voor H ₂ -ICE voor scheepvaart.
Luchtvaart		
H ₂ + FC	3	DLR heeft een 4-zits motorglider HY4) met FC getest in 2016. Boeing testte een FC-elektrisch prototype in 2008. Er zijn geen aangekondigde plannen voor grotere vliegtuigen. Airbus (2021) heeft een visie ontwikkeld maar neemt pas in 2025 een beslissing over doorgaan met H ₂ en in welke vorm (synfuels of puur waterstof) (z.j.) ZeroAvia heeft in 2020 een vlucht gemaakt met FC's in een 6-zits-vliegtuigje. Tegen 2023 wil het meer dan 1.000 mijl vliegen in vliegtuigen met meer dan 100 zitplaatsen.

⁶⁶ Zie bijvoorbeeld <https://www.innovationquarter.nl/e242-mln-voor-project-sh2ipdrive-voor-onderzoek-naar-varen-op-waterstof/>

⁶⁷ <https://www.abc-engines.com/nl/news/behydro-hydrogen-dual-fuel-engine-launched-in-ghent>

⁶⁸ <https://cmb.tech/nl/hydrotug-project>

* Bron: (IEA, 2021)

** Bron: <https://www.thenationalnews.com/business/aviation/british-airways-teams-up-with-zeroavia-for-hydrogen-powered-flights-1.1127801>

Factoren die een rol spelen bij geschiktheid

In theorie hangt de geschiktheid van waterstof, onder hoge druk dan wel cryogeen, voor een voertuigtype af van een groot aantal factoren die samenhangen met het voertuig. Denk aan:

- De **beschikbare ruimte** in het voertuig voor een waterstoftank en aandrijftechnologie (brandstofcelsysteem met elektromotor of verbrandingsmotor).
- Het **gewicht** van de tank met inhoud en het aandrijfsysteem. Dit is bijvoorbeeld voor vliegtuigen een belangrijk criterium.
- De **afstand** die een voertuig moet kunnen afleggen op een volle tank. Als er op korte afstand mogelijkheid (en tijd!) is om bij te tanken, is een tank met een klein volume voldoende. Ook geldt: als het voertuig rijdt op vloeibare waterstof, is een minder grote (maar wel beter geïsoleerde) tank nodig dan bij waterstof onder druk (die vooral heel stevig moet zijn) om dezelfde afstand te kunnen afleggen.
- Praktisch zaken zoals **hoeveel de tank mag kosten**. Bepalend voor de kosten van de tank zijn de gebruikte materialen en de vereiste stevigheid. Een tank waar gasvormig waterstof in wordt opgeslagen moet veel steviger zijn dan een tank voor vloeibaar waterstof, een tank voor vloeibaar waterstof moet vooral extreem goed thermisch geïsoleerd zijn.
- **Veiligheidseisen**. Waterstof is explosief; in alle schakels van de waterstofketen is zorgvuldigheid vereist. Waar lekken kunnen optreden is een combinatie van zuurstof/of lucht en vonken taboe.

Waterstof wordt in sommige studies niet geschikt geacht voor de luchtvaart. Ook bij de zeevaart worden beperkingen gezien. Daarbij spelen onder andere de bovenstaande factoren een rol. Bijvoorbeeld ICCT (2022) berekent in een modelstudie voor verschillende scheepstypen of ze met een tank waterstof aan boord een bepaalde minimale afstand kunnen afleggen en hoeveel laadruimte eventueel moet worden opgeofferd voor brandstofopslag.

Ook wat de meest geschikte vorm van de waterstof is – gasvormig onder hoge druk of cryogeen - verschilt per voertuigtype. Dit hangt niet alleen af van de ruimte die vrijgemaakt kan worden voor de opslagtank (vloeibare, cryogene waterstof vergt minder ruimte dan gasvormige), maar ook van technische mogelijkheden (bijvoorbeeld de koeling) en zeker ook de kosten (betaalbaarheid).

Een aantal studies gaat nader op geschiktheid in (Van Kranenburg et al., 2019; IEA, 2021b; ICCT, 2022); zie onderstaande tabel.

Tabel 3.9

Geschikt geachte vorm van H₂ per voertuigtype

Modaliteit	Van Kranenburg et al (2019)	IEA (2021b)	ICCT (2022)
Vrachtwagen	Gecomprimeerd gas of cryogeen	Buiten scope studie	Buiten scope studie
Binnenvaart	Gecomprimeerd gas of cryogeen	Buiten scope studie	Buiten scope studie
Short sea-shipping	Cryogeen	Cryogeen of gecomprimeerd gas	Cryogeen vaker geschikt dan gecomprimeerd, afhankelijk van afstand
Diepzeevaart	Niet geschikt, tenzij er om de één tot drie	Cryogeen, waarschijnlijk alleen op	

	dagen waterstof wordt gebunkerd	routes waar frequent bunkering mogelijk is	
Luchtvaart	Niet geschikt	Doet geen uitspraak over. Lage TRL (3)	Buiten scope studie

Bron: Van Kranenburg et al. (2019), IEA (2021b) en ICCT (2022)

Voor het volume en gewicht van waterstof met tank: zie paragraaf 3.5.1. De kosten en het rendement van toepassing van waterstof in een voertuig worden behandeld in paragraaf 3.6.

Volume en massa waterstofopslag (ten opzichte van brandstoftank en accu)

Volume: Waterstof neemt meer volume in dan diesel bij dezelfde energie-inhoud. Voor gasvormig waterstof (700 bar) is het volume 6 keer zo groot, voor vloeibare waterstof bijna 4 keer zo groot als van diesel. Inclusief opslagtanks is het verschil met diesel nog groter: een tank gasvormig waterstof heeft een 16 keer zo groot volume als een dieseltank (met dezelfde energie-inhoud), een tank vloeibaar waterstof een 8 keer zo groot volume.

Ten opzichte van een **accu** voor elektriciteitsopslag is waterstof wel in het voordeel: een tank vloeibare waterstof neemt 12 keer minder volume in dan een accu met dezelfde energie-inhoud, een tank gasvormig waterstof (700 bar) 6 keer minder volumineus dan een accu. Zie bijlage D, onderdeel 'Waterstof: opslagvormen en kenmerken'.

Massa: Waterstof is lichter dan diesel. De massa (kg) van de waterstof is bijna 3 keer zo klein als die van diesel⁶⁹ met dezelfde energie-inhoud. De H₂-opslagtank vertegenwoordigt wel een aanzienlijke massa, die een veelvoud is van de H₂-massa in de tank. Zo heeft de 5 kg waterstoftank van een Toyota Mirai een leeggewicht van 87 kg.

Hoe groot en zwaar zijn waterstoftanks in voertuigen?

Personenauto: Op dit moment tankt een personenauto met waterstof-brandstofcel circa 5 à 8 kg H₂ per keer bij een druk van 350 of 700 bar. 1 kg waterstof is voor een personenauto voldoende om circa 100 km af te leggen. De 5 kg tank van een Toyota Mirai heeft een leeggewicht van circa 87 kg.⁷⁰ De verhouding tussen de massa van de waterstof in de tank en van de tank is dus circa 1:18. De tank is 3-laags en gemaakt van onder andere plastic (nylon-6) versterkt met koolstofvezels (carbon fiber). Een Amerikaanse bron (Sirosh, 2002) geeft voor zowel vloeibaar als gasvormig waterstof (bij 700 bar) een verhouding tussen tankmassa en waterstofmassa van 1:10 (tankinhoud maximaal 10 kg H₂).

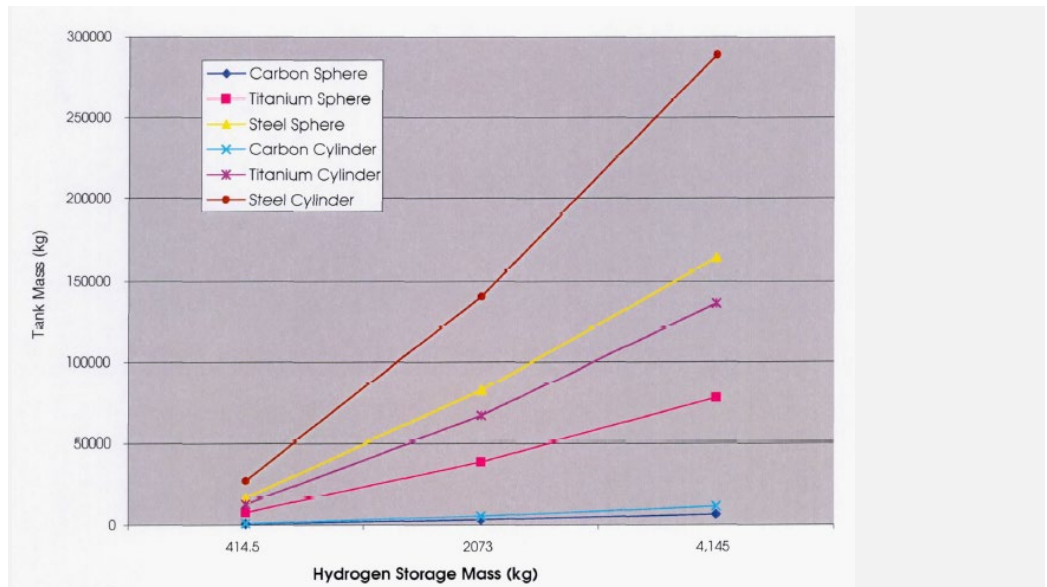
Vrachtauto: De schaarse vrachtauto's met een brandstofcelsysteem die momenteel rondrijden, tanken met 350 bar en hebben een tank van rond 30 à 40 kg H₂. De aangekondigde GenH2 truck van Mercedes-Benz heeft 2 tanks voor elk 40 kg H₂ aan boord.⁷¹ Per kg kan een vrachtwagen circa 14 km afleggen.

Algemeen: De massa van de tank in verhouding tot de massa van de inhoud hangt af van de vorm van de tank (rond of cilindrisch) en het materiaal waarvan de tank is gemaakt. Zie onderstaande figuur uit NASA (2002). Een cilinder van het lichtste type materiaal, koolvezel (*carbon*), met in potentie 2000 kg H₂ bij 700 bar als inhoud, weegt 11.000 kg; een verhouding dus van circa 1:5,5. Een cilindrische titaniumtank waar 2000 kg gasvormig H₂ in past, weegt circa 70.000 kg. Een verhouding van 1:35.

⁶⁹ En ook die van benzine en kerosine.

⁷⁰ Wikipedia Toyota Mirai.

⁷¹ <https://www.autoweek.nl/autonieuws/artikel/mercedes-benz-genh2-truck-vrachtwagen-met-brandstofcel/>



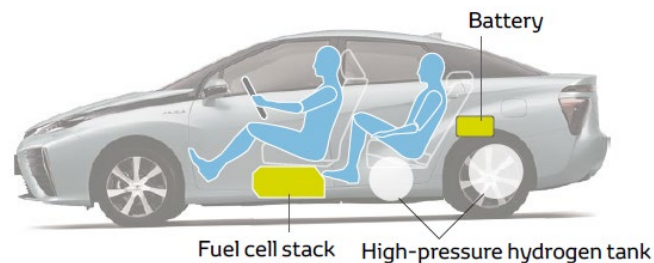
Figuur 3.8. Relatie tussen gewicht (kg) opgeslagen H₂ (gecomprimeerd) en leeggewicht (kg) van H₂-opslagtank, bij verschillende materialen en vorm (cilinder/bol)

Bron: NASA, 2002

3.6 Brandstofcel of verbranding in voertuig

Er zijn 2 opties om waterstof te gebruiken in het voertuig:

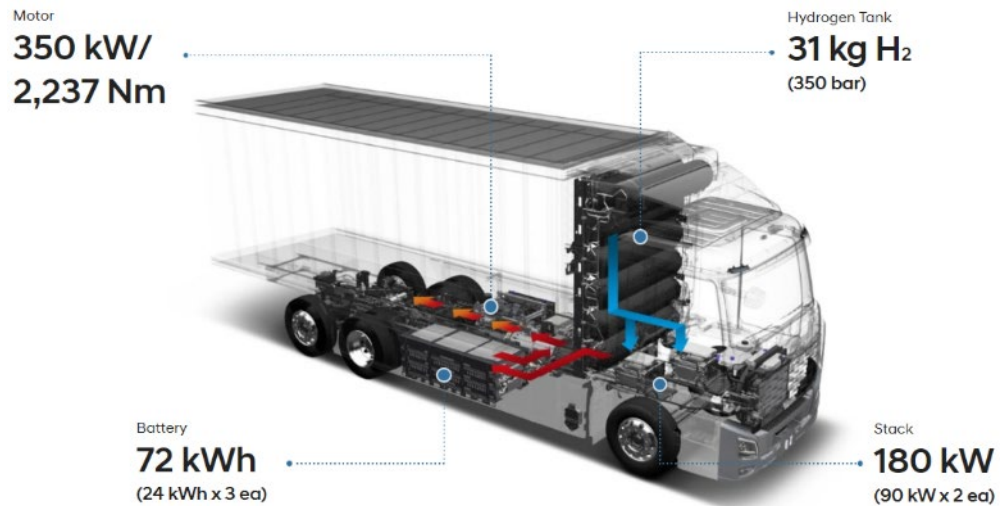
- **Brandstofcel (fuel cell, FC) + elektromotor:** De brandstofcel zet waterstof met zuurstof uit de lucht om in elektriciteit, via het omgekeerde proces van een elektrolyser. De elektriciteit voedt een elektromotor.⁷² Er is ook een kleine accu.
- **Verbrandingsmotor:** De waterstof gaat rechtstreeks als brandstof in een verbrandingsmotor. Voordeel is dat de waterstof niet zo zuiver hoeft te zijn als bij toepassing in een brandstofcel. Nadeel is dat er in het verbrandingsproces NO_x ontstaat; hoeveel hangt het af van de motorconfiguratie (verbrandingstemperatuur, nabehandeling van rookgassen).



Afbeelding 3.6 Personenauto met brandstofcellen en kleine accu.

Bron: Toyota

⁷² Bij vliegtuigen is de combinatie van een elektromotor met een propeller nodig (in plaats van een straalmotor).



Afbeelding 3.7 Voorbeeld van vrachtauto (Hyundai XCIENT) met 7 waterstoftanks van elk 5 kg, zichtbaar als zwarte cilinders achter de bestuurderscabine

Bron: <https://trucknbus.hyundai.com/hydrogen/en/hydrogen-vehicles/xcient-fuel-cell>

3.6.1

Brandstofcel

Een enkele brandstofcel bestaat uit een anode, kathode, elektrolyt en een katalysator. De brandstofcellen worden gestapeld in een zogenoemde stack. Bijvoorbeeld de eerste generatie Toyota Mirai had 6 stacks van elk 370 cellen aan boord, met een totaal vermogen van 114 kW (Wikipedia, 2022). Uit de brandstofcelstacks wordt een brandstofcelsysteem gemaakt met behulp van de balance-of-plant (hulpsystemen). Er zijn verschillende typen brandstofcellen. Voor mobiele toepassingen onder dynamische omstandigheden, zoals personenauto's, wordt een PEM-cel gebruikt. SO-FC is nog meer experimenteel. Voor meer details, zie de tekstbox 'Typen brandstofcellen'. We gaan in het vervolg alleen in op PEM.

Typen brandstofcellen

PEM-FC (proton exchange membrane fuel cell): deze heeft een polymeerelektrolyt en platina als katalysator. De werkingstemperatuur is rond 100°C. Voor toepassing in een wegvoertuig is deze brandstofcel het meest geschikt vanwege de lage bedrijfstemperatuur (JRC, 2020). Ook werkt ze beter onder dynamische omstandigheden (remmen, optrekken). De PEM-FC is van alle brandstofcellen het meest gevoelig voor verontreiniging. De tolerantie voor zwavel is minder dan 0,1 ppm, die voor koolmonoxide minder dan 10 ppm, ammoniak is vernietigend voor de brandstofcel (Staffell et al., 2019). De TRL van PEM-cellen is

SO-FC (solid oxide fuel cells): deze heeft keramiek als elektrolyt en nikkel als katalysator. De werkingstemperatuur is 900-1000°C. Deze hoge werkingstemperatuur zorgt voor uitdagingen op vlak van constructie en levensduur van de brandstofcel en betekent een lange opstarttijd van de brandstofcel. Deze cel kan worden toegepast in voertuigen zoals scheepvaart en lange-afstandsvrachtovervoer, waar frequente in- en uitschakelcycli of snel starten niet nodig zijn, anders dan bij voertuigen die in dynamische omstandigheden opereren (auto's, motorfietsen, bestelauto's, taxi's en bussen). De TRL van de SO-FC is nog laag. Een tender van de Europese Commissie probeert de TRL omhoog te brengen van 2 naar 4.⁷³

⁷³ <https://www.fch.europa.eu/project/next-generation-solid-oxide-fuel-cell-and-electrolysis-technology>

Energie-efficiëntie

Het rendement van de PEM brandstofcel-stack ligt volgens verschillende bronnen in de orde van 45-60%, zie de tabel hieronder. Het Amerikaanse Energieministerie (DoE) heeft als streefwaarde op lange termijn ('ultimate target') een rendement van 70% (DoE, z.j.). De streefwaarden van DoE worden gezien als een goede indicatie voor potentiële toekomstige verbetering (Rivard et al., 2019).

Tabel 3.10 Efficiëntie van de PEM-brandstofcelstack volgens verschillende bronnen.

Efficiëntie PEM	Bron
49% bij 50% belasting; 45% bij 100% belasting	Van Kranenburg et al. (2019)
60%	IEA (2019a)
60%	EASAC (2019)
70%	DoE-streefwaarde

We gaan voor de ketenberekening uit van de range 50-60% (zie bijlage B Efficiëntie).

Kosten

Stack (PEM): Voor personenauto's liggen de kosten van alleen de brandstofcelstack op dit moment rond 70 \$/kW en er is volgens het Britse Propulsion Centre vooruitzicht op daling naar 20 \$/kW in 2035 (Apcuk, 2021). De kosten zijn de laatste decennia al aanzienlijk gedaald. Zo kostte een stack in 2005 nog 125 \$/kW (Pollet et al., 2019).

De katalysator van platina is het duurste element van de PEM-brandstofcelstack. Het benodigde platina vormt momenteel meer dan 40% van de kosten (Pollet et al., 2019). Ter illustratie: het brandstofcelsysteem van een Toyota Mirai personenauto bevat ongeveer 30 g platina (Onsted, 2019). De marktprijs voor platina is circa 30 €/g (<https://www.goldrepublic.nl/platinaprijs>).

Systeem: Voor toepassing in een voertuig zijn behalve de stack ook hulpvoorzieningen en systeembalans nodig. Een compleet brandstofcelsysteem kostte in 2020 rond 112 \$/kW (Apcuk, 2011). Bij een capaciteit van 100 kW⁷⁴ per brandstofcelauto is dit 11 k\$ per auto. Er is vooruitzicht op een kostendaling naar 40 \$/kW in 2035 (Apcuk, 2021).

Verdere kostendaling is mogelijk als de hoeveelheid platina wordt verminderd⁷⁵ en als productie grootschaliger wordt. Het Britse Propulsion Centre (Apcuk, 2021) verwacht bij massaproductie een kostendaling van het brandstofcelsysteem naar 40 \$/kW in 2030.

Waterstoftank: Ook de waterstoftank levert een aanzienlijke kostenpost op met mogelijkheden voor toekomstige kostenreductie): in 2020 waren de kosten 470 \$/kgH₂-opslag; de toekomstprojectie is een daling naar 200 \$/kgH₂-opslag (Apcuk, 2021). Ter illustratie: Voor een personenauto met een waterstoftank voor 5 kg zijn de kosten van de waterstoftank in 2020 \$ 2350. Dit is vergelijkbaar met ¼ van de kosten van het brandstofcelsysteem (zie hierboven). Apcuk voorziet voor een 5kg-tank een kostendaling naar \$ 1000 in 2035.

⁷⁴ Het vermogen van de gemiddelde brandstofcelpersonenauto is 100 kW (Pollet et al., 2019).

⁷⁵ Er zijn hier meerdere initiatieven voor. Zo zou de volgende generatie van de Toyota Mirai nog maar 10 g Pt gebruiken, een reductie met 2/3 ten opzichte van de huidige hoeveelheid (Onstad, 2019). Ook Siemens, TUDelft en TUEindhoven zijn bezig met platinareductie in brandstofcellen; zie o.a. Wassink (2019) en De Ingenieur (2019).

Gewicht brandstofcelsysteem

Het brandstofcelsysteem in de eerste generatie Toyota Mirai woog circa 230 kg bij 114 kW vermogen (https://en.wikipedia.org/wiki/Toyota_Mirai). Voor het gewicht van de tank: zie paragraaf 3.5.1.

Gewicht voertuig (vrachtwagen)

ATRI (2022) heeft het gewicht van trucks met een verbrandingsmotor (ICEV), een brandstofcelsysteem (FCEV) en een accu-elektrisch systeem (BEV) vergeleken. Als we ervan uitgaan dat de trucks een volle tank of accu aan boord hebben is de FCEV-vrachtwagen 10% zwaarder dan de ICEV-vrachtwagen, maar 50% lichter dan een BEV-vrachtwagen. De actieradius van de 3 trucktypes is echter niet hetzelfde. Rekenen we de voertuigmassa's om naar een massa per eenheid actieradius dan is de FCEV bijna 3 keer zo zwaar en een BEV 5 keer zo zwaar als een ICEV. De FCEV is 40% lichter dan de BEV. Zie bijlage D, onderdeel 'Leeggewicht ICEV-, BEV- en FCEV-vrachtwagen' voor meer details.

Knelpunten en onzekerheden

Degradatie van cellen: Het efficiëntieverlies tijdens de levensduur van brandstofcellen is ongeveer 10%. Zie bijlage B Efficiëntie. Als de waterstof onzuiverheden bevat gaat de degradatie sneller.

Broeikasewerke waterdamp op grote hoogte: Uit een brandstofcel komt water vrij. Dit is normaal gesproken geen probleem. Alleen als waterstof wordt gebruikt als vliegtuigbrandstof komt het vrij op grote hoogte, waar het een (kortdurend) broeikasewerke heeft; de hoeveelheid waterdamp is 1,5 à 2 keer zo groot als bij kerosine (Staffell et al, 2019; Clean Sky 2 JU, 2020), dus het broeikasewerke van de waterdamp is ook twee keer zo groot. Het effect is 10 keer kleiner dan van de vermeden CO₂-uitstoot (Clean Sky 2 JU, 2020).

3.6.2 *Verbrandingsmotor*

Waterstof kan ook rechtstreeks worden gebruikt in een verbrandingsmotor. Voordeel is dat minder zuiverheid van de waterstof nodig is.

Bij vrachtwagens zijn de ontwikkelingen in deze richting het verst. De meest relevante en snel implementeerbare motorvarianten voor vrachtwagens zijn H₂ lean-burn verbranding (mono-fuel met vonkontsteking) en H₂ dual-fuel (mix van H₂ met een kleine hoeveelheid (<5%) diesel voor de ontsteking). Het rendement van deze aangepaste motortypen (H₂-ICE) is zeer vergelijkbaar met dat van de standaard dieselmotor.

Energie-efficiëntie

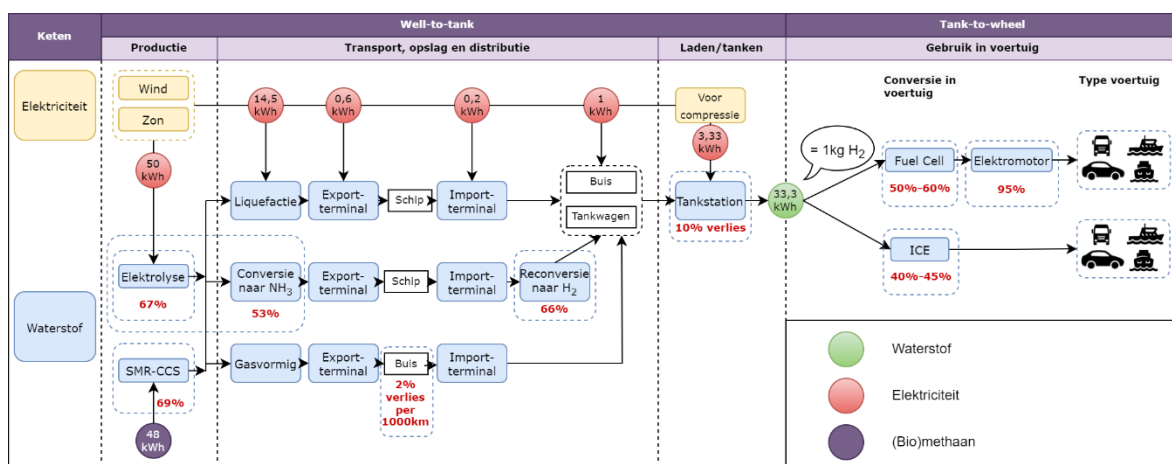
Het motorrendement van een H₂-ICE voor wegvoertuigen is 40-45%; zie bijlage B Efficiëntie.

3.7 **Totaalrendement in waterstofketen (WTT, TTW, WTW)**

Tabel 3.11 geeft het ketenrendement bij toepassing van waterstof in een wegvoertuig. In de kolom 'transport' is aangegeven welke vorm de waterstof had op de route van de productielocatie naar het distributienetwerk waar het tankstation op is aangesloten. De distributieafstand naar het tankstation is in de orde van 100 km en distributie gebeurt met tankwagens of een pijpleiding. De waterstof is geproduceerd met hetzij elektrolyse van water, hetzij SMR-CCS. Figuur 3.9 laat de energetische rendementen en energie-input per ketenstap zien.

Tabel 3.11 WTT-, TTW- en totaalketenrendement van de subroutes elektrolyse en SMR-CCS, toegepast op een brandstofcel-elektrische personenauto (FCEV) en een auto met verbrandingsmotor (H₂-ICE)

Subroute	Transport	WTT (%)	TTW (%)	Totaal FCEV (%)	Totaal H ₂ -ICE (%)
Elektrolyse	1: vloeibaar	48 (42-54)	FCEV: 50-60 ICE: 40-45	25 (20-31)	21 (17-24)
	2: ammoniak	34 (32-35)		18 (15-20)	14 (13-16)
	3: gasvormig	59 (54-64)		31 (25-37)	25 (21-29)
SMR-CCS	1: vloeibaar	49 (45-53)		26 (21-30)	21 (18-24)
	2: ammoniak	31 (30-31)		16 (14-18)	13 (12-14)
	3: gasvormig	61 (58-64)		32 (27-36)	26 (23-29)



Figuur 3.9 Energiegebruik en energetische rendementen in de ketenstappen van waterstof

4 Synfuels

Hoofdpunten

- Er zijn veel verschillende soorten synfuels met elk hun eigen voor- en nadelen. In deze studie kijken we naar ammoniak, methanol en drop-in fuels (in de vorm van Fisher-Tropsch (FT) synfuels). Ammoniak wordt in deze studie alleen beschouwd als optie voor de maritieme sector. Methanol is een optie voor de maritieme sector en voor licht en zwaar wegvoer. FT-synfuels kunnen gebruikt worden voor alle modaliteiten.
- Synfuels worden gemaakt van waterstof, die geproduceerd is door elektrolyse met duurzaam geproduceerde elektriciteit (daarom worden synfuels ook wel e-fuels genoemd). Daarnaast is er stikstof (N₂) of CO₂ nodig. De CO₂ kan worden afgevangen uit de lucht, of bij grootschalige puntbronnen als de CO₂ anders in de atmosfeer zou belanden. Deze CO₂-afvang bij puntbronnen mag echter niet tellen als CO₂-opslag, omdat de CO₂ bij verbranding van de synfuel alsnog wordt uitgestoten.
- Synfuels worden soms als optie gezien om overschotten van duurzame elektriciteit op te slaan. Het is zeer de vraag of het synfuel productieproces om kan gaan met variabele stroomvoorziening.
- Synfuels zijn in vergelijking met waterstof en elektriciteit makkelijk te vervoeren en op te slaan. Bij atmosferische druk en kamertemperatuur zijn ze vloeibaar, alleen ammoniak moet licht gekoeld worden.
- Ammoniak en methanol zijn vluchtige en toxische stoffen, waardoor er extra veiligheidsmaatregelen nodig zijn bij de opslag, bunkeren en aan boord van het voertuig. De risico's zijn met extra maatregelen vergelijkbaar met die van fossiele brandstoffen.
- Om veiligheidsredenen ligt het transport van de toxische ammoniak met tankwagens en treinen maatschappelijk gevoelig en wordt daarom ook gereguleerd en ontmoedigd. Tot nu toe lijkt er geen maatschappelijke weerstand te zijn tegen ammoniaktransport met schepen en opslag van ammoniak in havens. Of dit ook zo blijft als ammoniak grootschalig vervoerd wordt met binnenvaartschepen en opgeslagen wordt nabij overslagpunten van binnenvaartschepen is de vraag.
- De synfuels die koolstof bevatten - zoals FT-synfuels en methanol - stoten CO₂ uit als ze verbrand worden. Desondanks kunnen ze passen in CO₂-neutrale mobiliteit omdat de CO₂ eerst uit de atmosfeer is gehaald. De gebruikte CO₂ moet dan afgevangen zijn uit de lucht met behulp van duurzaam geproduceerde elektriciteit of een restproduct zijn dat anders uitgestoten zou worden.
- Een nadeel is dat NO_x vrijkomt bij de verbranding van synfuels. Bij methanol is dit wel 60% minder dan bij de reguliere dieselmotoren door een lagere verbrandingstemperatuur.
- Als ammoniak of FT-synfuels als brandstof wordt gebruikt in een schip, dan moet een katalysator geïnstalleerd worden om de NO_x-uitstoot te beperken. Bij deze katalysator kan een kleine hoeveelheid N₂O (lachgas) worden uitgestoten. N₂O is een sterk broeikasgas. De hoeveelheid N₂O die uitgestoten wordt, lijkt vergelijkbaar of iets lager te zijn dan wat dieselmotoren uitstoten.
- FT-synfuels kunnen zonder aanpassingen gebruikt worden in de bestaande verbrandingsmotoren.
- Voor ammoniak en methanol moeten de verbrandingsmotoren licht worden aangepast. Bij zowel ammoniak als methanol is een tweede brandstof, zoals biodiesel of waterstof nodig, in een dieselmotor. Deze tweede brandstof moet nu nog separaat getankt worden, waardoor er dus twee brandstoftanks nodig zijn

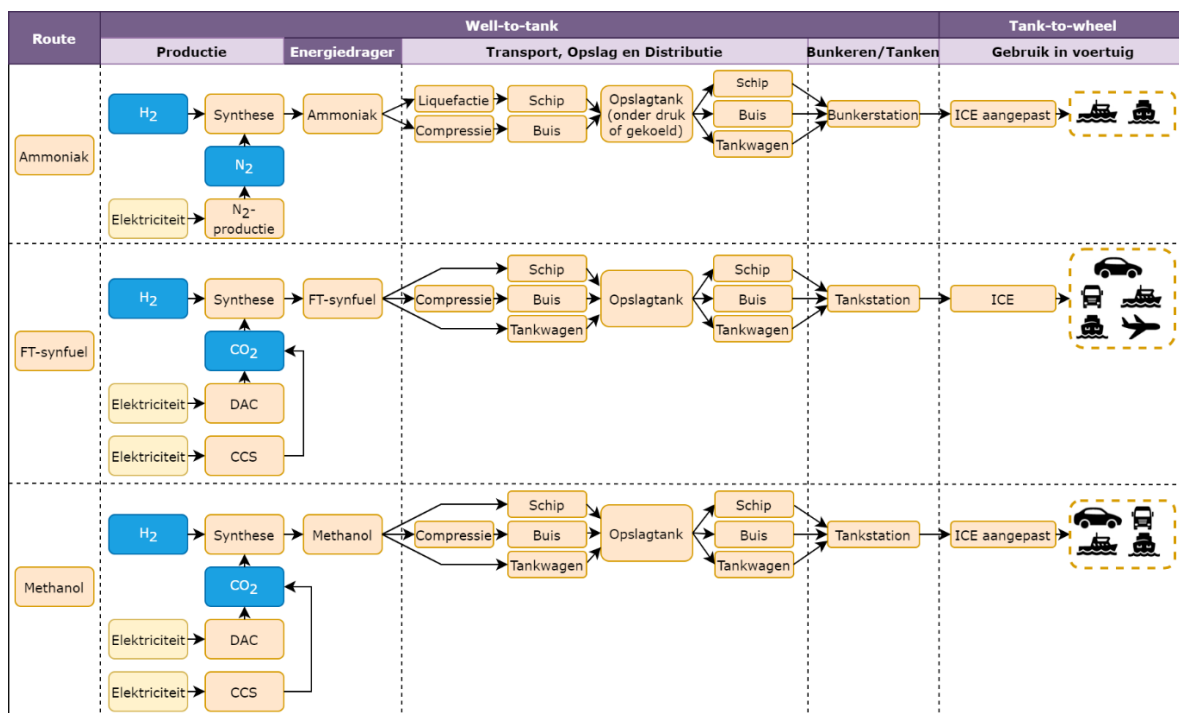
in het voertuig, of de waterstof moet aan boord worden geproduceerd uit de synfuel. Beide opties brengen complexiteit met zich mee. Een andere optie voor methanol is om het te baseren op een vonkstekking (het principe van een benzinemotor), maar daarbij lever je wel rendement in.

- Het ketenrendement voor alle drie de synfuels is onder de 20%.
- De grondstoffen (voornamelijk H₂, maar ook CO₂) zijn de grootste kostenpost van synfuels.
- De eenheidskosten (€/GJ) van ammoniak, methanol en FT-synfuels liggen dicht bij elkaar. De kosten zijn tussen de 50-65 €/GJ voor alle drie de synfuels, mits CO₂ afgevangen kan worden bij puntbronnen. Als die CO₂-puntbronnen er niet meer zijn (omdat alle sectoren zijn overgeschakeld op waterstof en elektriciteit), dan worden methanol en FT-synfuels 15-20 €/GJ duurder. De onzekerheden in deze laatste kostenschattingen zijn echter groot omdat CO₂ onttrekken uit de lucht (Direct Air Capture, DAC) een technologie is die nog volop in ontwikkeling is (met een TRL van 6) en het onduidelijk is in hoeverre grote kostendalingen kunnen worden gerealiseerd.
- Synfuels zijn relatief nieuwe producten, waardoor de kosten door learning-by-doing kunnen verbeteren. De potentie voor kostenreductie moet echter niet overschat worden, omdat veel deelprocessen nu ook al in de chemische industrie toegepast worden, waardoor ze al redelijk zijn uitontwikkeld.
- Het ruimtebeslag van synfuels komt vooral voor rekening van de grondstoffen, namelijk waterstof en bij methanol en FT-synfuels ook CO₂ (als die afgevangen wordt uit de lucht; bij CO₂-puntbronnen is het ruimtebeslag nihil).

4.1 Inleiding

Synthetische brandstoffen, ofwel synfuels, worden gemaakt in een fabriek. Het grote voordeel van synfuels is dat ze makkelijker vervoerd en opgeslagen kunnen worden dan bijvoorbeeld waterstof of elektriciteit. De grondstoffen zijn divers en kunnen bijvoorbeeld aardgas, steenkolen, biomassa, waterstof en stikstof of CO₂ uit de lucht zijn. Als er aardgas of steenkolen worden gebruikt, is de brandstof niet CO₂-neutraal en daardoor zijn deze grondstoffen buiten de scope van deze studie. Als de grondstof biomassa is, wordt het product in deze studie een biobrandstof genoemd (zie ook hoofdstuk 5). In Tabel 4.1 staan de belangrijkste kenmerken van verschillende soorten synthetische brandstoffen. Hierbij is het van belang om onderscheid te maken tussen:

- 1) Drop-in fuels (synthetische benzine, diesel of kerosine) die qua chemische structuur en fysische eigenschappen sterk vergelijkbaar zijn met hun fossiele equivalenten diesel, benzine en kerosine
- 2) Andersoortige synfuels, zoals ammoniak en methanol. Voor dit type synfuels zijn andere typen motoren nodig.



Figuur 4.1 Ketenstappen van synthetische brandstofproductie

In deze studie kijken we alleen naar het gebruik van ammoniak voor de maritieme sector, omdat er veiligheidsissues zitten aan het gebruik van ammoniak bij licht en zwaar wegverkeer. Voor methanol kijken we naar de maritieme sector en licht en zwaar wegvervoer. Ammoniak en methanol zijn geen geschikte opties voor de luchtvaart. Voor FT-synfuels kijken we naar alle modaliteiten, zie ook tabel 1.2 in hoofdstuk 1 Inleiding.

Tabel 4.1 Overzicht van de specifieke kenmerken van verschillende synthetische brandstoffen

	Gasvormig ^a	Drop-in fuel	Verbrandingswaarde (LHV)	
			MJ/kg	MJ/l ^a
Ammoniak	Ja	Nee	18,6	14,1
Methanol	Nee	Nee	19,9	15,8
Synthetische benzine ^b	Nee	Ja	41,5	31,0
Synthetische diesel ^b	Nee	Ja	44,0	34,3
Synthetische kerosine ^b	Nee	Ja	44,1	33,3

a. Bij atmosferische druk en kamertemperatuur.

b. De verbrandingswaarden zijn gebaseerd op die van fossiele diesel, benzine en kerosine, die elk bestaan uit een mengsel van verschillende koolwaterstoffen. Deze zouden licht kunnen afwijken bij een synthetische variant door een net iets andere samenstelling van de mengsels.

Bron: (Yugo & Soler, 2019)

4.1.1 Drop-in fuels

Eén van de bekendste typen synfuels zijn drop-in fuels. Drop-in fuels zijn chemisch gezien niet anders dan synthetische diesel, benzine of kerosine en daardoor zijn er geen veranderingen nodig in de opslagvoorzieningen nabij havens, de tankinfrastructuur en de motoren van bijvoorbeeld vliegtuigen of schepen. Doordat ze fysiek hetzelfde zijn als fossiele brandstoffen bevatten ze dus koolstof. Ze zijn daarom alleen CO₂-neutraal als ze CO₂ uit de lucht recyclen of een CO₂ afvalstroom gebruiken (die anders in de atmosfeer zou belanden).

In deze studie kijken we naar drop-in fuels geproduceerd met het Fischer-Tropsch (FT) proces. Het FT-proces heeft een hoge TRL en wordt veel genoemd in studies als

mogelijke optie voor synthetische brandstoffen. Dit proces kan zowel benzine, diesel en kerosine maken, zie verder paragraaf 4.4.

Drop-in fuels zijn per definitie voor alle huidige modaliteiten geschikt. Echter voor veel toepassingen zijn ze per energie-eenheid aan de pomp duurder dan bijvoorbeeld elektriciteit, biobrandstoffen en waterstof. Alleen voor lastig te decarboniseren modaliteiten zoals de luchtvaart en de zeevaart, worden ze vaak als aantrekkelijke alternatieven gezien omdat goedkopere opties zoals waterstof en elektriciteit daarvoor niet realistisch zijn voor het afleggen van lange afstanden (Brynnolf et al., 2018; Dieterich et al., 2020; Malins, 2017), zie ook paragraaf 1.3 Afbakening en definities.

Om te zorgen dat er duurzame brandstoffen voor de luchtvaart worden ontwikkeld, heeft de Europese Commissie in 2021 een subtarget voorgesteld dat van alle getankte kerosine 0,7% in de EU moet bestaan uit synthetische kerosine in 2030 (SkyNRG, 2022). Dit aandeel stijgt naar 28% in 2050. Voor andere sectoren is er geen subtarget voor synfuels.

4.1.2 *Synfuels die geen drop-in fuel zijn*

Naast drop-in fuels zijn er ook nog andere soorten synfuels. Hierbij kan bijvoorbeeld worden gedacht aan ammoniak (NH₃), methanol (CH₃OH) en DME (CH₃OCH₃). Ook voor deze synfuels is waterstof een essentiële grondstof.⁷⁶ De productie van waterstof is in hoofdstuk 3 behandeld.

De andersoortige synfuels vragen, in tegenstelling tot de drop-in fuels, een andere infrastructuur om ze te vervoeren en op te slaan. Daarnaast moet ook de verbrandingsmotor in voertuigen worden aangepast, anders worden ontworpen of vervangen worden door een brandstofcel in combinatie met een elektromotor. Een voordeel van andersoortige synfuels is dat het relatief simpele moleculen zijn waardoor ze makkelijker te produceren zijn dan bijvoorbeeld synthetische benzine en diesel. Daarnaast kunnen ze ook dienen als input voor de chemische industrie.

Als eerste andersoortige synfuel kijken we in deze studie naar ammoniak. Ammoniak wordt als veelbelovende brandstof gezien voor de maritieme sector (Ash & Scarbrough, 2019; Morlanés et al., 2021; Yugo & Soler, 2019; Zincir, 2020). Voor het zwaar vrachtvervoer wordt ammoniak afgeraden vanwege de toxiciteit en de gerelateerde veiligheidsissues (Arcadis & Berenschot, 2021; Duijm et al., 2005). Ammoniak heeft als voordeel dat het een brandstof is die geen koolstof bevat waardoor het perfect past in een CO₂-vrije energievoorziening. Een ander groot voordeel van ammoniak is dat het momenteel al grootschalig geproduceerd wordt (o.a. als grondstof voor kunstmest) en er dus ook al een transport- en opslaginfrastructuur bestaat.

⁷⁶ In principe is waterstof ook zelf een synfuel die geen drop-in fuel is. Omdat naar waterstof veel belangstelling uitgaat, wordt waterstof apart behandeld in deze studie.

Beleidscontext synfuels

In het "Fit for 55"-pakket van de Europese Commissie (juli 2021) staan concrete voorstellen voor het aandeel synthetische brandstoffen in de luchtvaart. Voor andere sectoren zijn er geen concrete doelen gesteld. Wel staat er een algemene doelstelling voor de transportsector in 2030, namelijk een aandeel van 2,6% dat moet worden gebaseerd op "renewable fuels of non-biological origin (RFNBO)". RFNBO's kunnen e-fuels zijn, maar ook waterstof geproduceerd met behulp van duurzame elektriciteit. In de Nederlandse context worden synthetische brandstoffen genoemd in het Klimaatakkoord, maar worden er geen specifieke doelstellingen genoemd.

Luchtvaart

Voor de luchtvaart is het voorstel van de Europese Commissie dat alle vliegtuigbrandstof in Europa 2% duurzame kerosine bevat in 2025, waarbij duurzame kerosine kan bestaan uit bio-kerosine (gemaakt vanuit biomassa of reststromen) of uit synthetische kerosine (vanuit groene H₂ en CO₂ uit de lucht). Het aandeel duurzame kerosine (sustainable aviation fuels (SAF)) wordt over de tijd verhoogd naar 5% in 2030, 32% in 2040 en 63% in 2050. Daarnaast is er een subdoel voor synthetische kerosine om zo marktzekerheid te bieden voor fabrikanten van synfuels. Het sub-doel is een aandeel van synthetische kerosine van 0,7% in 2030, 8% in 2040 en 28% in 2050 (SkyNRG, 2022). In Nederland wil het kabinet ook graag een Europese bijmengverplichting voor de luchtvaart, mocht die er niet tijdig komen, dan wordt vanaf 2023 een nationale bijmengverplichting ingesteld voor duurzame kerosine. Het streven is om in 2030 14% duurzame luchtvaartbrandstof (SAF) bij te mengen. Deze duurzame luchtvaarbrandstof kan bestaan uit bio- of synthetische kerosine (MinIenW, 2020 - Bijmengverplichting Luchtvaart en andere ontwikkelingen duurzame brandstoffen).

Andere vervoerssectoren

Voor de andere vervoerssectoren stelt de Europese Commissie geen sub-targets voor synthetische brandstoffen voor. Al wordt zeker voor de maritieme sector het belang van bijvoorbeeld ammoniak onderkend. De CO₂ intensiteit van brandstoffen in de maritieme sector moet per MJ dalen met 2% in 2020, 6% in 2030, 26% in 2040 en 75% in 2060 (alle ten opzichte van 2020). Ondanks dat dit ook gerealiseerd kan worden met biobrandstoffen of inzet van elektrische aangedreven voertuigen, is het goed mogelijk dat synthetische brandstoffen hier ook een rol in gaan spelen.

De Europese commissie heeft verder voorgesteld dat elke lidstaat voor 1 januari 2024 een nationaal beleidskader moet opstellen voor de ontwikkeling van de markt van alternatieve brandstoffen in de vervoerssector en de uitrol van de betreffende infrastructuur (European Commission, 2021). In dit beleidskader moet in ieder geval ook een plan worden bedacht om de uitrol van transport- en tankinfrastructuur voor alternatieve brandstoffen (bijvoorbeeld ammoniak) in zeehavens te realiseren. In het Nederlandse Klimaatakkoord uit 2019 worden synthetische brandstoffen genoemd als tijdelijke oplossing in de periode tot 2030 voor zwaar wegvervoer, totdat er zero-emissie energiedragers beschikbaar zijn. Ook in de periode erna, van 2030-2050, is er waarschijnlijk nog behoefte aan synthetische brandstoffen als hybride standaard. Het klimaatakkoord is niet specifiek over hoeveel en welke synthetische brandstoffen nodig zijn voor de verschillende modaliteiten.

Als tweede andersoortige brandstof kijken we naar methanol, wat een aantrekkelijk alternatief is voor ammoniak voor de maritieme sector (Horvath et al., 2018; Liu et al., 2019; van Lieshout et al., 2020; Yugo & Soler, 2019). Recentelijk heeft de Nederlandse overheid ruim 24 miljoen euro toegekend aan het project "Methanol als Energiestap Naar Emissieloze Nederlandse Scheepvaart" (MENENS). De projectpartners zien methanol als meest haalbare brandstofoptie die CO₂-emissiereductie kan bewerkstellen op de korte en middellange termijn voor de internationale maritieme sector.⁷⁷ Daarnaast kan methanol worden gebruikt voor het wegvervoer (Hobson & Márquez, 2018). Methanol heeft in vergelijking met ammoniak een iets hogere verbrandingswaarde (namelijk 15,8 MJ/l versus 14,1 MJ/l) wat leidt tot kleinere opslagvolumes en een groter bereik per volle tank (ervan uitgaande dat de tankinhoud in het voertuig constant blijft). Toch is ook voor methanol de verbrandingswaarde fors lager dan voor (synthetische) diesel met een verbrandingswaarde van 34,3 MJ/l.

4.2 Ketenstappen synfuels

In figuur 4.1 staan de ketenstappen van synthetische brandstofproductie, namelijk productie, opslag/transport/distributie en tanken. Alle synthetische brandstoffen hebben vrijwel in elke ketenstap elektriciteit nodig als input. Deze staat in Figuur 4.1 daarom boven alle andere ketenstappen.

4.2.1 Productie

H₂-productie: Alle synthetische brandstoffen hebben waterstof nodig als grondstof, zie hoofdstuk 3. We gaan ervan uit dat de waterstof in de nabijheid van de synfuelproductiefaciliteit wordt geproduceerd (via elektrolyse), aangezien dit grote (kosten)voordelen biedt qua transport. Daarnaast gaan we ervan uit dat alle waterstof voor synfuels wordt geproduceerd met elektrolyse. De andere manier om CO₂-neutrale waterstof te produceren, namelijk via SMR met CCS uit aardgas met een deel biomethaan, is goedkoper dan productie van waterstof via elektrolyse, maar heeft andere nadelen en bezwaren, zoals de afhankelijkheid van aardgas, de vraag of er voldoende beschikbaarheid van biomethaan is en de nabijheid van geschikte CO₂-opslaglocaties.⁷⁸

CO₂-productie: Naast waterstof hebben alle synthetische brandstoffen, met uitzondering van ammoniak, CO₂ nodig als input. Deze kan uit de lucht worden afgevangen of uit zogeheten puntbronnen zoals elektriciteitscentrales en grootschalige industrie. Het voordeel van CO₂ afvangen uit puntbronnen is dat de CO₂ concentratie een stuk hoger is (tot wel 27%) dan bij CO₂-afvang uit de lucht (400 ppm of 0,04%), waardoor de kosten een stuk lager zijn. Om te zorgen dat de brandstof CO₂-neutraal is, moet de CO₂ wel een restproduct zijn dat anders in de atmosfeer zou belanden. Je haalt de CO₂ als het ware bij de uitgang van de schoorsteen uit de lucht, in plaats van dat je diezelfde CO₂ zich eerst in de lucht laat verspreiden en dan met veel meer moeite uit de lucht haalt.

Als CO₂ uit puntbronnen niet beschikbaar (meer) is, moet de CO₂ uit de lucht worden afgevangen. Dit is een technologie die nog niet commercieel beschikbaar is. Hierdoor lopen de kostenschattingen flink uiteen. Maar, het is duidelijk dat kosten voor CO₂ uit de lucht afvangen circa een factor 10 hoger liggen dan CO₂ afvang uit puntbronnen. Omdat de CO₂ concentratie zo laag ligt, is er veel luchtvolume nodig

⁷⁷ Zie kamerbrief: https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2021Z21880&did=2021D46655

⁷⁸ Merk op dat de CO₂ die vrijkomt bij SMR niet gebruikt kan worden als grondstof voor de synfuels, omdat dan de synfuel niet CO₂-neutraal is. Als CO₂-neutraliteit geen eis is (wat het in deze studie wel is), is het veel efficiënter om de synfuels rechtstreeks uit aardgas te produceren dan via de omweg van waterstof.

om een redelijk hoeveelheid CO₂ af te vangen. Dit betekent dat ook een fabriek die CO₂ onttrekt uit de lucht relatief veel ruimte inneemt (zie later in dit hoofdstuk). Een deel van deze ruimte kan echter, net zoals bij windmolens, ook voor andere doeleinden gebruikt worden.

Stikstof- en ammoniakproductie: Ammoniak heeft naast waterstof geen CO₂ maar wel stikstof (N₂) nodig. De concentratie van stikstof in de lucht is relatief hoog (78%) waardoor N₂-afvang veel minder energie-intensief en goedkoper is dan CO₂-afvang. Daarnaast is dit al een techniek die commercieel toegepast wordt. De verschillende grondstoffen (waterstof en CO₂ of stikstof) worden vervolgens met behulp van duurzaam geproduceerde elektriciteit in een fabriek omgezet naar een synthetische brandstof.

4.2.2 Opslag/transport/distributie en tanken

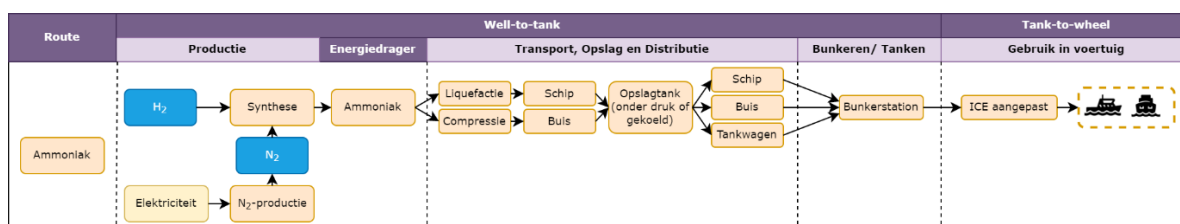
De synfuel wordt vervolgens opgeslagen, getransporteerd en gedistribueerd naar de eindgebruikers (tankstations). FT-synfuels en methanol zijn vloeibaar onder normale condities (temperatuur van 20°C en atmosferische druk). Ammoniak moet daarentegen licht gekoeld worden of onder druk gebracht worden om het vloeibaar te maken en makkelijk te vervoeren of op te slaan. Doordat deze synthetische brandstoffen vloeibaar zijn zonder heel sterk gekoeld te zijn, zijn ze relatief makkelijk te transporteren, op te slaan, te distribueren en te tanken in vergelijking met pure waterstof.

In bijlage E Verdieping synfuels staan de technische details van alle productiestappen. In dit hoofdstuk focussen we op de belangrijkste aspecten per synfuel. Paragraaf 4.3 gaat over ammoniak, paragraaf 4.4 over FT-synfuels en paragraaf 4.5 over methanol.

4.3 Ammoniak

Ammoniak wordt nu al grootschalig geproduceerd met een wereldwijde productie van circa 180 miljoen ton per jaar, voornamelijk als input voor kunstmest (Cardoso et al., 2021). Deze ammoniakproductie zou ongeveer genoeg zijn om 30% van de zeevaart van brandstof te voorzien als we ervan uitgaan dat een met ammoniak aangedreven schip even energie-efficiënt is als de huidige schepen (Hansson et al., 2020). Ammoniak wordt echter nu vooral geproduceerd met fossiele brandstoffen (aardgas) als grondstof. Dit heeft een grote CO₂-uitstoot tot gevolg, aangezien de combinatie met CCS niet gebruikelijk is. Ammoniakproductie is verantwoordelijk voor 2% van het wereldwijde primaire energieverbruik (Cardoso et al., 2021). Mochten alle schepen op ammoniak gaan varen, dan moet de ammoniakproductie dus flink worden uitgebreid en vergroend.

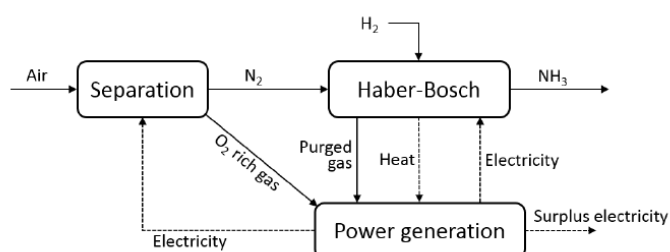
In Figuur 4.2 staat een overzicht van de ketenstappen van ammoniakproductie. In de volgende paragrafen bespreken we beknopt de verschillende aspecten van ammoniakproductie. Voor een uitgebreidere bespreking verwijzen we naar bijlage E Verdieping synfuels.



Figuur 4.2 Overzicht ketenstappen van ammoniakproductie

4.3.1 Huidige technologie

Productie: Momenteel wordt ammoniak vooral geproduceerd via het meer dan 100 jaar bekende Haber-Boschproces waarbij N₂ (die is afgevangen uit de lucht) reageert met waterstof dat gewonnen wordt uit aardgas. Het is een energie-intensief proces omdat het zowel een hoge druk (150-300 bar) als een hoge temperatuur (350-500°C) vereist om N₂ te laten reageren met waterstof (Elishav et al., 2020; Royal Society, 2020). Het is ook mogelijk om het aardgas te vervangen door pure waterstof. In figuur 4.3 staat een schematisch overzicht van dit productieproces met waterstof in plaats van aardgas.



Figuur 4.3 Schematisch overzicht van N₂ productie en ammoniak productie in een geïntegreerd systeem

Bron: Aziz et al., 2018

Transport/distributie: De geproduceerde ammoniak moet vervoerd worden naar de gebruikers, of het moet in de haven nabij de gebruikers worden geproduceerd. Aangezien er al aanzienlijke hoeveelheden ammoniak worden geproduceerd, is er al een transportinfrastructuur aanwezig. Deze zal wel uitgebreid moeten worden als ammoniak de standaard brandstof wordt in de gehele maritieme sector. Zeker als ook binnenvaartschepen ammoniak gaan gebruiken moet de transportinfrastructuur fijnmaziger worden gemaakt. Grootschalig ammoniak transport vindt momenteel plaats via zeeschepen en via pijpleidingen.⁷⁹ Daarnaast wordt ammoniak vervoerd met binnenvaartschepen, treinen, en vrachtwagens. Deze laatste twee modaliteiten verdienen echter niet de voorkeur qua veiligheidsrisico's (Arcadis & Berenschot, 2021; Duijm et al., 2005).

Om ammoniak kosteneffectief te vervoeren en op te slaan, moet het vloeibaar worden gemaakt. Bij normale condities (1 bar; 20°C) is ammoniak gasvormig en om het vloeibaar te maken kan de ammoniak op druk gebracht worden (tot circa 10 bar), gekoeld worden (< -33 graden) of een combinatie van beide (Nayak-Luke et al., 2021). Welke manier het handigste is, hangt af van de modaliteit en waarvoor het daarna wordt gebruikt (langdurige versus kortdurende opslag of direct gebruik). Grootschalige opslag vindt meestal gekoeld onder atmosferische druk plaats. Voor het vervoer wordt de ammoniak het algemeen op druk gebracht voor weg-, trein- en pijpleidingtransport en wordt de ammoniak gekoeld voor schiptransport.

Gebruik in een vaartuig: Ook in het schip wordt ammoniak gekoeld opgeslagen. In deze vorm heeft ammoniak nog steeds een twee keer zo lage energie-inhoud als diesel. Dit betekent dat een schip met een tank van 2700 m³ genoeg diesel kan opslaan voor een reis van circa 13 duizend km, terwijl dezelfde tank maar genoeg is voor ongeveer de helft van deze afstand (circa 6500 km) voor ammoniak ervan uitgaande dat de motor dezelfde efficiëntie heeft voor zowel diesel als ammoniak (McKinlay et al., 2021). Kortom, een vaartuig dat ammoniak als brandstof gebruikt, moet twee keer zo vaak tanken of de tankinhoud moet worden verdubbeld wat ten koste gaat van de laadcapaciteit van het schip. Het is de verwachting dat in ieder

⁷⁹ Voorbeelden van bestaande ammoniak pijpleidingen zijn de NuStar pijpleiding in de Verenigde Staten van 3000 km die jaarlijks 2,9 miljoen ton ammoniak vervoert en de ammoniakpijpleiding tussen Rusland en de Zwarte zee van 2400 km die 3 miljoen ton ammoniak per jaar vervoert (Nayak-Luke et al., 2021).

geval voor deep-sea shipping de laatste optie gekozen wordt om te zorgen dat de gebruikelijke actieradius (van 60 dagen) gehaald wordt.

Short sea shipping en binnenvaartschepen hebben een kleinere tankinhoud en actieradius dan deep-sea shipping. Voor deze schepen zal de keuze tussen vaker tanken, het vergroten van de tankinhoud, of een combinatie van de twee afhangen van de afstanden die normaal gesproken worden afgelegd en de kosten die het vergroten van de tankinhoud met zich meebrengen.

Naast ammoniak is er een tweede brandstof, zoals biodiesel of waterstof, nodig om de ammoniak te verbranden in een motor. Deze tweede brandstof dient als aanmaakbrandstof om de verbranding van ammoniak op gang te brengen en te houden.⁸⁰ Deze tweede brandstof kan separaat getankt worden, waardoor er dus twee brandstoftanks nodig zijn in het voertuig. Een andere optie is om een klein gedeelte van de ammoniak in het voertuig om te zetten in waterstof en die waterstof te gebruiken als "aanmaakbrandstof". Beide opties kosten ruimte aan boord van het voertuig en brengen extra complexiteit met zich mee. Over de hoeveelheid ruimte die dit precies kost, hebben we geen data kunnen vinden.

Een andere mogelijkheid is om blends te maken met ammoniak (Cardoso et al., 2021), maar deze technologie staat nog in de kinderschoenen met een TRL van 4-5 (IEA, 2020 – ETP).

Tanken: Ammoniak kan net zoals gewone diesel getankt worden uit bunkerschepen, die de ammoniak dan wel gekoeld moeten houden. Voor binnenvaartschepen zou de ammoniak eventueel ook opgeslagen en getankt kunnen worden onder hogere druk (10 bar) en kamertemperatuur. Ammoniak onder 10 bar druk opslaan neemt echter wel bijna dubbel zo veel ruimte in als gekoelde ammoniak (Kranenburg et al., 2020). Bij het tanken en bunkeren moet er extra veel aandacht zijn voor eventuele lekkages aangezien ammoniak toxisch is (Duijm et al., 2005). Dit betekent waarschijnlijk dat de veiligheidsafstanden van bunkerstations toe moeten nemen.⁸¹

4.3.2 *Ruimtelijke aspecten*

In de totale scheepvaart in Nederland is bijna 500 PJ brandstof afgezet in 2020 (CBS, 2021).⁸² Dit is net iets meer dan in het pre-corona jaar 2019, waarin 484 PJ werd afgezet. Als 500 PJ een-op-een vervangen wordt door ammoniak komt dit neer op 27 Mt ammoniak per jaar.

⁸⁰ Dit is nodig aangezien ammoniak een zeer laag cetaangetal heeft wat leidt tot een zeer lage ontvlambaarheid. Succesvolle experimenten met (aangepaste) dieselmotoren zijn uitgevoerd met 95% ammoniak en 5% diesel en 70% ammoniak en 30% waterstof (Cardoso et al., 2021).

⁸¹ Momenteel is de minimumafstand 20 meter tussen het afleverpunt (of vulpunt) en kwetsbare objecten voor bunkerstations (<https://www.infomil.nl/onderwerpen/veiligheid/activiteitenbesluit/afleveren-brandstof/afleveren-brandstof/>).

⁸² Onder scheepvaart valt al het vervoer van personen en goederen via waterwegen, zoals binnen-, zee- en kustvaart. Visserij valt hier niet onder.

Tabel 4.2 geeft een overzicht van het ruimtebeslag van ammoniak per ketenstap. Of ruimte een mogelijk knelpunt is, hangt sterk af van de vraag waar de ammoniak en de benodigde waterstof worden geproduceerd. Als dat in de havens dicht bij de eindgebruikers moet zijn, kan ruimte een knelpunt zijn, terwijl als ammoniak geïmporteerd wordt, ruimtebeslag helemaal geen probleem hoeft te zijn.

Tabel 4.2 Ruimtebeslag ammoniakketen

Ketenstap	Ruimtebeslag (m ² per GJ ammoniak per jaar)	Ruimtebeslag (km ²) als alle scheepvaart in Nederland op ammoniak vaart	Opmerkingen	Bronnen
Waterstofproductie	2,0	9,8*10 ²	Grootste ruimtebeslag door elektriciteitsproductie voor de elektrolyser	Zie hoofdstuk 3 voor ruimtebeslag van waterstofproductie per GJ H ₂
Ammoniakproductie (inclusief stikstofproductie)	< 0,04	20	Bovengrens	Pellikaan, 2019 ¹
Ammoniakopslag	8 * 10 ⁻⁵ – 5 * 10 ⁻³	0,04-2,0	Grote schaalvoordelen	(Morgan, 2013; The Royal Society, 2020)
Ammoniaktransport	-	-	Soortgelijk ruimtebeslag voor infrastructuur als nu, wellicht twee keer zo grote veiligheidsafstanden	(Duijm et al., 2005)
Tankinfrastructuur	-	-		
Totaal	2,0	1,0*10 ³		

¹ Gebaseerd op een industrieel complex in Sluiskil met een oppervlakte van 135 hectare waar 1,8 Mt ammoniak per jaar wordt geproduceerd en daarna opgewerkt wordt tot kunstmest. Ondanks dat dit proces niet op H₂ maar op fossiele brandstoffen werkt, geeft het wel een indicatie van de oppervlakte. Op het complex bevinden zich naast drie ammoniakfabrieken ook vier CO₂-fabrieken, twee salpeterzuurfabrieken, drie ureumfabrieken en twee nitraatgranulatiefabrieken. Vandaar dat het aangegeven oppervlakte een bovengrens is.

Ruimtebeslag voor productie: In de ammoniakketen neemt de productie van ammoniak relatief weinig ruimte in vergeleken met de ruimte die nodig is om de waterstof te produceren. Dit komt vooral door de ruimte die nodig is om de benodigde wind- en zonnestroom te produceren. Het ruimtebeslag voor elektriciteit- en waterstofproductie zijn respectievelijk in hoofdstuk 2 en 3 besproken.

Ruimtebeslag voor transport, opslag en tanken: Voor de stappen transport en tankinfrastructuur zijn geen bronnen van het ruimtebeslag gevonden. Transport gebeurt met name met schepen waardoor het ruimtebeslag klein is. Het tanken gebeurt via bunkerschepen, die door de lagere energiedichtheid van ammoniak wellicht iets groter moeten worden om evenveel brandstof te kunnen bevatten, vaker moeten worden bijgevuld of in grotere aantallen beschikbaar moeten zijn.

Een extra factor in het ruimtebeslag van zowel de opslag als de tankinfrastructuur zijn de veiligheidsafstanden die noodzakelijk zijn door de toxiciteit van ammoniak. Duijm et al. (2005) berekenen dat die bij een tankstation voor het wegverkeer meer dan verdrievoudigt van 40 m voor benzine en LPG tot 150 m voor een ammoniaktankstation. Met extra veiligheidsmaatregelen kan die verkleind worden tot 70 m, bijna twee keer zo groot als voor LPG en benzine. In de praktijk betekent dit dat er grotere afstanden nodig zijn tussen de tankstations en woongebieden of andersoortige publieke gebieden (Duijm et al., 2005). Ondanks dat soortgelijke berekeningen, voor zover wij weten, nog niet zijn uitgevoerd voor de tankinfrastructuur van schepen, zijn de berekeningen voor tankstations langs de weg wel een indicatie voor het extra ruimtegebruik van bunkerschepen. Dit hoeft

geen barrière te zijn aangezien havens en aanverwante zaken meestal niet nabij woonhuizen gelegen zijn. Per opslaglocatie en bunkerschip van ammoniak moet gecheckt worden of dit inderdaad geen onacceptabele veiligheidsrisico's met zich meebrengt.

Totale ruimtebeslag: Voor ammoniakproductie en -opslag (zonder de oppervlakten voor elektriciteits- en waterstofproductie mee te rekenen) samen komen we uit op een ruimtebeslag van circa 22 km² om te voldoen aan de brandstofbehoefte van de totale scheepvaart in Nederland. Een veelvoud hiervan (namelijk ruim 1200 km²) is nodig om de benodigde waterstof te produceren. In totaal neemt dit een ruimte in die equivalent is aan ongeveer 2-3% van het Nederlandse grondoppervlakte in.

4.3.3 Kosten en efficiëntie

In Tabel 4.3 staat een overzicht van de kosten per ketenstap van ammoniak voor de maritieme sector. Deze kosten zijn gebaseerd op een uitgebreid literatuuroverzicht, zie bijlage E voor de details per ketenstap. Op basis van de minimumkosten van alle ketenstappen kan er een soort ondergrens van de ammoniakprijs worden bepaald (de optimistische kostenschatting). Daarnaast kan er met behulp van de maximale gevonden kosten van de ketenstappen een pessimistische kostenschattingen worden bepaald. In figuur 4.4 staat een overzicht van de kosten van ammoniak bij de eindgebruiker. Waterstofproductie is de grootste kostenpost van ammoniak, en ook de ketenstap met een grote bandbreedte in de kosten met zich meebrengt. De kosten zijn afhankelijk van het proces waarmee de waterstof is geproduceerd en de kosten van de benodigde energie (elektriciteit of methaan); zie hoofdstuk 3 Waterstof.

Voor ammoniaksynthese (inclusief stikstofproductie) wordt een efficiëntie aangenomen van 67% voor de referentie, optimistische en de pessimistische kostenschatting. Deze efficiëntie is gebaseerd op modelruns van Aziz et al. (2018). Dat we uitgaan van een vast rendement voor ammoniaksynthese betekent niet dat hier geen onzekerheid in zit. Op basis van de gegevens van Morgan (2013) kan een veel hogere efficiëntie van 79% worden bepaald⁸³. Dit betekent dat er 'slechts' 176 kg in plaats van 232 kg waterstof nodig zou zijn voor een ton NH₃. Aangezien waterstof een grote kostenpost (geld, energie en ruimte) is voor ammoniak, beïnvloedt een hoger rendement de kosten van ammoniak significant. Met een hoger rendement van 79% kost NH₃ 12 €/GJ minder bij een gemiddelde waterstofprijs van 34,6 €/GJ. Bovendien is minder hernieuwbare elektriciteit (en ruimte) nodig om de benodigde H₂ te maken.

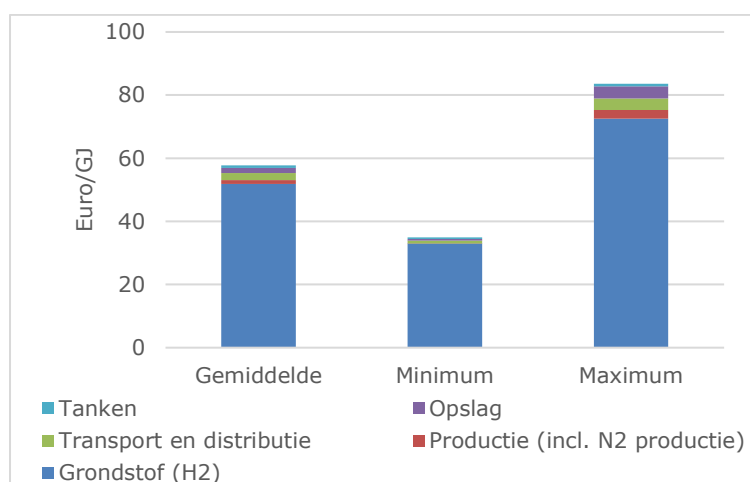
Tabel 4.3 Kosten van ammoniakketen voor gebruik van de ammoniak in maritieme sector in 2030.

Ketenstap	Kosten (€ per GJ ammoniak)	Belangrijkste aannames ¹	Bronnen
Waterstofproductie	52 (33 – 73)	H ₂ input van 176 kg/tNH ₃	Zie hoofdstuk 3 Waterstof
Ammoniakproductie (inclusief stikstofproductie)	1,3 (0,1-2,8)	Levensduur: 20 jaar Capaciteitsfactor: 80% Efficiëntie: 67% Elektriciteitsoutput: 1 kWh per GJ ammoniak.	(Ash & Scarbrough, 2019; Morgan, 2013; Nayak-Luke et al., 2021; Ikäheimo et al., 2018)

⁸³ Efficiëntie van brandstofproductie = brandstof / input x 100% = ammoniak / (waterstof + elektriciteit + stikstof) = 1 t NH₃ / (0,64 MWh_e + 176 kg H₂/tNH₃) x 100% = 1 t NH₃ * 18,6 GJ/t NH₃ / (0,64 MWh_e * 3,6 GJ/MWh_e + 176 kg H₂/tNH₃ * 0,120 GJ/kg H₂) x 100% = 18,6 / 23,4 x 100% = 79%

		CAPEX: 0,3-3,0 M€/MW OPEX: 4% van CAPEX	
Ammoniaktransport	2,2 (0,9-3,6)	Rechtstreek uit de literatuur; gemiddelde van range per schip	(Elishav et al., 2020; Ikäheimo et al., 2018; Nayak-Luke et al., 2021; SmartPort, 2020; ACIL Allen Consulting 2018)
Ammoniakopslag	1,6 (0,5-3,9)	Elektriciteitsverbruik van 37,8 kWh/t NH ₃ voor de koeling CAPEX: 0,46 – 3,6 M€/kt OPEX: 3% van CAPEX	(Morgan, 2013; Nayak-Luke et al., 2021; The Royal Society, 2020; Ikäheimo et al. 2018)
Distributie en tankinfrastructuur	0,8 (0,5-0,8)	Rechtstreeks uit de literatuur	(Korberg et al., 2021; SmartPort, 2020; Taljegard et al., 2014)
Totaal	58 (35 – 84)		

¹ Voor alle kapitaalkosten is een discontovoet gebruikt van 2,25%.



Figuur 4.4 Kostenschattingen voor ammoniakproductie

De bandbreedtes komen alleen door onzekerheden in de kosten en niet door onzekerheden in de efficiëntie. De kosten van de waterstof zijn 18 (13-24) €/GJ en er is 176 kg waterstof nodig per tNH₃. Voor andere aannames zie Tabel 4.3.

4.3.4

Verbeterpotentieel

Productie van ammoniak: Ammoniak is een product dat nu al op grote schaal wordt geproduceerd (180 Mt/jaar), maar dit gebeurt voornamelijk met aardgas op basis van het Haber-Bosch proces. Voor onze studie is alleen de productie van ammoniak uit CO₂-neutrale waterstof, dus zonder CO₂-uitstoot, relevant. Ondanks dat het productieproces van ammoniak met waterstof en stikstof wel anders is, is het principe vergelijkbaar met het Haber-Bosch proces. Het Haber-Bosch proces voor ammoniakproductie gebruikt momenteel meer energie (28-31 GJ/t) dan het theoretisch minimum (18-21 GJ/t). Er is dan ook nog wat ruimte voor verbetering, al wordt niet gespecificeerd waar deze verbetering door komt. Morlanés et al. (2021) schatten dat het energiegebruik van ammoniakproductie (inclusief waterstof- en stikstofproductie) kan dalen van de huidige 10 MWh/t NH₃ naar 8 MWh/t NH₃ in 2050, ofwel van 36 GJ/t NH₃ naar 29 GJ/ton NH₃.⁸⁴ Het IEA is iets minder optimistisch over het verbeterpotentieel; het schat dat de energieconsumptie daalt

⁸⁴ Dit komt neer op een rendementsverbetering van 55% naar 69% voor de gezamenlijke ketenstappen waterstofproductie en ammoniaksynthese.

van het huidige 37,8 GJ/tNH₃ naar 35,3 in 2030 en naar 33,3 GJ/tNH₃ op de langere termijn (IEA, 2019).⁸⁵ Dit zou betekenen dat de kosten van de grondstof- en brandstofproductie in de toekomst zouden kunnen dalen.

In het laboratorium worden er ook nieuwe technologieën ontwikkeld om ammoniak te produceren, zoals biologische stikstoffixatie, non-thermische plasma, elektrochemische en fotokatalyse-processen (Cardoso et al., 2021; Nayak-Luke et al., 2021). Deze processen hebben echter een zeer lage TRL (1-3) en zijn daarom buiten de scope van deze studie.

Productie van de grondstoffen: Er zit ook nog wat verbeterpotentieel in de productie van stikstof. In principe kan N₂ geproduceerd worden met membranen, met destillatietechnieken of met een absorptiesysteem dat werkt met drukverschillen (PSA). Echter als we kijken naar de hoge zuiverheid en hoeveelheid N₂ die nodig zijn voor grootschalige brandstofproductie kan stikstof momenteel alleen met destillatietechnieken worden geproduceerd (Morgan, 2013). Verder levert stikstof maar een relatief kleine bijdrage aan de totale kosten van ammoniak. Om een grote kostenreductie te realiseren, zou vooral waterstof goedkoper moeten worden geproduceerd.

Opslag en transport: Aangezien er al veel ammoniak commercieel wordt opgeslagen en getransporteerd, en opslag en transport dus ver ontwikkelde processen zijn, is het niet de verwachting dat er veel verbeterpotentieel zit in ammoniakopslag en ammoniaktransport. Onder invloed van warmte verdampt circa slechts 0,03% van de ammoniak per dag als het opgeslagen wordt. Deze ammoniak wordt afgevangen en gerecycled (Morgan, 2013).

4.3.5 *Knelpunten en onzekerheden*

In de bovenstaande paragrafen hebben we de technologische, ruimtelijke en kostenaspecten van ammoniak besproken. In deze paragraaf noemen we een aantal aspecten die relevant zijn, maar nog onderbelicht zijn gebleven.

- Verbranding van ammoniak in een verbrandingsmotor leidt, net als andere brandstoffen, tot NO_x-uitstoot (McKinlay et al., 2021). Nabehandeling van de uitlaatgassen met behulp van katalysatoren kan de NO_x-emissies reduceren, maar dit leidt tot hogere energiekosten en ruimtebeslag van de installatie. Een ander nadeel is dat er, net zoals bij dieselmotoren, bij de katalysator N₂O (lachgas) wordt gevormd, wat een sterk broeikasgas is (McKinlay et al., 2021; Girard et al., 2007). De hoeveelheid N₂O die uitgestoten wordt, lijkt vergelijkbaar of iets lager dan met dieselmotoren (Ash en Scarbrough, 2019).
- Ammoniak is toxisch, waardoor de veiligheidsafstanden om opslaglocaties groter zijn dan voor opslaglocaties voor eenzelfde hoeveelheid diesel. Het transport van ammoniak met tankwagens en treinen door bewoond gebied ligt om veiligheidsredenen in de maatschappij gevoelig en wordt daarom ontmoedigd en gereguleerd (via bijvoorbeeld het Basisnet⁸⁶). Tot nu toe lijkt er geen maatschappelijke weerstand te zijn tegen ammoniaktransport met schepen en opslag van ammoniak in havens. Of dit ook zo blijft als ammoniak grootschalig vervoerd wordt met binnenvaartschepen en opgeslagen wordt nabij overslagpunten van binnenvaartschepen is de vraag.
- Ammoniakproductie werkt het beste als een continu proces. Dit maakt het lastig om ammoniakproductie stil te leggen als er tijdelijk geen elektriciteit uit zonnepanelen of windturbines beschikbaar is. Een andere optie is om waterstof (en eventueel ook stikstof) op voorraad te hebben zodat het syntheseproces continu door kan draaien. Dit geeft echter uitdagingen aan de opslagcapaciteit

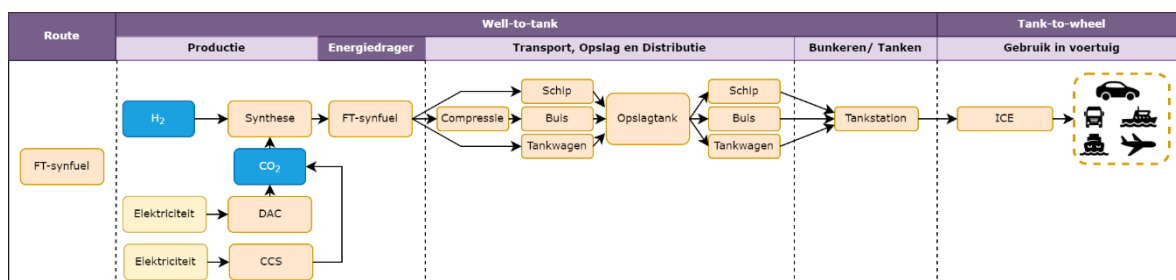
⁸⁵ Dit is equivalent aan een energie-efficiëntie van 49% nu, 53% in 2030 en 56% op de lange termijn.

⁸⁶ <https://www.infomil.nl/onderwerpen/veiligheid/basisnet/>

die nodig is voor de waterstof (en eventueel ook stikstof). Kortom, de gevolgen van een variabele stroomopwekking is een aandachtspunt voor ammoniakproductie.

4.4 FT-synfuels

Er zijn nog niet zoveel FT-fabrieken wereldwijd doordat FT-synfuels vaak nog niet commercieel aantrekkelijk zijn ten opzichte van brandstoffen gebaseerd op fossiele brandstoffen. De FT-plants die operationeel zijn, danken hun bestaansrecht veelal aan uitzonderlijke omstandigheden of zijn demonstratiefabrieken.⁸⁷ Zover wij weten zijn er geen grootschalige FT-fabrieken die waterstof en CO₂ als grondstoffen hebben.



Figuur 4.5 Overzicht van de ketenstappen van FT-synfuels productie uit H₂ en CO₂

4.4.1 Huidige technologie

Productie: FT-synfuels hebben CO en H₂ als grondstof nodig. Deze twee grondstoffen kunnen komen van vergassing van biomassa of van stromen pure H₂ en pure CO₂. Dit hoofdstuk gaat alleen over FT-synfuels die afkomstig zijn van stromen pure H₂ en CO₂. FT-synfuels op basis van biomassa komen aan bod in hoofdstuk 5. In hoofdstuk 5 staat ook een gedetailleerde beschrijving van het FT-proces: zie paragraaf 5.3.1.

Er is circa 12 kg H₂ en 80 kg CO₂ nodig per GJ FT-synfuel (Brynnolf et al., 2018). Voor deze studie is alleen H₂ die CO₂-neutraal is geproduceerd relevant. De CO₂ wordt of direct afgevangen uit de lucht of bij puntbronnen.

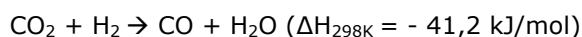
Directe CO₂ afvang uit de lucht (direct air capture, DAC) is een relatief nieuwe en innovatieve technologie, die nog niet commercieel beschikbaar is op grote schaal. CO₂ afvangen uit de lucht bestaat uit twee stappen, een afvang- en een regeneratiestap. In de afvangstap wordt de CO₂ gebonden aan een vloeibaar oplosmiddel (of vaste CO₂-absorbeerder) en in de regeneratiestap wordt het oplosmiddel (of CO₂-absorbeerder) teruggewonnen en wordt een pure stroom CO₂ geproduceerd. Synfuelproductie heeft een hoge CO₂-puurheid nodig, van boven de 99% (Fasihi et al., 2019). Het proces met een vloeibaar oplosmiddel is het meest ontwikkeld en is momenteel ook nog een van de weinige beschikbare technologieën die de benodigde puurheid oplevert.

CO₂-afvang uit puntbronnen: De meeste industriële bronnen stoten nu nog CO₂ uit, zoals elektriciteitscentrales, de chemische industrie of de staalindustrie. De concentratie CO₂ in uitlaatgassen (3-27%) is significant hoger dan de CO₂-concentratie in de lucht (0,04% = 400 ppm) waardoor er kleinere volumes nodig zijn. Dit maakt CO₂-afvang bij deze puntbronnen energie- en kostenefficiënter dan afvang uit de lucht; al is het de vraag in hoeverre er nog grootschalige CO₂-

⁸⁷ De grote gas-to-liquids fabriek in Qatar is bijvoorbeeld voornamelijk gebouwd om iets nuttigs te doen met het gas dat omhoog komt tijdens de olieproductie aangezien affakkelen niet mag. Een tweede voorbeeld is de coal-to-liquids plants in Zuid-Afrika die afstammen van de tijd dat er geen olie meer werd geleverd aan Zuid-Afrika als sanctie voor het apartheidregime.

uitstoters zijn in 2050 (zie ook “Knelpunten en onzekerheden”). Er zijn verschillende manieren om een relatief pure CO₂-stroom te krijgen van de industrie. De CO₂ kan afgevangen worden na het verbrandingsproces (post-combustion) of voordat het verbrand wordt (pre-combustion).⁸⁸ Een derde manier is om de brandstof te verbranden met pure zuurstof (oxyfuel), waardoor de uitlaatgasstroom alleen uit CO₂, water en onzuiverheden (zoals fijnstof of SO_x) bestaat. Deze stroom moet gedroogd en gezuiverd worden, om zo een pure CO₂-stroom te vormen. Zowel bij pre- als post-combustionprocessen zijn er verschillende manieren om een relatief pure CO₂-stroom te krijgen. Welke van deze technologieën het meest geschikt is, hangt af van bijvoorbeeld de concentratie CO₂, de hoeveelheid CO₂ die nodig is en welke andere onzuiverheden er in de uitlaatgassen zitten. Momenteel zijn post-combustionprocessen het verst ontwikkeld en voor vrijwel alle CO₂-stromen uit de industrie geschikt.

FT-plant: Vervolgens worden de FT-synfuels geproduceerd uit CO₂ en H₂. Als eerste stap wordt de CO₂ omgezet naar CO met behulp van de watergas shift reactie, waarbij warmte vrijkomt:



De optimale ratio tussen CO en H₂ is afhankelijk van het soort drop-in fuel dat gemaakt wordt en ligt tussen de 0,6 en 2,0. Vervolgens wordt dit mengsel naar een FT-reactor gebracht, waar het onder invloed van een katalysator reageert tot verschillende lineaire koolwaterstofketens.⁸⁹ Welke koolwaterstofketens precies gevormd worden, hangt onder andere af van de katalysator die gebruikt wordt (ijzer of kobalt), de samenstelling van het syngas (meer waterstof levert meer kortere koolwaterstofketens op) en de temperatuur en druk waaronder het proces plaatsvindt. De langere koolwaterstofketens kunnen gekraakt worden om zo kortere (waardevollere) koolwaterstofketens te krijgen. Ondanks dat er door deze parameters wel wat invloed is op welke koolwaterstofketens gevormd wordt, blijft de output een mix van koolwaterstofketens van verschillende lengtes. Het is dus niet mogelijk om bijvoorbeeld alleen kerosine te produceren met dit proces. Als bijproduct zijn er altijd een aantal kortere koolwaterstofketens, zoals gasvormige koolwaterstoffen en benzine. Mocht de markt voor korte koolwaterstoffen verdwijnen, doordat alle auto's overgestapt zijn op elektriciteit en alle elektriciteitsproductie plaatsvindt met windmolens, PV-panelen en waterkrachtcentrales, dan kunnen deze producten gerecycled worden in het proces. Dit verlaagt wel de efficiëntie en verhoogt de kosten voor de gewenste FT-synfuels kerosine (en diesel).

Opslag, transport, distributie, tankinfrastructuur en gebruik in het voertuig:

Het grote voordeel van FT-synfuels is dat ze qua chemische structuur hetzelfde zijn als hun fossiele equivalenten. Dit betekent dat dezelfde opslag, transport, distributie en tankinfrastructuur gebruikt kan worden als bij benzine, diesel en kerosine. Daarnaast kunnen ze in dezelfde motoren worden gebruikt als fossiele brandstoffen. De brandstof voor binnenvaartschepen, vliegtuigen en zeeschepen kan vaak aangevoerd worden met pijpleiding of tankers aangezien het gaat om grotere hoeveelheden brandstof in vergelijking met tankstations voor auto's en vrachtwagen. De bevoorrading van tankstations langs de weg vindt meestal plaats met behulp van tankwagens, die bevoorrad worden vanuit diverse opslag- en

⁸⁸ De naam pre-combustion kan wellicht verwarrend zijn aangezien de stroom die overblijft vaak gebruikt wordt voor productvorming (zoals synfuels) in plaats van directe verbranding. Pre-combustion betekent dat de koolstofatomen worden verwijderd voordat de rest van de stroom (meestal H₂) wordt gebruikt of verbrand, terwijl post-combustion refereert aan een proces dat plaatsvindt nadat alle andere processtappen zijn doorlopen.

⁸⁹ Hierbij kan gedacht worden aan korte gasvormige koolwaterstofketen (bijvoorbeeld methaan en butaan), vloeibare koolwaterstofketens (zoals diesel, benzine en kerosine) en lange koolwaterstofketens (C₁₄ en langer).

overslaginstallaties. Het is de verwachting dat FT-synfuels dezelfde opslag-, transport en tankinfrastructuur zullen gebruiken als fossiele brandstoffen vandaag de dag.

4.4.2 Ruimtelijke aspecten

Tabel 4.4 geeft een overzicht van het ruimtebeslag van FT-synfuels per ketenstap. Om dit ruimtebeslag in perspectief te plaatsen, kunnen we kijken naar de luchtvaartsector. De luchtvaartsector heeft weinig alternatieven dan synthetische geproduceerde (bio) kerosine, zie ook tabel 1.2. Pre-COVID werd in 2019 bijna 168 PJ brandstof afgezet in de totale luchtvaartsector in Nederland (CBS, 2021).⁹⁰ Als dit een-op-een vervangen wordt door FT-synfuels, dan is de beste inschatting dat er in totaal 410-420 km² ruimte nodig. Deze ruimte komt voor het merendeel door de elektriciteitsproductie die nodig is om de benodigde waterstof te produceren. Dit ruimtebeslag is equivalent aan circa 1% van het Nederlandse grondoppervlakte (al hoeft de elektriciteit, waterstof, CO₂ en synfuel niet in Nederland geproduceerd te worden).

Tabel 4.4 Ruimtebeslag (netto) FT-synfuelketen

Ketenstap	Ruimtebeslag (m ² per GJ per jaar FT-synfuels)	Ruimtebeslag (km ²) als alle luchtvaart in Nederland FT-synfuels tankt	Opmerkingen	Bronnen
Waterstof-productie	2,4	4,1*10 ²	Zie hoofdstuk 3 voor ruimtebeslag van waterstofproductie per GJ H ₂	
CO ₂ -afvang bij grootschalige bronnen (CC)	0,001	0,2	Post-combustion proces. Wel vraag of er genoeg ruimte is bij bestaande CO ₂ emitters.	(Berghout et al., 2015)
CO ₂ -afvang uit de lucht (DAC)	0,02 (0,003-2,0)	2,9 (0,5-3,3*10 ²)	Gerekend met 1,5 km ² /Mt CO ₂ . De onzekerheidsmarge is gebaseerd op de zeer grote range in de literatuur van 0,04-25 km ² /Mt CO ₂ .	(Johnston et al., 2003; Krekel et al., 2018; Socolow et al., 2011; Beuttler et al., 2019)
FT-synfuelproductie	0,03	4,2	Gebaseerd op de Yinchuan FT-plant (die runt op steenkool)	(Zhang, 2017)
Opslag, transport en tankinfrastructuur	n.a.		Identiek aan de huidige situatie; geen problemen verwacht.	
Totaal (op basis van CC)	2,5	4,1*10 ²		
Totaal (op basis van DAC)	2,5 (2,5-4,4)	4,2*10 ² (4,2*10 ² -7,4*10 ²)		

Voor scheepvaart en wegvervoer kan eenzelfde exercitie gedaan worden.⁹¹ Hieruit volgt een ruimtebeslag equivalent aan 3% van het Nederlandse grondoppervlakte voor scheepvaart en nogmaals 3% voor het wegvervoer.

⁹⁰ Hieronder valt al de brandstof die in Nederland wordt getankt ten behoeve van het vervoer van personen en goederen via de lucht.

⁹¹ 2020 is door COVID geen goed referentiejaar voor de luchtvaart. In 2020 werd er 'slechts' 94 PJ afgezet in de luchtvaartsector. In 2019 was de energievraag voor scheepvaart en wegvervoer respectievelijk 484 PJ en 474 PJ.

Ruimtebeslag van de productie

CO₂-afvang industrie (CC): Een post-combustion CO₂ afvanginstallatie van 1 Mt/jaar (met een capaciteitsfactor van 80%) neemt circa 13 duizend vierkante meter in beslag. Dit komt, op basis van 80 kg CO₂/GJ, neer op 1 m² per GJ. Dit is niet veel, maar het is de vraag hoeverre er ruimte beschikbaar is bij bestaande fabrieken. Berghout et al. (2015) heeft een studie gedaan in hoeverre er ruimte genoeg is voor verschillende CO₂ afvang configuraties bij industriële fabrieken in de Botlek. De conclusie is dat er bij veel industriële fabriek locaties geen ruimte is individuele CO₂ afvanginstallaties neer te zetten.

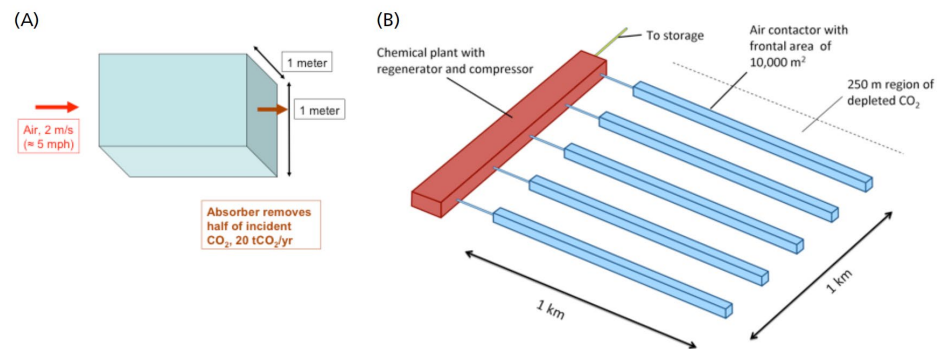
Volgens Berghout et al. (2015) is er wel vaak ruimte bij bestaande fabrieken om de CO₂ schoon te maken en CO₂ compressors neer te zetten. Dit geeft de mogelijkheid om centraal bijvoorbeeld zuurstof te produceren en de fabrieken op pure zuurstof te laten opereren (oxyfuel proces). Hierdoor ontstaat een CO₂ stroom die alleen maar gedroogd en gecompriemd hoeft te worden, waarna die kan worden opgeslagen. Een andere optie zou zijn om waterstof centraal te produceren, waarbij de CO₂ daar wordt afgevangen. Beide opties nemen minder ruimte in beslag bij de bestaande fabrieken, namelijk circa 2000 m² per Mt CO₂ per jaar oftewel 0,1 m²/GJ per jaar. Wel is er dan elders extra ruimte nodig om zuurstof of waterstof te produceren. Ook is het de vraag of dit technisch mogelijk is en of het economisch een interessante optie is.

CO₂-afvang uit de lucht (DAC): CO₂-afvang uit de lucht neemt circa 1,5 km² per Mt in (Socolow et al., 2011). Echter net zoals bij windmolenparken is er veel vrije ruimte die voor andere doeleinden gebruikt kan worden (Keith et al., 2018), zie ook figuur 4.6. Net zoals nu bij zonneweides en windmolenparken kan er wel maatschappelijke weerstand zijn tegen de CO₂-afvanginstallaties⁹². De vraag is hoeverre de ruimte tussen de afvangunits gebruikt kan worden voor bijvoorbeeld landbouw aangezien de CO₂ concentratie lager is tussen de afvangunits dan normaal waardoor planten het wellicht minder naar hun zin hebben. Kiani et al. (2020) gaan ervan uit dat ongeveer de helft van de CO₂ in de lucht kan worden afgevangen. Dit betekent dat de CO₂-concentratie in de lucht die uit de afvangunit komt rond 200 ppm is. Een hoger aandeel CO₂ afvangen, vermindert de efficiëntie van het afvangproces terwijl een kleiner aandeel afvangen de hoeveelheid lucht verhoogt die behandeld moet worden per massa-eenheid CO₂.

Er zit relatief veel onzekerheid in de schatting van het ruimtebeslag van units die CO₂ afvangen uit de lucht. In de literatuur varieert het ruimtebeslag van slechts 0,04 km²/Mt tot maar liefst 25 km²/Mt. De lage schatting is echter voor een relatief klein volume, waardoor de snelheid waarmee de lucht zich ververst minder een rol speelt. De zeer hoge schattingen zijn daarentegen gebaseerd op een zeer groot volume CO₂ en negeren het feit dat CO₂-afvangunits ook op elkaar gestapeld kunnen worden.

Als alle vliegtuigen die in Nederland tanken FT-kerosine zouden tanken, dan zou er jaarlijks circa 13 Mt CO₂ nodig zijn. Als we uitgaan van een ruimtebeslag van 1,5 km² per Mt CO₂ dan neemt de CO₂-afvanginstallatie hiervoor circa 20 km² in. Dit is een oppervlakte vergelijkbaar met de tweede Maasvlakte.

⁹² Hierbij kan gedacht worden aan horizonvervuiling al zijn de units wel een stuk lager dan een windmolen.



Figuur 4.6 Schematisch overzicht van (A) een kleinschalige CO₂-afvangunit van 20 tCO₂/jaar en (B) een grootschalige CO₂-afvanginstallatie van 1 MtCO₂/jaar

Deze grootschalige fabriek heeft een ruimtebeslag van circa 1,5 km² en bestaat uit vijf units van elk 10 m hoog en 1 km lang. Tussen de gebouwen in is 250 m 'lege' ruimte. De tekening is niet op schaal.

Bron: Socolow et al., 2011

Ruimtebeslag voor opslag, transport, distributie en tankinfrastructuur

De infrastructuur voor opslag, transport, distributie en tanken van FT-fuels is hetzelfde als die voor fossiele brandstoffen, al kunnen locaties en tracés wel anders zijn, omdat er geen binding is met de huidige winlocaties van fossiele brandstoffen. We verwachten dat het ruimtebeslag voor opslag, transport, distributie en tankinfrastructuur in Nederland identiek is aan de huidige situatie met fossiele brandstoffen, en hier worden geen problemen verwacht.

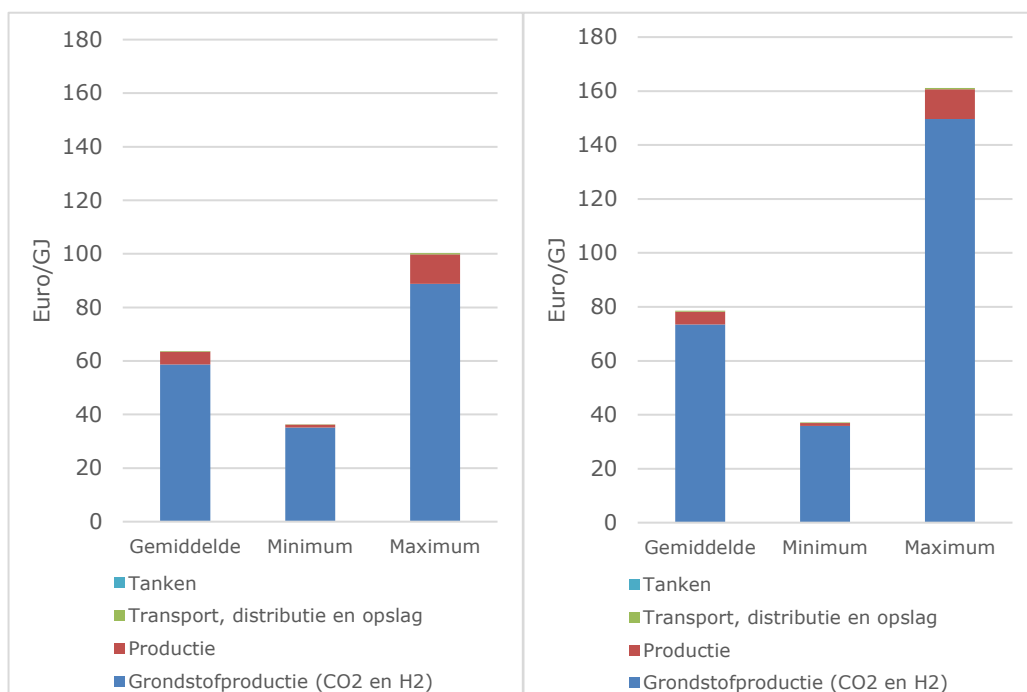
4.4.3 Kosten en efficiëntie

In Tabel 4.5 staat een overzicht van de kosten van FT-synfuels per ketenstap. Zowel de kosten van afvang van CO₂ via puntbronnen (CC) als uit de lucht (DAC) is opgenomen.⁹³ Als er geen CO₂ uit puntbronnen beschikbaar is en CO₂ in plaats daarvan afgevangen moet worden uit de lucht dat stijgen de kosten van FT-synfuels met circa 15 €/GJ, al zijn de onzekerheden in deze kosten vrij groot.

De kosten voor distributie en tankinfrastructuur zijn nodig om de FT-synfuels bij vrachtwagens te krijgen, terwijl de kosten voor transport nodig zijn om de FT-synfuels bij schepen en vliegtuigen te krijgen. In Figuur 4.7 staan de gemiddelde, optimistische en pessimistische kostenschattingen voor FT-synfuels voor de kleinschalige eindgebruiker zoals zwaar wegvervoer. Voor de grootschalige gebruikers, zoals luchtvaart en scheepvaart, gaat er circa 1-2 €/GJ af, vanwege het ontbreken van de distributiekosten. Het is duidelijk te zien in figuur 4.7 dat de grondstofkosten de grootste kostenpost zijn voor FT-synfuels en de meeste kostenonzekerheid met zich meebrengen.

⁹³ In bijlage E staan de details per ketenstap.

De kostenranges in tabel 4.5 en figuur 4.7 aan alleen uit van onzekerheid in kosten en niet in de efficiëntie. De benodigde input van H₂ en CO₂ is constant gehouden op respectievelijk 12 kg H₂/GJ en 78 kg CO₂/GJ (Brynnolf et al., 2018), wat leidt tot een synthese-efficiëntie van 69%. Dit betekent niet dat deze input niet onzeker is. Voor de input van waterstof wordt bijvoorbeeld een range genoemd van 10 tot 13 kg H₂/GJ (Brynnolf et al., 2018), wat leidt tot onzekerheid in de synthese-efficiëntie van 64%-83%. Dit zou de kosten van FT-synfuels in de gemiddelde kostenschatting met respectievelijk 8,3 €/GJ verlagen of 4,2 €/GJ verhogen.



Figuur 4.7 Overzicht van de kosten van FT-synfuels voor grootschalige eindgebruikers (scheepvaart en luchtvaart)

Links gebaseerd op CO₂-afvang bij industriële puntbronnen (CC) en rechts op CO₂-afvang uit de lucht (DAC). De onzekerheden komen alleen door onzekerheden in de kosten en niet door onzekerheden in de efficiëntie. De grondstoffen kosten 18 (13-24) €/GJ voor waterstof en 60 (10-170) €/t voor CO₂ uit puntbronnen en 250 (10-950) €/t voor CO₂ uit de lucht. Voor andere aannames zie Tabel 4.5.

Tabel 4.5 Kosten van de FT-brandstoffenketen in 2030.

Ketenstap	Kosten (€ per GJ FT-synfuels)	Belangrijkste aannames ¹	Bronnen
Waterstofproductie	54 (34 –76)	Input van 11,7 kg H ₂ /GJ	Zie hoofdstuk 3 voor de kosteninschatting van waterstof uit elektrolyse in €/GJ H ₂ .
CO ₂ -afvang bij grootschalige puntbronnen (CC)	4,7 (0,8 – 13)	Uitgaande van 60 (10-170) €/t CO ₂ Input van 78 kg CO ₂ /GJ	(Brynnolf et al., 2018; Dieterich et al., 2020)
CO ₂ -afvang uit de lucht (DAC)	24 (1,6 –74)	Uitgaande van 250 (10-950) €/t CO ₂ Input van 78 kg CO ₂ /GJ	(Brynnolf et al., 2018; Dieterich et al., 2020)
FT-liquid productie	4,8 (1,1-11)	Levensduur: 25 jaar OPEX: 4% van CAPEX Efficiëntie van 69%	(Becker et al., 2012; Brynnolf et al., 2018; Christensen & Petrenko, 2017; König et al., 2015; Smejkal et al., 2014; Tremel et al., 2015, IEA, 2019b)
FT-liquid opslag en bunkeren	0,3 (0,15-0,5)	Onzekerheidsmarge rechtstreeks uit literatuur	(Korberg et al., 2021; SmartPort, 2020; Taljegard et al., 2014)
FT-liquid distributie	0,6 (0,5-1,1)	Gebaseerd op 200 km distributie met vrachtwagens. De onzekerheidsrange is gebaseerd op afstanden van 100 en 500 km, respectievelijk.	(SmartPort, 2020)
Tankinfrastructuur wegverkeer	0,9	Rechtstreeks uit de literatuur; geen onzekerheidsmarges gegeven.	(SmartPort, 2020)
Totaal voor wegverkeer	65 (38 – 102)		
Totaal voor overige modaliteiten	64 (36 – 100)		
Extra kosten voor CO ₂ -afvang uit de lucht	15 (0,8 –61)		

¹ Voor alle kapitaalkosten is een discontovoet gebruikt van 2,25%.

4.4.4 Verbeterpotentieel

FT-synfuelproductie: De huidige totale geïnstalleerde FT-synfuelcapaciteit is laag en er ruimte is voor kostenreductie door learning-by-doing. Echter het verbeterpotentieel moet ook niet overschat worden, omdat veel van de deelttechnologieën al gebruikt worden in chemische fabrieken waardoor ze al redelijk uitontwikkeld zijn. Op basis van zowel leercurves (top-down approach) als een technologische inventarisatie (bottom-up approach) is de verwachting dat de kosten van synthetische brandstofproductie (exclusief de kosten van de grondstoffen H₂ en CO₂) met circa 30% dalen in 2050 (Knoope et al., 2013). Dit leidt tot een reductie van circa 1,5 (0,3-3) €/GJ.

CO₂-afvang uit de lucht (DAC): CO₂-afvang uit de lucht bevindt zich nog in een vroeg stadium van ontwikkeling. Volgens JEC heeft het een TRL van 6 en een

commercial readiness level (CRL) van 1 (JEC, 2020). Potentiële verbeteringen zijn de ontwikkeling van efficiëntere solvents, gebruik van meer plastic in plaats van staal in verschillende onderdelen en bouwen van afvanginstallaties op een grotere schaal (Kiani et al., 2020). Keith en Heidel (2018) schatten dat de projectkosten met circa 30% dalen tussen een van de eerste fabrieken en als de techniek standaard is geworden (de Nth fabriek). Fasihi et al. (2019) zijn een stuk optimistischer over de kostenreductie van CO₂-afvang uit de lucht. Met behulp van leercurves schatten zij in dat de kosten per ton CO₂ kunnen dalen met circa 75% dalen in 2050 ten opzichte van 2020. Hiervoor wordt wel aangenomen dat er wereldwijd jaarlijks 7,7 Gt CO₂ direct uit de lucht wordt afgevangen in 2050.⁹⁴ Dit is een zeer grote en ambitieuze opgave; ter vergelijking: in de Europese Unie werd 4,1 Gt CO₂-eq uitgestoten in 2019. Voor de totale kosten van FT-synfuels zou deze 75% kostendaling van de CO₂-afvang een daling van circa 15 (1-56) €/GJ betekenen.

4.4.5 *Knelpunten en onzekerheden*

FT-synfuels op basis van CC zijn goedkoper en hebben een lager ruimtebeslag dan FT-synfuels op basis van DAC. De vraag is echter in hoeverre er nog grootschalige CO₂ puntbronnen zijn in 2050. In 2050 moet de hele maatschappij praktisch CO₂-neutraal zijn. Dit betekent dat de elektriciteitssector, de chemische industrie en andere fabrieken over moeten zijn gegaan op CO₂-neutrale alternatieven. Als dit biomassa is, dan komt er (als restproduct) een relatief geconcentreerde CO₂-stroom beschikbaar die gebruikt zou kunnen worden voor synthetische brandstoffen.⁹⁵ Een CO₂-stroom gebaseerd op fossiele brandstoffen past niet in een CO₂-neutrale samenleving. Er is sprake van een dubbeltelling als de CO₂-producent telt dat de CO₂ wordt afgevangen – en zijn productieproces dus CO₂-neutraal is – en de synthetische brandstofproducent claimt dat de CO₂ die hij gebruikt een reststroom is, aangezien de CO₂ na verbranding van de brandstof alsnog in de lucht terechtkomt.

Een nadeel van FT-synfuels ten opzichte van andere energieketens die in deze studie zijn bekeken, is dat ze bij verbranding zorgen voor onder andere fijnstof- en NO_x-uitstoot, vergelijkbaar met de huidige uitstoot van fossiele brandstoffen. Wel is het bij FT-kerosine mogelijk om door toepassing van minder aromaten de uitstoot van roetdeeltjes te verminderen ten opzichte van fossiele kerosine. De uitstoot van waterdamp is vergelijkbaar met die van fossiele kerosine: op grote hoogte heeft dit een (relatief kort) broeikaseffect.

4.5 **Methanol**

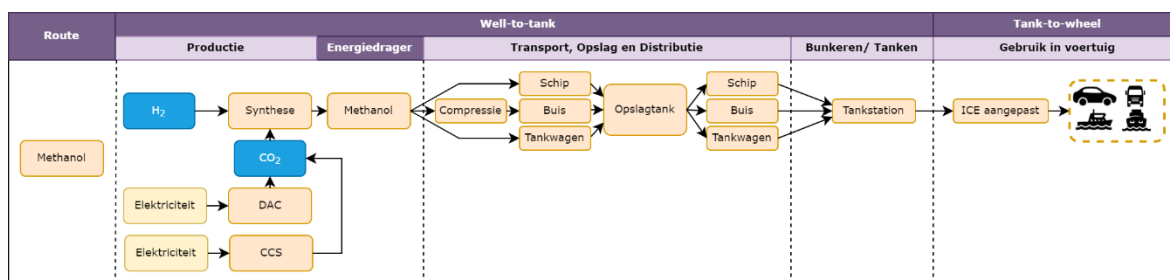
Methanol wordt momenteel al op zeer beperkte schaal gebruikt als brandstof in de maritieme sector en is in het verleden gebruikt als benzine-ervanger voor het wegvervoer (Hobson & Márquez, 2018). Het merendeel van de wereldwijde productie van circa 85 Mt wordt gebruikt in de productie van bijvoorbeeld verf, tapijt, bouwmaterialen en in de farmaceutische industrie (McKinlay et al., 2021). Deze productiecapaciteit moet flink worden uitgebreid als de gehele maritieme sector op methanol vaart. McKinlay et al., (2021) schatten dat er jaarlijks circa 815

⁹⁴ In dit scenario wordt circa 1,1 Gt gebruikt voor wegtransportbrandstoffen, 1,7 Gt voor scheepvaartbrandstoffen en 1,5 Gt voor de luchtvaartbrandstoffen. Hiervan is respectievelijk circa 417 miljoen liter diesel, 631 miljoen liter diesel en 617 miljoen liter kerosine te maken. Naast CO₂ voor transportbrandstoffen wordt er ook CO₂ gebruikt in de chemische industrie en de energiesector (power-to-gas en waste-to-energy). Daarnaast is er ook 'onoverkomelijke' CO₂-uitstoot die gecompenseerd moet worden. Dit is het conservatieve scenario uit Fasihi et al. (2019). In het niet-conservatieve scenario wordt 2x zo veel CO₂ afgevangen uit de lucht en dat scenario is volledig in lijn met het Parijsakkoord.

⁹⁵ In diverse 1,5°C-scenario's wordt ook gebruik gemaakt van negatieve CO₂-emissies ('sinks'), bijvoorbeeld door CO₂-uitstoot van biomassa ondergronds op te slaan waardoor deze CO₂ dus niet beschikbaar is voor synthetische brandstofproductie.

Mt methanol nodig is om de wereldwijde vloot, bestaande uit 50.000 zeevaardige koopvaardijsschepen, op methanol te laten varen. Dit betekent dat de huidige productie moet vertienvoudigen.

Methanol wordt nu vooral geproduceerd met aardgas en steenkool als grondstof. De productie van methanol leidt tot een CO₂-uitstoot van circa 2,3 tCO₂ per t methanol (IEA, 2019b). Methanol kan CO₂-vrij worden geproduceerd door hetzij biomassa hetzij duurzaam geproduceerde waterstof en CO₂ als grondstof te gebruiken. In het eerste geval spreken we van bio-methanol. In deze studie kijken we alleen naar de laatste optie: productie uit H₂ en CO₂. In figuur 4.8 staat een overzicht van de ketenstappen van methanolproductie op basis van H₂ en CO₂.



Figuur 4.8 Ketenstappen van methanolproductie op basis van CO₂ en H₂

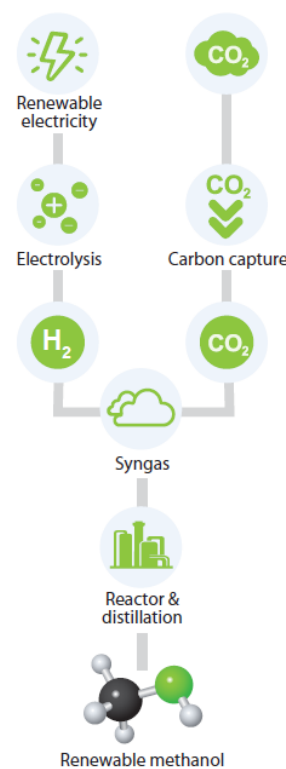
DAC verwijst naar CO₂ onttrekking uit de lucht (afgeleid van Direct Air Capture) en CC verwijst naar CO₂ afvang bij puntbronnen (afgeleid van Carbon Capture).

4.5.1

Huidige technologie

Productie: De productie van methanol met H₂ en CO₂ vindt momenteel alleen nog plaats op zeer kleine schaal om de techniek te demonstreren. Het proces heeft een TRL van 6-7 (Pérez-Fortes et al., 2016). Het productieproces bestaat uit drie stappen. Ten eerste worden de pure stromen H₂ en CO₂ gecomprimeerd tot 50-100 bar en verwarmd tot 200-300°C (Rivarolo et al., 2016). Vervolgens worden de stromen naar een reactorvat gebracht waar de H₂ en CO₂ onder invloed van een katalysator reageren tot methanol en water. Daarna vindt er destillatie plaats om de methanol en water van elkaar te scheiden. In figuur 4.9 staat een overzicht van het productieproces.

Transport/distributie: Methanol is vloeibaar bij atmosferische druk en temperatuur. Dit maakt dat methanol relatief makkelijk te vervoeren is met tankwagens, schepen of pijpleidingen. Daarnaast is het makkelijk op te slaan. Aangezien methanol nu al veelvuldig wordt vervoerd en opgeslagen zijn methanol en de bijbehorende infrastructuur nu al beschikbaar in bijna 90 van de 100 grootste havens in de wereld (Port of Rotterdam, 2021). Mocht methanol een standaardbrandstof worden voor zee- en binnenvaartschepen dan moet de bestaande transportinfrastructuur fijnmaziger worden gemaakt. Een voordeel hierbij is dat met een paar kleine aanpassingen de bestaande opslagfaciliteiten voor benzine kunnen worden gebruikt (Svanberg et al., 2018).



Figuur 4.9: Versimpeld overzicht van de productie van methanol uit waterstof en CO₂

Bron: Hobson & Márquez (2018)

Gebruik in een voertuig: Verbrandingsmotoren kunnen relatief makkelijk aangepast worden voor methanolverbranding (Hobson & Márquez, 2018). Methanol kan gebruikt worden in zowel een benzinemotor als in een dieselmotor (Liu et al, 2019).

Voor het gebruik van methanol in een benzinemotor zijn maar weinig aanpassingen noodzakelijk (Svanberg et al., 2018). In Californië waren er in 1997 totaal ruim 150.000 auto's die op methanol of op zowel benzine als methanol konden rijden (als reactie op de hoge benzineprijzen). Doordat de prijs van benzine daalde was methanol geen aantrekkelijk alternatief meer en verdween. Wel is er ruim 300 miljoen kilometer afgelegd met methanol, wat aantoont dat methanol een alternatief kan zijn voor fossiele brandstoffen (Hobson & Márquez, 2018). In China loopt sinds 2005 een stimuleringsprogramma omtrent methanolvoertuigen. In totaal hebben deze voertuigen in 3 jaar tijd ruim 21 miljoen km afgelegd (Hobson & Márquez, 2018).

Voor methanolgebruik in een dieselmotor zijn er meer aanpassingen nodig. Aangezien methanol een hogere ontvlambaarheidstemperatuur heeft dan diesel, moet methanol gemengd worden met een ontstekingsverbeteraar om het te verbranden in een dieselmotor (Lieshout et al., 2020). Een andere optie is om methanol te mengen met een klein aandeel diesel (2-20%) om te zorgen dat het geschikt is voor het gebruik in een dieselmotor⁹⁶ (Lieshout et al., 2020).

Er zijn schepen die momenteel al varen op een combinatie van methanol en diesel. Een aantal hiervan zijn retrofit en een aantal andere zijn nieuw gebouwd (Svanberg et al., 2018). De grootste aanpassing ten opzichte van een normaal diesel schip is dat er extra tanks moeten worden gebouwd voor de methanol en dat er een connectie moet komen van de methanoltanks naar de motor naast de bestaande dieseltoevoer (Wartsila, 2021). Methanol heeft een energie-inhoud van 19,9 MJ/kg (IEA, 2019b). Dit is een factor twee tot drie lager dan de soortelijke energie (MJ/kg) en de energiedichtheid (MJ/m³) van diesel (Lieshout et al., 2020).⁹⁷ Dit betekent dat er vaker getankt moet worden of dat het tankvolume uitgebreid moet worden (Liu et al 2019). In een schip met een tank van 2700 m³ kan genoeg diesel worden opgeslagen voor een reis van 13.250 km, terwijl dezelfde tank maar genoeg methanol kan opslaan voor 8480 km, ervan uit gaande dat de motor dezelfde efficiëntie heeft voor zowel diesel als methanol (McKinlay et al., 2021). Dit maakt dat methanol vooral een interessante brandstof is voor schepen die middellange afstanden varen (Lieshout et al., 2020).

Methanol is oplosbaar in water en biologisch afbreekbaar (IEA, 2019b; Wartsila, 2021). Hierdoor ontstaat er geen milieuschade als er methanol uit een schip lekt na een ongeluk. Dit is de reden dat methanoltanks (in tegenstelling tot dieseltanks) niet dubbelwandig hoeven te zijn en methanol zelfs in ballasttanks mag worden opgeslagen (Wartsila, 2021). Daarentegen zijn methanoldampen wel giftig, en kunnen daardoor gevaarlijk zijn voor mensen op het schip.

Tanken: Methanol kan relatief simpel getankt worden doordat methanol bij atmosferische druk vloeibaar is. In Californië waren er in 1997 meer dan 100 tankstations waar methanol kon worden getankt, wat bewijst dat dit technisch mogelijk is.

De bestaande schepen die op methanol varen worden nu nog bevoorradt vanaf de kant door pijpleidingen (Port of Rotterdam, 2021) of vrachtwagens (Svanberg et al., 2018). Afgelopen voorjaar is het eerste schip op methanol bevoorradt via de schip-

⁹⁶ Een dieselmotor werkt via het principe dat de diesel spontaan ontbrandt door de combinatie van een hoge druk en temperatuur. Er is geen vonk nodig, zoals bij een benzinemotor.

⁹⁷ De energiedichtheid van methanol is 15,8 GJ/m³ terwijl die van diesel (heavy fuel oil) die momenteel gebruikt wordt in de maritieme sector 38-40 GJ/m³ is.

schip methode (Port of Rotterdam, 2021). Het is de verwachting dat deze methode dominant wordt als de vraag naar methanol groeit, aangezien dit ook de manier is waarop nu veelal gebunkerd wordt (Lieshout et al., 2020). In principe kunnen dezelfde bunkerschepen en tanktechnieken gebruikt worden als voor de conventionele brandstoffen. Door het lage kookpunt van methanol (< 60°C) kunnen er relatief snel brandbare en toxische methanoldampen ontstaan (Lieshout et al., 2020). Om de bunkerschepen geschikt te maken voor het bunkeren van methanol moeten de schepen licht worden aangepast (Svanberg et al., 2018). Na het nemen van maatregelen is het risiconiveau voor bunkeren van methanol vergelijkbaar met dat van andere conventionele bunkerbrandstoffen (Port of Rotterdam, 2021).

4.5.2 Ruimtelijke aspecten

Methanol is een optie voor de scheepvaartsector en voor licht en zwaar wegvervoer. In de totale scheepvaartsector in Nederland werd bijna 500 PJ brandstof afgezet in 2020 en 484 PJ in 2019 (CBS, 2021).⁹⁸ Als 500 PJ een-op-een vervangen wordt door methanol komt dit neer op 25 Mt methanol per jaar. Tabel 4.6 geeft een overzicht van het ruimtebeslag van methanol per ketenstap.

Veel van de ketenstappen komen overeen met FT-synfuels, zoals de waterstof- en elektriciteitsproductie en de CO₂-afvang. De ruimtelijke consequenties van deze stappen gaan we hier niet nogmaals beschrijven. Het verschil met FT-synfuels zit hem in de methanolsynthese, de opslag, transport en tankinfrastructuur. Voor elk van deze stappen hebben we weinig informatie kunnen vinden over het ruimtebeslag. Op basis van een enkele bron lijkt het ruimtebeslag van methanolsynthese zeer klein te zijn. We hebben geen ruimtebeslaginschattingen gevonden voor methanolopslag, transport en tankinfrastructuur, maar we verwachten dat die relatief klein zijn ten opzichte van het ruimtebeslag dat nodig is voor de productie van de grondstoffen elektriciteit, waterstof en CO₂. Aangezien de energiedichtheid van fossiele brandstoffen twee keer zo hoog is dan die van methanol, is onze eerste inschatting dat het ruimtebeslag voor deze drie componenten circa verdubbelt ten opzichte van de huidige situatie. Dit houdt echter geen rekening met eventuele schaalvoordelen (bij bijvoorbeeld opslag) en met een verschuiving van de productielocaties waardoor de aanvoerketens van methanol wellicht korter zijn dan die van fossiele brandstoffen. Ook van de huidige fossiele brandstoffen hebben we echter geen goede indicatie van het ruimtebeslag per energie-eenheid voor transport, opslag en tankinfrastructuur.

Als alle schepen in Nederland op methanol varen, dan komt het ruimtebeslag neer op circa 1200 km². Dit is een (lichte) onderschatting aangezien de ruimte voor opslag, transport en tankinfrastructuur hierin niet worden meegenomen. Dit ruimtebeslag is equivalent aan circa 3% van het Nederlandse oppervlakte. Aangezien wegvervoer qua brandstofafzet (474 PJ in 2019) vrijwel even groot is als de maritieme sector (498 PJ in 2019) is daar nogmaals een equivalent van 3% van het Nederlandse grondoppervlakte voor nodig, mocht het wegvervoer ook op methanol gaan rijden.

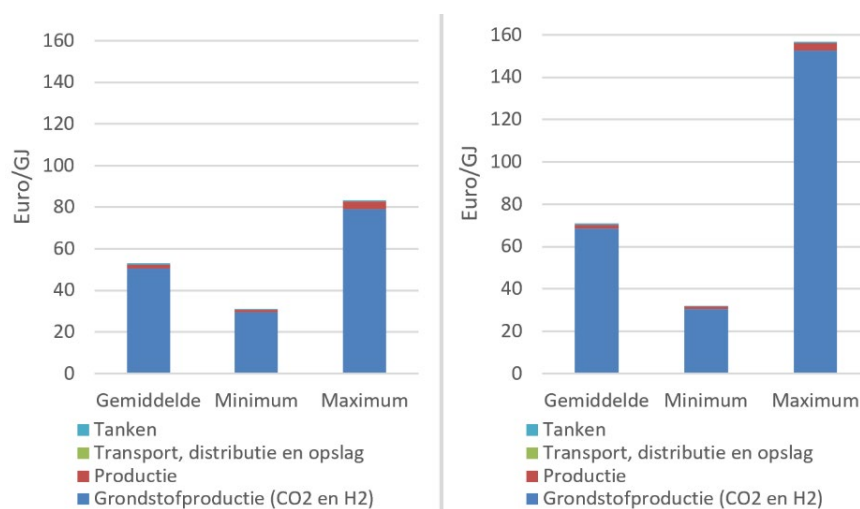
Tabel 4.6 Ruimtebeslag methanolketen

Ketenstap	Ruimtebeslag (m ² per GJ)	Ruimtebeslag (km ²) als alle scheepvaart in	Opmerkingen	Bronnen

⁹⁸ Onder scheepvaart valt alle het vervoer van personen en goederen via waterwegen, zoals binnen-, zee- en kustvaart. Visserij valt hier niet onder, maar is relatief een kleine speler met een verbruik van 6,8 PJ in 2020 (CBS, 2022)

	methanol per jaar)	Nederland op methanol vaart		
Waterstof-productie	2,2	1,1*10 ³	Zie H3 voor ruimtebeslag van waterstofproductie per GJ H ₂	
CO ₂ -afvang bij grootschalige bronnen (CC)	0,001	0,6	Post-combustion proces. Wel vraag of er genoeg ruimte is bij bestaande CO ₂ emitters.	(Berghout et al., 2015)
CO ₂ -afvang uit de lucht (DAC)	0,02 (0,004-2,4)	8,1 (1,9-1,2*10 ³)	Onduidelijk waar de grote range vandaan komt	(Beuttler et al., 2019; Johnston et al., 2003; Krekel et al., 2018; Socolow et al., 2011)
Methanolproductie	0,06	31	Op basis van demonstratieplant in IJsland die 4.000 ton methanol produceert op een perceel van circa 5.000 m ²	(CRI, 2022)
Methanolopslag, transport en tankinfrastructuur	n.a.	n.a.	Circa 2 keer zoveel ruimtebeslag dan momenteel voor diesel, door de lagere energiedichtheid.	
Totaal (op basis van DAC)	2,3 (2,3-4,7)	1,2*10 ³ (1,2*10 ³ -2,3*10 ³)		
Totaal (op basis van CC)	2,3	1,2*10 ³		

4.5.3 Kosten en efficiëntie



Figuur 4.10 Overzicht van de kosten van methanol voor de maritieme sector, links gebaseerd op CO₂-afvang bij industriële puntbronnen (CC) en rechts op CO₂-afvang uit de lucht (DAC)

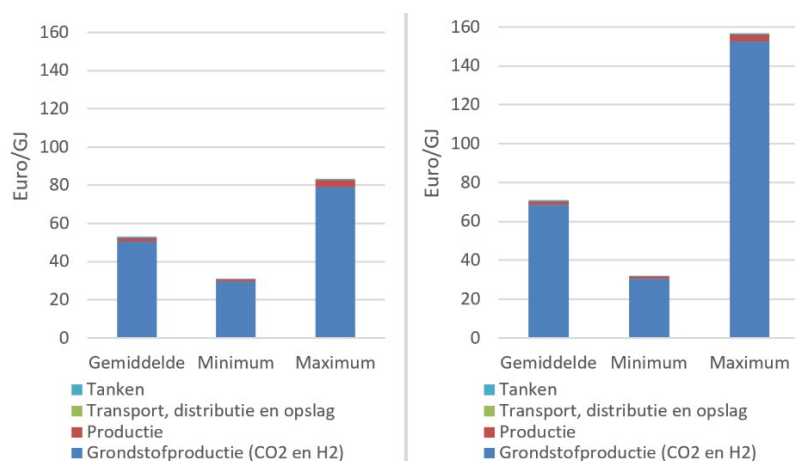
In figuur 4.10 staat de kosten van methanol per ketenstap. De belangrijkste aannames van deze kostenschattingen staat in tabel 4.7, verdere details staan in bijlage E. Net zoals bij de FT-synfuels maken we onderscheid tussen methanol gebruik voor de weg en voor de overige modaliteiten. Door distributie met vrachtwagen en duurdere tankinfrastructuur is methanol voor het wegverkeer circa 3 €/GJ duurder dan voor de andere modaliteiten. Daarnaast maken we in tabel 4.7

onderscheid tussen de kosten van CO₂ afvang bij puntbronnen en CO₂ afvang uit de lucht. Als CO₂ afgevangen wordt vanuit de lucht in plaats van bij puntbronnen stijgen de kosten van methanol met 18 €/GJ al zijn de onzekerheden van deze kostenstijging groot. In figuur 4.10 is duidelijk te zien dat de grondstofkosten de grootste kostenpost zijn voor methanol.

Net zoals bij ammoniak en FT-synfuels gaan de ranges in tabel 4.7 en figuur 4.7 alleen uit van kostenonzekerheid. De benodigde input van H₂ en CO₂ is constant gehouden op respectievelijk 10,8 kg H₂/GJ en 94 kg CO₂/GJ, wat leidt tot een synthese-efficiëntie van 80% (Brynolf et al., 2018). Dit betekent niet dat dit niet onzeker is. Voor de input van waterstof wordt bijvoorbeeld een range genoemd van 9,2 tot 11,7 kg H₂/GJ wat leidt tot onzekerheid in de synthese-efficiëntie van 70%-89% (Brynolf et al., 2018). Dit zou de kosten van methanol in de gemiddelde kostenschatting met respectievelijk 6,9 €/GJ verlagen of 3,5 €/GJ verhogen.

Tabel 4.7 Kosten van methanolsynthese in 2030

Ketenstap	Kosten (€ per GJ methanol)	Belangrijkste aannames	Bronnen
Waterstofproductie	45 (29 – 63)	Input van 10,8 kg H ₂ /GJ	Zie hoofdstuk 3 voor de kosteninschatting van waterstof uit elektrolyse in €/GJ H ₂
CO ₂ -afvang uit puntbronnen (CC)	5,7 (0,8-13)	Uitgaande van 60 (10-170) €/t CO ₂ Input van 94 kg CO ₂ /GJ	(Brynolf et al., 2018; Dieterich et al., 2020)
CO ₂ -afvang uit de lucht (DAC)	23,6 (1,9-90)	Uitgaande van 250 (10-950) €/t CO ₂ Input van 94 kg CO ₂ /GJ	(Fasihi et al., 2019; Keith et al., 2018; Kiani et al., 2020; Krekel et al., 2018; Socolow et al., 2011)
Methanol synthese	1,8 (1,1-3,7)	CAPEX: 0,5 (0,3-1,0) M€/MW OPEX: 4% van CAPEX Levensduur: 25 jaar Capaciteitsfactor: 80% Efficiëntie: 80%	(Brynolf et al., 2018; Clausen et al., 2010; Nieminen et al., 2019; Rivarolo et al., 2016; IEA, 2019b)
Methanol transport	n.a.		
Methanol opslag en bunkeren	0,4 (0,2-0,6)		(Korberg et al., 2021; SmartPort, 2020; Taljegard et al., 2014)
Methanol distributie en tankinfrastructuur voor wegverkeer	3,4	Distributie 200 km met vrachtwagen	(SmartPort, 2020)
Totaal voor wegverkeer	56 (34 – 87)		
Totaal voor overige modaliteiten	53 (31 – 83)		
Extra kosten voor CO ₂ -afvang uit de lucht	(0,9 – 74)		



Figuur 4.11 Overzicht van de kosten van methanol voor de maritieme sector, links gebaseerd op CO₂-afvang bij industriële puntbronnen (CC) en rechts op CO₂-afvang uit de lucht (DAC)

De bandbreedtes komen alleen door onzekerheden in de kosten en niet door onzekerheden in de efficiëntie. De grondstoffen kosten 18 (13-24) €/GJ voor waterstof en 60 (10-170) €/t voor CO₂ uit puntbronnen en 250 (10-950) €/t voor CO₂ uit de lucht. Voor andere aannames zie tabel 4.7.

4.5.4 Verbeterpotentieel

De meeste kosten van methanol zitten in de kosten van de grondstoffen CO₂ en waterstof (die op zijn beurt weer grotendeels bestaat uit elektriciteitskosten) zoals te zien is in figuur 4.10. Hierdoor is het vooral interessant om de technologieën voor productie van H₂ en CO₂ te verbeteren, zodat de kosten van H₂ en CO₂ omlaaggaan. De verbeteropties voor CO₂-afvang staan in paragraaf 4.4.4 en waterstofproductie is besproken in hoofdstuk 3. Daarnaast is het ook interessant om de benodigde hoeveelheid H₂ en CO₂ te verminderen. Er zijn daarnaast een aantal andere opties genoemd in de literatuur die de potentie hebben om de kosten van methanol te verlagen:

- Het scheiden van methanol van het gevormde water en andere onzuiverheden (zoals esters en ketonen) kost veel energie. De huidige methanol heeft een puurheid van boven de 99%. Dieselmotoren in de maritieme sector hebben deze hoge puurheid niet nodig, en kunnen ook overweg met een mix van 90% methanol en 10% water. Dit kan de productiekosten van methanol met maximaal circa 15% laten dalen (Carvalho et al., 2018; Svanberg et al., 2018). Een nadeel is dat er dan een aparte distributie en opslagsysteem moet worden opgezet voor methanol van lagere kwaliteit, aangezien methanol met een lage kwaliteit niet of maar beperkt bruikbaar is in de (chemische) industrie. Verder gaat het verbruik van het schip omhoog. Of deze extra kosten opwegen tegen de besparing, zou verder onderzocht moeten worden.
- Het verbeteren van de warmte-integratie (Marlin et al., 2018). De CO₂ en H₂ moeten worden opgewarmd tot circa 200-300°C voordat ze naar het reactorvat worden geleid. Idealiter zou hier alleen restwarmte voor worden gebruikt. Warmte-integratie wordt extra belangrijk als CO₂ wordt afgevangen vanuit de lucht (Marlin et al., 2018) aangezien er vaak restwarmte aanwezig is bij industriële fabrieken waar CO₂ wordt afgevangen.
- De huidige katalysator is geoptimaliseerd voor een proces met zowel CO als CO₂ als input (Galindo Cifre & Badr, 2007; Marlin et al., 2018). Een ander katalysator die geoptimaliseerd is voor alleen CO₂, kan leiden tot een hogere conversie-efficiëntie en daardoor lagere kosten.

4.5.5 Knelpunten en onzekerheden

In de bovenstaande paragrafen hebben we de technologische, ruimtelijke en kostenaspecten van methanol besproken. In deze paragraaf noemen we een viertal aspecten die relevant zijn, maar nog onderbelicht zijn gebleven.

Ten eerste ontstaat bij de verbranding van methanol NO_x. In vergelijking met een gewone dieselmotor stoot een schip dat momenteel al vaart op methanol 60% minder NO_x uit dan een vergelijkbaar schip op diesel. Daarnaast zijn er 99% minder uitstoot van SO_x en 90% minder van fijnstof (Wartsila, 2021). In theorie zou de uitstoot van SO_x en fijnstof helemaal geëlimineerd moeten kunnen worden als er geen diesel meer gebruikt wordt als aansteekbrandstof (Hobson en Márquez, 2018). Ook de uitstoot van NO_x kan voorkomen worden als methanol niet meer wordt gebruikt in een verbrandingsmotor maar in een brandstofcel (McKinlay et al., 2021). Deze technologie heeft echter nog wel een lage TRL en nemen we niet mee in deze studie.

Ten tweede zijn methanoldampen toxisch en hebben ze een explosierisico. Door het lage kookpunt van methanol komen er snel methanoldampen vrij (McKinlay et al., 2021). Methanoldampen zijn even toxisch als dampen van de huidige vloeibare transportbrandstoffen, maar hebben wel als voordeel dat ze niet kankerverwekkend zijn (IEA, 2019b). Mensen die werken met methanol of methanol tanken moeten beschermende kleding aan, zoals handschoenen en dichte schoenen, en een beschermingsbril op (Lieshout et al., 2020). Daarnaast moeten er extra veiligheidseisen worden getroffen aan boord van een schip dat op methanol vaart. Hierbij moet gedacht worden aan detectie van methanol zodra er een lek is en extra ventilatie om te voorkomen dat methanoldampen zich opbouwen. Verder moeten de brandblusmethodes en beschermende kleding aangepast worden aangezien deze momenteel niet geschikt zijn voor methanolbranden (Lieshout et al., 2020).

Als laatste is het van belang om op te merken dat synfuels worden gezien als mogelijke oplossing om pieken in elektriciteitsaanbod op te vangen. Het is echter onduidelijk in welke mate methanolsynthese hiervoor geschikt is. Zo noemen Clausen et al. (2010) methanolsynthese als zeer geschikt hiervoor, terwijl Nieminen et al. (2019) benadrukken dat het methanolsyntheseprocess continu moet opereren en dat waterstofopslag nodig is. Ook Rivarolo et al. (2016) wijzen erop dat een onzekere elektriciteitsvoorziening kan zorgen voor thermische stress in de methanolsynthesereactor. Desondanks gaat deze laatste studie wel uit van een operationele duur van slechts 3000 uur per jaar door de beperkte beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit (Rivarolo et al., 2016). Dit is een stuk lager dan de capaciteitsfactor van 80% (oftewel 7008 uur per jaar) die wij aangenomen hebben. Met minder operationele uren stijgen de methanolkosten. Met een operationele draaitijd van 3000 uur in plaats van 7008 uur per jaar schatten wij dat de kosten van methanolsynthese 2,5 €/GJ hoger worden.

4.6 Totaalrendement van synthetische brandstoffen

In deze paragraaf vergelijken we het totaalrendement van een zeeschip dat op ammoniak, methanol of FT-synfuels vaart. Een overzicht hiervan staat in Tabel 4.8. Aangezien bij zeevaartschepen geen distributie van de brandstoffen nodig is, nemen we dit niet mee bij in de ketenefficiëntie. We nemen aan dat het rendement van een zeeschip bij al deze drie brandstoffen 45% is (zie ook bijlage B Efficiëntie). De WTT-range voor FT-synfuels en methanol komt door de hogere energieconsumptie van CO₂ afvang uit de lucht in vergelijking met CO₂ afvang bij puntbronnen, waarbij de laagste efficiëntie is een proces gebaseerd op CO₂ afvang uit de lucht en de hoogste voor CO₂ afvang bij puntbronnen. De totale ketenefficiëntie van synfuels is tussen de 15% en 18%.

Tabel 4.8 Ketenefficiëntie op WTT- en TTW-basis van NH₃, FT-synfuels en methanol op basis van CO₂ en H₂

Synfuel	WTT	TTW	Totaal ICE
1: ammoniak	43%	ICE: 40-45%	18%
2: FT-synfuels	38%-42%		16%-18%
3: methanol	40%-45%		17%-19%

5 Biofuels

Hoofdpunten

De productieprocessen voor Fischer-Tropsch (FT)-biofuels en cellulose-ethanol op basis van fermentatie zijn zeer energie-intensief. Dit heeft gevolgen voor de algemene prestaties van de ketens, aangezien de productiestap de meest energie-intensieve van beide waardeketens is.

- *FT-biofuels*. De productie van FT-biofuels uit biomassa kent met een energie-efficiëntie van tussen de 45% en 73% aanzienlijke verliezen, onder andere omdat een deel van het koolstofgehalte in de biomassa vrijkomt in de vorm van CO₂.
- *Cellulose-ethanol*. Het cellulose-ethanolproces heeft een gemiddelde efficiëntie van 30% op energiebasis. Dat de efficiëntie zo laag is, is vooral te wijten aan de geringe terugwinning en omzetting van suikers uit hemicellulose en aan het feit dat een belangrijk deel van het koolstofgehalte van de biomassa vrijkomt in de vorm van CO₂ tijdens de fermentatiefase. Het rendement kan oplopen tot 40%. De terugwinning van stromen zoals lignine en de valorisatie ervan is essentieel om de algemene prestaties van het systeem te verbeteren.

Voor zowel FT-biofuels als ethanol zijn er nog veel onzekerheden over de omzettingsefficiëntie en de beschikbaarheid van biomassa. Hierdoor is het onzeker wat de kostprijs voor deze brandstoffen zal zijn, zeker ook aangezien de biomassa in de meeste gevallen de dominante kostenfactor is.

- FT-biofuels. De kostprijs van de grondstoffen is een van de belangrijkste factoren in de kosten van FT-biofuels uit biomassa. Wanneer goedkope afvalgrondstoffen worden gebruikt, kunnen FT-biofuels zelfs concurrerend worden met conventionele brandstoffen zodra door verdere innovatie een beter rendement wordt bereikt.
- Cellulose-ethanol. Bij de huidige productie van cellulose-ethanol zijn belangrijke technologische en economische uitdagingen voor een grootschalige implementatie aan het licht gekomen. Zo zijn de kosten voor cellulose-ethanol hoger door een relatief lage efficiëntie en zijn er logistieke uitdagingen bij de opschaling van de inzet van biomassa. Veel projecten zijn onder meer hierdoor niet van start gegaan of liggen stil, wat de invoering van de technologie aanzienlijk heeft vertraagd. Verbeteringen om de kosten te drukken zijn zeer belangrijk om cellulose-ethanol prijsconcurrerend te maken.

Voor het gebruik van FT-biofuels is (theoretisch) geen verandering in het wagenpark nodig. Voor ethanol als pure brandstof of in hoge blend-ratio's zouden daarentegen drastische veranderingen in automotoren, en dus aanpassing van het wagenpark, nodig kunnen zijn. Momenteel wordt 10% ethanol gemengd met benzine (E10). Met beperkte motortechnische aanpassingen kan dit aandeel vrij eenvoudig opgevoerd worden naar 85% of eventueel zelfs 100%.

Wat transport en opslag betreft, kunnen FT-biofuels en ethanol sterk profiteren van reeds bestaande infrastructuur. FT-biofuels zijn drop-in fuels en hebben vergelijkbare eigenschappen als fossiele brandstoffen en de huidige vervoerswijzen voor transport, distributie en opslag kunnen worden overgenomen. In het geval van ethanol is de infrastructuur voor transport en opslag al tientallen jaren beschikbaar, aangezien (conventionele) ethanol op basis van gewassen volwassen is. Wel zijn er aanpassingen en daarmee investeringen nodig voor distributie naar de pomp.

De belangrijkste knelpunten in de ketens voor FT-biofuels en cellulose-ethanol hebben vooral te maken met de levering van biomassa en de omzettingsefficiëntie van de processen. De technologieën bevinden zich nog in een precommerciële fase, of, in geval van reeds gerealiseerde commerciële fabrieken, in een inactieve modus. Toekomstige verbeteringen worden verwacht.

5.1 Inleiding

Biobrandstoffen worden van oudsher geproduceerd uit olie- en zetmeelrijke gewassen. Dit soort biobrandstoffen wordt aangeduid als eerste generatie of conventionele biobrandstoffen. Ondanks het "kortcyclische"⁹⁹ karakter van de koolstof in de biobrandstoffen zelf, zijn veel van deze biobrandstoffen over hun hele keten van grondstof tot gebruik verre van CO₂-neutraal. Zo kan het zijn dat er in de productieketen gebruik gemaakt wordt van fossiele energie en komen er broeikasemissies vrij tijdens de teelt en als gevolg van veranderingen in landgebruik.

De Renewable Energy Directive II (RED II)¹⁰⁰ reguleert de toepassing van biobrandstoffen in de transportsector (wegtransport, mobiele werktuigen en in de nabije toekomst binnenvaart) in de EU. Het Europese doel voor 2030 is om een aandeel van 14% duurzame energiedragers binnen het finaal energiegebruik in de transportsector te realiseren. Onder duurzame energiedragers vallen behalve biobrandstoffen bijvoorbeeld ook elektriciteit. De doelen voor duurzame energiedragers van lidstaten kunnen hiervan afwijken. Nederland stelt zich ten doel om een aandeel hernieuwbare energie van 28% te realiseren in 2030.¹⁰¹

Behalve het overall-doel voor hernieuwbare energie zijn er ook (sub)doelen geïmplementeerd. Het in RED II geïntroduceerde subdoel voor geavanceerde biobrandstoffen moet ervoor zorgen dat biobrandstoffen uit afval- en reststromen een hoger aandeel innemen binnen de biobrandstoffen. Volgens RED II moet de afzet van geavanceerde biobrandstoffen in transport (Annex IX A) groeien tot een minimum van 7% in 2030 (zie figuur 5.1). Het aandeel van conventionele biobrandstoffen en biobrandstoffen op basis van gebruikt frituurvet (used cooking oil, UCO) en tall-olie (Annex IX B) wordt in 2030 juist gelimiteerd tot het maximale niveau van 2020, respectievelijk 1,4% en 10%; zie tabel 5.1.

Tabel 5.1 RED II-doelen 2030 voor de transportsector op basis van implementatie in Nederland inclusief dubbeltellingen

Categorie	Type/feedstock	Energie-aandeel
Anders	Elektriciteit, H ₂ , RFNBO	
Annex IX A	Biobrandstoffen van Part A feedstocks	Minimaal 7%
Annex IX B	Biobrandstoffen van UCO en tall-olie	Maximaal 10%
Conventioneel	Biobrandstoffen van voedselgewassen	Maximaal 1,4%

RNFBO: Renewable Fuel of Non-Biological Origin. Bijvoorbeeld e-fuels. UCO: used cooking oil.

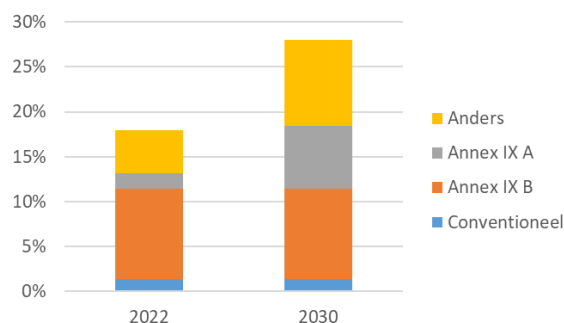
Het energielandschap van hernieuwbare brandstoffen in mobiliteit zal hierdoor de komende jaren sterk veranderen. Ook heeft RED II een directe impact op de afzet van conventionele en Annex IX B biobrandstoffen (vooral bio-nafta, HVO, FAME en ethanol). Deze brandstoffen worden voornamelijk gemaakt van gebruikt frituurvet

⁹⁹ Kort-cyclisch wil zeggen dat de koolstof recent door planten uit de lucht is opgenomen.

¹⁰⁰ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/nl/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001>

¹⁰¹ <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/algemeen-hernieuwbare-energie-voor-vervoer>

en zijn nu nog samen verantwoordelijk voor ruim 90% van alle biobrandstoffen in 2020.¹⁰²



Figuur 5.1 Aandelen in hernieuwbare energie gebaseerd op RED II-doelen voor Nederland (inclusief dubbeltellingen)

5.1.1 Biochemische en thermochemische routes

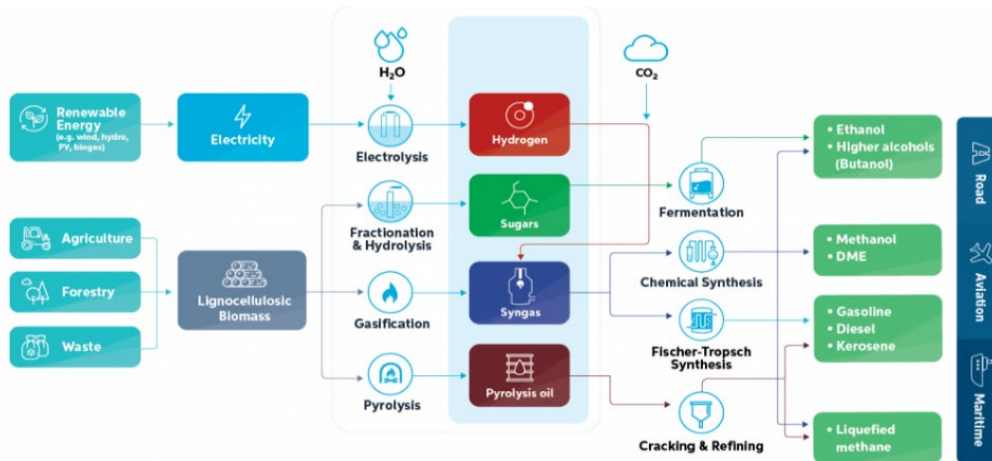
Voor de productie van biobrandstoffen uit afval- en reststromen zijn enkele conversie- en synthesesroutes geschikt. Deze zijn grofweg samen te vatten in twee groepen:

- **Biochemische routes.** Deze vormen ligno-cellulose (houtachtige) grondstoffen om naar met name vloeibare biobrandstoffen, zoals ethanol. In de praktijk gaat het om processen als chemische hydrolyse en alcoholische fermentatie.
- **Thermochemische routes.** Deze vormen grondstoffen om naar biogas (biomethaan/CNG/LNG), biocrude, benzine, diesel of kerosine. In de praktijk gaat het om processen als vergassing en pyrolyse. In vergelijking met de biochemische routes heeft de productie van biobrandstoffen via thermochemische routes over het algemeen een lager technology-readiness-level (TRL).

Een overzicht van deze conversie- en synthesesroutes is weergegeven in figuur 5.2. Voor een verdere beschrijving van de hier getoonde processen: zie bijlage F Verdieping biofuels.

In figuur 5.2 valt op dat biobrandstoffen vergelijkbare synthesesstappen kunnen doorlopen als synthetische (P2X) brandstoffen. Dergelijke synthetische brandstoffen worden geproduceerd op basis van een omzetting van elektriciteit naar koolwaterstof via een tussenstap naar waterstof (uit elektrolyse) en toevoeging van CO₂ uit bijvoorbeeld rookgassen (CCU) of uit de lucht (DAC). Deze koolwaterstoffen kunnen vervolgens omgezet worden naar Fischer-Tropsch (FT-)vloeistoffen, maar ook naar methaan; zie de bovenste processtroom in figuur 5.2. Biobrandstoffen worden gemaakt uit lignocellulose (houtige) biomassa. In beide gevallen is het tussenproduct syngas dat middels FT-synthese omgevormd wordt tot diesel of andere producten.

¹⁰² Inclusief dubbeltellingen, zie: [Rapportage Energie voor Vervoer in Nederland 2020 | Publicatie | Nederlandse Emissieautoriteit](#)



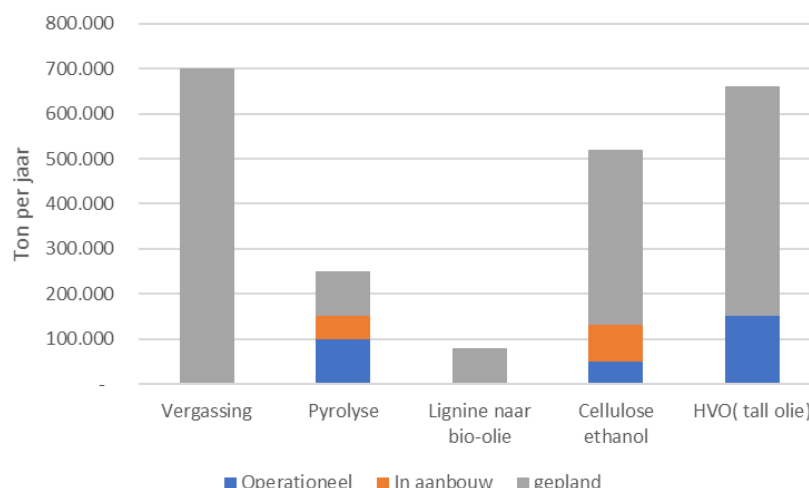
Figuur 5.2 Conversie- en syntheseroutes voor bio- en synthetische brandstoffen

Bron: (AdvanceFuel, 2020)

De productiecapaciteit van de conversieroutes voor geavanceerde biobrandstoffen is vandaag nog klein, maar groeit naar verwachting de komende jaren sterk. Figuur 5.3 geeft een overzicht van de huidige en de geplande productiecapaciteit van geavanceerde biobrandstoffen in Europa, ofwel de Annex IX A biobrandstoffen.

Uit figuur 5.3 blijkt dat de huidige productiecapaciteit in Europa circa 300.000 ton/jaar bedraagt. Als alle in Europa geplande faciliteiten daadwerkelijk worden gerealiseerd, zal de productiecapaciteit uitgroeien tot meer dan 2 megaton per jaar omstreeks 2024, een toename met bijna een factor 7. De totale productiecapaciteit is niet alleen bedoeld voor de sector transport. De verwachting is dat sommige biobrandstoffen zoals synthetische diesel alleen in de transportsector zullen worden toegepast, terwijl andere biobrandstoffen, zoals ethanol of biogas, ook in andere sectoren ingezet kunnen worden. Zo kan ethanol in de chemische industrie worden ingezet als grondstof en biogas in de energiesector als vervanger van "Gronings gas".

De mate waarin biobrandstoffen in de toekomst worden ingezet en er concurrentie optreedt tussen verschillende sectoren is erg onzeker. Het is ook mogelijk dat er concurrentie voor de grondstof van biobrandstoffen ontstaat (door vraag vanuit productie van bio-based materialen), waardoor het aanbod van biobrandstoffen gelimiteerd kan worden.



Figuur 5.3 Overzicht van de huidige en geplande productiecapaciteit van geavanceerde biobrandstoffen in Europa

Bron: (ETIP-Bioenergy, 2020)

5.1.2 Biobrandstofroutes binnen de scope van dit onderzoek

In het licht van deze studie richten we ons alleen op geavanceerde biobrandstoffen, ofwel de biobrandstoffen uit Annex IX A van RED II.

Tot de geavanceerde biobrandstoffen behoren onder andere brandstoffen uit algen, houtachtige biomassa, mest en diverse reststromen (bijvoorbeeld industrieel, huishoudelijk afval en rioolslib). De volledige lijst van feedstocks uit RED II Annex IX Part A staat in de bovenste helft van figuur 5.4 hieronder.

Annex IX	
Part A ("Advanced") targets: at least 0,2% in 2022, 1% in 2025 and 3,5% in 2030	
<ul style="list-style-type: none"> Algae if cultivated on land in ponds or photobioreactors Biomass fraction of mixed municipal waste but not separated household waste subject to recycling targets Bio-waste as defined in Article 3(4) of Directive 2008/98/EC from private households subject to separate collection Biomass fraction of industrial waste not fit for use in the food/feed chain, including material from retail/wholesale and the agro-food and fish and aquaculture industry, excluding feedstocks listed in part B. Straw Animal manure and sewage sludge Palm oil mill effluent and empty palm fruit bunches Tall oil pitch 	<ul style="list-style-type: none"> Crude glycerin Bagasse Grape marcs and wine lees Nut shells Husks Cobs cleaned of kernels of corn Biomass fraction of wastes and residues from forestry and forest-based industries, i.e. bark, branches, pre-commercial thinnings, leaves, needles, tree tops, saw dust, cutter shavings, black liquor, brown liquor, fiber sludge, lignin and tall oil Other non-food cellulosic material Other ligno-cellulosic material [...] except saw logs and veneer logs
Part B (not considered as "advanced") capped to 1,7 % but exemption possible	
<ul style="list-style-type: none"> Used Cooking Oil (UCO) 	<ul style="list-style-type: none"> Animal fats classified as categories 1 and 2 in accordance with Regulation (EC) No 1069/2009

Figuur 5.4 Biobrandstoffen in RED II annex IX part A (boven) en part B (onder)

De doelen in de figuur zijn Europese doelen, lidstaten kunnen hiervan afwijken.

Daarbij kiezen we voor de opties die het meest relevant zijn voor toekomstige uitbreiding van de inzet van biobrandstoffen. De verwachting is dat in de toekomst (2040/2050) vooral wordt ingezet op biomassa van houtachtige oorsprong.

Voor de verwerking van deze biomassa van houtachtige oorsprong kiezen we zowel een biochemische als een thermochemische route, beide met een hoog Technology Readiness Level (TRL).

- Bij de **biochemische** route gaat het om productie van ethanol op basis van hydrolyse en fermentatie bij een TRL van 8 (JRC, 2020). Ethanol dient vooral als benzinevervanger.

- Bij de **thermochemische** route gaat het om productie van Fischer Tropsch (FT)-vloeistoffen bij een TRL van 8-9 (JRC 2020). De vloeistoffen betreffen benzine, diesel en kerosine. Er is geen verschil in het FT-proces voor deze vloeistoffen waardoor deze samen behandeld worden.

HVO uit tall-olie, dat in figuur 5.3 een groot aandeel heeft in de verwachte toekomstige productiecapaciteit, wordt in de rest van dit hoofdstuk niet verder behandeld. Tall-olie is een restproduct uit de papierindustrie. Vanuit gebruikers- en duurzaamheidsperspectief is HVO uit tall-olie een alternatief voor FT-diesel uit biomassa. HVO uit tall-olie valt net als FT-diesel onder de EN15940-regulering, wat betekent dat beide producten in hoge mate vergelijkbaar zijn.

Praktische toepasbaarheid

Voor het gebruik van FT-vloeistoffen is in theorie geen aanpassing aan de motor vereist. Voor ethanol en andere brandstoffen daarentegen geldt dat veranderingen in automotoren en dus aanpassingen van het wagenpark nodig kunnen zijn om toegepast te kunnen worden. Momenteel wordt 10% ethanol gemengd met benzine (E10). Met beperkte motortechnische aanpassingen kan dit aandeel vrij eenvoudig opgevoerd worden naar 85% of eventueel zelfs 100%.

5.2 Grondstoffen

Geavanceerde biobrandstoffen kunnen worden gemaakt uit afvalstoffen en residuen uit energiegewassen. De afvalstoffen en residuen kunnen in vier afzonderlijke categorieën worden ingedeeld. Deze categorieën zijn:

- Afvalstoffen, dit zijn materialen zonder enig ander nuttig doel, die in het algemeen moeten worden behandeld om te worden verwijderd.
- Verwerkingsresiduen en bijproducten die deel uitmaken van een industrieel proces en op een bepaalde plaats beschikbaar zijn.
- Lokaal inzamelbare residuen die afkomstig zijn van oogstactiviteiten maar over het algemeen verspreid zijn.
- Internationaal verhandelde grondstoffen zoals houtpellets.

Naast afval en residuen als grondstof voor geavanceerde brandstoffen kunnen ook energiegewassen als grondstof worden gebruikt als deze onderdeel zijn van een rotatieschema of door middel van lage intensiteitsteelt op marginale gronden of op gronden die aan strenge duurzaamheidscriteria voldoen (Saddler et al., 2020).

5.2.1 Beschikbaarheid van grondstoffen

Wat de beschikbaarheid van biomassa betreft, hebben verschillende studies een raming gemaakt van het potentiële aanbod van biomassa als grondstof voor het gebruik van bio-energie. De ramingen lopen sterk uiteen qua orde van grootte, en zijn sterk afhankelijk van een aantal gemaakte veronderstellingen. De grootste onzekerheden in de ramingen vloeien voort uit de vraag welk aandeel van de residuen economisch kan worden gebruikt, terwijl tevens aan de duurzaamheidseisen wordt voldaan. Ook de ramingen van de hoeveelheid land, die voor energiegewassen kan worden gebruikt, kunnen sterk uiteenlopen gezien de grote onzekerheid over de toekomstige vraag naar voedsel. Het International Energy Agency (IEA) heeft op basis van een selectie van studies een schatting gemaakt van de potentiële beschikbaarheid op lange termijn van biomassa voor bio-energie op wereldschaal (Saddler et al., 2020). Tabel 5.2 geeft een samenvatting van de belangrijkste resultaten inzake de potentiële beschikbaarheid van biomassa voor bio-energie in de wereld in 2060. Belangrijk hierbij is om op te merken dat de gebruikte bron een redelijke bandbreedte aangeeft gegeven de uiteenlopende ramingen.

Tabel 5.2 **Overzicht van de wereldwijde beschikbaarheid van biomassa tot 2060**

Grondstofftype	Duurzaamheidsvoorwaarden	Verwachte beschikbaarheid (EJ)¹⁰³ in 2060
Huishoudelijk afval	Rekening houdend met de hiërarchie inzake afvalbeheer, waarin de voorkeur uitgaat naar afvalpreventie en minimalisering en recycling, en evolutie van afvalbeheersystemen in economieën naarmate deze zich ontwikkelen	10-15
Agrarisch afval, residuen en verwerkingsresiduen van hout- en agro-industrie	Met inachtneming van de noodzaak om een deel van de beschikbare hulpbronnen voor diervoeder te reserveren en voldoende residuen op het veld achter te laten voor bodembescherming, en in overeenstemming met andere vormen van gebruik.	46-95
Restproducten van de houtoogst	Gebruikt in de context van een duurzaam bosbouwplan, dat ten volle rekening houdt met koolstofaspecten en waarbij andere kenmerken om het bos in stand te houden volledig in aanmerking zijn genomen met inbegrip van biodiversiteit.	15-30
Landbouw	Geproduceerd op land op een manier die de beschikbaarheid van voedsel niet bedreigt en waarvan het gebruik leidt tot lage emissies door veranderingen in landgebruik, en met een positieve beoordeling voor andere duurzaamheidsindicatoren zoals biodiversiteit en beschikbaarheid en kwaliteit van water.	60-100
TOTAAL		131 - 240

Bron: (Saddler et al., 2020)

De wereldwijde potentiële beschikbaarheid van biomassa¹⁰⁴ in 2060 ligt volgens Saddler et al. (2020) tussen 130 en 240 EJ per jaar. Dit is meer dan de huidige energiebehoefte van de transportsector, volgens IEA circa 2500 MToe (ofwel 105 EJ).

5.2.2 *Kosten van grondstoffen*

Tabel 5.3 geeft een overzicht van de typische kosten van grondstoffen, in een andere paragraaf worden de kosten van het uiteindelijke biomassaproduct gespecificeerd. De gegeven kosten zijn huidige kosten, als er in de toekomst een markt ontstaat voor deze grondstoffen kunnen de kosten toenemen.

- Verwerkingsresiduen kunnen tegen geen of lage kosten worden verzameld indien zij geen verder nut hebben. Lage kosten worden toegeschreven aan het feit dat de verwerkingsbedrijven de grondstoffen al hebben verwerkt en de verwerkingskosten worden toegeschreven aan het hoofdproduct van het proces. In sommige gevallen kan een toenemend gebruik van deze residuen echter hogere kosten met zich meebrengen als gevolg van een toenemende vraag.
- Verzamelbare residuen liggen vaak verspreid over velden en die moeten worden verzameld en vervoerd naar een centraal punt voor omzetting in bio-energie.

¹⁰³ 1 EJ is ongeveer 278 TWh ofwel 25 miljoen ton olie (TOE – tons of oil equivalent).

¹⁰⁴ Dit kan voor zowel bioenergy als biomaterialen ingezet worden

Dit vormt logistieke belemmeringen die uiteindelijk van invloed zijn op de kosten van deze residuen.

- Internationaal verhandelde biomassa wordt verdicht om het volume te beperken, tegelijkertijd stijgen hierdoor de kosten. Verdichte biomassa is geschikt voor lange-afstandstransport naar grote conversiefabrieken. De kosten voor verdichte biomassa zijn hoger dan voor residuen (Saddler et al., 2020).

Tabel 5.3 Typische biomassakosten voor geavanceerde brandstoffen

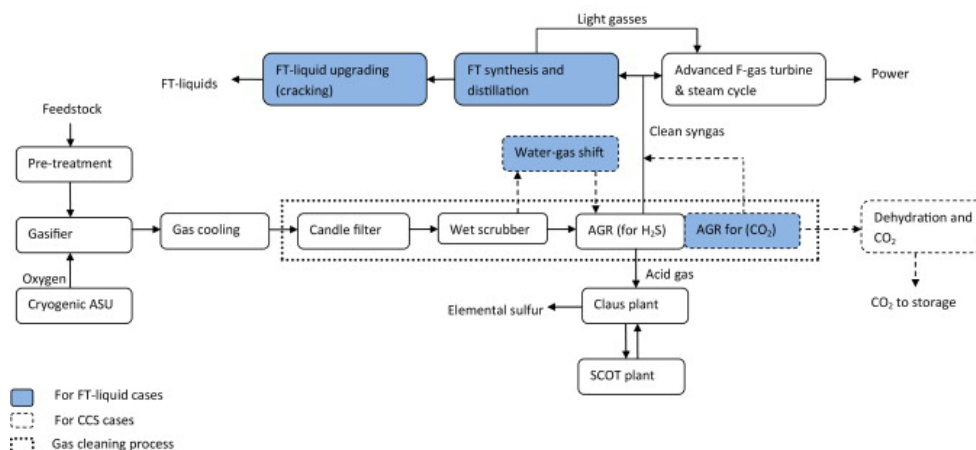
Type grondstof	Typische kosten/prijs (€/GJ)
Verwerkingsresiduen	0 – 4
Verzamelbare residuen	4 – 8
Internationaal verhandelde vaste biomassa	8 – 13

Bron: Saddler et al., 2020

5.3 Productie

5.3.1 Productieproces FT-biofuels

In het kort werkt het Fischer-Tropsch (FT) proces toegepast op biomassa als volgt. De biomassa wordt naar een vergasser gebracht waar de biomassa onder invloed van hoge temperatuur (1500°C) uit elkaar valt in syngas dat bestaat uit voornamelijk CO, CO₂, H₂ en H₂O. De benodigde hoge temperatuur wordt bereikt door een deel van de biomassa te verbranden. Deze verbranding gebeurt met pure zuurstof om zo het syngas niet te vervuilen met stikstof (zie figuur 5.5).



Figuur 5.5 Overzicht van het productieproces van Fischer-Tropsch-brandstoffen

Bron: Knoope et al., 2013

Het gevormde syngas bevat onzuiverheden zoals halogenen, vaste deeltjes en zwavelcomponenten. Deze moeten worden verwijderd met filters, scrubbers en oplosmiddelen. Nadat het syngas is schoongemaakt kan de ratio CO:H₂ worden aangepast door middel van stoomtoevoer en de 'water-gas shift' reactie: $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ ($\Delta H^\circ_{298\text{K}} = -41,2 \text{ kJ/mol}$). De optimale CO:H₂ ratio voor FT-vloeistoffen ligt tussen de 0,6 en 2,0 (en voor methanol is het 1,3-1,4).

Vervolgens wordt het mengsel naar een FT-reactor gebracht, waar het onder invloed van een katalysator reageert tot lineaire koolwaterstoffen. Uit de FT-reactor komen koolwaterstofketens van uiteenlopende lengte. De precieze samenstelling hangt af van verschillende factoren zoals de katalysator die gebruikt wordt (ijzer of kobalt), de samenstelling van het syngas (meer waterstof levert meer korte koolwaterstofketens op) en de temperatuur en druk waaronder het proces plaatsvindt. De langere koolwaterstofketens kunnen worden gekraakt, om zo

kortere (waardevollere) koolwaterstofketens te krijgen, of worden in een andere industrie gebruikt.

Capaciteit en ruimtelijke overwegingen

Er zijn verschillende commerciële FT-fabrieken, waarvan de meeste kolen, aardgas of biomassa als input gebruiken. Voor zover bekend staat de grootste biomassa FT-plant in Zweden, deze heeft een input van 600 ton biomassa per dag en een maximale dagelijkse output van 300 ton methanol en 15 MW elektriciteit (NETL, 2020). Het is onduidelijk of dit een commerciële fabriek is.

Een van de grootste productiefaciliteiten is de Yinchuan fabriek die 100.000 vaten per dag oftewel 4 Mt per jaar vloeibare FT-brandstoffen produceert van steenkool (ICSC, 2017). Deze fabriek bestaat uit 28 vergassers, 12 units die zuurstof produceren, 4 schoonmaakstraten en 3 units om brandstoffen te maken. De capaciteit van 1 vergasser is gelimiteerd omdat de warmteoverdracht cruciaal is om de brandstof om te zetten in syngas. Echter, zoals de Yinchuan productiefaciliteit aantoont, kunnen er wel meerdere vergassers parallel worden geplaatst. De Yinchuan fabriek beslaat in totaal een gebied van 560 hectare (dit is inclusief een waterbehandelingsinstallatie en een elektriciteitscentrale). Dit lijkt redelijk vergelijkbaar te zijn met een olieraffinaderij met dezelfde output. Het ruimtebeslag van een FT-productiefaciliteit is daarmee per eenheid output niet groter dan van een raffinaderij.

De grootste FT-fabriek is qua capaciteit tien keer kleiner dan de grootste olieraffinaderij, die ruim 1 miljoen vaten per dag (bbl/d) vloeibare brandstoffen produceert. Ook de Nederlandse raffinaderij in Pernis heeft een capaciteit die vier keer zo groot is (416.000 bbl/d) als de grootste commerciële FT-fabriek. In de toekomst kan de capaciteit van FT-fabrieken mogelijk verder worden vergroot. De vraag is wel of dit wenselijk is, gegeven dat er ook veel biomassa-input nodig is. Als er wordt uitgaan van een biomassa FT-plant van 100.000 bbl/d met een efficiëntie van 55%, dan is daar naar schatting dagelijks $1,1 \times 10^6$ GJ houtpellets voor nodig. Dit is equivalent aan circa 1500 vrachtwagens of 1 zeetanker per dag met houtpellets als we uitgaan van een energiewaarde van 10 GJ/m³.¹⁰⁵

Efficiëntie en kosten (exclusief biomassa-feedstock)

In de literatuur zijn verscheidene inschattingen van de efficiëntie van het FT-proces en de benodigde investeringen in de FT-installatie te vinden. Een overzicht hiervan staat in bijlage F Verdieping biofuels. Deze inschattingen zijn gebaseerd op de huidige state-of-the art (SOTA) van technologie. Het valt op dat de efficiëntie tussen de verschillende bronnen verschilt (45%-73%), met een mediaan van 60%. De efficiëntie wordt mede bepaald door het type grondstof dat wordt gebruikt, de mate van warmte-integratie die wordt toegepast, of de CO₂ wel of niet wordt opgeslagen en de mix van producten die uit het proces komt.

Op basis van de kostenrange in bijlage F komen we op gemiddelde kosten van het FT-proces van 15,5 €/GJ_{biobrandstof} met een grote bandbreedte (1,2-47 €/GJ_{biobrandstof}). Let op, dit is exclusief de kosten van de biomassa-feedstock.

Verbeterpotentieel

¹⁰⁵ Om deze berekening te maken, gaan we er van uit dat een vat olie een energiewaarde van 6,1 GJ heeft. Daarnaast nemen we aan dat een zeetanker circa 100.000 m³ kan vervoeren en een vrachtwagen 70 m³.

Er zijn nog niet zoveel FT-fabrieken wereldwijd doordat ze vaak nog niet commercieel aantrekkelijk zijn ten opzichte van brandstoffen gebaseerd op olie. Het aantal FT-fabrieken dat volledig draait op biomassa is nog een stuk lager. De FT-fabrieken die operationeel zijn, danken hun bestaansrecht veelal aan uitzonderlijke omstandigheden of zijn demonstratiefabrieken. Zo is de grote gas-to-liquids fabriek in Qatar voornamelijk gebouwd om iets nuttigs te doen met het gas dat omhoogkomt tijdens de olieproductie en omdat affakkelen niet meer mag. De bestaande coal-to-liquids plants in Zuid-Afrika stammen uit de tijd dat er geen olie meer werd geleverd aan Zuid-Afrika ten tijde van het apartheidsregime. Dit alles maakt dat de totale geïnstalleerde capaciteit laag is en er ruimte is voor kostenreductie door learning-by-doing. Echter, dit potentieel moet ook niet overschat worden, omdat veel van de deelttechnologieën ook gebruikt worden in chemische fabrieken, waardoor de technieken al redelijk uitontwikkeld zijn.

Volgens Zhou et al. (2018) zit het kostenverbeterpotentieel met name in de vergasser en de FT-synthese-unit. Ook de kosten van zuurstofproductie en CO₂-afvang kunnen dalen in de toekomst (Knoope et al., 2013). In 2050 dalen de kapitaalkosten van een FT-installatie met CCS naar verwachting met circa 10% en verbetert de efficiëntie met circa 5%-punt als er gekeken wordt naar de technologieverbeteringen per processtap (bottom-up approach). Met behulp van leercurves (top-down approach) dalen de kapitaalkosten naar verwachting sterker met 20-45% en neemt de efficiëntie toe met circa 0-7%-punt, afhankelijk van de aannames omtrent de ontwikkeling van de productiecapaciteit (Knoope et al., 2013). Met beide methodes dalen de kosten van de synthetische brandstoffen met ca. 30%.

5.3.2 *Productieproces cellulose-ethanol*

De tweede biobrandstofroute die we beschouwen is productie van ethanol uit lignocellulose-biomassa op basis van de biochemische route via hydrolyse en fermentatie. Deze ethanol van de tweede generatie presteert over het algemeen beter op het gebied van broeikasgasemissies dan ethanol van de eerste generatie (dus niet uit lignocellulose materiaal, maar uit gewassen die hoofdzakelijk suiker en zetmeel bevatten), zie Padella et al. (2019).

Technisch gezien is er geen verschil tussen ethanol uit lignocellulose en ethanol uit gewassen, alleen het productieproces van beide varianten verschilt. Het productieproces van ethanol uit lignocellulose bestaat uit meer stappen dan dat van ethanol uit gewassen. Deze stappen kunnen worden samengevat in vier hoofdstappen: voorbehandeling, hydrolyse, fermentatie en ethanolterugwinning.

Vier productiestappen voor cellulose-ethanol

1. **Voorbehandeling.** De voorbehandelingsfase is belangrijk om de structuur van de lignocellulose te wijzigen, zodat de cellulose beter beschikbaar is voor de hydrolysefase (Quintero et al., 2013). Er zijn verschillende technologieën voor de voorbehandelingsfase, maar de technologieën met stoomexplosie en verdund zuur worden het meest gebruikt in de industrie. In het algemeen wordt tijdens de voorbehandelingsfase de hemicellulosestructuur gehydrolyseerd tot suikers die later tijdens de fermentatiefase worden gebruikt voor de productie van ethanol.
2. **Hydrolyse.** De vaste fractie die overblijft na de voorbehandelingsfase is rijk aan cellulose en gaat vervolgens naar de hydrolysefase waar ze met behulp van enzymen wordt omgezet in C₆-suikers (Moncada et al., 2018; Wei et al., 2017).
3. **Fermentatie.** Zowel de suikers afkomstig van de voorbehandeling als die afkomstig van de hydrolyse worden gebruikt als substraat in de fermentatiefase. Fermentatie wordt over het algemeen uitgevoerd met gisten die zowel van hemicellulose als van cellulose afgeleide suikers kunnen verteren.

4. Ethanolterugwinning. De stroomafwaartse verwerking om ethanol uit de fermentatiebouillon terug te winnen is identiek aan die van ethanolproductieprocessen van de eerste generatie, waarbij een destillatietrein wordt gebruikt om water te verwijderen en de azeotropische concentratie van 95 wt% te bereiken, en later een reeks moleculaire zeven wordt gebruikt om ethanol te dehydrateren. Deze laatste stap is nodig omdat ethanol momenteel wordt gebruikt voor menging bij benzine, en motoren niet zijn ontworpen om water in het gebruikte brandstofmengsel toe te laten.

In installaties voor de productie van lignocellulose-ethanol wordt een fractie van de biomassa als nevenproduct verkregen, lignine genaamd. Momenteel is er geen significante markt voor dit nevenproduct en gezien het hoge energieverbruik van het lignocellulose-ethanolproces wordt lignine daarom gebruikt als brandstof in warmtekrachtinstallaties op het bedrijfsterrein die stoom en elektriciteit leveren voor het ethanolproces. Over het algemeen is er een overschot aan elektriciteit, dat aan het net wordt verkocht (Quintero et al., 2013; Wei et al., 2017).

Cellulose-ethanolabrieken op commerciële schaal

Wereldwijd zijn er verschillende ethanolabrieken op commerciële schaal. Vele daarvan zijn in bedrijf of worden opgestart om op volle schaal te draaien. Er zijn echter ook fabrieken die niet actief zijn of die in de wacht staan. Dit heeft doorgaans te maken met de kosteneffectiviteit ten opzichte van fossiele brandstofproductie.

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de productie van cellulose-ethanol in Europa. Wereldwijd zijn er slechts enkele fabrieken voor lignocellulose-ethanol operationeel, in Brazilië en de VS. De grootste operationele installatie bevindt zich in de VS, is eigendom van POET-DSM Advanced Biofuels en heeft een capaciteit van 75 kt per jaar. De twee operationele installaties in Brazilië zijn goed voor een capaciteit van 65 kt en 36 kt per jaar (E4tech, 2017; Padella et al., 2020).

Tabel 5.4 Overzicht van projecten op het gebied van cellulose-ethanol in Europa via hydrolyse gevolgd door fermentatie

Projecteigenaar	Land	Grondstof	Capaciteit (kt/j)	Status	Ingebruik-naam
Beta Renewables (verworven door Versalis) – IBP-Italian Bio Fuel	Italië	Lignocellulose gewassen	40	Momenteel inactief	2013
Beta Renewables - Energochemica	Slowakije	Landbouwresiduen	55	Momenteel inactief	2017
Maabjerg Energy Concept Consortium - Flagship Geïntegreerde bioraffinage	Denemarken	Plant droge materie	50	Momenteel inactief	2018
Clariant - Clariant Roemenië	Roemenië	Landbouwresiduen	50	Gebouwd	2020
St1 Biofuels Oy in samenwerking met North European Bio Tech Oy - Cellunolix®	Finland	Zaagsel en gerecycleerd hout	40	Gepland	2020
Enviral – Clariant Slovakia	Slowakije	Landbouwresiduen (tarwestro, maïsstengels)	50	Gepland	2021

Bron: (E4tech, 2017; Padella et al., 2020)

5.3.3

Efficiëntie

De eerste stap in de productie van cellulose-ethanol, de voorbehandeling, vergt veel energie en draagt in hoge mate bij aan de totale energiebehoefte van het productieproces (Wei et al., 2017).

Zoals hierboven besproken (zie tekstbox 'Vier productiestappen voor cellulose-ethanol') worden technologieën met stoomexplosie en verdund zuur het meest gebruikt in de industrie. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de efficiëntie van ethanolproductie voor op hout gebaseerde systemen die gebruik maken van respectievelijk stoomexplosie, verdund zuur en organosolv-technologieën. Hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen massa- en energie-efficiëntie.

- De **massa-efficiëntie** (ofwel biomassa-rendement) beschrijft de verhouding van de massa van het eindproduct en de massa van de ingaande grondstofstroom.
- De **energie-efficiëntie** beschrijft de verhouding van de energie-inhoud van het eindproduct tot de energie-inhoud van de grondstofstroom, inclusief energie die gebruikt wordt om het eindproduct te maken (ethanol heeft een verbrandingswaarde van LHV 26,7 MJ/kg).

De massa-efficiëntie voor ethanol op basis van houtachtige biomassa is direct gelinkt met energie-efficiëntie. In dit geval is massa-efficiëntie relevant omdat voor productie van ethanol relatief veel biomassa nodig is. Een belangrijk deel van de biomassa wordt omgezet in CO₂ en een belangrijk deel van de biomassa wordt niet omgezet. Op dit moment is het nog niet gebruikelijk de CO₂ af te vangen en op te slaan (CCS) op industriële schaal. Sporadisch komt het voor dat de CO₂ wordt afgevangen en verhandeld als grondstof door de hoge puurheid, en er zijn plannen dit op grotere schaal toe te passen. De niet omgezette biomassa wordt herbruikt als procesinput.

Tabel 5.5 Massa- en energie-efficiëntie van ethanolproductie met verschillende technologieën

	Massa-efficiëntie (%)	Biomassa LHV (MJ/kg)	Energie-efficiëntie (%)
Wet sugar beet (80 wt% moisture)*	8%	4,0	54%
Dry sugar beet (10 wt% moisture)*	30%	15,0	53%
Wood, dilute acid (10 wt% moisture)	21%	17,8	31%
Wood, steam explosion (10 wt% moisture)	19%	17,8	29%
Wood, organosolv (10 wt% moisture)	22%	17,8	32%

* De ethanolproductie van biomassa van suikerbiet is op basis van een vergistingsproces

Bron: gebaseerd op Uslu et al. (2021)

Voor de ethanolproductie valt over beide begrippen, massa-efficiëntie en biomassa-efficiëntie, het volgende op te merken:

- **Massa-efficiëntie (of biomassa-rendement).** Productie van ethanol uit houtachtige (lignocellulose-houdende) biomassa ('wood') heeft een lagere massa-efficiëntie dan ethanol uit suikerbieten ('sugar beet'); zie tabel 5.5. Dit geldt alleen voor droge suikerbieten met een laag vochtgehalte van ongeveer 10 wt%, niet voor natte suikerbieten met een hoog vochtgehalte van ongeveer 80 wt%. De massa-efficiëntie van houtachtige biomassa is ongeveer 20%, voor droge suikerbiet is dit 30%. Dit betekent dat voor productie van ethanol uit houtachtige biomassa ongeveer 30% meer biomassa nodig is dan voor productie uit droge suikerbieten. De massa-efficiëntie van ongeveer 20% van de productie uit lignocellulose betekent dat 20% van de biomassa wordt omgezet in ethanol. Nevenproducten van de ethanolproductie zijn voornamelijk CO₂ en lignine. Per

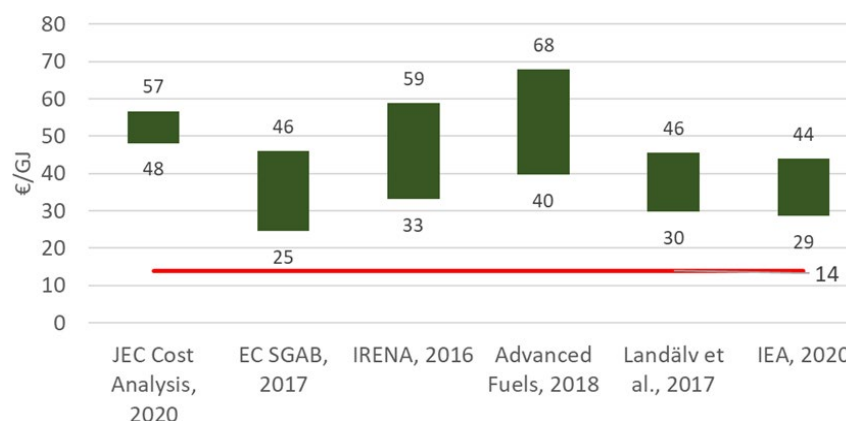
ton ethanol wordt ongeveer 1,1 ton CO₂ geproduceerd. Een fractie van de biomassa, voornamelijk lignine, wordt niet omgezet in het ethanolproductieproces. Deze fractie kan oplopen tot 40% van de massa van de biomassa (afhankelijk van het biomassatype).

- **Energie-efficiëntie:** Voor de productie van ethanol uit suikerbieten rapporteert het JRC (Prussi et al., 2020) een energie-efficiëntie van 53-54%. De energie-efficiëntie van ethanol uit lignocellulose (houtachtige biomassa) is lager, waarbij ongeveer 30% van de energie in de biomassa wordt omgezet in ethanol. Het nevenproduct lignine wordt niet meegerekend op de energiebalans. Vaak wordt het nevenproduct (her)gebruikt als procesinput voor de productie van stoom en elektriciteit. Hierbij zal de energie-efficiëntie van het proces doorgaans hoger liggen (Uslu et al., 2021). De geproduceerde stoom wordt geheel intern gebruikt, van de geproduceerde elektriciteit maar een fractie. Het overschot aan elektriciteit kan aan het net worden geleverd. In de praktijk is het overschot ongeveer 11-13 MJ elektriciteit per kg geproduceerde ethanol (Uslu et al., 2021).

5.3.4

Kosten (inclusief biomassa-feedstock)

Cellulose-ethanol is nog in ontwikkeling. Verschillende studies melden dat de productiekosten een beperkende factor voor de verdere ontwikkeling van cellulose-ethanol zijn. Met name de CAPEX en OPEX van de productie en de kosten van grondstoffen en enzymen zijn zeer onzeker (Padella et al., 2019). Verschillende studies presenteren daarom verschillende kostenranges, zie figuur 5.6.



Figuur 5.6 Bandbreedte van de productiekosten (inclusief feedstockkosten) van cellulose-ethanol

Bronnen: (Alberts, G.; Ayuso, M.; Bauen, A.; Boshell, F.; Chudziak, C.; Gebauer, J.P.; German, L.; Kaltschmitt and Natrass, L.; Ripken, 2016; EC, 2017; I et al., 2017; Papadokonstantakis, 2018; Prussi et al., 2020; Saddler et al., 2020). De kosten van fossiele brandstoffen (rode lijn) zijn geraamd op 0,45 €/l.

De investeringen in vaste activa (CAPEX) kunnen in het duurste segment oplopen tot de helft van de productiekosten van de ethanol. De andere helft bestaat voornamelijk uit de kosten van de grondstoffen, de biomassa. De kosten van deze biomassa hangen af van de toegankelijkheid (de moeite die het kost om te oogsten), de transport- en distributiekosten en het alternatieve gebruik van de biomassa (Padella et al., 2019). Volgens de Europese Commissie (EC, 2017) zijn de kosten voor ethanol in het beste geval 25 €/GJ (de ondergrens in figuur 5.6). Dit is 70% hoger dan de kosten voor fossiele brandstof. Verder suggereert de literatuur dat bij de productie van cellulose-ethanol kan worden geprofiteerd van het gebruik van reeds geproduceerde eerste generatie¹⁰⁶ ethanolactiva, en dat de CAPEX dus aanzienlijk kan worden verlaagd; zie verder onder 'Verbeterpotentieel'.

In deze studie hebben we de kosten van ethanolproductie gebaseerd op Papadokonstantakis (2018), die onderscheid maakt tussen een laag, middelhoog en hoog scenario, waarbij gevarieerd is met de CAPEX en de OPEX van enzymen. Dit levert een bandbreedte van 40-68 €/GJ voor de kosten van ethanolproductie, zie tabel 5.6.¹⁰⁷

Tabel 5.6 Kosten van de ethanolproductie, inclusief feedstock (biomassa)

Kenmerken	Laag CAPEX ^d	Gemiddeld CAPEX ^d	Hoog CAPEX ^d
Biomassa-input			
TJ/j	6720	6720	6720
kton/j	377	377	377
Ethanolproductie			
TJ/j ^a	2016	2016	2016
kton/j	76	76	76
ML/j	96	96	96
Kosten			
CAPEX - M€	173	265	487
OPEX biomassa ^b - €/GJ	19	19	19
OPEX enzymen - €/GJ	4	6	8
OPEX andere ^c - €/GJ	6	7	9
Totaal - €/GJ_{biobrandstof}	40	48	68

^a De omzettingsefficiëntie wordt geraamd op 30% (energie) op basis van tabel 5.5.

^b Biomassaprijs verondersteld als 5,5 €/GJ_{biomassa}, op basis van Papadokonstantakis (2018).

^c Verondersteld als 14% van de totale kosten op basis van Papadokonstantakis (2018).

^d Levensduur 20 jaar, verdisconteringsvoet 10%.

Bron: gebaseerd op Papadokonstantakis (2018) en bijgewerkt tot prijsniveau van 2020. Kosten zijn geharmoniseerd op basis van de prijsindex van het CBS.

5.3.5 *Verbeterpotentieel*

In het Advancefuel-project (AdvanceFuel, 2019) is een inschatting gemaakt van mogelijke CAPEX-kostenreducties van ethanol-productie-installaties als gevolg van leereffecten. Volgens deze bron kunnen toekomstige kostenreducties oplopen tot 10-25% voor reeds gerealiseerde installaties en tot 40-50% voor nieuwe installaties rond 2050.

Bij de productie van cellulose-ethanol zijn belangrijke uitdagingen voor opschaling aan het licht gekomen. Veel projecten zijn niet van start gegaan of staan stil, wat de invoering van de technologie aanzienlijk heeft vertraagd. Verbeteringen om de kosten te drukken zijn zeer belangrijk om de prijs van cellulose-ethanol op een niveau te brengen dat kan concurreren met de prijs van fossiele brandstoffen.

5.3.6 *Kostenoverzicht productie FT-vloeistoffen en cellulose-ethanol*

We rekenen in deze studie met de volgende bandbreedtes voor de productiekosten van FT-vloeistoffen en cellulose-ethanol, zie tabel 5.7. De kosten in deze tabel zijn inclusief de kosten van de biomassa-feedstock.¹⁰⁸ Voor aflevering aan de pomp komen hier nog de kosten voor transport, distributie, opslag en tanken bij; zie hiervoor paragraaf 5.4.

Ter vergelijking geeft figuur 5.7 een overzicht van de productiekosten van FT-vloeistoffen en cellulose-ethanol in vergelijking met andere geavanceerde

¹⁰⁷ De door deze auteur gebruikte kostprijs van 5,5 €/GJ_{biomassa} is hoger dan de kostenrange van 2,8 tot 4,2 €/GJ_{biomassa} in een studie van de IEA uit 2020 (IEA, 2020). Deze laatste kostenrange geeft een bandbreedte van 29 tot 44 €/GJ ethanol bij een gemiddelde CAPEX.

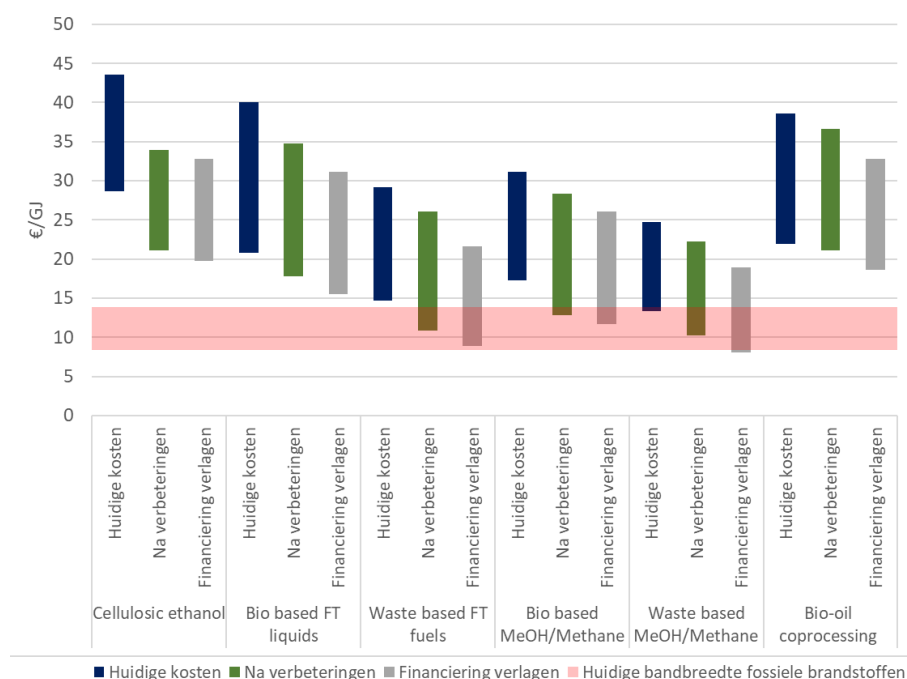
¹⁰⁸ Waarvoor we 5,5 €/GJ hebben gerekend op basis van Papadokonstantakis (2018).

brandstoffen, zoals methanol, en ook in vergelijking met de huidige prijzen van fossiele brandstoffen. Het overzicht is afkomstig van (Saddler et al., 2020).

Tabel 5.7 Bandbreedte van productiekosten, inclusief feedstock, van FT-vloeistoffen en cellulose-ethanol gebruikt in deze studie

€/GJ _{biobrandstof}	Midden	Laag	Hoog	Bron
FT-vloeistoffen	24	11	52	Installatiekosten: op basis van tabel F.1 in bijlage F; Feedstockkosten (biomassa: 5,5 €/GJ _{biomassa} op basis van Papadokonstantakis (2018)
Cellulose-ethanol	48	40	68	Tabel 5.6

Uit het overzicht van Saddler et al. blijkt dat van alle geavanceerde biobrandstoffen cellulose-ethanol het duurste is. Zelfs na verbeteringen en uitgaande van lagere CAPEX-financieringskosten¹⁰⁹ zijn hiervoor tot 50% hogere kosten geprojecteerd dan voor fossiele brandstoffen. FT-fuels kunnen op kosten alleen concurreren met fossiele brandstoffen indien afval als grondstof wordt gebruikt en er aanzienlijke procesverbeteringen worden doorgevoerd.



Figuur 5.7 Overzicht van de kosten van FT-vloeistoffen, cellulose-ethanol en diverse andere geavanceerde brandstoffen in vergelijking met de huidige prijzen van fossiele brandstoffen

Bron: (Saddler et al., 2020)

5.4 Transport, distributie en opslag

5.4.1 Transport FT-vloeistoffen

Over het algemeen geldt dat de transport- en distributiekosten een relatief klein onderdeel van de totale kosten zijn. De precieze transport- en distributiekosten zijn erg afhankelijk van verschillende factoren en de specifieke context.

Net als ethanol kunnen FT-vloeistoffen profiteren van reeds bestaande infrastructuur voor het transporteren van fossiele equivalenten. De rijpheid van deze infrastructuur

¹⁰⁹ Voor 'Huidige kosten' en 'Na verbetering' is uitgegaan van een rentevoet van 10% en een projectduur van 15 jaar. Bij 'Financiering verlagen' is uitgegaan van een rentevoet van 8% en een projectduur van 20 jaar. Dit is gedaan vanuit het idee dat als de technologie meer volwassen wordt de (technische) risico's ook zullen afnemen (Saddler et al., 2020).

kan een snelle penetratie van deze nieuwe transportbrandstoffen mogelijk maken. Diesel wordt over het algemeen vervoerd in schepen en tankers.

In het kader van de door TNO uitgevoerde Power-2-Fuel kostenanalyse (TNO, 2020) zijn de kosten van distributie van verschillende brandstoffen berekend in €/GJ brandstof. Hiervoor is in het betreffende rapport gebruik gemaakt van typische voer- en vaartuigen en inschattingen voor de kosten per dag. De hier getoonde kosteninschatting voor transport en distributie is dan ook met onzekerheid omgeven.

- Voor de distributie via wegtransport zijn de kosten berekend door te schatten hoeveel brandstof een typische tankwagen kan vervoeren (zie tabel 5.8).
- De berekende distributiekosten voor een afstand van 200 km staan in tabel 5.9.
- Voor de binnenvaart en de zeevaart worden de geraamde kosten gegeven in tabel 5.10 en tabel 5.11. Hierbij is ervan uitgegaan dat de brandstofdistributie gebeurt met bunkerschepen.

Tabel 5.8 Typische volumes en energie-inhoud van brandstof vervoerd door tankschepen

	Tanker truck		Ratio of tank trucks with diesel reference
	t	GJ	
FT-diesel	16	683	1

Bron: (TNO, 2020)

Tabel 5.9 Kentallen voor de distributie van verschillende brandstoffen voor het wegvervoer bij een afstand van 200 km

	FT-diesel
Tanker truck load [t]	16
Distance [km]	200
Truck transport [€/km]	1,1
Tank truck transport [€/kg]	0,026
Fuel station [€/kg]	0,04
Specific fuel energy [MJ/kg]	42,7
Transportation [€/GJ]	0,6
Fuel station [€/GJ]	0,9
Total [€/GJ]	1,6

Bron: (TNO, 2020)

Tabel 5.10 Kentallen voor de distributie van verschillende brandstoffen voor de binnenvaart uitgaande van distributie door bunkerschepen

	FT-diesel
Typical bunker quantity [t]	25
Typical bunker quantity [GJ]	1138
Bunker ship delivery [per day]	4
Bunker ship costs [€ per day]	2200
Distribution costs [€/t]	22
Distribution costs [€/GJ]	0,48

Bron: (TNO, 2020)

De kosten voor distributie per schip zijn geraamd door uit te gaan van een typisch vervoersvolume (in ton), de charterkosten voor het schip per dag inclusief de kosten voor de bemanning, afschrijving en brandstofkosten, en het aantal leveringen per dag. In de praktijk worden veel schepen gecharterd, waarbij de chartertarieven sterk variëren naar gelang vraag en aanbod en de prijzen van nutsvoorzieningen. Ter illustratie: de totale dagafzet van een bunkerschip voor de binnenvaart is 100 ton. Bij een tarief van 2200 €/dag zijn de distributiekosten 22 €/ton.

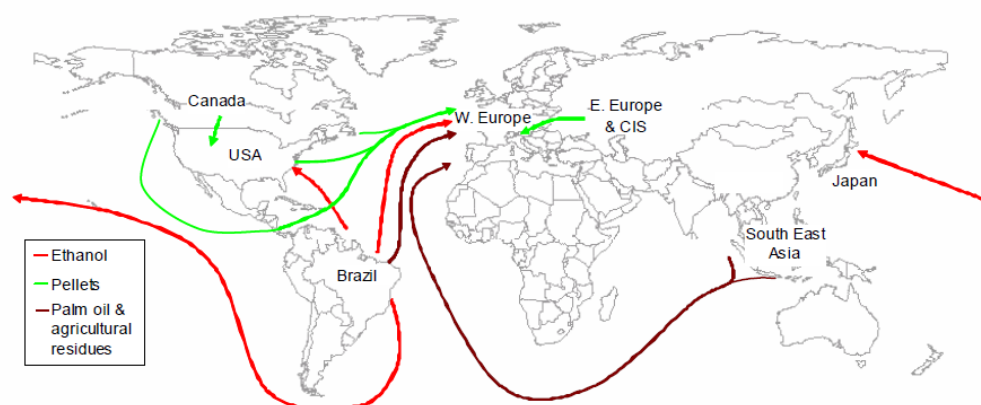
Tabel 5.11 Kentallen voor de distributie van verschillende brandstoffen voor de zeescheepvaart uitgaande van distributie door bunkerschepen

	FT-diesel
Typical bunker quantity [t]	500
Typical bunker quantity [GJ]	22750
Bunker ship delivery [per day]	3
Bunker ship costs [€ per day]	10000
Distribution costs [€/t]	7
Distribution costs [€/GJ]	0,15

Bron: (TNO, 2020)

5.4.2 Transport ethanol

Ethanol wordt momenteel typisch verscheept van Brazilië naar de VS, Europa en het Verre Oosten (zie figuur 5.8). Braziliaanse havens zijn typisch niet geschikt om grote tankschepen te beladen (beladingen tot 55.000 DWT worden gebruikt). Er zijn slechts twee terminals die grote ruwe-olietankers van het formaat Suezmax en VLCC ('Very Large Crude Carrier') kunnen toelaten. In dat geval varieert de capaciteit tussen 130.000 en 300.000 DWT. Het Nederlandse deel van de infrastructuur van de huidige handel in eerste generatie ethanol kan ook worden gebruikt om de tweede generatie ethanol te verhandelen. De huidige ethanolinfrastructuur bestaat al tientallen jaren, wat de handel in cellulose-ethanol ten goede zal komen, mocht die van de grond komen. De bestaande infrastructuur in bijvoorbeeld Brazilië blijft relevant als ook daar verder wordt overgeschakeld op ethanolproductie uit cellulose.

**Figuur 5.8** Wereldvervoer van biomassa en ethanol

Bron: (IEA, 2009)

Het vervoer van bio-ethanol brengt enkele risico's met zich mee voor de brandstofkwaliteit. Om de risico's te verkleinen worden extra maatregelen genomen. Ethanol is een 2-koolstof alcohol (C_2H_5-OH). Als gevolg van de OH-groep aan het eind van de keten is ethanol hydrofiel (wateraantrekkelijk). Dit heeft gevolgen voor de brandstofdistributie. Tankwagens kunnen bijvoorbeeld te maken krijgen met sedimenten die de brandstof verontreinigen: water dat in de brandstof oplost verslechtert de kwaliteit ervan. Bij het vervoer over water bestaat het risico van water- en zoutverontreiniging uit de omgeving. Ethanol moet daarom altijd vervoerd worden in tanks met een speciale coating, zoals fenol-epoxy of zinksilicaat.

De vervoerskosten van ethanol zijn goed bekend uit de VS en Brazilië, gezien de grote productiecapaciteit en kennis van de handel in ethanol over de hele wereld. Omdat vergelijkbare kostenindicaties voor vervoer in Europa niet beschikbaar zijn, zijn de kosten van verschillende vervoerswijzen in de VS en Brazilië als referentie

genomen. Deze kosten zijn erg afhankelijk van de specifieke situatie en moeten daarom als indicatief gezien worden. Tabel 5.12 bevat een overzicht van de vervoerskosten voor ethanol. De vervoerskosten zijn sterk afhankelijk van de bevrachtingstarieven, die sterk kunnen variëren. De kosten zijn geactualiseerd tot 2020 aan de hand van CBS-prijnsindexcijfers.¹¹⁰

Tabel 5.12 Overzicht van de transportkosten van ethanol

Vervoerwijze	Kosten €/GJ*	
	VS	Brazilië
Water (met inbegrip van zee- en rivierbinnenvaart)	0,4 - 1,2	0,5
Vrachtvervoer over korte afstand (minder dan 300 km)	0,4 - 0,8	
Vrachtvervoer over lange afstand (meer dan 300 km)	0,8 - 4,1	1,3
Spoor (meer dan 500 km)	0,8 - 2,0	0,8

* Ethanol heeft een calorische waarde van 22,8 MJ/l.

Bron: gebaseerd op (Rocha-Meneses et al., 2017) en bijgewerkt tot de waarden voor 2020

Voor transport via water liggen de transportkosten tussen €0,40 en €1,2 per GJ.

5.4.3 Opslag FT-vloeistoffen en ethanol

FT-brandstoffen hebben een chemische samenstelling die vergelijkbaar is met fossiele brandstoffen en kunnen worden gebruikt met de bestaande opslaginstructuur. Ook de ethanolinstructuur heeft zich de afgelopen decennia ontwikkeld en cellulose-ethanol kan daarvan profiteren. De studie van Cerny et al. (2021) toont de OPEX en CAPEX van opslagtanks voor ethanol en diesel. De OPEX en CAPEX zijn voor beide vloeistoffen ongeveer gelijk en worden gepresenteerd in tabel 5.13.

Tabel 5.13 CAPEX en OPEX van opslagtanks voor diesel en ethanol

Tankinhoud (m ³)	CAPEX (€)	OPEX (€/j)
1.000	665.860	36.000
5.000	1.279.163	60.000
10.000	2.762.821	120.000

Bron: (Cerny et al., 2021)

De jaarlijkse opslagkosten zijn geraamd met een annuïteitenfactor met een discontovoet van 5% en een levensduur van 20 jaar. Ramingen van de kosten bij verschillende tankcapaciteiten zijn opgenomen in tabel 5.14 (Cerny et al., 2021). Uit de waarden blijkt dat de opslag van zowel diesel als ethanol schaalvoordelen kent. Het is ook belangrijk te vermelden dat de opslagkosten worden uitgedrukt in €/GJ per jaar aangezien de opslagkosten volledig afhankelijk zijn van de buffertijd (retentietijd) in de tank, die samenhangt met het aantal opslagcycli per jaar en de injectie- en extractiesnelheden.¹¹¹

¹¹⁰ De prijzen zijn omgerekend van €/m³ naar €/GJ op basis van een calorische waarde van 22,8 MJ/L en zijn geïndexeerd op basis van de HICP-index.

¹¹¹ Een redelijke inschatting van de opslagkosten per eenheid geleverde brandstof is te bepalen door aan te nemen dat het aandeel opslagkosten hier gelijk is aan het aandeel opslagkosten in de brandstofprijs.

Tabel 5.14 Opslagkosten van ethanol en FT-diesel bij verschillende tankcapaciteiten uitgaande van een rentevoet van 5% en een levensduur van 20 jaar voor de tanks

Tankinhoud (m ³)	Ethanol	FT-Diesel
	Kosten (€/GJ per jaar)	Kosten (€/GJ per jaar)
1.000	3,3	2,5
5.000	1,2	0,9
10.000	1,2	0,9

6 Synthese

Dit rapport beschrijft de kenmerken van het gebruik van diverse energiedragers voor een CO₂-neutrale mobiliteit in 2050. Het gaat om elektriciteit, waterstof, synfuel en biobrandstof. Daarbij hebben we toepassing in 5 vervoerwijzen beschouwd, die samen verantwoordelijk zijn voor het overgrote deel van de huidige CO₂-emissies in mobiliteit, namelijk licht en zwaar wegvervoer, binnenvaart, zeevaart en luchtvaart. Van elk van de relevante energiedrager-voertuigcombinaties zijn 4 kenmerken onderzocht:

- **Energiegebruik:** Wat zijn de energetische rendementen van de stappen in de totale energieketens van productie van de energiedrager tot aan het gebruik in het voertuig, ofwel well-to-wheel? Welk deel van de totale gebruikte energie in de gehele keten resteert als energie om in het voertuig nuttig te gebruiken?
- **Ruimtegebruik:** Voor welke ketenstappen, van productie van energiedrager tot gebruik in voertuig, is ruimtegebruik van belang en hoe groot is dit ruimtegebruik per energie-eenheid?
- **Kosten:** Wat zijn de kosten in de verschillende ketenstappen?
- **Knelpunten en onzekerheden:** Welke knelpunten kunnen worden geïdentificeerd, die de (grootschalige) ontwikkeling van de 4 CO₂-neutrale energieketens voor mobiliteit in de weg zouden kunnen staan, zoals het gebruik van schaarse materialen? En welke onzekerheden zien we, waarvan de implicaties nog niet duidelijk zijn, maar die mogelijk wel belangrijk zijn voor de toekomstige ontwikkeling?

Op basis van de bevindingen presenteren we eerste overwegingen voor het gebruik van energiedragers in de verschillende vervoerwijzen.

In de volgende paragrafen beantwoorden we deze vragen op basis van de analyse voor de afzonderlijke energieketens.

Het zichtjaar voor efficiency, ruimtegebruik en kosten is voornamelijk 2030, omdat hiervoor meer betrouwbare inschattingen bekend zijn dan voor 2050. In de achterliggende documenten geven we ook een doorkijk naar hoe deze 3 aspecten zich kunnen ontwikkelen richting 2050.

6.1 Energetische efficiëntie

Efficiency is een van de criteria waarop de energiedrager-voertuigcombinaties zijn beoordeeld. Dit criterium gaat over zuinig omgaan met energie.

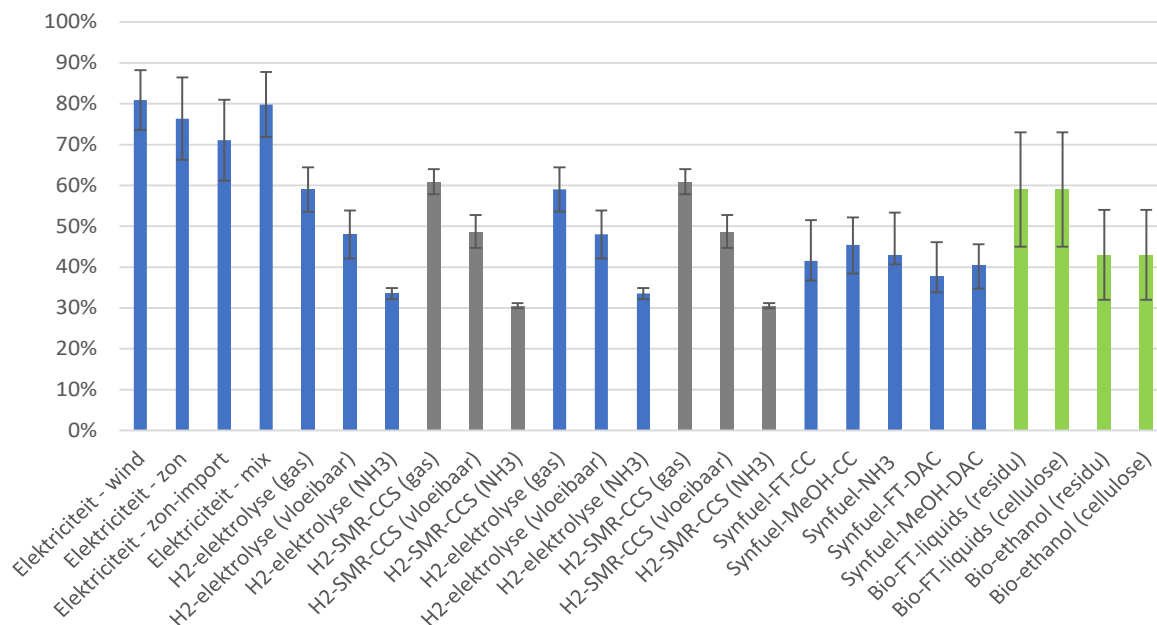
Het energetisch rendement van de gehele (well-to-wheel) keten (R_{WTT}) is het product van het well-to-tank-rendement (R_{WTT}) en het tank-to-wheel-rendement (R_{TTW}).

Figuur 6.1 geeft R_{WTT} , het energetisch rendement van de ketenstappen productie tot en met tanken of laden. De energieketen elektriciteit heeft het hoogste energetisch rendement van alle onderzochte ketens, gevolgd door de keten van waterstof in de variant dat waterstof gasvormig is opgeslagen en vervoerd (en dus niet vloeibare vorm of in de vorm van ammoniak).

Dat de elektriciteitsketen een hoger WTT-rendement heeft dan waterstof uit elektrolyse en synfuels is logisch te verklaren uit het feit dat elektriciteit aan de basis ligt van deze beide andere energiedragers. Namelijk, elektriciteit is de grondstof voor waterstofproductie uit elektrolyse en waterstof op zijn beurt is een grondstof voor synfuels. Door verliezen in de respectievelijke productieprocessen is in de waterstofketen méér elektriciteit nodig dan in de elektriciteitsketen en in de

synfuelketen weer méér elektriciteit dan in de waterstofketen om dezelfde hoeveelheid energie voor een voertuig te produceren. Bij waterstof zijn verder de compressie, het vloeibaar maken van waterstof of conversie naar en reconversie van ammoniak ook energie-intensief.

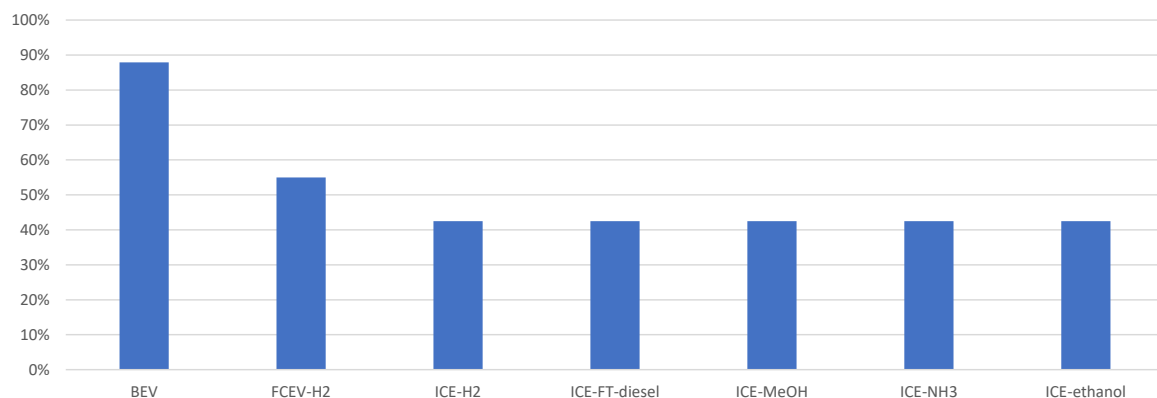
De biofuelketen en de keten waarin waterstof wordt gemaakt uit (bio)methaan zijn gebaseerd op andere grondstoffen dan elektriciteit en zijn hier dus niet rechtstreeks mee te vergelijken.



Figuur 6.1 Well-to-tankrendement in 2030

Bij biofuels en H₂ op basis van (bio)methaan, is het rendement ten opzichte van de energie-inhoud van de grondstof, biomassa respectievelijk (bio)methaan. Voor de overige ketens is het rendement ten opzichte van elektriciteitsopwekking met een windturbine. Dit verschil in basis wordt aangegeven met de kleuren blauw (elektriciteit als basis), groen (biomassa als basis) en grijs (methaan als basis).

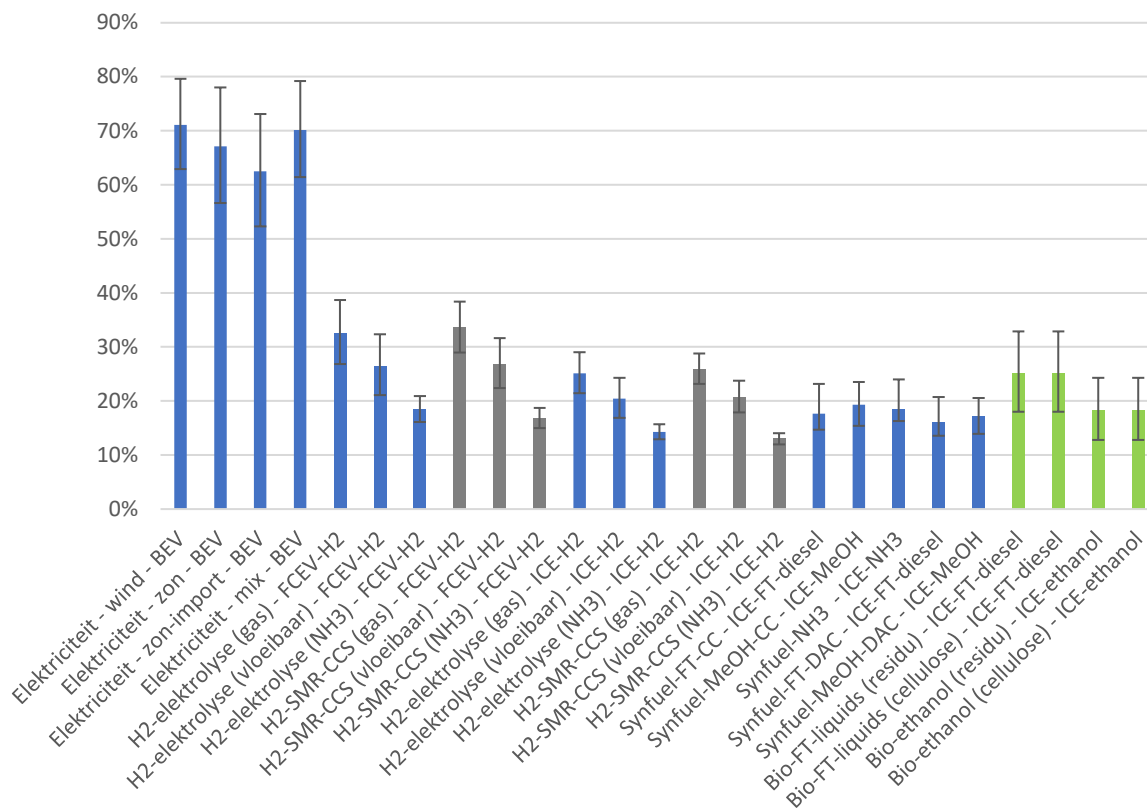
Figuur 6.2 geeft R_{TTW} , het rendement van omzetting van de energie die wordt geladen of getankt naar energie bij de wielen van verschillende aandrijfsystemen.



Figuur 6.2 Tank-to-wheelrendement van verschillende aandrijfsystemen in 2030

Het gaat om het rendement onder optimale omstandigheden qua belasting en rijpatroon (dynamisch/niet-dynamisch). Wat optimale omstandigheden zijn, verschilt per type aandrijflijn (Battery Electric Vehicle (BEV), Fuel Cell Electric Vehicle (FCEV) en Internal Combustion Engine (ICE)). Het ICE-rendement (43%) heeft betrekking op een grote dieselmotor, bijvoorbeeld voor een zwaar wegvoertuig of een binnenvaartschip. Over het algemeen geldt: hoe kleiner de motor, hoe lager de efficiëntie. De synfuel NH₃ is in deze studie alleen een optie voor de zee- en binnenvaart.

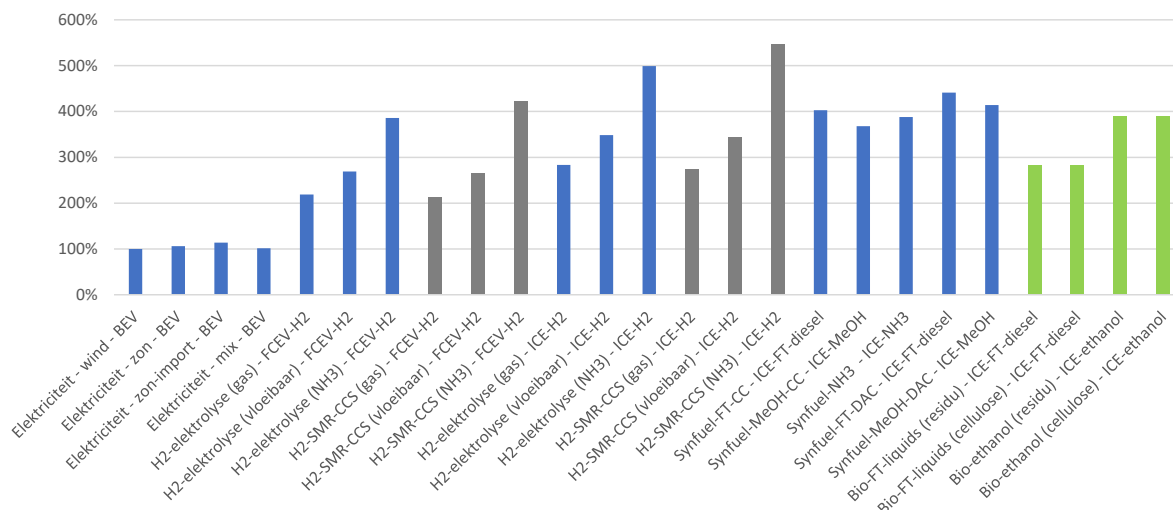
Figuur 6.3 geeft R_{WTW} , het ketenrendement bij toepassing van de energiedragers uit figuur 6.1 met de verschillende aandrijflijnen uit figuur 6.2. Het zichtjaar is weer 2030. We zien hier dat elektriciteit over de hele keten verreweg de hoogste efficiency behaalt ten opzichte van de andere ketens. De energie-input wordt hier dus het meest zuinig omgezet in voortbeweging van het voertuig. Het verschil met de andere ketens is nog groter geworden dan bij R_{WTT} (figuur 6.1), omdat ook de aandrijflijn voor elektrisch rijden of varen (figuur 6.2) efficiënter is dan die voor rijden of varen op waterstof, synfuel en biobrandstof.



Figuur 6.3 Het WTW-rendement, de combinatie van de WTT- en TTW-rendementen uit figuur 6.1 en 6.2

In de subroute "SMR-NH₃" wordt methaan omgezet in ammoniak en de ammoniak (later) omgezet in waterstof; dit gebeurt niet via SMR, zodat de benaming feitelijk onjuist is; voor de vergelijking met de andere subroutes op basis van methaan hebben we de naam toch zo gelaten.

Figuur 6.4 geeft dezelfde verschillen als in figuur 6.3, maar dan op een andere manier weergegeven, namelijk als energiegebruik van de verschillende energieketens ten opzichte van de meest efficiënte (elektriciteit uit wind voor een accu-elektrisch voertuig).



Figuur 6.4 Energiegebruik in de gehele energieketens (well-to-wheel) ten opzichte van windenergie in een BEV

Overall conclusie uit de figuren 6.1 tot en met 6.4

De combinatie windenergie met een accu-elektrisch voertuig (BEV) gebruikt over de hele keten (well-to-wheel) verreweg de minste energie, samen met de andere elektrische subroutes (zon-pv uit eigen land en zon-pv import) die ook energetisch gunstig zijn. De elektrische routes hebben relatief weinig verliezen tot en met het laadpunt (well-to-tank) en het hoogste rendement in het voertuig (tank-to-wheel).

Het energiegebruik van de combinatie waterstof met een brandstofcel-elektrisch voertuig (FCEV H₂) is een factor 2 à 4 hoger, afhankelijk van de locatie waar de waterstof is geproduceerd, waardoor al dan niet transport per schip of lange buisleiding nodig is. Bij vervoer per schip kost de conversie naar vloeibare waterstof en ammoniak (NH₃) relatief veel energie. Bij NH₃ is ook de stap terug naar waterstof energie-intensief. Verder heeft een verbrandingsmotor (H₂-ICE) een lager rendement dan een brandstofcel (FCEV H₂), zodat het energiegebruik van die variant nog iets hoger is.

Synfuels worden – met bijkomende verliezen in het productieproces - gemaakt uit waterstof en CO₂ of stikstof. Bovendien gaat bij het gebruik van synfuels in het voertuig veel energie als warmte verloren. De synfuelketen heeft daardoor een hoger energiegebruik dan de waterstof- en elektrische ketens.

Al met al heeft een voertuig dat rijdt op methanol, ammoniak of FT-synfuels circa 4 keer zoveel energie nodig als een voertuig dat rijdt op elektriciteit. Dat betekent dat 4 keer zoveel windturbines of zonnepanelen nodig zijn om de benodigde energie op te wekken.

De minst efficiënte keten is die met H₂ uit SMR-CCS die als ammoniak is getransporteerd en in een voertuig met verbrandingsmotor wordt verbrand. Het energiegebruik is hierbij meer dan 5 keer hoger dan dat van de meest efficiënte keten.

6.2 Kosten in de keten in 2030

In deze studie kijken we naar de verwachte kosten in 2030 over de totale keten van productie, transport/opslag/distributie, laden of tanken van energiedragers en tot slot gebruik in het voertuig. Om een vergelijking tussen de ketens mogelijk te maken drukken we de totale kosten uit in een bedrag per afgelegde afstand.

We onderscheiden enerzijds de energiekosten, dit zijn de kosten bij het laad- of tankstation (in €/GJ getankte of geladen energie), en anderzijds de kosten van het voertuig met zijn specifieke aandrijflijn om de getankte of geladen energiedrager te kunnen omzetten in beweging (in €/km, rekening houdend met de levensduur van het voertuig). Bij de voertuigkosten kijken we alleen naar de aanschafkosten van het voertuig en niet naar onderhoud, verzekeringen en belastingen.

In formule:

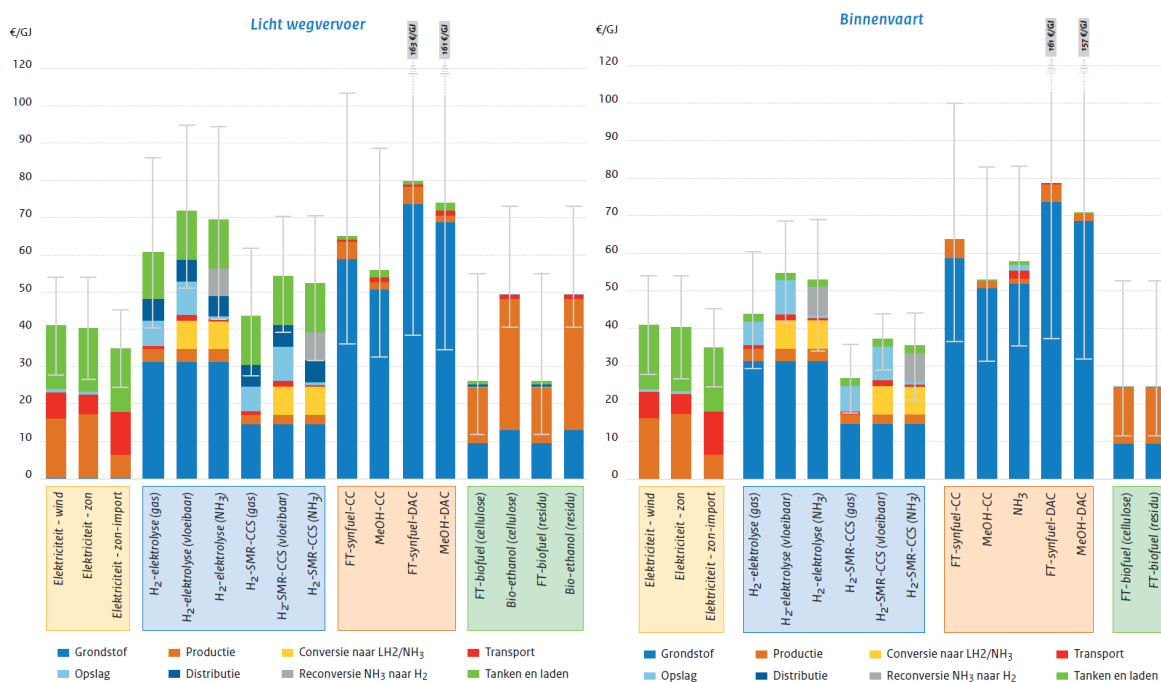
$$\text{Totale kosten (€/km)} = \text{aanschafkosten voertuig [met een specifieke aandrijflijn] [€/km]} + \text{energiekosten [€/GJ]} \times \text{benodigde energie in voertuig [GJ/km]}$$

In principe zijn we geïnteresseerd in de kosten in 2050. Echter deze tijdshorizon is te ver weg om zinnige kosteninschattingen te maken. In elke technologie kunnen er leereffecten optreden die de kosten laten dalen terwijl grondstof- en materiaalkosten zowel kunnen dalen als stijgen afhankelijk van vraag en aanbod. Zelfs voor 2030 zijn er al grote onzekerheden, zoals de onzekerheidsmarges in onderstaande figuren ook laten zien. De optimistische kosteninschattingen geven wel een goed beeld van de optimistische verwachtingen van de leereffecten die kunnen optreden door technologische ontwikkelingen.

We kijken in deze studie naar kosten en niet naar prijzen. Om van kosten naar prijzen te gaan, moet er rekening gehouden worden met winstmarges, belastingen en eventueel ook subsidies en accijnzen. Deze laatste 3 zijn beleidsknoppen om de ene brandstofoptie aantrekkelijker te maken dan het alternatief. Winstmarges zijn lastig in te schatten aangezien deze ook afhangen van de hoeveelheid competitie in de markt en vraag en aanbod. Ondanks dat winstmarges kunnen verschillen per energiedrager, geven de kostenverhoudingen wel een idee van de prijsverhoudingen (zonder overheidsingrijpen) tussen de energiedragers.

Aangezien kostenbesparing één van de belangrijkste criteria voor particulieren en bedrijven is om over te stappen naar een andersoortige energiedrager, geeft de kostenverhouding tussen de energiedragers ook een indicatie hoeveel accijns moet worden geheven op goedkope brandstof, of hoeveel subsidie moet worden verstrekt op een dure energiedrager, om deze qua kosten vergelijkbaar te maken met een goedkoper alternatief.

In Figuur 6.5 staan de energiekosten van de verschillende energiedragers voor wegvervoer en scheepvaart. De kosten zijn inclusief onzekerheidsmarges, die alleen gebaseerd zijn op onzekerheid in de kapitaal- en variabele kosten en niet op onzekerheden in efficiënties. De onzekerheden in kosten zijn niet geheel onafhankelijk van elkaar. Als de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit bijvoorbeeld hoger worden, dan worden de grondstofkosten van waterstof en synfuels ook hoger.



Figuur 6.5 Kostenoverzicht van de verschillende energiedragers aan pomp of laadpunt voor wegvervoer (links) en scheepvaart (rechts) in 2030

De onzekerheden reflecteren de onzekerheid bij de vaste en variabele kosten en niet de onzekerheid bij de efficiënties. Bij synfuels kan CO₂ direct afgevangen worden uit de lucht (DAC) of bij puntbronnen (CC). Bij de synfuels op basis van met name DAC zijn de kosten erg onzeker, tot een maximum van 165 €/GJ. Bij waterstof gaan we ervanuit dat de waterstof wordt getransporteerd over een afstand Noord-Afrika-EU. Bij gasvormige waterstof met een buisleiding van 1.500 km, bij NH₃ en vloeibaar waterstof met een schip.

FT-biofuels uit houtige gewassen (cellulose) zijn per energie-eenheid de goedkoopste optie voor zowel wegvervoer als scheepvaart. De kostonzekerheid voor deze energiedrager is echter groot, zoals de onzekerheidsbalken laten zien. Deze onzekerheid bestaat zowel in de grondstofkosten van hout als in de productiekosten, aangezien het een relatief nieuwe technologie is die nog niet op grote schaal wordt toegepast.

Voor wegvervoer is daarnaast elektriciteit interessant. Weliswaar is elektriciteit per energie-eenheid iets duurder dan de FT-biofuels, maar de omzetting in het voertuig is bijna 2 keer zo efficiënt dan bij FT-biofuels, zodat de totale kosten per voertuig laag zijn (zie ook verderop figuur 6.6). Voor elektriciteit zijn er 3 opties bekeken, waarvan de variant met 'zon-import' (import van stroom die is opgewekt met zonnepanelen) iets goedkoper is dan die waarbij elektriciteit is opgewekt met windturbines of zonnepanelen in Nederland. Als de elektriciteit geïmporteerd moet worden over lange afstanden, nemen de transportkosten toe, maar dalen de productiekosten, ervan uitgaande dat de elektriciteit wordt geïmporteerd uit gebieden waar productie goedkoop is, bijvoorbeeld door veel zonuren of gunstige windlocaties. Door de grote onzekerheden in kosten is het voor het wegvervoer niet te zeggen welke optie na FT-biofuels en elektriciteit het goedkoopste alternatief is.

Voor scheepvaart is naast FT-biofuels uit hout en elektriciteit, ook waterstof uit aardgas en biomethaan (SMR-CCS) een interessante optie qua eenheidskosten (€/GJ). Waterstof uit elektrolyse is circa 18 €/GJ duurder dan waterstof uit aardgas en biomethaan. Hierbij hebben we gerekend met aardgaskosten van 10 (5-15) €/GJ en elektriciteitskosten van 75 (50-100) €/MWh. Bij deze elektriciteits- en gaskosten bestaat zo'n 30-60% van de kosten in de waterstofketen uit productie- en

grondstofkosten. De overige kosten zijn voor transport, opslag, distributie en tanken. Zie de tekstbox hieronder voor meer details.

Transport-, opslag- en distributiekosten zijn in de orde van 10-30%, en tankkosten (bij het wegverkeer) zijn in de orde van zo'n 20-30% van de eenheidskosten. Wanneer de waterstof per schip wordt vervoerd, zijn de bijkomende kosten voor het vloeibaar maken van de waterstof zo'n 11-14% en die voor het omzetten in NH₃ en terug 22-29%. Conversie en reconversie bij ammoniak zijn samen ongeveer even duur als liquefactie, maar de opslag van vloeibaar waterstof is duurder dan de opslag van ammoniak. Dit maakt dat waterstof dat vloeibaar vervoerd is, al met al iets duurder is dan waterstof dat in de vorm van ammoniak vervoerd is.

We hebben gerekend met een transportafstand per schip van Noord-Afrika naar de EU en een buis van zo'n 1.500 km. Bij een langere afstand stijgen de kosten van vervoer per buis meer dan die van vervoer per schip. Of het om een nieuwe transportbuis gaat of om hergebruik van een bestaande gasbuis, maakt uit voor de kosten.

Voor met name waterstof zijn er grote kostenverschillen per energie-eenheid tussen het wegvervoer en de scheepvaart. Dit komt met name door de hogere kosten voor de fijnmazige distributie (met tankwagens of pijpleidingen) en voor de tankinfrastructuur voor wegvoertuigen ten opzichte van het bunkeren van schepen. Grote kostenposten bij tankstations voor wegverkeer zijn onder andere de opslagtanks en de benodigde compressor om de waterstof naar 350-700 bar te brengen; de kosten per eenheid waterstof hangen verder sterk af van de benuttingsgraad van het tankstation.

Bij de synfuels die H₂ en CO₂ als grondstof hebben, methanol en FT-synfuels, zijn de grondstofkosten hoog. We maken onderscheid naar CO₂ die direct is afvangen uit de lucht (DAC) en CO₂ die uit puntbronnen (CC) komt. Deze laatste optie is circa 200 €/t CO₂ goedkoper, oftewel 15-20 €/GJ_{synfuel} afhankelijk van de hoeveelheid CO₂ die nodig is. Echter er is een kans dat in 2050 CO₂ direct moet worden afvangen uit de lucht omdat er weinig of geen grootschalige puntbronnen zijn die nog CO₂ uitstoten. In 2030 zijn deze er hoogstwaarschijnlijk nog wel. De kosten van DAC zijn echter zeer onzeker.

Ook voor biobrandstoffen zijn de grondstofkosten aanzienlijk al zijn ze wel kleiner dan bij synfuels. We rekenen in deze studie met een biomassaprijs van 5,5 €/GJ_{biomassa} voor zowel hout als reststromen, de onzekerheid in deze aanname is echter groot.

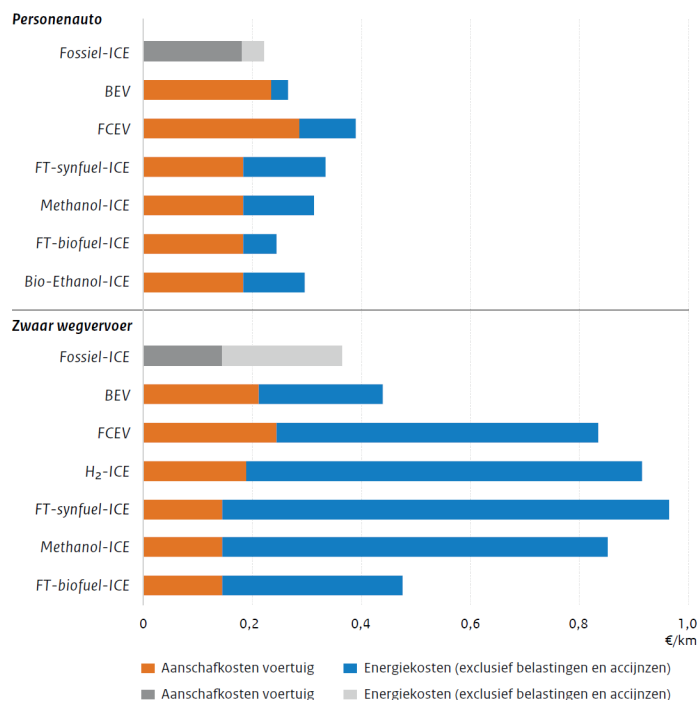
Een voordeel van zowel synfuels als biofuels is dat de kosten voor transport, opslag, distributie en tanken relatief laag zijn. Voor FT-synfuels en -biofuels kan alle bestaande infrastructuur worden gebruikt, en voor de andere biobrandstoffen en synfuels waarschijnlijk een groot deel hiervan (met een paar kleine aanpassingen).

Totale kosten per voertuig

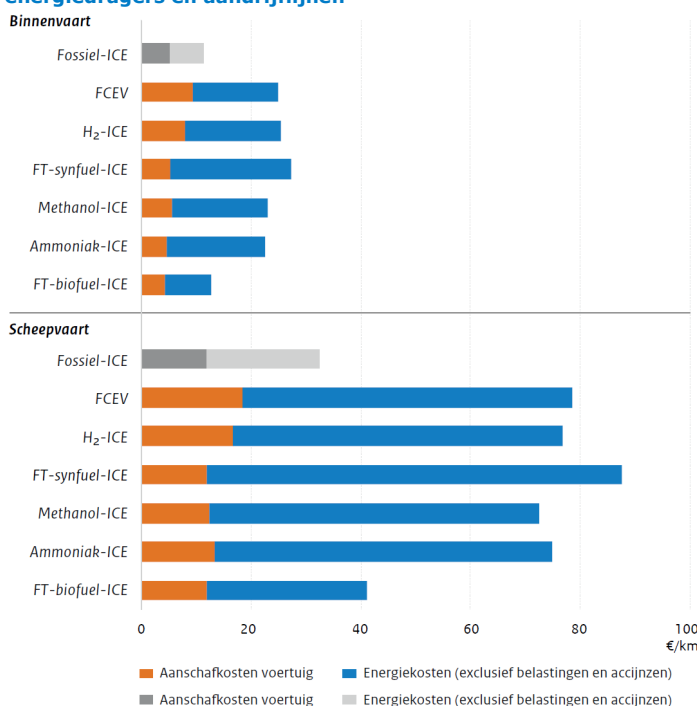
Figuur 6.6 en Figuur 6.7 geven voor de diverse voertuigen inzicht in de kosten per afgelegde afstand bij inzet van de verschillende energiedragers uit figuur 6.1. De aanschafkosten van de voertuigen (bijlage A Kosten) zijn onzeker, echter het is niet mogelijk aan te geven hoe groot de onzekerheid is; voor een accu-elektrisch binnenvaartschip is zelfs helemaal geen kostenindicatie te geven. In de figuren 6.6 en 6.7 zijn daarom geen onzekerheidsbalken weergegeven.

Uit figuur 6.6 blijkt dat accu-elektrisch vervoer (BEV) voor zwaar wegvervoer de goedkoopste CO₂-neutrale optie in €/km is. Dit komt voornamelijk door lage energiekosten, aangezien de aanschafkosten voor een elektrische truck hoger zijn dan van een truck met een brandstofmotor. Dit geldt in principe ook voor licht

wegvervoer, al zijn daar de kosten per afgelegde afstand voor een FT-biofuels voertuig nog net wat lager dan voor een BEV. Ter referentie staan ook de kosten van ICE-voertuigen in de grafiek. De gebruikte dieselprijs is gebaseerd op de ongewogen gemiddelde dieselprijs over de periode 2020-2030 op basis van de KEV 2021: €0,62 / L (17 €/GJ) exclusief heffingen en BTW.



Figuur 6.6 Kosten per afgelegde afstand voor zwaar en licht wegvervoer in 2030 bij verschillende energiedragers en aandrijflijnen



Figuur 6.7 Kosten per afgelegde afstand voor binnenvaart en zeescheepvaart in 2030 bij verschillende energiedragers en aandrijflijnen

Voor binnenvaart en scheepvaart is FT-biofuel de goedkoopste optie. Voor zowel binnenvaart en scheepvaart zijn de kostenverschillen klein voor de andere

alternatieven, bestaande uit diverse synfuels (ammoniak, methanol en FT-synfuels uit CO₂ en H₂) aangevuld met waterstof-ICE en FCEV voor binnenvaart.

6.3 Ruimtegebruik

In onze analyses over ruimte voor de verschillende ketenstappen bekijken we ruimtegebruik uit kwantitatief oogpunt. Het ruimtegebruik wordt uitgedrukt in landoppervlak nodig voor de energielevering om een voertuig te laten rijden, varen of vliegen.

6.3.1 Uitleg netto- en brutoruimtegebruik

We berekenen het ruimtegebruik op 2 manieren. Het *netto*-ruimtegebruik is het bovengrondse landoppervlak dat primair (dat wil zeggen als hoofddoel) voor de productie van energie wordt gebruikt, bijvoorbeeld het stuk land dat wordt ingenomen door een windturbine of dat wordt gebruikt om zonnepanelen op te zetten, zonder rekening te houden met het feit dat windturbines op honderden meters afstand van elkaar geplaatst moeten worden om elkaar niet te beïnvloeden. Er kunnen dieren grazen rondom de zonnepanelen, die ook kunnen profiteren van de schaduw ervan, maar het primaire grondgebruik is voor zonne-energie.

Het *bruto*-ruimtegebruik geeft het totale oppervlak dat nodig is om een bepaalde hoeveelheid energie te kunnen produceren. Hierbij telt bijvoorbeeld ook de ruimte tussen de turbines mee als ruimtegebruik van de energieopwekking, ondanks dat die nog voor andere doeleinden gebruikt wordt of kan worden. Deze tussenruimte moet echter wel aanwezig zijn om de turbines op onderlinge afstand te kunnen plaatsen en is dus onmisbaar. Deze brutomaat is nuttig om te bepalen wat de ruimtelijke mogelijkheden en beperkingen zijn om een bepaalde hoeveelheid (of bepaald vermogen) energie te produceren. Overigens kunnen ook combinaties van energieproductie plaatsvinden op hetzelfde oppervlak, bijvoorbeeld biomassateelt tussen de turbines van een windpark, maar dit laten we hier buiten beschouwing.

Tabel 6.1 geeft aan wat wel en niet onder het ruimtegebruik van de productie van elektriciteit en biomassa (als grondstof van biobrandstoffen) valt. Een algemene aanname hierbij is dat voor het netto-oppervlak het primaire doel van het landoppervlak leidend is, en dat wanneer de energieproductie een secundair doel is van het gebruikte oppervlak, het netto-gebruik nul is. Dit laatste geldt voor zonne-energie op daken van gebouwen en biomassa uit residuen uit de landbouw.

Voor windenergie is het nettoruimtegebruik de 'bebouwde' oppervlakte. Op land is dit oppervlak ongeveer 0,5% van de totale oppervlakte van een windpark. Dat wil zeggen dat 0,5% van de ruimte die de windmolen nodig heeft om zijn windenergie op te vangen, wordt toegerekend aan het nettoruimtegebruik. Op zee beslaat de bebouwde ruimte de ruimte die binnen straal tot 50m rondom een windturbine, en 500m rondom een platform op zee voor een transformatorstation (zie bijlage Verdieping elektriciteit). De oppervlakte die voor andere doeleinden kan worden gebruikt rekenen we dus niet aan de windturbine toe. Dit betekent wel dat – ook al is het benodigde bebouwde oppervlak nog relatief beperkt – dat het brutoruimtegebruik groot kan zijn; zie ook hoofdstuk Elektriciteit.

Bij PV geldt de oppervlakte op daken of (weg)infrastructuur, of het totale oppervlak van zonneweides. Merk op dat PV op daken de mogelijkheid openlaat de ruimte onder die daken nuttig te gebruiken. Bij het plaatsen van panelen in de natuur (zonneweides) is dat niet of zeer beperkt het geval. De ruimte tussen rijen zonnepanelen kan nauwelijks gebruikt worden voor landbouw, en hebben we dus toegerekend aan de zonneweide.

Bij biobrandstoffen nemen we het landareaal nodig voor de productie van biomassa. In geval van gebruik van residuen van landbouwgewassen (bijvoorbeeld biologisch

afval van maisteelt) kennen we geen landgebruik aan dit residu toe. Dit geldt alleen voor afvalstromen van productie die toch al plaatsvindt, dus de aanname is dat er geen *extra* landbouwproductie plaatsvindt door de markt voor biomassa-feedstock uit residuen.

Tabel 6.1 Afbakening ruimtegebruik van de productie van energiedragers

	Nettoruimtegebruik	Brutoruimtegebruik
Windenergie	Land- of zeeoppervlak voor turbines + eventuele additionele infrastructuur (toegangswegen, transformatorplatform op zee)	Oppervlak van windpark
PV (op daken)	Geen ruimtegebruik	Het gebruikte dakoppervlak
PV (in landschap, op infrastructuur en op water)	Oppervlakte van zonnepanelen + ruimte tussen de panelen	Gelijk aan netto
Biobrandstoffen (energiegewassen)	Oppervlakte van land benodigd omhoutige biomassa te produceren	Gelijk aan netto
Biobrandstoffen(residuen)	Geen landgebruik	Oppervlakte van land waar het residu van wordt gewonnen
Waterstof uit elektrolyse	Netto-oppervlak nodig voor productieelektriciteit voor elektrolyse	Bruto-oppervlak van benodigde elektriciteit
Waterstof uit SMR met CCS en 10% biomethaan	Netto-oppervlak nodig voor SMR en CCS en transport aardgas	Gelijk aan netto
Synfuels	Netto-oppervlak nodig voor waterstof-productie uit elektrolyse + DAC	Bruto-oppervlak van benodigde elektriciteit + DAC

Opslag van CO₂ en transport van aardgas vinden plaats onder de grond en hebben als zodanig geen ruimtegebruik. De benodigde biomethaan kan worden gewonnen uit afval (rioolslib) of reststromen van de landbouw of veeteelt en rekenen we daarom ook geen landgebruik toe.

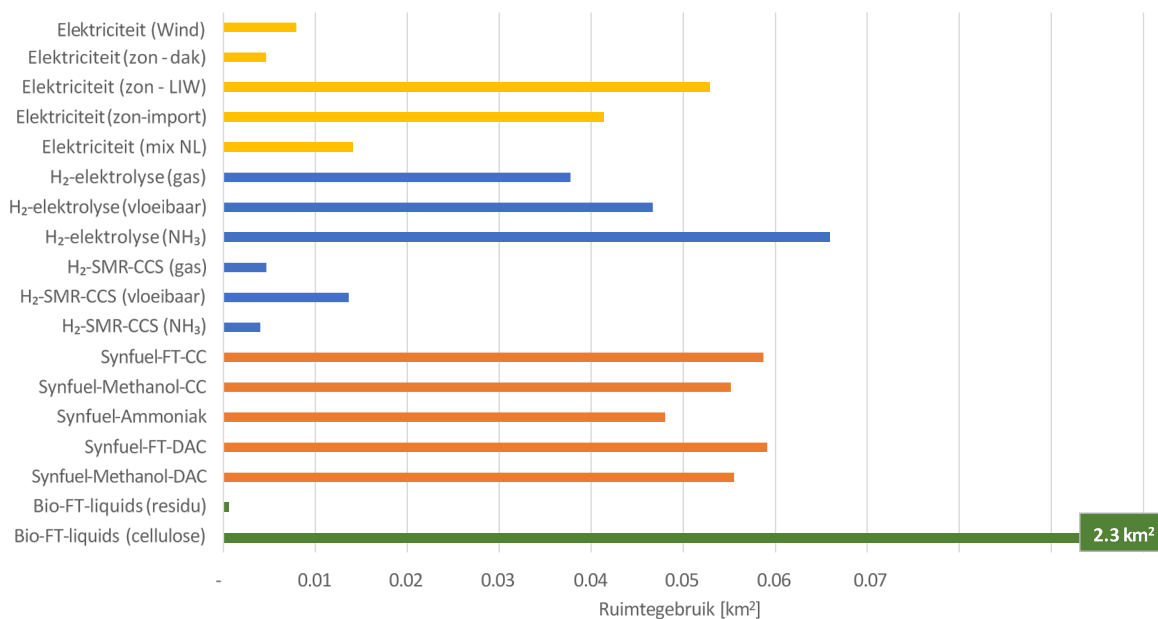
Bij de productie van synfuels is, naast waterstof, CO₂ uit de lucht nodig. De direct air capture (DAC) installaties hiervoor hebben een beperkt ruimtegebruik maar rekenen we wel mee.

Voor het transport en distributie van elektriciteit gaan we uit van de bovengrondse oppervlakte van het hele elektriciteitsnet: bovengrondse hoogspanningskabels en transformatorstations. We delen dat toe aan alle geleverde elektriciteit. Met andere woorden: elke kilowattuur is gelijk, we maken geen onderscheid naar verschillende eindgebruikerssectoren. Voor de productie van waterstof rekenen we geen landgebruik toe aan transport en distributie van elektriciteit, onder de aanname dat de elektrolyser relatief dichtbij de elektriciteitsproductielocatie (windturbines en zonnepanelen) kan worden aangesloten.

6.3.2 *Nettoruimtebruik*

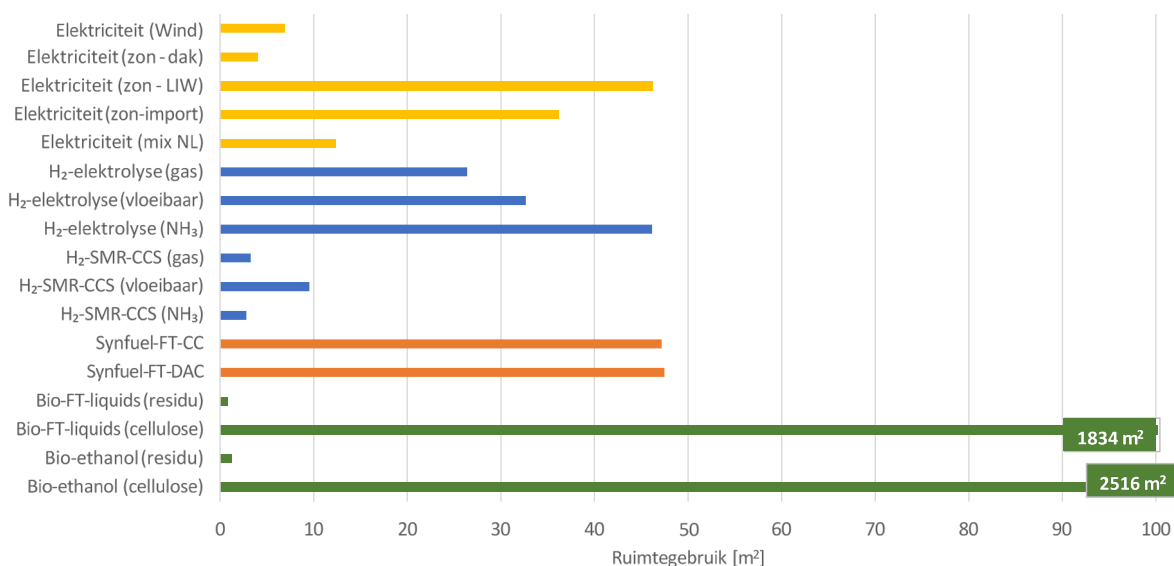
In de figuren 6.8 en 6.9 staat het nettoruimtegebruik van een binnenvaartschip (aanname 4500 bedrijfsuren per jaar op basis van Jonkeren et al., 2020)

respectievelijk personenauto (13.000 km per jaar, CBS (2021)) bij de verschillende energieketens.



Figuur 6.8 Netruimtegebruik van de verschillende ketens voor energielevering voor één binnenvaartschip

H₂-elektrolyse op basis van elektriciteit uit een mix van 76% wind en 24% zon-PV. Ruimtebeslag synfuels is berekend op basis van het ruimtegebruik van waterstof uit elektrolyse. Voor biobrandstoffen uit residuen aangenomen dat deze geen extra ruimte inneemt t.o.v. de ruimte die nodig is voor de teelt van het primaire product.



Figuur 6.9 Ruimtegebruik voor levering van energie voor 1 personenauto

Voor elektriciteit (mix NL) en de benodigde elektriciteit voor elektrolyse geldt een verhouding van 76% wind en 24% zon. H₂-SMR-CCS: geen landgebruik toegerekend aan het gebruik van biomethaan. Geen landgebruik toegerekend aan biomassa-feedstock uit residuen.

Bij de interpretatie hiervan merken we het volgende op. Zoals vermeld is er in de figuren geen verschil gemaakt tussen ruimtegebruik op land of op zee, in stedelijk of ruraal gebied, en in Nederland of in het buitenland. In de praktijk is ruimte in het ene land schaarser dan in het andere, waarbij dit bijvoorbeeld afhangt van de bevolkingsdichtheid. Daarmee is 1m² gebruikt voor biobrandstoffenproductie in

Polen dus niet per se vergelijkbaar met 1m² gebruikt voor wind op land in Nederland. Ook waterstof opgewekt dichtbij zonnepanelen in Noord-Afrika heeft kwalitatief een ander ruimtegebruik dan wanneer dit gebeurt met windturbines in Nederland. Toch geven onderstaande figuren een indruk van het verschil in ruimte nodig voor de verschillende ketens.

Waterstof uit aardgas met CCS (waarvan 10% biomethaan) heeft een relatief klein ruimtegebruik, dat wordt veroorzaakt door het elektriciteitsgebruik in deze keten (voor compressie en zuivering van de waterstof en eventueel liquefactie). Daarna heeft windenergie (zowel op land als op zee) het laagste ruimtebeslag.

Het ruimtegebruik in de ketens van waterstof uit elektrolyse en synfuels wordt bepaald door het gebruik van elektriciteit in deze ketens.¹¹² Doordat in de elektriciteitsketen het elektriciteitsgebruik lager is dan in de waterstof- en synfuelketen, en bovendien het omzettingsrendement in een BEV hoger is dan in een FCEV en een ICEV, is het ruimtegebruik per afgelegde afstand hoger voor de waterstof- en synfuelketens dan voor die van elektriciteit.

Het ruimtegebruik van biobrandstoffen uit energiegewassen is in de orde van een factor 100 groter dan van de andere ketens. Als alle brandstof die momenteel in Nederland door lucht- en scheepvaart wordt gebunkerd biobrandstof uit energiegewassen (non-residuen) zou zijn, dan is daar een landoppervlak van 1 à 3 keer Nederland voor nodig (zie bijlage F Verdieping biofuels). In geval van biomassa uit residuen is er geen extra beslag op land. Het is aannemelijk dat er op de langere termijn zowel energiegewassen als residuen nodig zijn om aan de vraag naar biomassa te voldoen (zie tabel 5.2 en Hanssen et al., 2020¹¹³).

6.3.3 *Ruimtelijke opgave voor elektrificatie van mobiliteit (brutoruimtegebruik)*

Als in 2019 alle wegmobiliteit in Nederland elektrisch was geweest, zou dit naar schatting 40 TWh elektriciteit (bij het laden) hebben gekost met een nettoruimtebeslag van ongeveer 250 km². Ter vergelijking, dit komt overeen met ongeveer 1/5 van het bestaande oppervlak voor weginfrastructuur en (buiten) parkeren.

Om alle wegvoertuigen in Nederland op elektriciteit te laten rijden, is een windmolenpark ter grootte van de provincie Utrecht nodig. Dit is het brutoruimtebeslag, inclusief de ruimte tussen de windturbines.

Voor het maken van synfuels voor de vliegtuigen en zeeschepen die momenteel in Nederland bunkeren zijn windparken met een oppervlak van 9 keer de provincie Utrecht nodig, of 1/4 van het Nederlands Continentaal Plat (NCP). Dit is ook weer het bruto-oppervlak. Het realiseren van een dergelijk oppervlak aan windparken zou een grote uitdaging betekenen, omdat andere sectoren ook elektriciteit nodig hebben en de potentiële ruimte voor windparken beperkt is tot ongeveer 1/3 van het NCP.

¹¹² Alleen als H₂ en synfuels alleen uit tijdelijke overschotten van wind/zon zouden worden gemaakt (op momenten van groter elektriciteitsaanbod dan -vraag) zou er geen effect op de ruimte zijn. Maar de vraag is hoeveel er van die overschotten zijn en of er partijen zijn die willen investeren in een elektrolyser of synfuelabriek die grote delen van het jaar stilstaat, en hoeveel H₂ wordt gevraagd door andere sectoren.

¹¹³ Hanssen et al. (2020) concludeert in een meta-studie dat de residuen uit land- en bosbouw in 2050 7-50% van de wereldwijde vraag naar biomassa zou kunnen dekken. Bovendien zijn de in deze studie geanalyseerde ramingen van de beschikbaarheid van residuen ook mogelijke knelpunten in logistiek en in kwaliteit van de biomassa niet meegenomen.

Voor transport en distributie van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen is uitbreiding en verzwaring van het elektriciteitsnet nodig (zie paragraaf 2.2). Mogelijk gaat in klimaatneutrale scenario's het ruimtegebruik van het gehele elektriciteitsnet met ongeveer 1/3 toenemen, en de ruimtelijke inpassing hiervan kan knelpunten opleveren. Het is niet duidelijk wat import van elektriciteit betekent voor benodigde netverzwaringen. Elektriciteit importeren bespaart veel ruimte in Nederland. Bijvoorbeeld in Afrika is voor zonne-energie ongeveer de helft minder ruimte nodig dan in Nederland.

Waterstof uit SMR-CCS neemt minder ruimte in dan waterstof uit elektrolyse en past daardoor beter in Nederland. De installaties voor waterstofproductie, de SMR-installatie en de elektrolyser, hebben beide een klein ruimtebeslag. Bij elektrolyse kost het daarnaast wel veel ruimte om de hernieuwbare elektriciteit uit zon en wind op te wekken die de elektrolyser nodig heeft. Ook in de overige ketenstappen van waterstof is er elektriciteitsgebruik (voor compressie en dergelijke) en dus ruimtegebruik.

Voor het ruimtebeslag van de SMR-CCS-route zijn we ervan uitgegaan dat de 10% biomethaan die nodig is om het SMR-CCS-proces CO₂-neutraal te maken, wordt gewonnen uit reststromen zoals dierlijke mest en afvalzuiveringsslib en daardoor geen (extra) ruimtebeslag met zich meebrengt. SMR-CCS (met 90% aardgas en 10% biomethaan) betekent wel afhankelijkheid van aardgas en mogelijk politieke en maatschappelijke discussies over acceptatie van CO₂-opslag. Ook voldoende beschikbaarheid van biomethaan kan een probleem blijken.

Waterstof of synfuels importeren kan het ruimtebeslag in Nederland voor de energieketens voor mobiliteit beperken, maar in feite wordt het ruimtebeslag dan dus verplaatst naar andere landen.

6.4 Discussie op basis van efficiency, ruimte en kosten

Het voordeel van de elektriciteitsketen is dat de behoefte aan hernieuwbare elektriciteit uit zon en wind weliswaar groot is, maar dat die in de ketens van waterstof (uit elektrolyse) en synfuel nóg groter is. Dit verklaart ook grotendeels waarom het ruimtegebruik en de kosten van deze keten relatief laag zijn: er is minder ruimte voor zonne- en windparken nodig en er hoeft minder in deze parken te worden geïnvesteerd. Alleen biobrandstoffen en waterstof uit (bio)methaan doen geen grootschalig beslag op elektriciteit. Een keuze tussen de verschillende routes heeft dus grote consequenties voor het benodigde tempo van opschalen van zonne- en windparken en elektriciteitsimport.

Echter, dat de elektriciteitsketen het beste scoort op alle aspecten – efficiëntie, ruimte en keten-kosten – wil niet zeggen dat beleid ervoor zou moeten kiezen om alleen maar hierop in te zetten.

Het kan een goede strategie zijn om juist de andere ketens ook te benutten. Waterstof, synfuels en biobrandstof kunnen namelijk helpen om meer flexibiliteit in het totale energiesysteem voor mobiliteit te creëren, zowel in tijd als in plaats.

- **Tijd:** inzet op waterstof, synfuels en biobrandstoffen kan helpen om ervoor te zorgen dat mobiliteit niet of minder bijdraagt aan pieken in de elektriciteitsvraag. De biobrandstofketen doet sowieso geen of weinig beslag op elektriciteit. Waterstof en synfuels hebben wel elektriciteit nodig - omdat ze elektriciteit als grondstof hebben - maar dit is een indirecte elektriciteitsvraag die zich afspeelt op andere momenten dan de directe elektriciteitsvraag van elektrische voertuigen, die alleen via hun (kleine) accu zorgen voor enige vertraging tussen vraag en gebruik. Waterstof en synfuels kennen een heel

andere tijdsafhankelijkheid dan elektriciteit. Ze zijn bijvoorbeeld makkelijker te bewaren dan elektriciteit en er kunnen buffers van worden opgebouwd.

- **Plaats:** de productielocaties van waterstof, synfuels en biobrandstof kunnen heel anders zijn dan die voor elektriciteit. Waterstof, synfuels en biobrandstof kunnen aan de andere kant van de wereld worden geproduceerd (met behulp van lokaal geproduceerde elektriciteit en biomassa) en met schepen hierheen gehaald. Voor elektriciteit zelf is verplaatsing over zo'n grote afstand geen optie door de grote energieverliezen.

Ook andere argumenten spelen een rol. Efficiency, ruimte en kosten zijn uiteindelijk 'maar' 3 kenmerken, terwijl ook andere zaken van belang zijn, zoals diversificatie van bronnen en grondstoffen (niet afhankelijk zijn van 1 bron of leverancier), voorzienings- en leveringszekerheid (kan op de gewenste tijd en plaats worden geleverd) en gebruiksgemak. Om in 2050 CO₂-neutrale mobiliteit te realiseren is het cruciaal dat er voldoende beschikbaarheid is van grondstoffen en productiefaciliteiten en dat een snelle opschaling en omschakeling plaatsvindt. Is zo'n snelle omschakeling met elektriciteit mogelijk, zowel wat betreft energievoorziening als wat betreft voertuigen? Dat is de vraag. Inzetten op meerdere energiedragers spreidt de kansen dat doelen en een snelle opschaling en omschakeling gehaald worden. In deze studie zijn diversificatie, tijdige opschaalbaarheid en beschikbaarheid buiten beschouwing gebleven, behalve wanneer we hier duidelijk een onzekerheid of knelpunt in zagen. Maar ze zijn voor het traject naar 2050 zeker relevant.

En tot slot, ook andere kenmerken, zoals duurzaamheid en maatschappelijk draagvlak (zie paragraaf 6.5), zijn belangrijk naast de 3 hoofdcriteria van deze studie. Voorzichtigheid bij het trekken van conclusies op basis van alleen efficiency, kosten en ruimtebeslag is dus op zijn plaats. Wel kunnen deze criteria nuttig zijn om bepaalde verschillen boven tafel te krijgen en afwegingen te kunnen maken.

6.5 Andere kenmerken

Naast de bovenstaande discussie voor de 3 hoofdkenmerken (efficiëntie, kosten en ruimtegebruik) zijn er nog andere kenmerken van belang in de 4 energieketens, zoals besproken in de respectievelijke hoofdstukken. Onderstaande tabellen geven een samenvattend overzicht hiervan voor respectievelijk het well-to-tank- en het tank-to-wheel-deel van de ketens.

Tabel 6.2 Overzicht van kenmerken voor de well-to-tank stappen.

	Elektriciteit	Waterstof	Synthetische brandstoffen			Biobrandstoffen
			Ammoniak	Methanol (benzinevervanger)	FT-synfuels (diesel -of kerosine- vervanger)	FT-biofuels en cellulose- ethanol
Bottlenecks in de beschikbaarheid	Bij grote toename van vraag naar elektriciteit zal beschikbare ruimte knelpunt worden; ook het aantal beschikbare technici kan knelpunt zijn (maar dus ook: meer werkgelegenheid per eenheid energie)	Voldoende elektriciteit voor de elektrolyse. Water kan een bottleneck zijn als de H ₂ met elektrolyse wordt geproduceerd in droge gebieden. Beschikbaarheid biomethaan (ter vervanging van deel van het aardgas bij SMR-CCS)	Beschikbaarheid van waterstof is een voorwaarde.	Als CO ₂ uit puntbronnen niet beschikbaar is, dan verdubbelen de kosten omdat CO ₂ uit de lucht moet worden afgevangen.	Beschikbaarheid grondstoffen (biomassa) is knelpunt bij grootschalige toepassing	Kan aan de huidige wereldvraag voor mobiliteit voldoen maar dan is er beperkte beschikbaarheid voor andere sectoren.
Implicaties voor tank- en laadinfrastructuur	Ruimtelijke inpassing van laadinfrastructuur kan problemen opleveren; Laadpalen in havens: combinatie met walstroom mogelijk?	Tanken gebeurt vaak bij hoge drukniveaus (350 à 700 bar). Dit kost energie bij het tankstation. Mogelijk is ook een zuiveringsstap nodig (bij betrekking waterstof uit grootschalig waterstofnet) vanwege kwetsbaarheid brandstofcellen.	Zelfde locaties kunnen gebruikt worden, wel grotere veiligheidszones nodig	Zelfde locaties kunnen gebruikt worden wel andere tankinfrastructuur nodig	Geen; zelfde infrastructuur kan worden gebruikt.	Geen; zelfde infrastructuur kan worden gebruikt.
Opslag	Kort- en langdurige opslag van elektriciteit gaat belangrijk worden. Vraag is hoe dit gerealiseerd gaat worden, en welke rol hierin stationaire accu's en accu's in voertuigen gaan spelen, naast bijvoorbeeld waterstof	Waterstof heeft bij atmosferische druk lage energiedichtheid; opslaan gebeurt na compressie of liquefactie. Vooral liquefactie kost relatief veel energie. Verder moeten de opslagtanks zeer robuust worden uitgevoerd.	Ammoniak is relatief makkelijk vloeibaar te maken, waardoor het makkelijk is op te slaan. Door lagere energiedichtheid (dan fossiele brandstof) wel grotere opslagtanks nodig.	Methanol vloeibaar en makkelijk op te slaan. Door lagere energiedichtheid (dan fossiele brandstof) wel grotere opslagtanks nodig.		Zelfde opslagtanks kunnen gebruikt worden als met fossiele brandstoffen.

Energieketens voor CO₂-neutrale mobiliteit

Implicaties voor transport- en distributie netwerk	Distributienetwerk en hoogspanningsnet moet uitgebreid worden, wat ruimtelijke knelpunten kan opleveren, bijvoorbeeld voor transformatorhuisjes en verdeelstations in/rondom de stad	Bevoorrading tankstations leidt tot veel vervoersbewegingen met tankwagens. Pijpleiding pas bij langere transportafstanden en grote volumes rendabel.	Nu al uitgebreid transportnetwerk. Moet wel worden uitgebreid; en fijnmaziger worden als binnenvaartschepen op ammoniak gaan varen	Geen; zelfde infrastructuur kan worden gebruikt.		Geen; zelfde infrastructuur kan worden gebruikt.
Veiligheid		Veiligheidszones rond tankstations en buisleidingen.	Ammoniak is toxisch en daardoor zijn er grotere veiligheidszones nodig rond tank- en opslaglocaties dan voor benzine. Gebruik in vrachtwagens wordt door veiligheidsissues afgeraden.		Zelfde veiligheidsrisico's als met fossiele benzine, diesel en kerosine: met name brand- en ontploffingsgevaar.	
Schaarse/kritische materialen	Voor windturbines/PV-panels zijn enkele schaarse metalen zoals nikkel, kobalt en schaarse aardmetalen nodig; ERS heeft hoog kopergebruik	De meest gebruikte typen elektrolyzers gebruiken platinagroepmetalen. Bij de huidige productievolumes van deze metalen gecombineerd met grootschalige inzet van elektrolyzers ontstaat een knelpunt.				
(Zicht)hinder voor de omgeving	Zichthinder bij windturbines/ PV-panels en ERS-bovenleiding; Laadpalen op stoep verminderen ruimte voor voetgangers; ERS heeft		Zichthinder bij invangen CO ₂			Aanname dat duurzaamheidsrichtlijnen omgevingseffecten minimaliseren

Energieketens voor CO₂-neutrale mobiliteit

	effect op kwaliteit van het landschap					
Watergebruik	Indirect voor productie materialen	Voor 1 kg waterstof uit elektrolyse van water is 9 kg water nodig. Dit kan een knelpunt zijn bij productie in droge gebieden zoals Noord-Afrika. Met ontziltingsinstallaties en waterpijpleidingen kan dit worden opgelost met mogelijke nevenvoordelen voor het vruchtbaar maken van deze gebieden.	Zie waterstof.	Zie waterstof.	Zie waterstof.	Afhankelijk van het gewas zeker niet verwaarloosbaar.
Andere milieu-effecten (geluid, emissies schadelijke stoffen)	Geluid van windturbines op land	Bij waterstof uit aardgas (SMR) risico op methaanlekkage in de aardgasketen; Waterstoflekkage (waterstof versterkt de broeikaswerking van methaan)				Aanname dat duurzaamheidsrichtlijnen omgevingseffecten minimaliseren
Sociale effecten en acceptatie	Wind op land en zonneweides hebben soms beperkt draagvlak	Bij waterstof uit SMR + CCS mogelijk beperkt draagvlak voor ondergrondse CO ₂ -opslag in de buurt van woonlocaties.				Aanname dat duurzaamheidsrichtlijnen mogelijke effecten op landbouwpraktijken minimaliseren

Tabel 6.3 Kenmerken tank-to-wheel: gebruik in voertuigen (voor zover van toepassing)

	Elektriciteit	Waterstof	Ammoniak	Methanol	FT-synfuels	Biobrandstoffen
Ruimte	Accu neemt relatief veel ruimte in en is zwaar, vooral voor zwaar wegvervoer. Kan ten koste van laadruimte gaan	H ₂ -tank neemt veel ruimte in en is zwaar (vele malen zwaarder dan de waterstof die erin zit). Brandstofcelsysteem is zwaar.				
Veiligheid	Wegvoertuigen: (beperkt) brandgevaar in parkeergarages. Toename gewicht kan effect op verkeersveiligheid hebben.	Wegvoertuigen: Brandgevaar in parkeergarages	Toxisch: gevaarlijk als ammoniak vrij komt (bij een ongeluk)			
Schaarse/kritische materialen	Kobalt, nikkel, lithium en zeldzame aardmetalen	Platina voor de brandstofcel (is schaars, maar ook een grote kostenpost)	N.v.t.			
Klimaat-effect luchtvaart (niet-CO ₂)	n.v.t.	Bij toepassing in vliegtuigen meer waterdamp dan bij (synthetische) kerosine; dit geeft op grote vlieghoogte een (relatief kort) broeikaseffect (totale klimaatimpact 10x minder dan van CO ₂ -emissies). Geen of minder roetdeeltjes.	n.v.t.	n.v.t.	FT-fuels: minder roetdeeltjes door minder aromaten. Uitstoot van waterdamp is vergelijkbaar met die van fossiele kerosine: op grote hoogte heeft dit een (relatief kort) broeikaseffect.	
Luchtverontreiniging	Voor wegvoertuigen: marginaal effect (positief of negatief) op fijnstof ten opzichte van diesel	Helpt minder NO _x -uitstoot bij verbranding.	NO _x -uitstoot bij verbranding.	Nog steeds fijnstof en NO _x bij verbranding.		
Sociale rechtvaardigheid	Zorg bij winning sommige materialen					
Circulaire economie	Recycling van accu's heeft uitdagingen					
Andere effecten	Toename gewicht voertuigen door accu: enige extra schade aan wegen weinig onderhoud aan voertuig/vaartuigmotor	Toename gewicht voertuig door waterstoftank en evt. brandstofcelsysteem. Bij toepassing waterstof in (PEM-)brandstofcel moet de waterstof extreem zuiver zijn, anders vernieling van de brandstofcel; vooral intolerantie voor zwavel en ammoniak.	Extra aanmaakbrandstof nodig, dus 2 tanken of omzettingsproces in het voertuig. Beide nemen ruimte in op het vaartuig; Lagere energiedichtheid dus vaker tanken of grotere tanks realiseren		n.v.t.	Voor hoge ethanol-bijmenging is aanpassing van de motor nodig

6.6 Discussie vanuit het perspectief van de modaliteiten

Wat betekent de voorgaande analyse voor de toepasbaarheid van energiedragers voor de verschillende modaliteiten? In deze paragraaf gaan we kort in op de voor- en nadelen en aandachtspunten voor de energieketens voor elke van de vijf modaliteiten.

Personenauto's

Voor licht wegvervoer zijn er in 2050 legio mogelijkheden voor CO₂-neutraliteit. In deze studie hebben we vijf opties onderzocht: accu-elektrisch rijden, rijden op waterstof (met een verbrandingsmotor of brandstofcelsysteem), drop-in synthetische brandstof, methanol en biobrandstof (zowel drop-in als ethanol). Alleen ammoniak als brandstof hebben we vanuit veiligheidsoogpunt buiten beschouwing gelaten.

Elektrisch rijden heeft over de hele linie voordelen ten opzichte van rijden op waterstof: de kosten in de keten zijn lager en de efficiency over de gehele keten is 2 à 5 keer hoger dan bij waterstof (de bandbreedte komt met name door de manier waarop de waterstof is getransporteerd: als gecomprimeerd gas, vloeibaar of gebonden in NH₃). Vergeleken met waterstof uit elektrolyse gaat elektrisch rijden bovendien gepaard met minder ruimtebeslag in de energieketen. Dit komt doordat waterstof wordt geproduceerd uit elektriciteit, en daar vanwege energieverliezen meer van nodig is dan bij een auto die rechtstreeks op elektriciteit rijdt. Ook kost de compressie van waterstof bij het tankstation relatief veel (elektrische) energie.

Accu-elektrisch rijden heeft verder als voordeel dat het 'slim laden' en 'vehicle-to-grid (V2G) systemen' mogelijk maakt. Bij slim laden varieert de laadsnelheid om zo de belasting van het elektriciteitsnet te optimaliseren. V2G-systemen slaan elektriciteit tijdelijk op in de voertuigaccu om die op een ander, gunstig moment terug te leveren aan het net. Beide strategieën kunnen een belangrijke rol spelen in het toekomstig elektriciteitssysteem, vooral om de behoefte aan verzwaring in het midden- en laagspanningsnet te beperken. De veiligheidsrisico's van accu-elektrisch rijden ten opzichte van rijden op benzine en diesel lijken beperkt en zijn bovendien goed op te vangen met regelgeving. BEV's produceren geen verbrandingsfijnstof en een vergelijkbare hoeveelheid slijtagefijnstof als dieselauto's: iets meer bandenslijtage door het extra gewicht van de accu, maar minder fijnstof door remmen.

Rijden op waterstof heeft voordelen op het gebied van tanktijd (ten opzichte van laadtijd), actieradius en ruimtebeslag aan boord van het voertuig. Een accu neemt per eenheid energie namelijk 6 tot 12 keer meer ruimte in dan een waterstoftank. Waterstof zelf weegt weinig per eenheid energie (zo'n 3 keer minder dan benzine en diesel). Wel voegen de waterstoftank met brandstofcelsysteem veel gewicht toe.

Waterstof kan behalve in een brandstofcel ook worden ingezet in een verbrandingsmotor. Dit heeft het voordeel van lagere kosten (er is geen duur brandstofcelsysteem nodig) en minder eisen aan zuiverheid van de waterstof. Hier staat tegenover dat de energie-efficiëntie lager is en dat er NO_x ontstaat (hoeveel is afhankelijk van de verbrandingstemperatuur en nabehandelingstechnieken, zoals geldt voor alle motoren).

De drop-in fuels op basis van het Fischer-Tropsch-proces, de FT-biofuels en FT-synfuels, hebben als voordeel dat de energiedichtheid van de brandstof hoog is en het voertuig niet hoeft te worden aangepast. Daartegenover staat als groot nadeel dat de energiekosten (in €/GJ aan de pomp) veel hoger zijn dan van de elektrische en waterstofoptie. De totale kosten van voertuig en energie zijn dus hoger. Bij biobrandstof kan ook de beschikbaarheid van voldoende duurzame en geavanceerde

biomassa, vanwege de benodigde ruimte, een probleem zijn (zie verder bij Luchtvaart).

Zwaar wegvervoer

Voor de zwaarste categorie wegvervoer (trekker-opleggercombinatie) scoort accu-elektrisch rijden op alle 3 de criteria gunstig ten opzichte van rijden op de andere beschouwde energiedragers. Wel kan een specifieke energiedrager op een specifiek criteria even goed of beter scoren dan accu-elektrisch. Zo kunnen FT-biofuels ten opzichte van accu-elektrisch een kostenvoordeel hebben en, mits gemaakt uit residuen, vergen ze ook minder ruimte. De keten met waterstof uit SMR-CCS is duurder en minder energie-efficiënt dan accu-elektrisch, maar heeft wel een kleiner ruimtebeslag.

Maar accu-elektrisch heeft mogelijke knelpunten die de andere energiedragers niet of minder hebben. Elektrische trucks met een grote actieradius worden ontwikkeld maar de accu's zijn dan zwaar (zo'n 4 ton voor 800 kWh en een range 400-600 km) en groot, wat ten koste gaat van het laadvolume. Een accu is zwaarder dan een systeem met brandstofcellen en waterstoftank waarmee dezelfde afstand kan worden afgelegd. Ook is onderweg nog steeds ultrasnelladen nodig met stops van 30-45 minuten per keer (deze tijd komt overeen met de pauze die een chauffeur elke 4,5 uur moet nemen). Verder is laadinfrastructuur nodig op depots van vervoerbedrijven en langs de snelwegen. De elektriciteitsbehoefte, zowel voor snel- als regulier laden, vergt aanpassingen in het elektriciteitsnet.

Deze 2 trucks komen even ver:

BEV	800 kWh-accu	Efficiency 88%	Gewicht accu 4 ton
FCEV	38 kg H ₂ -tank	Efficiency 55%	Gewicht FC+tank 2,3 ton

Gewicht FC+tank is berekend met de ratio 1:60 van Toyota Mirai (zie bij Personenauto). Brandstofcelstacks en H₂-tanks worden in vrachtwagens modulair toegepast. NB: BEV en FCEV hebben geen verbrandingsmotor nodig, wat een gewichtsbesparing van 1 à 1,5 ton oplevert. De gewichten moeten worden gezien in de context van het totale gewicht van de truck (inclusief

Rijden op bio- en synthetische FT-diesel kan in de bestaande trucks en met gebruik van de bestaande transport- en tankinfrastructuur. Bij rijden op methanol en waterstof zijn trucks met andere motoren nodig. Zeker als waterstof in een brandstofcel wordt gebruikt, zijn de aanpassingen aan de truck vrij drastisch: zowel het FC-systeem als de waterstoftank nemen veel ruimte in en voegen gewicht toe. Waterstof in een brandstofcel heeft als voordeel dat de ketenefficiëntie hoger en de kosten lager zijn dan bij toepassing in een verbrandingsmotor (als beide aandrijflijnen hun optimale rijdynamiek en belasting hebben).

Waterstof en, in mindere mate, methanol hebben een andere soort tankstation nodig. Waterstof is immers gasvormig of vloeibaar en moet sterk gecompriemd of gekoeld worden.

BEV-trucks doen een beslag op enkele schaarse materialen. Beschikbaarheid van lithium, nikkel, kobalt en zeldzame aardmetalen is onzeker voor de langere termijn.

Een electric road system dat trucks al rijdend van elektriciteit voorziet, ondervangt een deel van de nadelen van BEV's: een kleinere accu volstaat en er zijn geen laadstops nodig. Wel zijn er hoge investeringskosten en kost het tijd om de infrastructuur te plannen en aan te leggen, en zijn er milieunadelen zoals koperslijtage en nadelige effecten op de kwaliteit van het landschap.

Binnenvaart

Met ongeveer 5000 binnenvaartschepen in Nederland is dit een relatief kleine markt om CO₂-neutrale opties voor te ontwikkelen. De vloot in Nederland is relatief oud, behalve voor de natte-bulkvaart. Schepen zijn vaak ook een huis voor schipeigenaren, die vaak zelfstandigen zijn. Scheepsmotoren worden vervangen na 20-40 jaar.

De transitie in de sector richting CO₂-neutraal varen is minder ver dan in het wegvervoer, en is afhankelijk van ontwikkelingen in de veel grotere zeevaartsector en bij mobiele werktuigen. Alle opties – elektrisch, waterstof-FC of -ICE, drop-in fuels, methanol en ammoniak - zijn nog open. Elke optie heeft zijn voor- en nadelen, vanuit ketenkosten, energie-efficiëntie, ruimtebeslag en bedrijfs- en sociaal-economisch opzicht.

Varen op bio- en synthetische FT-diesel heeft weinig praktische nadelen: de aandrijftechnologie in de schepen kan hetzelfde blijven en de tankinfrastructuur is er al. Bij varen op waterstof, ammoniak en methanol is een aparte distributie- en tankinfrastructuur nodig.

Bij varen op ammoniak en methanol zijn daarnaast aanpassingen aan het schip nodig: ammoniak moet gekoeld worden opgeslagen en vanwege de toxiciteit geldt er een grote veiligheidszone. Dit bemoeilijkt het ontwerp bij kleinere schepen zoals de binnenvaartschepen. Voor methanol moeten vanwege de vluchtigheid ervan afdichtingen worden versterkt. Vanuit het oogpunt van energie-efficiëntie en ruimtebeslag in de hele energieketen zijn deze opties minder gunstig.

Waterstof is als energiedrager in principe geschikt voor schepen die korte en middellange afstanden varen, en vanuit kosten oogpunt bij voorkeur in de vorm van gecompriemd gas om cryogene koeling (-253°C) te vermijden. De benodigde veiligheidszone aan boord is kleiner dan bij ammoniak: zie Zeevaart.

Bij varen op de synfuels methanol en ammoniak zijn er beperkte meerkosten, omdat aan boord een extra tank voor de 'aanmaakbrandstof' en een katalysator nodig zijn. Over de kosten voor andere CO₂-neutrale alternatieven is er veel onzekerheid. Investeringskosten in waterstof-brandstofcel of -ICE schepen zijn flink hoger dan in schepen op diesel en voor elektrische schepen ook, wanneer de investering in de accu wordt meegerekend. Gezien het vroege marktstadium is er nog geen vergelijking van ketenkosten per afgelegde afstand mogelijk.

Elektrische binnenvaartschepen zouden een interessante optie kunnen zijn uit efficiëntie-oogpunt. Op het moment wordt vooral gekeken naar containerschepen en accu-wisselsystemen, waarbij een lege accu ter grootte van een zeecontainer in de haven wordt omgewisseld voor een volle. De scheepseigenaar hoeft dan niet te investeren in de accu (omdat die wordt geleased). Technisch zouden accu's aan boord wel mogelijk moeten zijn voor bulkschepen. Daarnaast is er een kip-ei probleem: een netwerk van laadinfrastructuur of accu-wisselplaatsen is nodig om elektrisch varen aantrekkelijk te maken, maar investeringen in infrastructuur worden alleen gedaan als het verwachte gebruik hoog genoeg is.

Zeevaart

Voor het overbruggen van lange afstanden op zee zijn er verschillende brandstofopties. In deze studie hebben we voor zeevaart FT-biofuels en synthetische geproduceerde ammoniak, methanol, en Fischer-Tropsch diesel onderzocht.

Waterstof en elektriciteit zijn niet geschikt voor het overbruggen van lange afstanden op zee aangezien er om de 1 tot 3 dagen getankt of geladen moet worden (anders zou het ruimtebeslag van brandstoftank of accu op het schip te veel ten koste gaan van laadruimte). Dit maakt varen op elektriciteit alleen geschikt voor

kortere afstanden. Voor het overbruggen van korte afstanden op zee is elektrisch, net als bij de binnenvaart, wel een optie.

FT-biofuels zijn per energie-eenheid en op ketenniveau goedkoper dan synfuels al zijn de onzekerheden in de kosten voor beide brandstoftypes groot. Mochten biofuels duurder uitvallen of niet voldoende beschikbaar zijn, dan zijn synfuels een goede (hoewel inefficiënte) optie voor de maritieme sector. Welke synfuel (methanol, ammoniak of FT-synfuels) hiervoor het meest gunstig is, is onduidelijk.

Een aandachtspunt bij ammoniak en FT-fuels is de NO_x-uitstoot bij verbranding. Katalysatoren kunnen deze uitstoot sterk verminderen, maar die hebben weer als nadeel dat ze een kleine hoeveelheden N₂O (lachgas) uitstoten, wat een sterk broeikasgas is. Het voordeel van FT-fuels is dat ze een 2 keer zo hoge energiedichtheid hebben als methanol en ammoniak, waardoor de actieradius van een schip ongeveer verdubbelt voor een gegeven tankinhoud. FT-fuels hebben verder als voordeel dat ze gebruikt kunnen worden in de huidige verbrandingsmotoren, zonder aanpassingen en zonder concessies te doen aan actieradius.

Bij ammoniak en methanol moeten er, net als bij de binnenvaart, aanpassingen gedaan worden aan de motor en aan het schip (er zijn 2 brandstoftanks nodig en de afdichtingen moeten verbeterd vanwege de vluchtigheid). Daarnaast moet ammoniak licht gekoeld worden bewaard, wat eisen stelt aan de brandstofopslag. Ook zal ten opzichte van het gebruik van (FT-)diesel de actieradius dalen als het gebunkerde volume gelijk blijft. Een andere optie is om aan boord extra brandstoftanks te realiseren, maar dat zal ten koste gaan van de laadcapaciteit.

Luchtvaart

Voor lange-afstandsvluchten in de luchtvaartsector is er in 2050 waarschijnlijk een beperkt aantal mogelijkheden voor CO₂-neutraliteit. Vliegen over lange afstanden (in grote vliegtuigen zoals de huidige Boeing 787 met 330 zitplaatsen) met elektriciteit of waterstof is niet mogelijk door het gewicht en ruimtebeslag van respectievelijk de accu's en de waterstoftanks in combinatie met het brandstofcelsysteem. Daarnaast hebben die technologieën een lage TRL.

In deze studie hebben we voor de luchtvaart daarom alleen in meer detail naar bio-kerosine en synthetische kerosine geproduceerd uit waterstof en CO₂ gekeken.

Biokerosine en synthetische kerosine hebben als voordeel dat de energiedichtheid van de brandstof hoog is en dat de tanks en (straal)motoren van de vliegtuigen niet aangepast hoeven te worden. Biokerosine heeft van de 2 lagere brandstofkosten en daardoor ook lagere ketenkosten. De brandstofkosten van biokerosine zijn grotendeels afhankelijk van de prijs voor biomassa en de productiekosten die beide erg onzeker zijn.

De kosten van synthetische kerosine zijn ook vrij onzeker, doordat de technologie nog volop in ontwikkeling is. Hierdoor zou synthetische kerosine op de langere termijn voordeliger kunnen zijn dan bio-kerosine. Daarnaast kan de beschikbaarheid van voldoende duurzame en geavanceerde biomassa een probleem zijn, zeker als ook andere sectoren biomassa nodig hebben. Dit geldt voor de reststromen, maar ook voor de houtige energiegewassen omdat hiervoor veel grondoppervlak nodig is.

Mede doordat synthetische en bio-kerosine fysiek uitwisselbaar zijn, zouden beide naast (of door) elkaar kunnen worden toegepast in de luchtvaart in 2050.

6.7 Knelpunten en onzekerheden

In het voorgaande zijn de 4 ketens uitgebreid besproken van het oogpunt van de verschillende criteria en voor de vijf modaliteiten. Hier vatten we de belangrijkste (potentiële) knelpunten en onzekerheden samen.

Keten elektrisch

- Beschikbaarheid van schaarse materialen, voor accu's (en in mindere mate voor zonnepanelen en windturbines), vooral lithium, kobalt, nikkel en enkele zeldzame aardmetalen zoals neodymium en praseodymium, alsmede de milieu- en sociale effecten van de winning hiervan. Strategieën voor het recyclen van materialen zijn in ontwikkeling, maar circulariteit van accu's is nog ver weg.
- Bij ERS kan door slijtage van de bovenleidingen mogelijk veel koper in het milieu komen.
- Volume en gewicht van accu's voor zwaar wegvervoer zorgen voor lagere capaciteit van het voertuig, of, als er wordt gekozen voor een kleinere accu om gewicht en volume te besparen: een kleinere actieradius.
- Laadtijd bij elektrisch vervoer is langer dan bij tanken van de andere energiedragers. Dit geldt voor alle modaliteiten maar lijkt vooral voor zwaar wegvervoer een mogelijk knelpunt.
- De benodigde uitbreidingen van het elektriciteitsnet in verschillende elektrificatiescenario's voor mobiliteit. Dit geldt voor laag- en middenspanning (vooral voor elektrische auto's; wellicht ook voor snelladers voor trucks) maar mogelijk ook voor hogere spanningsniveaus. Ook het effect van electric road systems (ERS) op het elektriciteitsnet is nog onduidelijk.
- Gebrek aan technici om de laadinfrastructuur aan te leggen en het elektriciteitsnet uit te breiden en te verzwaren. Dit gebrek aan technici kan overigens ook bij andere ketens relevant zijn.

Keten waterstof

- Bij elektrolyse spelen alle schaarsteproblemen genoemd bij productie van elektriciteit, vanwege het feit dat elektrolyzers een zeer grote aansluiting op het net nodig hebben (zo'n 1,4 GW_e per GW elektrolysecapaciteit). Ook elders in de waterstofketen is veel elektriciteit nodig voor compressie, eventueel koeling of conversie naar ammoniak etc. Hier staat tegenover dat waterstofproductie kan helpen om een tijdelijk elektriciteitsoverschot te 'bufferen'.
- Elektrolyzers gebruiken schaarse materialen, zoals platina en iridium.
- Watergebruik voor elektrolyse van water is groot, kan een probleem zijn als elektrolyse plaatsvindt in gebieden met (zoet)waterschaarste of in perioden van droogte.
- Lekkage van aardgas in de subroute SMR-CCS, in het transport van aardgas van gasveld naar productielocatie. Aardgas is een 23 keer zo sterk broeikasgas als CO₂.
- Risico op lekkage van CO₂ bij CCS (in de subroute SMR-CCS).
- Verontreiniging in de H₂, waardoor brandstofcellen snel degraderen.
- Lekken van H₂ op diverse onderdelen van de keten (H₂ is zelf geen broeikasgas, maar versterkt de broeikaswerking van methaan en ozon).
- Mogelijk snelle degradatie van brandstofcellen in het algemeen.
- Bij verbranding van H₂ ontstaat NO_x, net als bij fossiele brandstoffen.

Keten synfuels

- Ammoniak en methanol zijn vluchtige en toxische stoffen, waardoor er extra veiligheidsmaatregelen nodig zijn bij opslag, bunkeren en aan boord van het schip. De risico's zijn met extra maatregelen vergelijkbaar met die van fossiele brandstoffen.
- Om veiligheidsredenen ligt het transport van ammoniak met tankwagens en treinen maatschappelijk gevoelig en wordt daarom ook gereguleerd en ontmoedigd. Tot nu toe lijkt er geen maatschappelijke weerstand te zijn tegen ammoniaktransport met schepen en opslag van ammoniak in havens. Of dit ook zo blijft als ammoniak grootschalig vervoerd wordt met binnenvaartschepen en opgeslagen wordt nabij overslagpunten van binnenvaartschepen is de vraag.
- De productie van synfuels werkt het beste als continue proces, terwijl duurzame elektriciteit vaak in de tijd variabele hoeveelheden beschikbaar is.
- Het is de vraag of er in 2050 nog wel CO₂-puntbronnen zijn. En zo ja, of die gebruikt kunnen worden in de mobiliteitssector op een klimaatneutrale manier.
- De verbranding van synfuels leidt tot de uitstoot van NO_x en fijnstof.
- Er ontstaan niet-CO₂-klimaat effecten bij het gebruik van synfuels in vliegtuigen.

Keten biobrandstoffen

- Beschikbaarheid en levering feedstock voor geavanceerde biofuels zijn onzeker, zowel voor residuen als voor energiegewassen. Daarnaast is er vraag naar biomassa ook uit andere sectoren dan mobiliteit.
- Verarming van de grond (met de residuen verwijder je organisch materiaal dat belangrijk is voor een goede bodemkwaliteit).
- Eventuele negatieve milieueffecten door het gebruik van water bij het verbouwen van energiegewassen.
- De verbranding van biofuels leidt tot de uitstoot van NO_x en fijnstof.
- Er ontstaan niet-CO₂-klimaat effecten bij het gebruik van biofuels in vliegtuigen.

6.8 Overkoepelende conclusies

We hebben in deze studie 4 potentieel CO₂-neutrale energieketens voor toepassing in 5 modaliteiten (licht en zwaar wegvervoer, binnenvaart, langeafstandsscheepvaart en intercontinentale luchtvaart) geanalyseerd. Dit rapport vat bestaande kennis samen en heeft als doel een bijdrage te leveren aan de maatschappelijke discussie en beleidsontwikkeling op dit gebied. We hebben de ketens bekeken op 3 criteria: energie-efficiëntie, ruimtebeslag en kosten. Het perspectief is well-to-wheel (WTW). Dat wil zeggen dat we de totale keten, van productie van de energiedragers tot en met de toepassing in het voertuig, hebben betrokken in de analyse. Vanuit dit WTW-perspectief is CO₂-neutrale mobiliteit te bereiken via inzet op CO₂-neutrale energiedragers en de bijhorende aandrijflijnen in voertuigen. Ook al zijn alle geanalyseerde energieketens CO₂-neutraal (wat het uitgangspunt is), de score op energie-efficiëntie, ruimtebeslag en kosten verschilt. We trekken als belangrijkste conclusies:

Keten elektrisch is efficiënt qua energie, ruimte en kosten

De keten van elektrisch vervoer heeft op een well-to-wheel basis ten opzichte van waterstof en synfuels relatief hoge energetische efficiëntie, lage kosten en laag ruimtegebruik. Bij toepassing van waterstof en synthetische brandstoffen moet er 3 tot 6 keer meer energie worden geproduceerd dan dat het voertuig uiteindelijk bij de wielen (of de schroef) gebruikt; bij elektriciteit maar ongeveer 1,4 keer. Dit betekent ook dat er 2 à 3 keer zoveel windmolenparken nodig zijn bij waterstof uit elektrolyse en bij synfuels dan bij toepassing van elektriciteit in BEV. Bij biobrandstof hangt het ruimtebeslag sterk af van de herkomst van de biomassa en kan op grond daarvan variëren van kleinste (bij residuen) tot hoogste (energiegewassen) ruimtebeslag.

Vanuit de 3 hoofdcriteria bezien zijn de ketens voor waterstof, synfuels voor toepassing in mobiliteit in het nadeel ten opzichte van elektriciteit. Ze zijn pas 'zinnig' wanneer hun hogere kosten, energie- en ruimtegebruik opwegen tegen nadelen in de elektriciteitsketen, zoals de lange laadtijd (voor zover niet verwerkt in de kosten), het gebruik van schaarse materialen voor accu's en de complexiteit om vraag en aanbod van elektriciteit uit CO₂-neutrale bronnen op elkaar af te stemmen. Juist waterstof en synfuels zouden een oplossing kunnen zijn voor dit laatste, bijvoorbeeld door overvloedige elektriciteit uit zon-PV in de zomer op te slaan voor gebruik in de winter (seizoensopslag). Biobrandstoffen hebben als voordeel dat ze 'standalone' zijn, dat wil zeggen niet afhankelijk van elektriciteit als grondstof.

Ruimtegebruik van duurzame energiedragers voor mobiliteit uitdaging

Om alle wegvoertuigen in Nederland op elektriciteit te laten rijden, is een windmolenpark ter grootte van de provincie Utrecht nodig. Voor het maken van synfuels voor de vliegtuigen en schepen die momenteel in Nederland tanken is een oppervlak van 9 keer de provincie Utrecht nodig, of een kwart van het Nederlands Continentaal Plat.

Voor de productie van biobrandstoffen kunnen tot op zekere hoogte reststromen van de landbouw gebruikt worden. Deze hebben geen extra landgebruik tot gevolg, maar biobrandstoffen uit energiegewassen hebben een zeer hoog landgebruik. De vraag is of dit in Nederland past. Om alle bunkerfuels te vervangen door biofuels uit energiegewassen is een oppervlakte groter dan Nederland nodig.

Mocht het niet mogelijk of wenselijk zijn om alle energie in Nederland te produceren dan is import van bijvoorbeeld waterstof en synfuels (die dan elders uit elektriciteit zijn geproduceerd) een optie. Mondiaal gezien zou dit mogelijk moeten zijn: 4 keer de oppervlakte van Frankrijk volleggen met zonnepanelen is theoretisch genoeg voor de huidige wereldwijde energievraag.

Bij import van energiedragers wordt het ruimtebeslag van CO₂-neutrale energieketens als het ware 'geëxporteerd'. Import van CO₂-neutrale energie heeft als voordeel dat de productie hiervan in dunbevolkte of onbewoonde gebieden kan plaatsvinden waar ruimte minder schaars is en effecten zoals geluid en zichthinder mogelijk een minder grote rol spelen. Daarnaast is productie van elektriciteit uit zonne-energie ook minder ruimte-intensief naarmate dit dichter bij de evenaar gebeurt. Als nadeel staat hier het energieverlies tijdens het transport tegenover, waardoor er in de gehele keten meer energie wordt gebruikt en dus ook meer ruimte en grondstoffen nodig zijn.

Syn- en biofuels kunnen met beperkte aanpassing aan infrastructuur worden toegepast

Een voordeel van zowel synfuels als biobrandstoffen is dat de kosten voor transport, opslag, distributie en tanken relatief laag zijn. Voor FT-fuels (die chemisch gezien vrijwel identiek zijn aan hun fossiele tegenhangers) kan alle infrastructuur worden hergebruikt. Voor de andere biobrandstoffen en synfuels kan waarschijnlijk een groot deel van de bestaande infrastructuur (met een paar kleine aanpassingen) worden (her)gebruikt. De FT-fuels hebben daarnaast als voordeel dat ze in standaard verbrandingsmotoren toegepast worden.

CO₂-afvang uit de lucht nodig voor grootschalige productie van synfuels

Voor CO₂-neutrale productie van FT-synfuels en methanol is naast waterstof een CO₂-neutrale koolstofbron nodig. Dit kan een CO₂-puntbron zijn uit bijvoorbeeld industrie of CO₂-afvang uit de lucht (direct air capture, DAC). Aangezien in een klimaatneutraal scenario in 2050 er veel minder puntbronnen zullen zijn dan nu, zal DAC waarschijnlijk nodig zijn. Dit is echter veel duurder dan afvang uit puntbronnen, en de techniek hiervoor staat nog in de kinderschoenen.

Kosten van opties onzeker: R&D in verschillende opties blijft interessant

Veel van de gebruikte technologieën zijn nog in de ontwikkelingsfase en daardoor onzeker. In 2050 zou bijvoorbeeld methanol op basis van CO₂ afvang uit de lucht voordeliger kunnen zijn dan in 2030, terwijl de kosten van elektriciteit niet meer dalen tussen 2030 en 2050. Aan de andere kant, de hogere efficiëntie van de elektriciteitsketen betekent ook een lagere gevoeligheid voor energieprijsschommelingen. Dit betekent dat het nu nog te vroeg is om te concluderen dat een keten niet relevant is vanwege de kosten. Het blijft de moeite waard om geld te steken in relevante, probleemoplossende research en development (R&D), omdat we het ons niet kunnen veroorloven om opties nu al af te schrijven, gegeven de grote opgave van CO₂-neutrale mobiliteit.

Mogelijke knelpunten: technici en schaarse grondstoffen

Gebrek aan technici is een mogelijk knelpunt voor alle ketens waar veel techniek aan te pas komt, met name die voor elektriciteit, waterstof en synfuels. Denk aan installatie van laadinfrastructuur, windturbineparken en elektrolyzers, en verzwaring van het elektriciteitsnet. Tegelijk geldt dat volledig elektrische voertuigen minder onderhoud nodig hebben dan brandstofauto's, dus dat er minder monteurs nodig zijn in de garage. Schaarste aan technici zou een kostenverhogend effect kunnen hebben op de transitie naar duurzame mobiliteit.

Beschikbaarheid van schaarse materialen op de lange termijn is onzeker. Dit geldt bijvoorbeeld voor lithium, kobalt, nikkel en enkele zeldzame aardmetalen zoals neodymium en praseodymium. De milieu- en sociale effecten van de winning hiervan verdienen ook aandacht.

Integrale afweging tussen ketens nodig

Een keten voor een modaliteit is niet per se onwenselijk als het voor 1 van de 3 kenmerken 'slecht' scoort, vele aspecten spelen een rol. Integrale afweging is cruciaal, ook omdat in een CO₂-neutraal energiesysteem de verschillende energiedragers steeds meer met elkaar verbonden raken. Voorbeelden zijn de bijdrage van voertuigen aan het energiesysteem via bidirectioneel (V2G) laden en de tweeledige rol van waterstof: als brandstof voor voertuigen én als opslagmedium in het energiesysteem. Ook andere criteria kunnen in een integrale afweging belangrijk zijn, zoals leveringszekerheid (bijvoorbeeld diversificatie van energiebronnen en leveranciers), verdeling en synergie tussen sectoren of gebruiksgemak.

Energiebesparing blijft nuttig voor besparing ruimte en grondstoffen

Met de inzet op CO₂-neutrale energiedragers en energie-efficiënte aandrijflijnen in voertuigen is CO₂-neutrale mobiliteit te realiseren. Dat laat onverlet dat daarnaast ook vermindering van het energiegebruik per afgelegde afstand (bijvoorbeeld door aerodynamica en lichtere voertuigen) en beperking van afgelegde afstanden nog steeds een goed idee kan zijn. Dit bespaart ruimte en grondstoffen.

6.9 Verdere onderzoeksrichtingen

Er zijn vele onderwerpen binnen het thema CO₂-neutrale mobiliteit die meer onderzoek vragen. We stippen er hier 4 aan.

Activiteit (A) en modal split (S) factoren

In de huidige studie ligt de nadruk bij de Intensity- en Fuel-factoren van de ASIF-formule, die gaan over 'energie-intensiteit' van voertuigen (MJ/km) en CO₂-uitstoot van energiedragers (in g/MJ). We zijn nagegaan welke verbeteringen er in beide factoren mogelijk zijn, dat wil zeggen: welke efficiencyverbetering (zuiniger omgaan met energie) is mogelijk en hoe kan (fossiele) koolstof worden geëlimineerd uit de

energieketen. Een andere studie zou zich kunnen richten op de A- en S-factor, die gaan over de behoefte aan mobiliteit (km) en modaliteitskeuze en wijze waarop deze wordt gebruikt (zoals bezettings/beladingsgraad), ofwel de 'verminderen' en 'verschuiven' strategieën uit de Trias Mobilica. Hoe kan de behoefte aan mobiliteit worden verminderd en wat zijn vanuit het oogpunt van CO₂-reductie gunstige wijzigingen in modaliteitskeuzen?

Beschikbaarheid

De uiteindelijke CO₂-uitstoot wordt bepaald door een combinatie van alle 4 de factoren. Daarbij speelt ook *beschikbaarheid* van CO₂-arme energiedragers en energie-efficiënte voertuigen en de daarvoor benodigde ruimte een rol. Dit gaat dus niet om de relatieve verbetering van factoren, maar om absolute aantallen en hoeveelheden. Zijn er in 2050 voldoende voertuigen en energiedragers beschikbaar om in de mobiliteitsbehoeften te voorzien? En is hier genoeg ruimte voor, in Nederland en wereldwijd? Een scenariostudie kan laten zien bij welke aantallen en hoeveelheden er knelpunten in de beschikbaarheid van energiedragers, voertuigen en ruimte ontstaan.

Transitiepaden: beleidsopties op weg naar CO₂-neutraal in 2050

Een ander onderzoek kan gaan over de vraag welke beleidsopties mogelijk zijn, tussen nu en 2050, om in 2050 op CO₂-neutraliteit in mobiliteit uit te komen? De Europese Commissie heeft een beleidspakket voorgesteld om in 2030 een broeikasgasreductie van 55% ten opzichte van 1990 te realiseren. Op welke factoren (ASIF) richten deze beleidsopties uit FF55 zich en welke doelen worden nagestreefd en hoe gaan we vanaf daar verder naar CO₂-neutraliteit?

Anders geformuleerd: welke beleidsopties passen (theoretisch) bij elk van de ASIF-factoren, in hoeverre worden ze al ingezet en hoe zijn nog verdergaand inzetbaar.

Lage TRL's

Om in 2050 op grote schaal een functie te kunnen vervullen in het energiesysteem moet een techniek nu al voldoende ver ontwikkeld zijn. Dit was de reden waarom we alleen energiedrager-mobiliteitscombinaties met een TRL van ten minste 6 (pilotfase) hebben onderzocht. Het kan daarentegen wel relevant zijn om tussen de technieken met (nu nog) een lage TRL te zoeken naar kandidaattechnieken die op de langere termijn (>2050) levensvatbaar zijn en alsnog een grote rol kunnen gaan spelen. En de vraag is dan natuurlijk ook: hoe worden die technieken in de tussentijd gestimuleerd zodat ze zo ver komen?

Referenties

Inleiding

- Berveling, J. et al. (2020a) *Op de groene toer. De bijdrage van gedragsinterventies aan het verduurzamen van de luchtvaart*. KiM-rapport KiM-20-A03. Den Haag: Kennisinstituut voor Mobiliteitsbeleid
- Cuelenaere, R. et al. (2014) *Scenarios for energy carriers in the transport sector*. ECN, TNO en CE Delft. Report ECN-E--13-067
- Eurocontrol (2021). *EUROCONTROL Data Snapshot #4 on CO₂ emissions by flight distance*. <https://www.eurocontrol.int/publication/eurocontrol-data-snapshot-co2-emissions-flight-distance>
- Europese Commissie (2020) *The European Green Deal*. COM(2019) 640 final
- IEA (2021) *Innovation needs in the Sustainable Development Scenario*. <https://www.iea.org/reports/clean-energy-innovation/innovation-needs-in-the-sustainable-development-scenario>
- IenW (2022). *Voortgangsbrief Duurzame Mobiliteit*. Kamerbrief, Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, 13 maart 2022
- IPCC (2022) *Climate change 2022: Mitigation of climate change. WG III contribution to the Sixth Assessment Report*. Final draft. Intergovernmental Panel on Climate Change. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>
- Kleijne, de K., S. Hanssen, L. van Dinteren, M. Huijbregts, R. van Zelm, & H. de Coninck (2022) *Limits to Paris compatibility of CO₂ capture and utilization*. *One Earth* **5**, 168- 202
- Koopmans, C. en Rhee, G. van. (2021). *Factsheet discontovoet*. Stratelligence en SEO in opdracht van Rijkswaterstaat. Amsterdam.
- Londo, M. en G. Kramer (2019). *Ruimtelijke opgaven door klimaatbeleid. Een verkenning van de implicaties van het Klimaatakkoord*. *Landschap* 2019 **4**, 189-197.
- Min EZK (2021) *Kamerbrief "Naar een nationaal plan voor het energiesysteem 2050"*, 17 december 2021. DGKE-WO / 21293738
- PBL (2021) *Klimaat- en energieverkenning 2021*. PBL-publicatie 4681. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving
- Raworth, K. (2012) *A safe and just space for humanity: can we live within the doughnut?* Oxfam Discussion Paper, February 2012
- Scheepers, M. (2022) *Een klimaatneutraal energiesysteem voor Nederland. Nieuwe verkenning toont grenzen mogelijkheden*. TNO White Paper.
- Schipper, L., C Marie-Liliu (1999) *Transportation and CO₂ emissions: flexing the link. A path for the World Bank*. Environment Department Paper No. 69. New York: The World Bank
- Studiegroep Van der Geest (2021) *Bestemming Parijs Wegwijzer voor klimaatkeuzes 2030, 2050. Eindrapportage studiegroep Invulling klimaatopgave Green Deal Januari 2021*

Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnaichner, A., Everall, J., Sacchi, R., Luderer, G. (2021) Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. *Nature Climate Change* **11**, 84–393 <https://dx.doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7>

Umwelt Bundesamt (2016). *Power-to-Liquids Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel*. Geraadpleegd via <https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/power-to-liquids-potentials-perspectives-for-the>

VNG (2019) *Regionale mobiliteitsprogramma's. Handreiking. Versie 1.0*

Elektriciteit

AD (2022). *Zo schrikbarend duur is een nieuwe accu voor een elektrische auto* <https://www.ad.nl/auto/zo-schrikbarend-duur-is-een-nieuwe-accu-voor-een-elektrische-auto~a18c0b43/> (gezien 18 maart 2022).

Al-Hanahi et al. (2021). Charging Infrastructure for Commercial Electric Vehicles: Challenges and Future Works. *IEEE Access* vol 9, 121476, DOI 10.1109/ACCESS.2021.3108817

Aneke, M., M. Wang (2016). Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. *Applied Energy* **179**, 350–377.

Apolostolaki-Iosifidou et al. (2017). <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217303730>

Arent, D. et al. (2014). Implications of high renewable electricity penetration in the U.S. for water use, greenhouse gas emissions, land-use, and materials supply. *Applied Energy* **123**, 368–377.

Berveling, J., M. Knoope, S. Moorman (2020b). *Met de stroom mee. Het stimuleren van elektrisch rijden*. KiM rapport KiM-20-A12. Den Haag: Kennisinstituut voor Mobiliteitsbeleid.

Bi, Z. et al. (2016). A review of wireless power transfer for electric vehicles: Prospects to enhance sustainable mobility. *Applied Energy* **179**, 413–425

Bibak, B., H. Tekiner-Mogulkoç (2021). A comprehensive analysis of Vehicle to Grid (V2G) systems and scholarly literature on the application of such systems. *Renewable Energy Focus* **36**, 1-20.

Bieker, G. (2021). *A global comparison of the life-cycle greenhouse gas emissions of combustion engine and electric passenger cars*. ICCT report.

Bloomberg NEF (2020). *Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh* <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/> (gezien 18 maart 2022)

BNEF (2019). *Battery Power's Latest Plunge in Costs Threatens Coal, Gas*. <https://about.bnef.com/blog/battery-powers-latest-plunge-costs-threatens-coal-gas/>

Bogdanov et al. (2019). Radical transformation pathway towards sustainable electricity via evolutionary steps. *Nature Communications* **10**, 1077.

Brenna, M., Foadelli, F., Leone, C., Longo, M. (2020). Electric Vehicles Charging Technology Review and Optimal Size Estimation. *Journal of Electrical Engineering & Technology* **15**, 2539–2552, <https://doi.org/10.1007/s42835-020-00547-x>

- Breuer, J., R. Can Samsun, D. Scholten, R. Peters (2021). How to reduce the greenhouse gas emissions and air pollution caused by light and heavy duty vehicles with battery-electric, fuel cell-electric and catenary trucks. *Environment International* **152**, 106474.
- Brown, J. et al. (2021). *Ex post analysis of economic impacts from wind power development in U.S. counties*. VS: University of Nebraska – Lincoln.
- Carrara, S., Alves Dias, P., Plazzotta, B. and Pavel, C., *Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system*, EUR 30095 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2020, ISBN 978-92-76-16225-4, doi:10.2760/160859, JRC119941.
- CBS (2020). *Groei afgelegde kilometers in Nederland vlakt af*. <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2020/45/groei-afgelegde-kilometers-in-nederland-lakt-af> (gezien 11 maart 2022).
- CBS (2021). *Elektriciteitsprijzen*.
- CnEVPost (2021). China launches pilot program in 11 cities to promote battery swap model. <https://cnevpost.com/2021/10/28/china-launches-pilot-program-in-13-cities-to-promote-battery-swap-model/> (gezien 18 maart 2022).
- Daniels, B., P. Koutstaal (2016). *De rol van de elektriciteitsvoorziening in het klimaatbeleid*. ECN-E--16-058 Petten: Energieonderzoek Centrum Nederland.
- Dekker, V. (2022). *Als we een beetje slim zijn met stroom, is het net nog lang niet vol*. Trouw, 7 maart 2022.
- Den Ouden et al. (2020). *Klimaatneutrale scenarios 2050. Scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050*. Berenschot en Kalavasta.
- Díaz-González, F. et al. (2012). A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **16**, 2154– 2171.
- Dirks, J. et al. (2020). *Onderzoek naar de businesscase van laadinfrastructuur*. Rotterdam: Ecorys.
- Donkers, F. (2019). *Laadefficiëntie van elektrische auto's, een verborgen kostenpost*. <https://www.felixdonkers.nl/2019/05/laadefficiëntie-van-elektrisch-autos/> (gezien 18 maart 2022).
- EASAC (2019). *Decarbonisation of transport: options and challenges*. EASAC Policy report 37. Halle: European Academic Science Advisory Council (EASAC).
- EC (2019) *The European Green Deal*. COM(2019) 640 final, Brussel: Europese Commissie.
- EC (2020) *Critical Raw Materials Resilience: Charting a Path towards greater Security and Sustainability*. COM(2020) 474 final. Brussel: Europese Commissie. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0474&from=EN> (gezien 11 maart 2022).
- ECF (2010). *Roadmap 2050. A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe. Volume 1, 2010*. Brussel: European Climate Foundation.
- Ecorys (2021). *Scenariostudie toekomstig gebruik weginfrastructuur door vrachtverkeer*. Rotterdam: Ecorys.
- ElaadNL (2019). *De smart charging guide*. Arnhem

ElaadNL (2020a). *Truckers komen op stroom. De ontwikkeling van batterij elektrische trucks in internationale logistiek in Nederland t/m 2035*. Outlook Q3 2020.

ElaadNL (2020b). *Roadmap logistieke laadinfrastructuur*.

ElaadNL (2020c). *Tegen de stroom in varen. De ontwikkeling van batterij elektrische binnenvaart in Nederland tot en met 2035*. Outlook Q4 2020.

ElaadNL (2021). *Elektrisch rijden in stroomversnelling. Elektrificatie van personenauto's tot en met 2050*. Outlook Q3 2021.

https://www.elaad.nl/uploads/files/2021Q3_Elaad_Outlook_Personenautos_2050.pdf (gezien 28 maart 2022).

Elshurafa, A. et al. (2018). Estimating the learning curve of solar PV balance of system for over 20 countries: Implications and policy recommendations. *Journal of Cleaner Production* **196**, 122-134.

European MSP Platform (no date). *Capacity densities of European offshore wind farms*. <https://www.msp-platform.eu/practices/capacity-densities-european-offshore-wind-farms>

EVconsult (2020). *Transitiestudie verduurzaming wegtransport*.

Fritsche et al. (2017). *Energy and land use*. Global Land Outlook Working Paper. UNCCD & IRENA.

Gemeente Rotterdam (2020). *Positief geladen. Strategie laadinfrastructuur 2021-2030 Rotterdam*.

Gezondheidsraad (2022). *Literatuurevaluatie hoogspanningslijnen en kanker bij volwassenen*. Nr. 2022/14A, Den Haag, 29 juni 2022.

GIZ (2021). *Raw materials for electric mobility. A development perspective*. Bonn: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

Graver, B. et al. (2022). *Vision 2050. Aligning aviation with the Paris Agreement*. Washington DC: International Council for Clean Transportation

Hanssen, S et al. (2020). Biomass residues as twenty-first century bioenergy feedstock—a comparison of eight integrated assessment models. *Climatic Change* **163**, 1569-186

Haugen et al. (2021). A fork in the road: Which energy pathway offers the greatest energy efficiency and CO₂ reduction potential for low-carbon vehicles? *Applied Energy* **283**, 116295, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116295>

Hilster, D., L Leestemaker, A. Hoen (2020). *Veiligheid en elektrische personenauto's Actualisatie factsheet 2020*. Delft: CE Delft.

Hoogervorst, N. (2020). *Kosten van klimaatneutrale elektriciteit in 2030. Operationalisering voor de Startanalyse 2020*. PBL-rapport 4252. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

Horst, M. van der, D. Hoogervorst, J. Francke (2020). *Het kleine drogelandsschip op de radar*. KiM-20-A01. Den Haag: Kennisinstituut voor Mobiliteitsbeleid

IEA (2021). *The role of critical materials in the clean energy transition*. Parijs: OECD/IEA.

IenW (2021). *Voortgang strategische aanpak batterijen 2021*. IENW/BSK-2021/285067 IenW Kamerbrief 16/12/2021.

IRENA (2017). *Electricity storage and renewables. Costs and markets to 2030*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, ISBN 978-92-9260-038-9.

- IRENA (2019) *Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper)*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency
- ITF (2021). *Cleaner vehicles. Achieving a resilient technology transition*. Paris: OECD
- Jonkeren, O., M. van der Horst, P. Wortelboer (2020). *Kostenkengetallen voor het goederenvervoer. Overzichtsnotitie*. Den Haag: Kennisinstituut voor Mobiliteitsbeleid.
- JRC, CONCAWE, EUCAR (2020). *JEC Well-to-Tank report v5. Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, ISBN 978-92-76-19926-7.
- Karlsson, S., D. Kushnir (2013). How energy efficient is electrified transport? In: *Systems Perspectives on Electromobility*, ISBN 978-91-980973-1-3. https://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/179113/local_179113.pdf (gezien 13 april 2022).
- KIVI (2020). *Design of a Dutch carbon-free energy system. A detailed follow-up study with system simulations and a financial analysis*. EnergyNL2050, KIVI Elektrotechniek, May 2020.
- Klimaatakkoord (2019). Den Haag
- Kuijers, T. et al. (2020). *Ruimtelijke uitwerking energiescenario's*. Den Haag: Generation.Energy en PosadMaxwan.
- Lacey, M. (2022) *Comparison of battery cells*. <http://lacey.se/science/cell-plot/>
- Leguijt et al. (2020). *Systeemstudie energie-infrastructuur Zuid-Holland Integrale systeemstudie gas, elektriciteit, CO₂ en warmte; 2020-2030-2050*. Delft: CE Delft.
- Lewis, M. (2021). Check out the Netherlands' first electric inland ship – and it's got swappable batteries <https://electrek.co/2021/09/06/check-out-the-netherlands-first-electric-inland-ship-and-its-got-swappable-batteries/> (gezien 18 maart, 2022).
- Luo, X. et al (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy* **137**, 511–536.
- Manthey, N. (2021) *Electric container ship Yara Birkeland takes maiden voyage*. Electrive, 22/11/2022, <https://www.electrive.com/2021/11/22/electric-container-ship-yara-birkeland-takes-maiden-voyage/> (gezien 18 maart 2022).
- MinEZK (2021). *Naar een nationaal plan voor het energiesysteem 2050*. Kamerbrief 17 december 2021.
- Molster, A., A. Lankhorst, E. Oostenbrink (2021). *Obstakels op voetpaden. Verkenning van problemen en oplossingen*. Ede: CROW-KpVV.
- Mongird et al. (2020). *2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*.
- MRA-elektrisch (2021). *Snelladen in de regio Noordwest*. Metropoolregio Amsterdam.
- NAL (n.d.). *Nationale Agenda Laadinfrastructuur*. <https://www.agendalaadinfrastructuur.nl/default.aspx> (gezien 18 maart 2022).
- NAW-Leopoldina (2017). *Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende*. Berlin: Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, ISBN: 978-3-8047-3672-6.

- Netbeheer Nederland (2019). *Basisinformatie over energie-infrastructuur*. <https://www.rvomagazines.nl/rvopublicaties/2021/01/kader-netbeheer-nederland---basisinformatie-over-energie-infrastructuur>
- Netbeheer Nederland (2021). *Het energiesysteem van de toekomst. Integrale infrastructuurverkenningen 2030-2050*.
- NKL (2020). *Handreiking laden van elektrische voertuigen in de logistieke sector. Gemeenten aan de slag met laadinfrastructuur voor logistiek*. Nationaal Kennisplatform Laadinfrastructuur.
- NKL (2020). *Roadmap logistieke laadinfrastructuur*. Nationaal Kennisplatform Laadinfrastructuur.
- NKL (2021) *Handreiking anders laden*. https://nklnederland.nl/wp-content/uploads/2021/10/Handreiking-Anders-Laden_V-dec2019.pdf
- Noord-Hollandse Energie Regio (2019). *Ruimte en hinder. Regionale Energie Strategie Noord-Holland Noord en Zuid*. <https://gemeentebestuur.heemstede.nl/Vergaderingen/Commissie-Middelen/2020/15-januari/20:00/6-Bijlage-RES-dec-2019-Factsheet-Ruimte-en-hinder.pdf>
- NP-RES (2019). *Factsheet zon-PV en wind op land. Analyse naar de opwek van hernieuwbare energie per RES-regio*. Nationaal Programma Regionale Energie Strategie. <https://unievannwaterschappen.nl/wp-content/uploads/2019/10/Samenvatting-Factsheet-Stand-van-zaken-zon-en-wind-op-land-1.pdf>
- OECD (2020). *Non-exhaust Particulate Emissions from Road Transport. An Ignored Environmental Policy Challenge*. Parijs: OECD, <https://doi.org/10.1787/4a4dc6ca-en>
- Osorio, G. et al. (2021). Rooftop photovoltaic parking lots to support electric vehicles charging: A comprehensive survey. *Electrical Power and Energy Systems* **133**, 107274
- PWC Strategy& (2021). *De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders. Finaal rapport –in opdracht van Netbeheer Nederland*. Den Haag: PricewaterhouseCoopers Advisory
- PwC Strategy& (2021). *V2G –waarde en weg voorwaarts*. Amsterdam: PwC Strategy&.
- Robinson, D. (2020) *Six electric vehicle charging innovations that could be crucial to green transport revolution*. NS Energy 27 april 2020, <https://www.nsenergybusiness.com/features/electric-vehicle-charging-innovations/> (gezien 11 maart 2022)
- Rooijers, F. & Jongsma, C. (2020). *Verkenning ontwikkeling CO₂-vrije flexibele energietechnieken*. Delft: CE Delft.
- RVO (2018) *Ruimtelijke verkenning energie en klimaat*. ISBN 978-90-828256-0-2.
- RWS/WVL (2021). IMA achtergrondrapportage.
- Shareef, H., M. Islam, A. Mohamed (2016). A review of the stage-of-the-art charging technologies, placement methodologies, and impacts of electric vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **64**, 403–420.
- SolarGIS (2021). *Solar Resource Map Europe*. <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/europe> (gezien 10 maart 2022).

- Steilen, M, L. Jörissen (2015). Round Trip Efficiency. In: *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*. <https://doi.org/10.1016/C2012-0-01253-7>.
- TenneT (2020a). *Uw veiligheid en de ongestoorde werking van de bovengrondse hoogspanningsverbinding*. Arnhem: TenneT TSO BV.
- TenneT (2020b) *Investeringsplan Net op land 2020 – 2029*. Arnhem: TenneT. https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Investeringsplan/IP2020_NOL_201001.pdf (gezien 11 maart 2022).
- TenneT (2021). *Unlocking industrial demand side response*. https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/Dutch/2021/Unlocking_industrial_Demand_Side_Response.pdf
- The Guardian (2022). 'We are afraid': Erin Brockovich pollutant linked to global electric car boom. Febriana Firdaus en Tom Levitt, 19 februari 2022.
- Transport & Environment (2020). *Comparison of hydrogen and battery electric trucks. Methodology and underlying assumptions*. Brussel.
- Transport & Environment/Suzan & Mathieu (2021). *Unlocking electric trucks in the EU: recharging along highways. Electrification of long-haul trucks, Vol. 2*. Brussel.
- UNECE (2022). *Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources*. Geneva: United Nations Economic Commission for Europe
- Vallera, A., P. Nunes, M. Brito (2021). Why we need battery swapping technology. *Energy Policy* **157**, 112481.
- Van Exter et al. (2021). *Een circulaire energietransitie. Verkenning naar de metaalvraag van het Nederlandse energiesysteem en kansen voor de industrie*. Metabolic, Copper8 e.a.
- Van Hooff, W., T. Kuijers, R. Quax, J. Witte (2021). *Ruimtelijk potentieel van zonnestroom in Nederland*. TKI Urban Energy en Generation.Energy.
- Van Ommeren, K. et al. (2022). *Analyse kosteneffectiviteit Electric Road Systems (ERS) voor Nederland*. Decisio, EVconsult en Sweco.
- Van Zyl, S., G. Holmes, M. Verbeek (2021). *Aanzet tot een analysekader betreffende de ingroei en opschaling van elektrische bestel- en vrachtwagens in de Nederlandse vloot tot 2040*. TNO 2021 R11987, Den Haag: TNO.
- Ven, D. van de, et al. (2021). The potential land requirements and related land use change emissions of solar energy. *Nature Scientific Reports* 11:2097. doi.org/10.1038/s41598-021-82042-5.
- Verbeek, M., R. Cuelenaere (2019). *Behoeftes aan infrastructuur voor alternatieve energiedragers voor mobiliteit in Nederland*. TNO rapport TNO 2019 R11705
- Verbruggen, F., A. Hoekstra, T. Hofman (2018) *Evaluation of the state-of-the-art of full-electric medium and heavy-duty trucks*. Conference paper presented at EVS 31 & EVTeC 2018, Kobe, Japan, October 1 - 3, 2018
- Vignola, F., F. Mavromatakis, J. Krumsick (2008). Performance of PV inverters. *Proceedings of the 37th American Solar Energy Society annual conference*, San Diego, 3 May 2008.
- Visser, M. (2021, 2022). https://twitter.com/BM_Visser
- Voermans, T. (2022). *Elektrische rijders balen van onhandige laadkabels: 'Absolute ellende'*, Artikel De Gelderlander, 5/1/2022

<https://www.gelderlander.nl/auto/elektrische-rijders-balen-van-onhandige-laadkabels-absolute-ellende~a78a105f/> (gezien 18 maart 2022).

Weiss, M., K. Cloos, E. Helmers (2020) Energy efficiency trade-offs in small to large electric vehicles. *Environ Sci Eur* **32**, 46, <https://doi.org/10.1186/s12302-020-00307-8>.

Wind op Zee (n.d.) *Hoeveel ruimte gebruikt wind op zee?* <https://windopzee.nl/onderwerpen/wind-zee/hoeveel-ruimte/> (gezien 30 juni 2022).

Wolbertus, R., S. Jansen, M. Kroesen (2020) Stakeholders' perspectives on future electric vehicle charging infrastructure developments. *Futures* **123**, 102610.

Xiao, M., T. Junne, J. Haas, M. (2021) Plummeting costs of renewables - Are energy scenarios lagging? *Energy Strategy Reviews* **35**, 100636

Zaheri, B., S. Syri (2015) Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **42**, 569–596.

Zijlstra, T., Bakker, S. & Witte, J.J. (2022). *De maatschappelijke effecten van het wijdverbreide autobezit in Nederland. Achtergrondrapport*. Den Haag: Kennisinstituut voor Mobiliteitsbeleid.

Waterstof

Airbus (2021). *Hydrogen - An energy carrier to fuel the climate-neutral aviation of tomorrow*. Geraadpleegd via https://www.airbus.com/sites/g/files/jlcbta136/files/2021-07/airbus_hydrogen_future_aviation_1P%20%281%29.pdf

Airbus (z.j.). <https://www.airbus.com/en/innovation/zero-emission/hydrogen>

Apcuk (2021). *Fuel Cell Roadmap 2020. Narrative report*. UK: Advanced Propulsion Centre UK.

ATRI (2022). *Understanding the CO₂ Impacts of Zero-Emission Trucks. A Comparative Life-Cycle Analysis of Battery Electric, Hydrogen Fuel Cell and Traditional Diesel Trucks*. Arlington (Virginia, VS): American Transportation Research Institute (ATRI).

Aziz, M., Wijayanta, A. & Nandiyanto, A. (2020). Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization. *Energies* **2020**, *13*, 3062.

Aziz, M. (2021). Liquid Hydrogen: A Review on Liquefaction, Storage, Transportation, and Safety. *Energies* **2021**, *14*, 5917.

Apostoulou, D. & Xydis, G. (2019). A literature review on hydrogen refuelling stations and infrastructure. Current status and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **113** (2019) 109292.

Beurden, P. van (2004). *On the catalytic aspects of steam-methane reforming. A Literature Survey*. ECN-I--04-003. Petten: ECN.

CBS (2022). *Hernieuwbare elektriciteit; productie en vermogen*. Geraadpleegd via <https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/82610NED>

Chatterjee, S., Parsapur, R.K. & Huang, K.-W. (2021). Limitations of Ammonia as a Hydrogen Energy Carrier for the Transportation Sector. *ACS Energy Lett.* **2021**, *6*, 4390–4394.

Chen, L. et al (2020). Catalytic Hydrogen Production from Methane: A Review on Recent Progress and Prospect. *Catalysts* **2020**, *10*, 858.

Cihlar, J. et al. (2021). *ASSET Study on Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits*. Guidehouse en Tractebel Impact.

Clean Sky 2 JU (2020). *Hydrogen-powered aviation. A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050*. Luxemburg: Clean Sky 2 Joint Undertaking. Geraadpleegd via

https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report_FINAL%20web%20%28ID%208706035%29.pdf

De Ingenieur (2019). *Minder platina nodig in waterstofauto's*. Webartikel 14

november 2019. Geraadpleegd via <https://www.deingenieur.nl/artikel/minder-platina-nodig-in-waterstofauto-s>

DoE (z.j.). DOE Technical Targets for Fuel Cell Systems and Stacks for Transportation Applications. US Department of Energy. Geraadpleegd via

<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/doe-technical-targets-fuel-cell-systems-and-stacks-transportation-applications>

EC (2017). *Liquid organic hydrogen carrier*. TOPIC ID: FCH-02-6-2017. Brussel:

Europese Commissie. Geraadpleegd via <https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/topic-details/fch-02-6-2017>

EC (2020a). *Study on the EU's list of Critical Raw Materials - Factsheets on Critical Raw Material*. Brussel: Europese Commissie. Geraadpleegd via

<https://rmis.jrc.ec.europa.eu/?page=factsheets-2020-dfe63e>

EC (2020b). *Catalyst development for improved economic viability of LOHC technology*. TOPIC ID: FCH-02-1-2020. Brussel: Europese Commissie. Geraadpleegd via

<https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/topic-details/fch-02-1-2020>

EC (2021a). 2021/0218 (COD) Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652.

EASAC (2019). Policy report 37. *Decarbonisation of transport: options and challenges*. European Academies' Science Advisory Council (EASAC)

Energieia (2021). *Nederland maakt afspraken over waterstof met Namibië en Uruguay*. Webartikel 12 november 2021. Geraadpleegd via

<https://energieia.nl/energieia-artikel/40099301/nederland-maakt-afspraken-over-waterstof-met-namibie-en-uruguay>

Energieia (2022). *Nederlands consortium toont blauwdruk elektrolyser van 1 GW*. Webartikel 20 januari 2022. Geraadpleegd via

<https://energieia.nl/energieia-artikel/40100726/nederlands-consortium-toont-blauwdruk-elektrolyser-van-1-gw>

FCH 2 JU (2019). *Hydrogen roadmap Europe*. Brussel: Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking (FCH 2 JU).

FRED (2022). *Global Price of LNG, Asia*. Federal Reserve Bank of St. Louis Economic Research. Geraadpleegd via <https://fred.stlouisfed.org/series/PNGASJPUSDM>

Gavrilova, A. & Wieclavska, S. (2021). *Towards a green future part 2: how we can prevent material scarcity and turn our green hydrogen ambitions into reality*. TNO.

Gasunie (2015). *Werken met hoge druk*. Groningen: NV Nederlandse Gasunie, afdeling Veiligheid. Geraadpleegd via <https://www.gasunie.nl/organisatie/veiligheid-gezondheid-en-milieu/corporate-vgm-beleid/vgm-documentatie>

- Genovese, M., Blekhman, D., Dray, M. & Fragiacomio, P. (2020). Hydrogen losses in fueling station operation. *Journal of Cleaner Production* 248 (2020) 119266.
- Gigler, J. & Weeda, M. (2018). *Contouren van een Routekaart Waterstof*. TKI Nieuw Gas.
- Wang, A., Leun, van der K., Peters, D. & Buseman, M. (2020). *European Hydrogen Backbone. How a dedicated hydrogen infrastructure can be created*. Utrecht: Guidehouse.
- Harris, A. & San Marchi, C. (2012). *Investigation of the Hydrogen Release Incident at the AC Transit Emeryville Facility (Revised)*. Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico and Livermore, California.
- Haugen, M. et al. (2021). *A Fork in the Road: Which Energy Pathway Offers the Greatest Energy Efficiency and CO₂ Reduction Potential for Low-Carbon Vehicles?* Supplementary Information. Geraadpleegd via <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920316810>
- H2rijders (2022). *Tankstations in Nederland*. Webpagina. Geraadpleegd 1 juni 2022 via <https://h2rijders.nl/tanken>
- Honselaar, M., Pasaoglu, G. & Martens, A. (2018). Hydrogen refuelling stations in the Netherlands: An intercomparison of quantitative risk assessments used for permitting. *Int. Journal of Hydrogen Energy* 43 (2018) 12278-12294.
- HZ Water Technology (2021). *Ontziltngstechnologieën. Zeeuws Deltaplan Zoet Water*. Geraadpleegd via <https://www.zeeland.nl/sites/default/files/digitaalarchief/ZEE2100144.pdf>
- IPPC (2021). *Climate Change 2021. The Physical Science Basis. AR6 Working Group I*.
- ICCT (2022). *Decarbonizing bulk carriers with hydrogen fuel cells and wind-assisted propulsion: a modeled case study analysis*. VS, Washington DC: International Council on Clean Transport (ICCT).
- IEA (2014). *Hydrogen Production & Distribution. ENERGY TECHNOLOGY SYSTEM ANALYSIS PROGRAMME*. Technology Brief P12, February 2014. Geraadpleegd via https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/P12_H2_Feb2014_FINAL%203_CRE-2a-GS%20Mz%20GSOK.pdf
- IEA (2017). *World Energy Outlook 2017*. Parijs: International Energy Agency.
- IEA (2019a). *The future of hydrogen*. Parijs: International Energy Agency.
- IEA (2019b). *The future of hydrogen. Assumptions annex*. Parijs: International Energy Agency.
- IEA (2021a). *Hydrogen*. Webreport. Geraadpleegd via <https://www.iea.org/reports/hydrogen>
- IEA (2021b). *Energy Technology Perspectives 2020*. Revised version, February 2021. Parijs: IEA.
- IEA (2021c). *World Energy Outlook 2021*. Parijs: IEA.
- IEAGHG (2017). *Techno-Economic Evaluation of Deploying CCS in Standalone (Merchant) SMR Based Hydrogen Plant using Natural Gas as Feedstock/Fuel*. Cheltenham (VK): IEAGHG.

- IFPEN en SINTEF (2019). *Hydrogen for Europe Final report of the pre-study*. Geraadpleegd via https://www.sintef.no/globalassets/sintef-energi/pdf/hydrogen-for-europe-pre-study-report-version-4_med-omslag-2020-03-17.pdf/
- Informatiepunt Leefomgeving (2021). *Veiligheidsvoorschriften Tanken en opslaan van waterstof (paragraaf 4.38 Ba)*. Geraadpleegd via <https://iplo.nl/regelgeving/regels-voor-activiteiten/veiligheidsvoorschriften-tanken-opslaan-waterstof/>
- IRENA (2019). *Hydrogen: A renewable energy perspective*. Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting in Tokyo, Japan. Geraadpleegd via https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf
- IRENA (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Jakobsen, D. & Åtland, V. (2016). *Master Thesis. Concepts for Large Scale Hydrogen Production*. Trondheim (Noorwegen): Norwegian University of Science and Technology (NTNU).
- Janssen, J. (2018). *Technology Factsheet. Steam Methane reforming (SMR) for hydrogen production with carbon capture using flue gas*. TNO.
- JRC (2020). Prussi, M., Yugo, M., De Prada, L., Padella, M., Edwards, R., Lonza, L. *JEC Well-to-Tank report v5*. Luxemburg: Publications Office of the European Union.
- Koide, T. (2021). *Kawasaki Heavy builds world's first tanker for liquid hydrogen*. Webartikel in The Asahi Shimbun, 25 mei 2021. Geraadpleegd via <https://www.asahi.com/ajw/articles/14357692>
- Koirala, B. (2020). TECHNOLOGY FACTSHEET. SOLID-OXIDE ELECTROLYSIS. TNO. Geraadpleegd via <https://energy.nl/>
- Kongsberg (2021). *The worlds first full scale hydrogen based propulsion system launched by Kongsberg*. Webartikel 2 december 2021. Geraadpleegd via <https://www.kongsberg.com/maritime/about-us/news-and-media/news-archive/2021/hydrogen-drive-line/>
- Kranenburg, K. van, et al. (2020). *E-Fuels. Towards a more sustainable future for truck transport, shipping and aviation*. TNO, VoltaChem, Smart Port.
- Kurmayer, N. (2021). *Scientists warn against global warming effect of hydrogen leaks*. Webartikel 14 artikel 2021. Geraadpleegd via <https://www.euractiv.com/section/climate-environment/news/scientists-warn-against-global-warming-effect-of-hydrogen-leaks>
- Kurtz, J., Sprik, S. & Bradley, T.H. (2019). Review of transportation hydrogen infrastructure performance and reliability. *International journal of hydrogen energy* 44 (2019) 12010-12023. Marsidi, M. (2018). *Technology Factsheet. Small scale alkaline-elektrolysis H2 installation*. TNO.
- Marsidi, M. (2019). *Technology Factsheet. Polymer electrolyte membrane (PEM) hydrogen installation – small-scale*. TNO.
- McKinsey (2020). *Hydrogen-powered aviation. A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050*. Geraadpleegd via https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report_FINAL%20web%20%28ID%208706035%29.pdf
- MinVROM (1999). Publicatierreeks Gevaarlijke Stoffen 12. Ammoniak: opslag en verlading.

- NASA (2002). Hydrogen Storage for Aircraft Applications Overview. NASA/CR-2002-211867. Geraadpleegd via <https://ntrs.nasa.gov/api/citations/20020085127/downloads/20020085127.pdf>
- NederlandElektrisch (2021). *Aantal geregistreerde elektrische voertuigen in Nederland*. Webpagina. Geraadpleegd via <https://nederlandelektrisch.nl/actueel/verkoopcijfers>
- Nistor, S., Dave, S., Fan, Z. & Sooriyabandara, M. (2016). Technical and economic analysis of hydrogen refuelling. *Applied Energy* 167 (2016) 211–220.
- NREL (2014). *Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs*. NREL/BK-6A10-58564. Golden (Colorado): National Renewable Energy Laboratory.
- PBL (2021). *NEDERLAND FIT FOR 55? Mogelijke gevolgen van het voorgestelde EU-klimaatbeleid. Policy brief*. Den Haag: PBL.
- Pollet, B., Kocha, S., & Staffell, I. (2019). Current status of automotive fuel cells for sustainable Transport. *Current Opinion in Electrochemistry* 2019, 16:90–95.
- PwC (2021). *HyWay 27: waterstoftransport via het bestaande gasnetwerk? Eindrapport voor het ministerie van Economische Zaken en Klimaat*. Amsterdam: PwC.
- Onstad, E. (2019). *Exclusive: Bosch goes for platinum-light fuel cells*. Webartikel 13 mei 2019. <https://www.reuters.com/article/us-platinum-week-bosch-fuelcells-exclusi/exclusive-bosch-goes-for-platinum-light-fuel-cells-idUSKCN1SJ0FG>
- Reuss, M., Grube, T., Robinius, M. & Stolten, D. (2019). A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany. *Applied Energy* 247 (2019) 438–453.
- Rivard, E., Trudeau, M. & Zaghbi, K. (2019). Hydrogen Storage for Mobility: A Review. *Materials* 2019, 12, 1973.
- RotoReform AS (2019). Compact Carbon Free H₂ production from Natural Gas. Powerpoint. Geraadpleegd via <https://energyvalley.no/wp-content/uploads/2019/04/Blue-Hydrogen.pdf>
- RVO (2021). *Elektrisch Rijden op (de) weg – voertuigen en laadpunten – jaaroverzicht 2020*. Utrecht: Rijksdienst voor ondernemend Nederland (RVO).
- Sakamoto et al. (2016). Leakage-type-based analysis of accidents involving hydrogen fueling stations in Japan and USA. *International Journal of Hydrogen Energy* 41 (2016) 21564-21570.
- Scholten, T. et al. (2021). *Doorlooptijden investeringen elektrificatie. Inzicht in de tijdlijn van het klimaatakkoord*. Delft: CE Delft.
- Sirosh, N. (2002). *Hydrogen Composite Tank Program*. Proceedings of the 2002 U.S. DOE Hydrogen Program Review, NREL/CP-610-32405. Geraadpleegd via <https://web.archive.org/web/20060926152646/http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/32405b27.pdf>
- Staffell, I., Scamman, D., Velazquez Abad, A., Balcombe, P., Dodds P.E., Ekins, P., Shahd, N. & Warda, K.R. (2019). The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy Environ. Sci.*, 2019, 12, 463.
- T&E (2018). *Roadmap to decarbonising European cars*. Brussel: Transport and Environment.

TKI Nieuw Gas (2020). *Overview of Hydrogen Projects in the Netherlands. Summer 2020*. https://1fa05528-d4e5-4e84-97c1-ab5587d4aabf.filesusr.com/uqd/45185a_4eee68b743e04e4798c9ea4359bea496.pdf

TNO (2020). *POWER-2-FUEL COST ANALYSIS voor Smartport.nl*.

Verbeek, M. & Cuelenaere, R. (2019) *Behoeftte aan infrastructuur voor alternatieve energiedragers voor mobiliteit in Nederland*. Den Haag: TNO.

Wassink (2019). *Brandstofcellen kunnen met minder platina toe*. Webartikel TU Delft 8 oktober 2019. Geraadpleegd via <https://www.delta.tudelft.nl/article/brandstofcellen-kunnen-met-minder-platina-toe#>

Weeda, M. (2016). *Productieroutes Duurzame Waterstof*. ECN-N--16-027. Petten: ECN.

Wieclavska, S. & Gavrilova, A. (2021). *Op weg naar een groene toekomst deel 1: hoe grondstoffen schaarste onze ambities voor groene waterstof en de energietransitie als geheel kan belemmeren*. TNO.

Wikipedia (2022). https://en.wikipedia.org/wiki/Toyota_Mirai

Wipke, K., Sprik, S., Kurtz, J., Ramsden, T., Ainscough, C. & Saur, G. (2012). *National Fuel Cell Electric Vehicle Learning Demonstration Final Report*. Golden, Colorado (VS): National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Synfuels

ACIL Allen Consulting (2018). *Opportunities for Australia from Hydrogen Exports*. Geraadpleegd via: <https://acilallen.com.au/projects/energy/opportunities-for-australia-from-hydrogen-exports>

Arcadis, & Berenschot. (2021). *Ketenstudie omgevingsveiligheid van duurzame waterstofrijke energiedragers*.

Ash, N., & Scarbrough, T. (2019). *Sailing on Solar. Could green ammonia decarbonise international shipping?* London: Environmental Defense Fund.

Aziz, M., Juangsa, F. B., Triawan, F., Nandiyanto, A. B. D., & Abdullah, A. G. (2018). Integrated Nitrogen Production and Conversion of H₂ to Ammonia. *Chemical Engineering Transactions*, 70, 571-576.

Becker, W. L., Braun, R. J., Penev, M., & Melaina, M. (2012). Production of Fischer-Tropsch liquid fuels from high temperature solid oxide co-electrolysis units. *Energy*, 47(1), 99-115.

Berghout, N., Kuramochi, T., Broek, M. v. d., & Faaij, A. (2015). Techno-economic performance and spatial footprint of infrastructure configurations for large scale CO₂ capture in industrial zones. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 39, 256-284.

Beuttler, C., L. Charles en J. Wurzbacher (2019). The role of direct air capture in mitigation of anthropogenic greenhouse gas emissions. *Frontiers in Climate* 1 (10).

Brynnolf, S., Taljegard, M., Grahn, M., & Hansson, J. (2018). Electrofuels for the transport sector: A review of production costs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 1887-1905.

Cardoso, J. S., Silva, V., Rocha, R. C., Hall, M. J., Costa, M., & Eusébio, D. (2021). Ammonia as an energy vector: Current and future prospects for low-carbon fuel

applications in internal combustion engines. *Journal of Cleaner Production*, 296, 126562.

Carvalho, L., Lundgren, J., Wetterlund, E., Wolf, J., & Furusjö, E. (2018). Methanol production via black liquor co-gasification with expanded raw material base – Techno-economic assessment. *Applied Energy*, 225, 570-584.

CBS, 2021. Motorbrandstoffen; afzet in petajoule, gewicht en volume, 1946-april 2021. Laatst geüpdatet op 1 juli maart 2021. Geraadpleegd via: [StatLine - Motorbrandstoffen; afzet in petajoule, gewicht en volume, 1946-april 2021 \(cbs.nl\)](https://statline.cbs.nl/rozet/afzet-in-petajoule-gewicht-en-volume-1946-april-2021)

CBS, 2022. Energiebalans; aanbod en verbruik, sector. Laatst geüpdatet op 4 maart 2022. Geraadpleegd via: [StatLine - Energiebalans; aanbod en verbruik, sector \(cbs.nl\)](https://statline.cbs.nl/rozet/energiebalans-aanbod-en-verbruik-sector)

Christensen, A., & Petrenko, C. (2017). *CO₂-Based Synthetic Fuel Assessment of Potential European Capacity and Environmental Performance*. European Climate Foundation and the International Council on Clean Transportation.

Clausen, L. R., Houbak, N., & Elmegaard, B. (2010). Technoeconomic analysis of a methanol plant based on gasification of biomass and electrolysis of water. *Energy*, 35(5), 2338-2347.

CRI, 2022. *Projects*. Carbon Recycling Internation (CRI). Geraadpleegd via: <https://www.carbonrecycling.is/projects#project-goplant>

Dieterich, V., Buttler, A., Hanel, A., Spliethoff, H., & Fendt, S. (2020). Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review. *Energy & Environmental Science*, 13(10), 3207-3252.

Duijm, N. J., Markert, F., & Paulsen, J. L. (2005). *Safety assessment of ammonia as a transport fuel*. Roskilde, Denemarken. Risø National Laboratory.

Elishav, O., Mosevitzky Lis, B., Miller, E. M., Arent, D. J., Valera-Medina, A., Grinberg Dana, A., Shter, G. E., & Grader, G. S. (2020). Progress and Prospective of Nitrogen-Based Alternative Fuels. *Chemical Reviews*, 120(12), 5352-5436.

European Commission (2021). *Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council*. COM(2021) 559 final. 2021/0223 (COD).

Fasihi, M., Efimova, O., & Breyer, C. (2019). Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants. *Journal of Cleaner Production*, 224, 957-980.

Galindo Cifre, P., & Badr, O. (2007). Renewable hydrogen utilisation for the production of methanol. *Energy Conversion and Management*, 48(2), 519-527.

Girard, J.W., Cavataio, G., Lambert, C.K. (2007). The Influence of Ammonia Slip Catalysts on Ammonia, N₂O and NO_x Emissions for Diesel Engines. *SAE Transactions* 116 (4), 182-186.

Hansson, J., Fridell, E., & Brynolf, S. (2020). On the potential of ammonia as fuel for shipping. A synthesis of knowledge. Göteborg: Lighthouse Swedish Maritime Competence Centre

Hobson, C., & Márquez, C. (2018). *Renewable Methanol Report*

Horvath, S., Fasihi, M., & Breyer, C. (2018). Techno-economic analysis of a decarbonized shipping sector: Technology suggestions for a fleet in 2030 and 2040. *Energy Conversion and Management*, 164, 230-241.

IEA (2019b). *The future of hydrogen. Assumptions annex*. International Energy Agency (IEA).

Ikäheimo, J., Kiviluoma, J., Weiss, R., & Holttinen, H. (2018). Power-to-ammonia in future North European 100 % renewable power and heat system. *International journal of hydrogen energy*, 43(36), 17295-17308.

Johnston, N. A. C., Blake, D. R., Rowland, F. S., Elliott, S., Lackner, K. S., Ziock, H. J., Dubey, M. K., Hanson, H. P., & Barr, S. (2003). Chemical transport modeling of potential atmospheric CO₂ sinks. *Energy Conversion and Management*, 44(5), 681-689.

Keith, D. W., Holmes, G., St. Angelo, D., & Heidel, K. (2018). A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere. *Joule*, 2(8), 1573-1594.

Kiani, A., Jiang, K., & Feron, P. (2020). Techno-Economic Assessment for CO₂ Capture From Air Using a Conventional Liquid-Based Absorption Process. *Frontiers in Energy Research*, 8.

Knoope, M. M. J., Meerman, J. C., Ramírez, A., & Faaij, A. P. C. (2013). Future technological and economic performance of IGCC and FT production facilities with and without CO₂ capture: Combining component based learning curve and bottom-up analysis. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 16, 287-310.

König, D. H., Baucks, N., Dietrich, R.-U., & Wörner, A. (2015). Simulation and evaluation of a process concept for the generation of synthetic fuel from CO₂ and H₂. *Energy*, 91, 833-841.

Korberg, A. D., Brynolf, S., Grahn, M., & Skov, I. R. (2021). Techno-economic assessment of advanced fuels and propulsion systems in future fossil-free ships. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 142, 110861.

Kranenburg, K. v., Delft, Y. v., Gavrilova, A., Kler, R. d., Schipper, C., Smokers, R., Verbeek, M., & Verbeek, R. (2020). *E-Fuels. Towards a more sustainable future for truck transport, shipping and aviation*. TNO

Krekel, D., Samsun, R. C., Peters, R., & Stolten, D. (2018). The separation of CO₂ from ambient air – A techno-economic assessment. *Applied Energy*, 218, 361-381.

Lieshout, P. S. van, de Jonge, V., Verbeek, R., & Vredeveltdt, A. W. (2020). *Green Maritiem Methanol: WP3 factsheet and comparison with diesel and LNG*. Delft, TNO: 1-37.

Liu, M., Li, C., Koh, E. K., Ang, Z., & Lee Lam, J. S. (2019). Is methanol a future marine fuel for shipping? *Journal of Physics: Conference Series*, 1357.

Malins, C. (2017). What role is there for electrofuel technologies in European transport's low carbon future. Cerulogy

Marlin, D. S., Sarron, E., & Sigurbjornsson, O. (2018). Process Advantages of Direct CO₂ to Methanol Synthesis. *Front Chem*, 6, 446.

McKinlay, C. J., Turnock, S. R., & Hudson, D. A. (2021). Route to zero emission shipping: Hydrogen, ammonia or methanol? *International journal of hydrogen energy*, 46(55), 28282-28297.

Morgan, E. R. (2013). *Techno-Economic Feasibility Study of Ammonia Plants Powered by Wind energy*. PhD thesis University of Massachusetts Amherst.

Morlanés, N., Katikaneni, S. P., Paglieri, S. N., Harale, A., Solami, B., Sarathy, S. M., & Gascon, J. (2021). A technological roadmap to the ammonia energy economy: Current state and missing technologies. *Chemical Engineering Journal*, 408.

Nayak-Luke, R. M., Forbes, C., Cesaro, Z., Bañares-Alcántara, R., & Rouwenhorst, K. H. R. (2021). Chapter 8 - Techno-Economic Aspects of Production, Storage and Distribution of Ammonia. In A. Valera-Medina & R. Banares-Alcantara (Eds.),

Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector (pp. 191-207). Academic Press.

Nieminen, H., Laari, A., & Koironen, T. (2019). CO₂ Hydrogenation to Methanol by a Liquid-Phase Process with Alcoholic Solvents: A Techno-Economic Analysis. *Processes*, 7(7). <https://doi.org/10.3390/pr7070405>

Pellikaan, F. (2019). *Kunstmestindustrie halveert uitstoot broeikasgas*. VeeteeltGras in samenwerking met Yara. Geraadpleegd via: www.yara.nl/gewasvoeding/uitgelicht/akkerbouw/yara-akkeractueel-04/kunstmestindustrie-halveert-uitstoot-broeikasgas/

Pérez-Fortes, M., Schöneberger, J. C., Boulamanti, A., & Tzimas, E. (2016). Methanol synthesis using captured CO₂ as raw material: Techno-economic and environmental assessment. *Applied Energy*, 161, 718-732. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.07.067>

Port of Rotterdam (2021). *Eerste bunkering wereldwijd van methanol per bunkerschip in Rotterdam door Waterfront Shipping, Vopak, NYK en TankMatch*. 14 mei 2021. Geraadpleegd via: <https://www.portofrotterdam.com/nl/nieuws-en-persberichten/eerste-bunkering-wereldwijd-van-methanol-bunkerschip-rotterdam-door>. Last viewed 18-02-2022

Rivarolo, M., Bellotti, D., Magistri, L., & Massardo, A. F. (2016). Feasibility study of methanol production from different renewable sources and thermo-economic analysis. *International journal of hydrogen energy*, 41(4), 2105-2116.

SkyNRG (2022). *A summary of the proposed Sustainable Aviation Fuel mandate*. Geraadpleegd via: <https://skynrg.com/a-summary-of-the-proposed-sustainable-aviation-fuel-mandate/>

SmartPort. (2020). *Power-2-Fuel Cost analysis*.

Smejkal, Q., Rodemerck, U., Wagner, E., & Baerns, M. (2014). Economic Assessment of the Hydrogenation of CO₂ to Liquid Fuels and Petrochemical Feedstock. *Chemie Ingenieur Technik*, 86(5), 679-686.

Socolow, R., Desmond, M., Aines, R., Blackstock, J., Bolland, O., Kaarsberg, T., Lewis, N., Mazzotti, M., Pfeffer, A., Sawyer, K., Sirola, J., Smit, B., & Wilcox, J. (2011). *Direct air capture of CO₂ with Chemicals. A technology assessment for the APS Panel on Public Affairs*.

Svanberg, M., Ellis, J., Lundgren, J., & Landälv, I. (2018). Renewable methanol as a fuel for the shipping industry. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 1217-1228.

Taljegard, M., Brynolf, S., Grahn, M., Andersson, K., & Johnson, H. (2014). Cost-Effective Choices of Marine Fuels in a Carbon-Constrained World: Results from a Global Energy Model. *Environmental Science & Technology*, 48(21), 12986-12993.

The Royal Society (2020). *Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store*.

Tremel, A., Wasserscheid, P., Baldauf, M., & Hammer, T. (2015). Techno-economic analysis for the synthesis of liquid and gaseous fuels based on hydrogen production via electrolysis. *International journal of hydrogen energy*, 40(35), 11457-11464.

Wartsila, 2021. *Next port of call – the methanol bunkering station*. Geraadpleegd via <https://www.wartsila.com/insights/article/next-port-of-call-the-methanol-bunkering-station>. Last viewed 18 februari 2022.

Yugo, M., & Soler, A. (2019). *A look into the role of e-fuels in the transport system in Europe (2030-2050)*. Literature Review. Concawe.

Zhang, X. (2017). *Visiting the world's biggest single coal-to-liquid project in Yinchuan, China*. Geraadpleegd via: www.sustainable-carbon.org/blogs/visiting-the-worlds-biggest-single-coal-to-liquid-project-in-yinchuan-china/.

Zincir, B. (2020). A short review of ammonia as an alternative marine fuel for decarbonised maritime transportation. *Proceedings of ICEESEN2020*, Kayseri - Turkey.

House, K.Z., Baclig, A.C., Ranjan, M. van Nierop, E.A., Wilcox, J., Herzog, H.J. Economic and energetic analysis of capturing CO₂ from ambient air. *PNAS* 108 (51), 20428-20433.

Kearns, D., Liu, H., Consoli, C. (2021). Technology Readiness and costs of CCS. Global CCS Institute. <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Technology-Readiness-and-Costs-for-CCS-2021-1.pdf>

Koytsoumpa, E.I., Bergins, C., Kakaras, E. (2018). The CO₂ economy: Review of CO₂ capture and reuse technologies. *The Journal of Supercritical Fluids* 132, 3-16.

Prussi, M., Yugo, M., De Prada, L., Padella, M., Edwards, R., Lonza, L. JEC Well-to-Tank report v5, EUR 30269 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2020, ISBN 978-92-76-19926-7, doi:10.2760/959137, JRC119036.

Szima, S. en Cormos, C.C. (2018). Improving methanol synthesis from carbon-free H₂ and captured CO₂: A techno-economics and environmental evaluation. *Journal of CO₂ utilization* 24, 555-563.

Wang, X. en Song, C. (2020). Carbon capture from flue gas and the atmosphere: A perspective. *Frontiers in Energy Research* 8, 560849.

Biofuels

AdvanceFuel (2019). *Conversion technologies of lignocellulosic biomass to advanced fuels*. Factsheet.

AdvanceFuel (2020). *Conversion Technologies*. available at: <http://www.advancefuel.eu/en/highlights/conversion-technologies>

Alberts, G.; Ayuso, M.; Bauen, A.; Boshell, F.; Chudziak, C.; Gebauer, J.P.; German, L.; Kaltschmitt, M., Nattrass, L.; Ripken, R. et al. (2016). Innovation Outlook, Advanced Liquid Biofuels. Int. Renew. Energy Agency Available.

Bonomi, A., Cavalett, O., Colling Klein, B., Ferreira Chagas, M. & Rinke Dias Souza, N. (2019). *Comparison of Biofuel Life Cycle Analysis Tools phase 2 part 2: biochemical 2G ethanol production and distribution*. IEA Bioenergy. Task 39.

Cerny, O., Gérard, F., Minett, S., Bakhshyan, S. (2021). *Implications of the energy transition for the European storage, fuel supply and distribution infrastructure*. Trinomics available.

E4tech (2017). *Ramp up of lignocellulosic ethanol in Europe to 2030*.

EC (2017). European Commission, Sub Group on Advanced Biofuels (SGAB). Sustainable Transport Forum. *Building Up the Future, Final Report*. Brussel: Europese Commissie.

ETIP-Bioenergy (2020). Current Status of Advanced Biofuels Demonstrations in Europe. ETIP Bioenergy Work. Gr. 2 – Convers. Process. ETIP-B-SABS2 Proj. team.

GECF (2021). *LNG Shipping costs: a roller coaster in early 2021 after a depression in 2020*.

- Hänggi, S., Elbert, P., Büttler, T., Cabalzar, U., Teske, S., Bach, C. „& Onder, C. (2019). A review of synthetic fuels for passenger vehicles. *Energy Reports* 5, 555–569. <https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2019.04.007>
- I, L., K, M., L, W., E, van den H., S, K. (2017). Building up the future – Cost of biofuel. Sub Group on Advanced Biofuels. Sustain. Transp. Forum.
- ICSC (2017). *Visiting The World’s Biggest Single Coal-To-Liquid Project in Yinchuan China*. Internatiional Cent. Sustain. Carbon, Int. Energy Agency Technol. Collab. Program. Available.
- IEA, 2009. *World Biofuel Maritime Shipping Study*. IEA bioenergy Task 40.
- Knoope, M.M.J., Meerman, J.C., Ramírez, A., Faaij, A.P.C. (2013). Future technological and economic performance of IGCC and FT production facilities with and without CO₂ capture: Combining component based learning curve and bottom-up analysis. *Int. J. Greenh. Gas Control* 16, 287–310. <https://doi.org/10.1016/J.IJGGC.2013.01.002>
- Meerman, J.C., Ramírez, A., Turkenburg, W.C. & Faaij, A.P.C. (2012). Performance of simulated flexible integrated gasification polygeneration facilities, Part B: Economic evaluation. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16, 6083–6102. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2012.06.030>
- Meerman, J.C., Ramírez, A., Turkenburg, W.C. & Faaij, A.P.C. (2011). Performance of simulated flexible integrated gasification polygeneration facilities. Part A: A technical-energetic assessment. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15, 2563–2587. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2011.03.018>
- Moncada, J., Vural Gursel, I., Huijgen, W.J.J., Dijkstra, J.W. & Ramírez, A. (2018). Techno-economic and ex-ante environmental assessment of C6 sugars production from spruce and corn. Comparison of organosolv and wet milling technologies. *J. Clean. Prod.* 170, 610–624. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2017.09.195>
- NETL (2020). *Gasification Plant Databases*. Natl. Energy Technol. Lab. Available.
- Padella, M., O’Connell, A. & Prussi, M. (2019). What is still Limiting the Deployment of Cellulosic Ethanol? Analysis of the Current Status of the Sector. *Appl. Sci.* 2019, Vol. 9, Page 4523 9, 4523. <https://doi.org/10.3390/APP9214523>
- Padella, M., O’Connell, A., Prussi, M., Konti, A. (2020). *Sustainable Advanced Biofuels Technology Development Report*. EUR 30502 EN, Publ. Off. Eur. Union, Luxemb. ISBN 978-9.
- Papadokonstantakis, S. (2018). *D3.2 Definition of biomass reference technologies with respect to TRL and performance indicators*. ADVANCEFUEL.
- Prussi, M., Yugo, M., De Prada, L., Padella, M., Edwards, R., Lonza, L. (2020). JEC Well-to-Tank report v5, EUR 30269 EN. Publ. Off. Eur. Union, Luxemburg.
- Quintero, J.A., Moncada, J., Cardona, C.A. (2013). Techno-economic analysis of bioethanol production from lignocellulosic residues in Colombia: A process simulation approach. *Bioresour. Technol.* 139, 300–307. <https://doi.org/10.1016/J.BIORTECH.2013.04.048>
- Rocha-Meneses, L., Raud, M., Orupöld, K., Kikas, T. (2017). Second-generation bioethanol production: A review of strategies for waste valorisation. *Agron. Res.* 15, 830–847.
- Saddler, J., Ebadian, M., Mcmillan, J.D. (2020). *Advanced Biofuels-Potential for Cost Reduction*. IEA.

TNO (2020). *E-Fuels: Towards a more sustainable future for truck transport, shipping and aviation*. SmartPort.

Uslu, A., Moncada, J., Oliveira, C. (2021). *Demand for Renewable Hydrocarbons in 2030 and 2050*. TNO Rep. available.

Wei, H., Yingting, Y., Jingjing, G., Wenshi, Y., Junhong, T. (2017). Lignocellulosic Biomass Valorization: Production of Ethanol. *Encycl. Sustain. Technol.* 601–604. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-409548-9.10239-8>

Zhou, L., Duan, M., Yu, Y., 2018. Exergy and economic analyses of indirect coal-to-liquid technology coupling carbon capture and storage. *J. Clean. Prod.* 174, 87–95. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2017.10.229>

Landgebruik biofuels:

CBS (2021a). *Milieu en energie in coronatijd*. Geraadpleegd via <https://www.cbs.nl/nl-nl/visualisaties/welvaart-in-coronatijd/milieu/>

CBS (2021b). *Landbouw; gewassen, dieren, grondgebruik en arbeid op nationaal niveau*. Geraadpleegd via <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/81302ned/table?fromstatweb>

Fritsche, Uwe & Berndes, Göran & Cowie, Annette & Johnson, Francis & Dale, Virginia & Langeveld, Hans & Sharma, Navin & Watson, Helen & Woods, Jeremy. (2017). *Energy and land use – global land outlook working paper*. 10.13140/RG.2.2.24905.44648.

Gerbens-Leenes, P. W., Xu, L., De Vries, G. J., & Hoekstra, A. Y. (2014). The blue water footprint and land use of biofuels from algae. *Water resources research*, 50(11), 8549-8563.

Hammond, G. P., & Li, B. (2016). Environmental and resource burdens associated with world biofuel production out to 2050: footprint components from carbon emissions and land use to waste arisings and water consumption. *Gcb Bioenergy*, 8(5), 894-908.

Hanssen, S. et al. (2020). Biomass residues as twenty-first century bioenergy feedstock—a comparison of eight integrated assessment models. *Climatic Change* 163, 1569–1586.

Holmatov, B., Schyns, J. F., Krol, M. S., Gerbens-Leenes, P. W., & Hoekstra, A. Y. (2021). Can crop residues provide fuel for future transport? Limited global residue bioethanol potentials and large associated land, water and carbon footprints. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 149, 111417.

Indexmundi (n.d.). URL: IndexMundi - *Country Facts*

Koopmans, A., & Koppejan, J. (1997). Agricultural and forest residues-generation, utilization and availability. *Regional consultation on modern applications of biomass energy*, 6, 10.

Miller, S. A. (2010). Minimizing land use and nitrogen intensity of bioenergy. *Environmental science & technology*, 44(10), 3932-3939.

Trainor, A., McDonald, R., & Fargione, J. (2016). *Energy sprawl is the largest driver of land use change in United States*. URL: Energy Sprawl Is the Largest Driver of Land Use Change in United States (plos.org)

US Department of Energy (n.d.). *Alternative Fuels Data Center Fuel Properties Comparison*. Geraadpleegd via: https://afdc.energy.gov/files/u/publication/fuel_comparison_chart.pdf

Efficiëntie

AirfranceKLM (2021, Oktober 20). *Sustainable Development Strategy 2020*. Opgehaald van <https://sustainabilityreport2020.airfranceklm.com/en/english-carbon-footprint/>

Brynolf (2014). Environmental assessment of marine fuels: liquefied natural gas, liquefied biogas, methanol and bio-methanol. Selma Brynolf, Erik Fridell, Karin Andersson. Science direct: *Journal of Cleaner Production*.

CBS (2021). <https://opendata.cbs.nl/#/CBS/nl/dataset/84651NED/table>. Opgehaald van <https://opendata.cbs.nl/#/CBS/nl/dataset/84651NED/table>: <https://opendata.cbs.nl/>

Chevron (2021). *Everything you need to know about marine fuels*. M.B. Vermeire. August 2021. Chevron Marine Products.

Delgado, O., & Lutsey, N. (2014). *The U.S. Supertruck Program. Expediting the development of advanced heavy-duty vehicle efficiency technologies*.

De-Vries (2019). Safe and effective application of ammonia as a marine fuel. Niels de Vries. Doc. number 999-002. TU Delft, C-Job.

DNV-GL (2017). *Study on the use of fuel cells in shipping*. Thomas Tronstad, et.al. EMSA European Maritime Safety Agency.

DST (2020). *Study on financing the energy transition towards zero-emission European fleet*. DST, EICB. October 2020. CCNR.

ElaadNL (2020). Truckers komen op stroom.

Elishav, O. (2020). Progress and Prospective of Nitrogen-based Alternative Fuels. Oren Elishav, et.al. Israel: Technion.

Geilenkirchen, G., Hulskotte, J., Dellaert, S., Ligterink, N., Sijstermans, M., Roth, K., & 't Hoen, M. (2021). *Methods for calculating the emissions of transport in the Netherlands*.

ICCT (2014). The US supertruck program – expediting the development of advanced heavy-duty vehicle efficiency technologies.

ICCT (2020). *CO2 Emissions From Commercial Aviation*.

JRC (2020). *JEC Tank-To-Wheels report v5: Heavy duty vehicles*. Luxembourg: Publications Office of the European Union.

JRC-1 (2020). *JEC Tank-To-Wheel report v5: Passenger Cars*. Luxembourg: Publications Office of the European Union.

Laursen (2018). Ship Operation Using LPG and Ammonia As Fuel on MAN B&W Dual Fuel ME-LGIP Engines, René Sejer Laursen. MAN Energy Solutions.

Lohse-Busch, H., Stutenberg, K., Duoba, M., Liu, X., Elgowainy, A., Wang, M., . . . Christenson, M. (2020). Automotive fuel cell stack and system efficiency and fuel consumption based on vehicle testing on a chassis dynamometer at minus 18C to positive 35C temperatures. *International Journal of Hydrogen Energy* 45.

Marin (2020). *Vervolgstappen validatie methodieken t.b.v. transitie naar emissieloze scheepvaart*. Delft: Marin.

MKC (2018). *Final Report – Methanol as an alternative fuel for vessels*. Pieter 't Hart (MKC), Alieke de Jong (TU Delft), Maciej Mikulski (TNO), Klaas Visser (TU Delft). Project number: MIIP 001 -2017. Maritiem Kennis Centrum - TNO - TU Delft.

Oostdam, M. (2019). *Techno-economic assessment of hydrogen fuel-cell tractor semi-trailer*.

Prominent (2015). *List of operational profiles and fleet families - Identification of the fleet, typical fleet families & operational profiles on European inland waterways*. Brussel: Europese Commissie.

PROMINENT D5.7 (2018). Van Mensch, Pim, et.al.: *Technical evaluation of the monitoring results Monitoring results on Rhine, Danube and other vessels*. TNO, Multronic, SGS, NAVRON, PRO. PROMINENT WP5 report, Deliverable 5.7. grand agreement 633929, June 2017. PROMINENT.

Ragon, P.-L., & Rodriguez, F. (2021). *CO₂ emissions from trucks in the EU: An analysis of the heavy-duty CO₂ standards baseline data*.

RWS (2017). *Binnenvaarttool*.

<https://www.rwseconomie.nl/kengetallen/documenten/publicaties/2016/februari/kostenbarometer-en-binnenvaarttool/binnenvaarttool>. RWS.

Sandia (2017). *Practical Application Limits of Fuel Cells and Batteries for Zero Emission Vessels*. John J. Minnehan and Joseph W. Pratt. Rport SAND2017-12665. Sandia National Laboratories USA.

TNO & CE Delft (2013). *Natural gas in transport - An assessment of different routes*.

TNO (2013). *Voertuigcategorieën en gewichten van voertuigcombinaties op de Nederlandse snelweg op basis van assen-combinaties en as-lasten*.

TNO (2019a). <https://www.pianoo.nl/nl/document/18246/factsheets-energiedragers-wegvervoer>.

TNO (2019b). *Feasibility study for a zero emission, battery-electric powertrain for the Gouwenaar II*. Dick Abma, Bilim Atli-Veltin, Ruud Verbeek. Report TNO 2019 R10454. TNO.

TNO (2019c). *Feasibility study for a zero emission, hydrogen fuel cell powertrain for the Gouwenaar II*. Report TNO R10453. TNO.

TNO (2019d). *Feasibility study hydrogen ICE combustion concepts*. X.L.J. Seykens. TNO report nb. TNO 2020 R10415.

TNO (2020a). *Real-world fuel consumption of passenger cars and light commercial vehicles*, TNO 2020 R11664.

TNO (2020b). *Smartport: Power-2-Fuel Cost Analysis*. Smartport.

TNO (2021). *Validation scheme for the Green Deal for Shipping, Inland Shipping and Ports (C-230) - Validation of alternative fuels, hydrogen in a combustion engine*. TNO.

Töpler, J. (2016). *Hydrogen as energy-storage-medium and fuel - A strong partner of renewable energies*. *Renewable Energy and Environmental Sustainability*.

Transport & Environment (2020a). *Comparison of hydrogen and battery electric trucks*.

Transport and Environment (2020b). *Electrofuels? Yes, we can...if we're efficient*.

TUD (2018). *A thermodynamic comparison of solid oxide fuel cell-combined cycles*. L. van Bierta, et.al. *Elsevier Journal of Power Sources*.

TUI Group (2020). *2019 Sustainability Report*.

Verbeek, R. (1997). *Global assessment of Dimethyl-Ether: Comparison with other Fuels*. SAE 971607.

Verbeek, R., Karaarslan, S., Quispel, M. & Tachi, Kh. (2020). *Impact Assessment biobrandstoffen voor de binnenvaart*. Rapportnr. TNO 2020 R11455.

ZES (2021). Teus van Beek: *The Building blocks for zero emission inland shipping*. EICB innovation lab meeting 2 November 2021. Ahoy Rotterdam. Zero Emission Services.

Zijlema, P. (2020). *Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO₂ emissiefactoren, versie januari 2020*.

Bijlage A Kosten: aannames voor voertuigkosten

De brandstofkosten zijn berekend door KiM, op basis van aannames gegeven in dit rapport. TNO heeft de aannames voor de overige parameters gedaan. De bronnen hiervoor staan in deze bijlage. Wanneer een cel geel is gemarkeerd zijn er geen betrouwbare kostenschattingen mogelijk.

Energieketens voor CO₂-neutrale mobiliteit

Investeringskosten (€)		Benzine en diesel (ICE)	Batterij-elektrisch (BEV)	Brandstofcel-elektrisch (FCEV)	Waterstof verbranding (H ₂ -ICE)	Synth-FT-liquids	Methanol (ICE)	Ammoniak (ICE)	Ammoniak (SOFC)	Kerosine (ICE)	bio-FT-liquids	bio-Ethanol
Licht wegvervoer - 2020	Gemiddeld	35,000	45,000	55,000		35,000	35,000				35,000	35,000
Zwaar wegvervoer - 2020	Trekker-oplegger	89,000	219,000	254,000	135,000	89,000	89,000				89,000	
Zwaar wegvervoer - 2030	Trekker-oplegger	91,000	132,000	152,000	118,000	91,000	91,000				91,000	
Binnenvaart - 2020	Binnenvaartschip	3,000,000				3,000,000					3,000,000	
Binnenvaart - 2030	Binnenvaartschip	3,000,000		6,000,000	4,900,000	3,000,000	3,200,000	3,230,769			3,000,000	
Scheepvaart - 2020	Zeevaart	25,000,000				25,000,000					25,000,000	
Scheepvaart - 2030	Zeevaart	25,000,000		38,400,000	35,000,000	25,000,000	26,000,000	28,000,000			25,000,000	
Luchtvaart	Inter-continental											
1.076923077												
Afschrijftermijn (jaren)		Benzine en diesel (ICE)	Batterij-elektrisch (BEV)	Brandstofcel-elektrisch (FCEV)	Waterstof verbranding (H ₂ -ICE)	Synth-FT-liquids	Methanol (ICE)	Ammoniak (ICE)	Ammoniak (SOFC)	Kerosine (ICE)	bio-FT-liquids	bio-Ethanol
Licht wegvervoer - 2020	Gemiddeld	19	19	19		19	19				19	19
Zwaar wegvervoer - 2020	Trekker-oplegger	8	8	8	8	8	8				8	
Zwaar wegvervoer - 2030	Trekker-oplegger	8	8	8	8	8	8				8	
Binnenvaart - 2020	Binnenvaartschip	15				15					15	
Binnenvaart - 2030	Binnenvaartschip	15		15	15	15	15	15			15	
Scheepvaart - 2020	Zeevaart	28				28					28	
Scheepvaart - 2030	Zeevaart	28		28	28	28	28	28			28	
Luchtvaart	Inter-continental											
Kilometer / jaar		Benzine en diesel (ICE)	Batterij-elektrisch (BEV)	Brandstofcel-elektrisch (FCEV)	Waterstof verbranding (H ₂ -ICE)	Synth-FT-liquids	Methanol (ICE)	Ammoniak (ICE)	Ammoniak (SOFC)	Kerosine (ICE)	bio-FT-liquids	bio-Ethanol
Licht wegvervoer - 2020	Gemiddeld	12,500	12,500	12,500		12,500	12,500				12,500	12,500
Zwaar wegvervoer - 2020	Trekker-oplegger	86,000	86,000	86,000	86,000	86,000	86,000				86,000	
Zwaar wegvervoer - 2030	Trekker-oplegger	86,000	86,000	86,000	86,000	86,000	86,000				86,000	
Binnenvaart - 2020	Binnenvaartschip	57,000				57,000					57,000	
Binnenvaart - 2030	Binnenvaartschip	57,000		57,000	57,000	57,000	57,000	57,000			57,000	
Scheepvaart - 2020	Zeevaart	102,000				102,000					102,000	
Scheepvaart - 2030	Zeevaart	102,000		102,000	102,000	102,000	102,000	102,000			102,000	
Luchtvaart [RPK]	Inter-continental											
TCO (€/km)		Benzine en diesel (ICE)	Batterij-elektrisch (BEV)	Brandstofcel-elektrisch (FCEV)	Waterstof verbranding (H ₂ -ICE)	Synth-FT-liquids	Methanol (ICE)	Ammoniak (ICE)	Ammoniak (SOFC)	Kerosine (ICE)	bio-FT-liquids	bio-Ethanol
Licht wegvervoer - 2020	Gemiddeld	0.27	0.26	0.39		0.33	0.31				0.24	0.30
Zwaar wegvervoer - 2020	Trekker-oplegger	0.62	0.58	1.00	0.94	0.96	0.85				0.47	
Zwaar wegvervoer - 2030	Trekker-oplegger	0.63	0.44	0.83	0.91	0.96	0.85				0.48	
Binnenvaart - 2020	Binnenvaartschip	17.97				27.21					12.75	
Binnenvaart - 2030	Binnenvaartschip	17.97		24.91	25.35	27.21	22.96	22.45			12.75	
Scheepvaart - 2020	Zeevaart	55.78				87.44					41.31	
Scheepvaart - 2030	Zeevaart	55.78		78.40	76.78	87.44	72.38	74.87			41.31	
Luchtvaart [€RPK]	Inter-continental											

Energieketens voor CO₂-neutrale mobiliteit

Variabelen	Omschrijvingen	Bronnen	
Discontovoet	Gebaseerd op discontovoet voor publieke projecten	Inhoud (overheid.nl)	
Energiegebruik	TNO notitie efficiency		
Licht wegvervoer	<p>Investeringskosten</p> <p>voor 2020 zijn ICE marktprijzen gebaseerd op RDW data. Met behulp van Ricardo 2016 zijn de kosten van de verschillende aandrijfliijnen bepaald waarna de marktprijzen van BEV en FCEV voertuigen bepaald kunnen worden.</p> <p>Bv. Marktprijs BEV = marktprijs ICE - ICE powertrain + BEV powertrain/batterij</p> <p>om te komen tot een gemiddelde marktprijs voor licht wegvervoer zijn de prijzen gewogen naar aandelen in de vloot</p>	Improving understanding of technology and costs for CO2 reductions from cars and LCVs in the period to 2030 and development of cost curves (europa.eu)	
	Afschrijftermijn	Analyse obv RDW data, publicatie onderzoek rond de zomer met als titel "Import and export analyses of the Dutch Fleet in 2021 with focus on the impact on environment and climate"	
	Gemiddelde jaarkilometrages	<p>De gemiddelde jaarkilometrages zijn gebaseerd op CBS. Als gevolg van Covid 19 zijn de gemiddelde kilometrages relatief laag. daarom is gebruik gemaakt van de cijfers uit het jaar 2019. Deze zijn net als de investeringskosten gewogen naar aandelen in het wagenpark om tot 1 gemiddeld cijfer te komen.</p> <p>StatLine - Verkeersprestaties personenauto's; kilometers, brandstofsoort, grondgebied (cbs.nl)</p> <p>https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/80353ned/table?dl=81B3</p>	
Zwaar wegvervoer	<p>Investeringskosten</p> <p>Voor zwaarwegvervoer zijn kostprijzen gebruikt. De cijfers zijn gebaseerd op berekeningen uit het TNO STRIVE project (publicatie verwacht). De berekeningen zijn gebaseerd op verwachtingen rondom de ontwikkeling van batterijkosten en brandstofcelkosten.</p>	STRIVE rapport, publicatie 2022	
	Afschrijftermijn	Er is geen restwaarde aangenomen. Omdat de restwaarde van alternatieve aandrijfliijnen bij nog onbekend is. Voor de afschrijftermijn wordt 8 jaar gehanteerd. Na 6 jaar nemen de gemiddelde jaarkilometers af.	
	Gemiddelde jaarkilometrages	Gebaseerd op CBS data. Gemiddelde voor voertuigen over een periode van 8 jaar.	
Binnenvaart en scheepvaart	<p>Investeringskosten</p> <p>Voor binnenvaart en scheepvaart zijn kosten gebruikt uit een het TNO CHAIN project (2021). De kosteninschatting zijn gemaakt voor zichtjaar 2030/2040 maar de verwachting is dat er weinig verandering in kosten zullen optreden. Wel zijn sommige alternatieve brandstoffen in 2020 nog niet beschikbaar, deze zijn in dat geval weggelaten.</p>	TNO 2021 R12635	
	Afschrijftermijn	<p>De motor wordt bij binnenvaartschepen gedurende de levenscyclus vervangen. In de TCO berekening gaan we uit van de levensduur van de eerste motor (ca 15 jaar). Voor het casco deel nemen we hier een restwaarde aan.</p> <p>Voor scheepvaart is een gemiddelde levensduur van 28 jaar genomen. Dit is de mediaan van de levensduur van zeeschepen op basis van een TNO studie uit 2020.</p>	TNO 2020 R12350
	Gemiddelde jaarkilometrages	Voor de gemiddelde jaarkilometrages is gebruikt gemaakt van berekening uit het TNO PROMINENT project.	
Luchtvaart	Voor luchtvaart is geen TCO opgesteld. Voor commerciële luchtvaart is de verwachting dat deze de komende decenia nog grotendeels afhankelijk zal zijn van kerosine en kerosine vervangers. De vliegtuigen behoeven geen technische aanpassingen voor het gebruik van e-kerosine. Er zal dus alleen sprake zijn van andere brandstofkosten. Om een inschatting te kunnen maken van de kostenverschillen kunnen de brandstofkosten van kerosine en e-kerosine vergeleken worden.	https://www.prominent-iwt.eu/	

Bijlage B Efficiëntie

In deze bijlage is het energiegebruik van verschillende aandrijfsystemen vergeleken. Daarbij is onderscheid gemaakt naar personenauto's, trekker-opleggers, binnenvaart, zeevaart en luchtvaart. Zie tabel B.1 voor een overzicht van de beschouwde combinaties van modaliteiten en aandrijfsystemen.

Tabel B.9 **Overzicht combinaties van modaliteiten en aandrijfsystemen**

	Diesel/benzine (conventioneel, bio- & synthetisch)	Accu-elektrisch (BEV)	Brandstofcel-elektrisch (FCEV)	Waterstof verbranding (H ₂ -ICE)	Aardgas (LNG) ICE	Methanol ICE	Ammoniak ICE	Ammoniak SOFC	Kerosine (conventioneel, bio- & synthetisch)
Licht wegvervoer	X	X	X						
Zwaar wegvervoer	X	X	X	X					
Binnenvaart	X	X	X	X	X	X			
Scheepvaart	X		X	X	X	X	X	X	
Luchtvaart									X

Het energiegebruik van voertuigen is afhankelijk van de vraag naar mechanische energie voor voortstuwing en het energetisch rendement waarmee de aandrijving die mechanische energie levert. Beide zijn afhankelijk van veel factoren, wat het lastig maakt om een typisch rendement of energiegebruik te noemen voor een specifiek voertuig of vaartuig. Belangrijke parameters die impact hebben op de energievraag zijn bijvoorbeeld de configuratie van het voertuig of vaartuig, het voertuiggewicht en de wijze waarop het voertuig wordt ingezet (het belastingsprofiel). De energievraag wordt mede beïnvloed door eigenschappen van de aandrijving, zoals bijvoorbeeld bij accu-elektrische aandrijving die zwaarder is dan een aandrijving met een verbrandingsmotor. Het belastingspatroon van de aandrijflijn (hoogte en dynamische wisseling van het gevraagde vermogen) dat hieruit volgt, is vervolgens bepalend voor het nettorendement van de aandrijflijn. Er moet hierbij onderscheid gemaakt worden tussen het maximale (piek-)rendement en de gemiddelde efficiëntie bij normaal gebruik, waarmee de aandrijving energie uit bijvoorbeeld brandstof of een accu omzet in mechanische energie. Het piekrendement van een aandrijving is over het algemeen significant hoger dan het gemiddelde, maar geldt alleen voor een specifieke belasting. De piekrendementen en de typische gemiddelde omzettingsrendementen van verschillende types aandrijvingen zijn zeer verschillend.

Deze bijlage geeft een overzicht van de huidige efficiëntie en het huidige energiegebruik per afgelegde afstand (MJ/km) van verschillende voertuig-energiegedragercombinaties. Bovendien worden bandbreedtes geschetst van het mogelijke verbeteringspotentieel in de toekomst.

Methode

Het energiegebruik van verschillende aandrijvingen baseren we voor zover mogelijk op de officiële emissiefactoren die worden gerapporteerd in de Emissieregistratie (zie onderstaand kader). Indien geen verbruik of CO₂-emissiefactor bekend is (bijvoorbeeld omdat de technologie nog nieuw is en geen metingen beschikbaar zijn of als een voertuig geen CO₂-uitstoot veroorzaakt), dan wordt teruggevallen op beschikbare literatuur en theoretische waardes, zoals de *Factsheets Energiedragers* (TNO, 2019a) en een aantal andere bronnen (zie Referenties Efficiëntie).

Emissiefactoren en de Emissieregistratie (www.emissieregistratie.nl)

De Emissieregistratie stelt jaarlijks de uitstoot van verontreinigende stoffen en CO₂ naar lucht, water en bodem vast. Het project levert zo de emissiegegevens voor onderbouwing van milieubeleid en vormt de basis voor vele rapportages, bijvoorbeeld die in het kader van het Kyoto-protocol. De emissiefactoren voor de transportsector worden vastgesteld door de taakgroep verkeer en vervoer (samenwerking tussen RIVM, PBL, CBS, RWS-WVL, Deltares en TNO). De factoren worden grotendeels gebaseerd op steekproefmetingen aan voertuigen en kunnen jaarlijks worden bijgesteld op basis van nieuwe inzichten.

Referentievoertuigen

Binnen een modaliteit zijn er veel verschillende voertuigconfiguraties denkbaar met allemaal een ander verbruik. Om inzet van CO₂-neutrale energiedragers op een eerlijke manier te kunnen vergelijken, hebben we per modaliteit een referentievoertuig en een referentiebrandstof gedefinieerd. Op deze manier kan een vergelijking gemaakt worden met de bestaande status quo. Als referentie voor licht en zwaar wegverkeer wordt het vlootgemiddelde energiegebruik gehanteerd. Voor binnenvaart, scheepvaart en luchtvaart nemen we een typisch voertuig binnen een gewichtsklasse als voorbeeld.

Een overzicht staat in de onderstaande tabel. Een verdere toelichting voor de keuze volgt onder de tabel.

Tabel B.10 Referentievoertuigen voor de verschillende modaliteiten

Modaliteiten		Referentievoertuig (emissie-/gewichtsklasse en voorbeeld)	Referentie- brandstof	Energie- gebruik
Licht wegvervoer	Personen en bestelauto	Gemiddeld praktijkverbruik (data 2019)	Diesel & Benzine	2,3 MJ/km
Zwaar wegvervoer	Trekker-oplegger combinatie	Gemiddeld praktijkverbruik (data 2019)	Diesel	12,6 MJ/km
Binnenvaart	Binnenvaart-schip	Emissie-/gewichtsklasse: Stage V (M8 ¹¹⁴) Voorbeeld: Groot Rijnschip M8 (110m)	Diesel	345 MJ/km
Scheepvaart	Zeevaart	Emissie-/gewichtsklasse: IMO II of III. Voorbeeld: General Cargo Ship	Diesel	1186 MJ/km

¹¹⁴ M: klasse is een indicatie voor de gewichtsklasse van een schip.

Modaliteiten		Referentievoertuig (emissie-/gewichtsklasse en voorbeeld)	Referentie- brandstof	Energie- gebruik
Luchtvaart	Inter- continentaal (>800kms)	Emissie-/gewichtsklasse: n.v.t. Voorbeeld: Boeing 787	Kerosine	1 MJ/RPK ¹¹⁵

Overzicht van verschillende aandrijvingen

Verbrandingsmotor (ICE)

Dieselmotoren worden heel breed ingezet in de mobiliteit, van personenauto's tot schepen. De meeste personenauto's rijden op benzine, bestelauto's meestal op diesel. Voor alle overige modaliteiten behalve de luchtvaart is de dieselmotor nog steeds de meest gebruikte en de meest verkochte aandrijftechnologie. De internationale luchtvaart vliegt standaard op kerosine.

Verbrandingsmotoren zijn relatief eenvoudig geschikt te maken voor alternatieve brandstoffen. Motoren op aardgas (of methaan) en ethanol zijn al decennia beschikbaar voor meerdere modaliteiten. Methanolmotoren zijn beschikbaar voor de scheepvaart. Daarnaast zijn er recent motoren ontwikkeld voor waterstof (meestal dual-fuel met diesel ontbranding) en op onderzoeksniveau voor ammoniak. Het voordeel van verbrandingsmotoren is dat ze goedkoop te produceren zijn en dat de technologie snel opschaalbaar en robuust is. Met name in zwaardere toepassingen is het rendement in de praktijk behoorlijk hoog. Bij grote motoren met een niet-dynamische inzet en hoge gemiddelde belasting, zoals bij langeafstandswegvervoer en scheepvaart, komt de efficiëntie van moderne dieselmotoren in de buurt van die van brandstofcelaandrijvingen.

De transmissie van de mechanische energie naar de wielen is ook een aspect in de efficiëntie van de aandrijflijn. Deze is bij verbrandingsmotoren meestal mechanisch, maar zowel voor wegvoertuigen als schepen komen ook elektrische transmissies voor (bijvoorbeeld hybridevoertuig en dieselektrisch schip). Zo'n elektrische transmissie heeft over het algemeen iets meer verlies dan een mechanische overbrenging, maar levert in de praktijk ook voordelen op, bijvoorbeeld het efficiënter kunnen aandrijven van hulpsystemen en betere werkpunten van de motor. Voor deze studie is er van uit gegaan dat de elektrische energie van een brandstofcelaandrijving en de mechanische energie van een motor gelijkwaardig zijn.

Mogelijkheden om het rendement van verbrandingsmotoren in de toekomst te verhogen zijn relatief beperkt. Naast verbeteringen aan de verbrandingsmotor zelf, kan afhankelijk van de toepassing gedacht worden aan hybridisering of aan waste-heat-recovery.

Paragraaf 'Toepassing hoge blends alternatieve brandstoffen' geeft een uitgebreid overzicht van de brandstofkwaliteitseisen en reeds gestandaardiseerde mogelijkheden voor het bijmengen van alternatieve brandstoffen. Deze moeten niet gezien worden als beperkende factor voor de toekomst. In de toekomst is uitbreiding mogelijk, met name voor opties waarvoor voldoende schaalgrootte te verwachten is.

¹¹⁵ Revenue Passenger Kilometer: aantal reizigerskilometers (alleen betalende passagiers).

Accu-elektrisch (BEV)

Accu-elektrische aandrijvingen zijn sterk in opkomst voor wegtransport, maar krijgen ook steeds meer aandacht bij scheepvaart (met name binnenvaart). De elektrische aandrijving wordt gekenmerkt door een zeer hoog rendement en de mogelijkheid om uit zeer verschillende bronnen opgewekte energie in te zetten, waaronder een breed scala aan duurzame energiebronnen. Bottlenecks voor het zwaardere transport zijn met name de beperkte energie-inhoud van accusystemen en de infrastructuur en het tijdsverlies voor het laden of wisselen van accusystemen.

Voor elektrische voertuigen heeft het aandeel van de afstanden die gereden worden op de snelweg, en waar de energievraag "aan de wielen" het grootste is, een grote invloed op het energiegebruik. Lichte wegvoertuigen rijden gemiddeld meer afstanden in de stad dan het zware wegvervoer. In de stad worden voertuigen dynamischer ingezet (meer optrekken en remmen). Bij korte afstanden en dynamisch gebruik kan er bij elektrische voertuigen ten opzichte van conventionele voertuigen extra voordeel worden gehaald uit het terugwinnen van remenergie.

Waterstofbrandstofcel (FCEV)

Bij het bepalen van het rendement van een waterstofbrandstofcel (hydrogen fuel cell) is het belangrijk om rekening te houden met de hulpsystemen, ook aangeduid als 'balance of plant', de gemiddelde belasting en ook de leeftijd. Bij een brandstofcelsysteem zal de efficiëntie wat teruglopen vanwege de veroudering van de brandstofcelstack. De efficiëntie van een verbrandingsmotor vermindert vrijwel niet als het gevolg van veroudering.

Een brandstofcelaandrijving is een elektrische aandrijving omdat het ook een elektromotor bevat. In de meeste gevallen is ook een accu aanwezig om piekvermogen te leveren, de brandstofcel optimaal te belasten en om remenergie terug te kunnen winnen. Een directe (= niet-hybride) verbrandingsmotoraandrijving levert juist efficiëntie in onder dynamische omstandigheden (bijvoorbeeld in de stad), omdat de motor vaak laag belast is en energie verloren gaat bij het vele remmen. Bij dynamische inzet, zoals voor licht wegvervoer en regionale distributie, is de efficiëntie van de brandstofcelaandrijving significant hoger dan die van de verbrandingsmotor. Zie onderstaande tekstbox.

Rendementsverschillen tussen FCEV en ICE

In de vergelijking tussen brandstofcelaandrijvingen en verbrandingsmotoren spelen de volgende aspecten een rol:

Aandrijving:

- Een brandstofcelaandrijving is in de regel een hybride-aandrijving omdat de aandrijving elektrisch is en meestal ook een accu omvat. Daardoor zijn bij dynamisch gebruik significante voordelen te behalen zoals het terugwinnen van remenergie en het vrij optimaal kunnen belasten van het brandstofcelsysteem. Een verbrandingsmotor met directe mechanische aandrijving levert juist efficiëntie in onder deze dynamische omstandigheden, omdat de motor vaak laag belast is en energie verloren gaat in het transmissiesysteem en bij het remmen.

Efficiëntie:

- De huidige generatie dieselmotoren zijn in hun optimale werkgebied zeer efficiënt, tussen 40 en 45%. Hierbij geldt over het algemeen: hoe groter de motor, hoe kleiner de verliezen. Voor de gehele voertuigefficiëntie moeten bovendien nog verliezen in de aandrijving en de hulpsystemen worden

meegerekend. Volgens recente studies is de gemiddelde voertuigefficiëntie van een dieseltruck (inclusief verliezen in de aandrijving) ca. 42,5% (+/- 2%) (Ragon & Rodriguez, 2021). Een piek-motorrendement van 50% is mogelijk door toepassing van additionele technologieën, die inzetten op de reductie van warmte-, frictie- en pompverliezen (Delgado & Lutsey, 2014).

- Bij de brandstofcel is het belangrijk om in de efficiëntie rekening te houden met het gehele systeem, ook aangeduid als 'balance of plant'. Pompen die waterstof en lucht door de brandstofcelstack blazen, bevochtigingsystemen en andere hulpsystemen gebruiken een deel van de door de stack geleverde energie.
- Voor dynamische inzet, zoals voor licht wegvervoer en regionale distributie, zal de efficiëntie van de brandstofcelaandrijving hoger zijn dan die van de verbrandingsmotor. Volgens onderzoek van TU Delft en TNO (Oostdam, 2019) ligt de huidige efficiëntie van PEMFC-systemen rond 50-60%. In de toekomst zou dit kunnen oplopen naar 70%.
- Bij een fuel-cell systeem zal de efficiëntie over langere termijn wat teruglopen vanwege de veroudering van de stack. Een verbrandingsmotor heeft dat niet: de efficiëntie verandert vrijwel niet over de levensduur. De brandstofkwaliteit van waterstof en een robuuste inzet zijn belangrijk voor het goed functioneren van de brandstofcel. Brandstofcellen vergen zeer pure waterstof (ca. 99,99%). Hoge afwijkingen hiervan kunnen leiden tot een snelle degradatie van de brandstofcellen. Een sterk dynamisch gebruiksprofiel kan ertoe leiden dat brandstofcellen geleidelijk degraderen. Meer onderzoek en langdurige monitoring van waterstof-elektrische voertuigen is noodzakelijk om hier een beter onderbouwde uitspraak over te doen.

Door bovenstaande eigenschappen is de efficiëntie van de brandstofcelaandrijving bij niet-dynamische inzet en gemiddeld hoge belasting (zoals bij zwaar en langeafstandswegvervoer en scheepvaart) in de praktijk naar verwachting gelijk aan die van de dieselmotor. Voor dynamische inzet en gemiddeld lagere belasting, zoals voor licht wegvervoer en regionale distributie, is de efficiëntie van de brandstofcelaandrijving hoger dan die van de verbrandingsmotor.

Energiegebruik (in MJ/km)

Licht wegvervoer

Om lichte wegvoertuigen die op verschillende energiedragers rijden te vergelijken gaan we uit van in Nederland gemeten energiegebruiken. De beschouwde alternatieven voor voertuigen op fossiele brandstof zijn accu-elektrische voertuigen en voertuigen met een waterstofbrandstofcel. Voor het gemiddelde energiegebruik van Nederlandse personenauto's wordt gebruik gemaakt van het daadwerkelijk gebruik van nieuwe auto's in de Nederlandse vloot (TNO, 2020a).

In het TNO-onderzoek zijn de verbruiksdata van 259.000 benzineauto's, waarvan 33.000 (plug-in) hybrides, geanalyseerd. De nieuwe personenauto's hadden in 2019 een brandstofverbruik in de praktijk van bijna 7 liter benzine per 100km (CO₂-uitstoot van 163 gCO₂/km). Dit komt overeen met een energiegebruik van circa 2,3 MJ/km¹¹⁶.

In dezelfde studie zijn 277.000 dieselpersonenauto's, waarvan 4.000 (plug-in) hybrides, geanalyseerd. De nieuwe dieselpersonenauto's (inclusief plug-inhybrides) hadden in 2019 een gemiddeld praktijkverbruik van circa 6 liter diesel per 100km

¹¹⁶ Emissiefactor van 2370 gCO₂/liter benzine & 32 MJ/liter benzine.

(omgerekend gelijk aan 2,1 MJ/km¹¹⁷) en een gemiddelde praktijkuitstoot van 158 gCO₂/km (TNO, 2020a).

Voor dieselbestelauto's lag het praktijkgebruik in 2019 van nieuw geregistreerde voertuigen op 3,1 MJ/km (met een uitstoot van gemiddeld 226 gCO₂/km) (op basis van gegevens van 54.000 bestelwagens).

Het gebruik van biobrandstoffen en synthetische brandstoffen heeft over het algemeen geen invloed op het motorrendement (mits de brandstoffen voldoen aan de Europese kwaliteitseisen – voor meer informatie hierover zie paragraaf 'Toepassing hoge blends alternatieve brandstoffen'.

Tabel B.11 Licht wegvervoer: energiegebruik diesel- en benzinevoertuigen (ICEV)

Voertuigtype	Energiegebruik	Aantal voertuigen ¹¹⁸	Bijzonderheden	Bron
Personenauto (benzine)	2,3 MJ _{benzine} /km	7.133.894	Brandstofverbruik 2019	TNO (TNO, 2020a)
Personenauto (diesel)	2,1 MJ _{diesel} /km	1.019.183		
Bestelauto (diesel)	3,1 MJ _{diesel} /km	899.956		

Diesel- en benzineauto's moeten echter niet onderling vergeleken worden op basis van het gemiddelde praktijkverbruik, omdat de gemiddelde dieselauto qua formaat, gewicht en vermogen groter is dan de gemiddelde benzineauto. Uitgaande van qua formaat, gewicht en prestaties vergelijkbare voertuigen zijn diesels tot wel 20% zuiniger dan benzinevoertuigen.

Het energiegebruik voor de klasse licht wegvervoer is hier gedefinieerd als het gemiddelde praktijkverbruik van personenauto's en bestelauto's op benzine en diesel, bepaald aan de hand van een gewogen middeling naar aandelen in de vloot. Daarmee komt het gemiddelde gebruik per kilometer van lichtverkeer uit op 2,3 MJ/km.

Accu-elektrisch (BEV)

In de TNO-studie (TNO, 2020a) zijn gebruiksdata van 3.100 elektrische personenauto's geanalyseerd, bestaande uit 34 verschillende type voertuigen van 18 verschillende merken. Op basis van deze data is geconstateerd dat een elektrische personenauto in Nederland gemiddeld 20,2 kWh/100 km (0,73 MJ/km) aan energie gebruikt. Het verbruik varieert afhankelijk van het model tussen de 0,44 MJ/km en 1,0 MJ/km. Dit is gebaseerd op betaalde elektriciteit en daarom inclusief laadverliezen. Hoe groot het aandeel laadverliezen is, is op basis van deze gegevens niet te achterhalen. Gemiddeld genomen ligt het elektriciteitsgebruik 18% hoger dan de door fabrikanten opgegeven WLTP-waarde (TNO, 2020a).

Tabel B.12 Licht wegvervoer – energiegebruik accu-elektrische voertuigen (BEV)

Voertuigtype	Elektriciteitsgebruik [MJ _e /km]	Bijzonderheden	Bron
Personenauto	0,73	Verbruiksdata	TNO (TNO, 2020a)

¹¹⁷ Emissiefactor van 2650 gCO₂/liter diesel & 36 MJ/liter diesel.

¹¹⁸ Vlootomvang 1 januari 2021.

Waterstof-brandstofcel (FCEV)

Voor brandstofcel-elektrische voertuigen is er nog weinig bekend over het praktijkverbruik, ook vanwege het beperkte aantal FCEV's dat momenteel in Nederland rijdt.

In de studie voor gemiddelde gebruikscijfers van personenauto's (TNO, 2020a) zijn geen gebruiksdata voor FCEV's opgenomen. Dat is wel het geval in de (nog niet gepubliceerde) update met data t/m juni 2021. Wel is het aantal FCEV-modellen momenteel nog zeer beperkt. Onder praktijkomstandigheden (gebaseerd op gegevens van 24 unieke voertuigen) ligt het verbruik van deze personenauto's op 1,24 kg waterstof per 100km, wat gelijk is aan circa 1,5 MJ/km. Dat is circa 30% minder dan het gemiddelde energiegebruik van personenauto's op fossiele brandstof. Ten opzichte van hybride benzinevoertuigen zoals de Toyota Prius is het praktijkgebruik vergelijkbaar. De Toyota Prius gebruikt gemiddeld 5 liter benzine per 100km (TNO, 2020a), wat ook gelijk is aan ongeveer 1,5 MJ/km.

Volgens testresultaten van de ANWB en laboratoriumtesten aan een personenauto met brandstofcelaandrijving (Lohse-Busch, et al., 2020) ligt het verbruik van een FCEV-personenauto rond 1,2 tot 1,5 MJ/km.

Tabel B.13 Licht wegvervoer – energiegebruik brandstofcel-elektrische voertuigen (FCEV)

Voertuigtype	Energiegebruik [MJ _{H2} /km]	Bijzonderheden	Bron
Personenauto	1,5	Verbruiksdata	TNO (TNO, 2020a)
Personenauto	1,5	Hyundai Nexo	ANWB ¹¹⁹
Personenauto	1,2	Toyota Mirai	ANWB ¹²⁰
Personenauto	1,3 ¹²¹	Test	Lohse-Busch et al. (2020)

Conclusie licht wegverkeer:

Uitgaande van het praktijkverbruik van licht wegvervoer kan geconcludeerd worden dat een conventioneel personen- of bestelvoertuig ongeveer circa drie keer zoveel energie gebruikt als een BEV. Een FCEV gebruikt circa twee keer zoveel energie als een BEV.

Zwaar wegvervoer

In de praktijk zijn er verschillen te verwachten voor verschillende type trucks (klein, middel, zwaar), de belading van deze trucks, het gebruiksprofiel (korte afstand, lange afstand, distributie). De twee meest gebruikte voertuigen in het zwaar wegvervoer zijn bakwagens en trekker-opleggercombinaties, met een verdeling in het park van circa 40%:60% (CBS, 2021). Op snelwegen is deze verdeling zelfs 20%:80% (TNO, 2013). Binnen de groep trekker-opleggers kan er onderscheid gemaakt worden tussen lichte en zware trekker-opleggercombinaties. Lichte trekker-opleggers komen het vaakst voor (met ca. 65%) en hebben een gemiddelde totale (beladen) massa van 19t (inclusief lading) (TNO, 2013). Als referentie voor het energiegebruik is de trekker-oplegger gekozen. Hiervoor is het gemiddelde van de Nederlandse vloot gehanteerd. Voor de alternatieve aandrijfsystemen is gebruik

¹¹⁹ <https://www.anwb.nl/auto/tests-en-specificaties/detail/hyundai/nexo/specificaties/a7ef11d4-b686-4305-b901-7000c5017ff4>

¹²⁰ <https://www.anwb.nl/auto/tests-en-specificaties/detail/toyota/mirai/specificaties/f86d6c3e-7ece-4993-bcf4-eeb3f4cb7c36>

¹²¹ 2,044 MJ/mijl.

gemaakt van verschillende literatuurbronnen om de energiebehoefte per kilometer te bepalen.

Diesel (conventioneel, bio- en synthetisch)

Onder praktijkomstandigheden is het gemiddelde dieselverbruik van een EURO VI trekker-oplegger in Nederland 34 liter per 100km (12,6 MJ/km) met een bijbehorende gemiddelde CO₂-emissiefactor van 914 gCO₂/km (TNO, 2019a). JRC gaat op basis van modelberekeningen uit van een gemiddeld energiegebruik van 10,4 MJ/km voor een referentievoertuig uit 2016 (en 9,4 MJ/km voor een trekker-oplegger in 2025) (JRC, 2020).

Tabel B.14 Zwaar wegvervoer – energiegebruik dieselvoertuigen (ICEV)

Voertuigtype	Energiegebruik [MJ _{diesel} /km]	Bijzonderheden	Bron
Trekker-oplegger	12,6	Verbruiksdata	TNO (TNO, 2019a)
Trekker-oplegger	10,4	VECTO-simulatie 2016	JRC (JRC, 2020)
Trekker-oplegger	9,4	VECTO-simulatie 2025	JRC (JRC, 2020)

In deze studie wordt uitgegaan van een praktijkgebruik van 12,6 MJ/km voor de Nederlandse trekker-oplegger vloot.

Accu-elektrisch (BEV)

Voor accu-elektrische trekker-opleggers is het energiegebruik gebaseerd op aannames vanuit de literatuur, vanwege een gebrek aan praktijkcijfers. In tabel B.7 zijn de resultaten voor verschillende zichtjaren uit meerdere studies samengevat.

JRC berekent een gemiddeld energiegebruik van 4,7 MJ/km voor elektrische trekker-oplegger combinaties voor zichtjaar 2025 (JRC, 2020). Transport and Environment (T&E) rapporteert een energiegebruik voor elektrische trekker-opleggers van 5,5 MJ/km in 2020 (1,52 kWh/km) met een potentiële verbetering richting de 4,4 MJ/km in 2030 (1,21 kWh/km) voor zowel regionale distributie als voor langeafstand transport (Transport & Environment, 2020a). ElaadNL rekent met gemiddeld 5,7 MJ/km voor vrachtwagens en trekker-opleggers (ElaadNL, 2020)¹²².

Tabel B.15 Zwaar wegvervoer – energiegebruik accu-elektrische voertuigen (BEV)

Voertuigtype	Energiegebruik [MJ _{elektriciteit} /km]	Bijzonderheden	Bron
Trekker-oplegger	5,5	VECTO-simulatie (2016)	JRC (JRC, 2020)
Trekker-oplegger	4,7	VECTO-simulatie (2025)	JRC (JRC, 2020)
Trekker-oplegger	5,5	Regionale distributie (2020)	T&E (Transport & Environment, 2020a)
Trekker-oplegger	4,4	Regionale distributie en lange afstand (2030)	T&E (Transport & Environment, 2020a)
Vrachtwagens + trekker-opleggers	5,7	Gemiddelde	ElaadNL (ElaadNL, 2020)

In deze studie is uitgegaan van een energiegebruik van 5,6 MJ/km, als gemiddelde van de data tot 2020.

¹²² Op basis van 402 kWh per dag, 261 dagen/jaar en 65.500 km/jaar.

Waterstofbrandstofcel (FCEV)

Vrachtwagens met een brandstofcel-elektrische aandrijving zijn in nog mindere mate beschikbaar dan accu-elektrische vrachtwagens. Op basis van berekeningen met VECTO¹²³ voor 2025 gaat JRC uit van een energiegebruik van 6,9 MJ/km voor FCEV-vrachtwagens (JRC, 2020). T&E schat het huidige energiegebruik op dit moment in op 9,1 MJ/km met een potentie voor verbetering richting 7,0 MJ/km in 2030 voor trekker-opleggers voor regionale distributie (Transport & Environment, 2020a).

Tabel B.16 Zwaar wegvervoer – energiegebruik brandstofcel-elektrische voertuigen (FCEV)

Voertuigtype	Energiegebruik [MJ _{h2} /km]	Bijzonderheden	Bron
Trekker-oplegger	8,3	VECTO-simulatie (2016)	(JRC, 2020)
Trekker-oplegger	6,9	VECTO-simulatie (2025)	(JRC, 2020)
Trekker-oplegger	9,1	Regionale distributie (2020)	(Transport & Environment, 2020a)
Trekker-oplegger	7,0	Regionale distributie en lange afstand (2030)	(Transport & Environment, 2020a)

In deze studie is uitgegaan van een energiegebruik van 8,7 MJ/km, als gemiddelde van de data tot 2020.

Waterstofverbranding (H₂-ICE)

Waterstof is goed te gebruiken in een verbrandingsmotor. Er zijn echter nog geen gegevens beschikbaar over het brandstofverbruik in de praktijk. In (TNO, 2019d) is onderzoek gedaan naar een viertal verbrandingsconcepten. Het rendement hiervan is vergeleken met dat van de standaard-dieselmotor. De meest relevante en snel implementeerbare varianten zijn H₂ lean-burn verbranding (mono-fuel met vonkconsteking) en H₂ dual-fuel (mix H₂ met diesel). Het rendement van deze motortypen is zeer vergelijkbaar met dat van de standaard-dieselmotor (zie onderstaande tabel). In (TNO, 2021) is experimenteel onderzoek gedaan met een 1-cilindermotor. Ook in die studie wordt een rendement gevonden vergelijkbaar met dat van de dieselmotor (zie onderstaande tabel). Geconcludeerd kan worden dat een verbrandingsmotor op H₂ een vergelijkbaar rendement kan hebben als een dieselmotor.

Tabel B.17 Overzicht van bronnen met vermelding van rendementen voor toepassing van waterstofverbranding in de scheepvaart

Motortype	Rendement H ₂ motor	Diesel referentie	Bijzonderheid	Bron
H ₂ lean-burn vonkconsteking	>46%	46%	Literatuur-onderzoek	(TNO, 2019d)
H ₂ dual-fuel (diesel pilot)	46%	46%		
H ₂ dual-fuel	34,0% – 34,5%	35,4%	Experimenteel onderzoek	(TNO, 2021)

¹²³ Model dat in Europese wetgeving voorgeschreven is voor bepaling van de "whole vehicle" CO₂-emissies van voertuigen waarop de Europese CO₂-normen voor zware wegvoertuigen betrekking hebben.

Aan de hand van de tabel wordt geconcludeerd dat het rendement voor H₂-ICE motoren gelijk kan worden gesteld aan dat van de dieselmotor. Dat komt neer op 12,6 MJ/km voor de trekker-opleggercombinatie.

Conclusie zwaar wegvervoer:

Uitgaande van typische aandrijflijnrendementen en verbruiken is de energiebehoefte in MJ brandstofenergie van een BEV-truck circa 2 keer lager dan van een conventionele truck met verbrandingsmotor. Voor een FCEV-truck is het energiegebruik circa 10-20% lager en voor de truck met H₂-ICE-motor is het rendement gelijk aan dat van de dieselmotor.

Belangrijke disclaimer binnenvaart en scheepvaart

De rendementen van de verschillende type aandrijflijnen voor binnenvaart en zeevaart zijn alleen op hoofdlijnen bekend. Mede daarom is gekozen voor slechts één referentievaartuig en is de onderliggende informatie verzameld en toegelicht in Aandrijflijnrendementen zwaar wegverkeer en scheepvaart'.

Beschikbare informatie uit verschillende bronnen is vaak niet onderling vergelijkbaar en vaak ontbreekt ook de precieze referentie voor de standaard dieserversie. In geen enkel geval is er direct vergelijkbare operationele data beschikbaar. Het is ook belangrijk hoe in de praktijk de verhouding is tussen normaal varen, manoeuvreren en stand-by of hotelbedrijf in de havens. Hybride of elektrische aandrijflijnen kunnen daar mogelijk beter mee omgaan. Voor zo'n vergelijking is een veel uitgebreidere analyse nodig, met hetzij een uitgebreide modelleerstudie aan de hand van een of meerdere operationele profielen, of echte praktijkdata.

Binnenvaart

Als referentievoertuig in de binnenvaart wordt uitgegaan van een Groot Rijnschip M8 (110m). Hiervoor wordt uitgegaan van een gemiddeld verbruik van 130 liter per uur en een gemiddelde vaarsnelheid van 13,5 km/uur (PROMINENT D5.7, 2018). Dat komt neer op een energiegebruik van 345 MJ/km (energie in dieselbrandstof). Met behulp van een gemiddeld motorrendement kan hieruit de voortstuwingsenergie (aan de schroef) worden geschat, aan de hand waarvan vervolgens met de rendementen van alternatieve aandrijvingen de verbruiken van schepen op alternatieve energiedragers kunnen worden geschat.

De volgende uitgangspunten zijn voor de verschillende aandrijflijnen gekozen.

- **Verbrandingsmotoren:** Voor aandrijflijnen met verbrandingsmotoren is aangenomen dat ze in binnenvaarttoepassingen alle hetzelfde gemiddelde rendement van 40% hebben. Dit is bij alternatieve brandstoffen zoals H₂, LNG, methanol en DME haalbaar wanneer gebruikt gemaakt wordt van dual-fuel of lean-burn verbrandingsconcepten. Bij een stoichiometrisch verbrandingsconcept voor de alternatieve brandstoffen treedt over het algemeen een rendementsverlies op t.o.v. de standaard dieselmotor. In onderstaande tabel wordt voor het energieverbruik uitgegaan van dual-fuel of lean-burn.
- **H₂-FC:** De PEM brandstofcel heeft een wat hoger gemiddeld rendement van 45%¹²⁴. Hierbij wordt dan rekening gehouden met de 'balance of plant'

¹²⁴ Er wordt in deze vergelijking geen rekening gehouden met het rendementsverlies van de elektromotor(en) in de aandrijving, vooral omdat bij dieselaandrijving vaak ook elektromotoren worden gebruikt (dieselelektrische aandrijving). Bij directe aandrijving draaien vaak meerdere motoren voor boordstroom en een deel van de tijd voor boegschroeven. Gemiddeld genomen resulteert dat in vergelijkbare verliezen.

(hulpsystemen voor de brandstofcel) en ook met veroudering waardoor het rendement iets afneemt gedurende de levensduur.

- Het rendement van de **accu-elektrische aandrijving** is ca. 90%, gerekend vanaf de AC elektrische energie die de lader ingaat. Volgens een theoretische vergelijking is het energiegebruik 50-55% lager dan van schepen op diesel. De praktijk zou gunstiger kunnen zijn, vooral omdat het rendement van de verbrandingsmotor in de praktijk lager is. Dit is afhankelijk van een aantal factoren zoals langdurig laag vermogen of stand-by draaien van de motoren. Dit kan vooral het geval zijn bij wachten in havens en bij veel manoeuvres. De waarde in onderstaande tabel wordt gezien als bovengrens. De praktijk kan gunstiger zijn.

Tabel B.10 Vergelijking van het energiegebruik van binnenvaartschepen op verschillende energiedragers op basis van een schip van klasse M8: 110m x 11,4m referentieschip met een verbruik van 130 liter per uur en een gemiddelde snelheid van 13,5 km/uur

	Diesel ICE	Accu-elektrisch	H ₂ PEM-FC	H ₂ -ICE	LNG-ICE	Methanol/DME-ICE
Rendement van motor en aandrijving [%]	40%	90%*	45%	40%	40%	40%
Energiegebruik [MJ/uur]	4667	2074	4148	4667	4667	4667
Energiegebruik [MJ/km]	345	154	307	346	346	346

*Inclusief laadverliezen

Voor de onderliggende informatie zie de paragraaf 'Aandrijflijnrendementen zwaar wegverkeer en scheepvaart'), onderdeel binnenvaart.

Zeescheepvaart

De zeescheepvaart wordt gekenmerkt door een enorm brede range in scheepstypen en groottes. De groottes variëren bijvoorbeeld van minder dan 100m lengte voor kustvaart tot meer dan 400m lengte voor intercontinentaal transport. In diverse recente studies zijn referentievaartuigen gedefinieerd, enerzijds voor wereldwijd transport en anderzijds voor (kleinere) typisch Nederlandse schepen. In (Marin, 2020) wordt een uitgebreide beschrijving gegeven van de schepen en hun inzetprofielen.

- Voor de wereldvloot zijn in (Marin, 2020) de volgende referentieschepen gekozen: de Handymax bulker, de Post Panamax container en de VLCC-tanker (very large crude carrier). Voor deze schepen worden referentieverbruiken gegeven van respectievelijk 941, 5998 en 3074 kg diesel/uur.
- De meest gebruikte Nederlandse schepen zijn general cargo schepen, sleepboten, offshore supply vessels en product carriers. Daarnaast worden ook crew tenders, baggerschepen, containerschepen ingezet.

Als referentievaartuig voor deze studie is uitgegaan van een 'general cargo' schip, volgens (Marin, 2020). Dit type schip komt veel voor in de Nederlandse vloot. Het referentievaartuig voldoet aan IMO II en heeft een draagvermogen van 9216t (DWT). De lengte van het referentievaartuig is 118 meter, de breedte 18,2 meter. Er wordt uitgegaan van een geïnstalleerd vermogen van 4290 kW en een dieselverbruik van 392 kg/uur. Daarbij wordt uitgegaan van het volgende inzetprofiel: varen 55% van de tijd bij 13 kts, manoeuvres: 10% bij 5 kts, haven 35% bij 0 kts. De relatie tussen energieverbruik per uur en per km volgt uit dit referentieprofiel (tabel B.11).

Net als bij binnenvaart zijn de rendementen van de verschillende energieconverters alleen op hoofdlijnen bekend. Vooral voor H₂ en NH₃ in verbrandingsmotoren en voor brandstofcelsystemen in het algemeen is de informatie zeer schaars. Meestal betreft dit alleen laboratoriumtestgegevens en voor brandstofcellen, voor zover duidelijk, alleen data voor kleinschalige systemen. Om een goed beeld te krijgen zouden feitelijke praktijkgegevens of gedetailleerde simulatiegegevens beschikbaar moeten zijn van de verschillende aandrijflijnen voor meerdere inzetprofielen en scheepsgroottes. Dat is helaas niet het geval. Daarom is in onderstaande tabel alleen gebruik gemaakt van globaal beschikbare rendementgegevens. Zie toelichting in paragraaf 'Aandrijflijnrendementen zwaar wegverkeer en scheepvaart, onderdeel zeevaart.

Tabel B.11 Vergelijking van het totale energiegebruik (inclusief stand-by in haven en manoeuvreren) van zeeschepen op verschillende energiedragers voor een general cargo schip met een gemiddeld verbruik van 392 kg per uur

	Diesel	H ₂ fuel cell	H ₂ ICE	NH ₃ PEM-FC	NH ₃ SOFC	Methanol ICE	DME ICE
Motorrendement	45%	45%	45%	45%	54%	45%	45%
MJ/u	16809	16809	16809	16809	14007	16809	16809
MJ/km	1186	1186	1186	1186	988	1186	1186

Luchtvaart

Voor de luchtvaart is een vliegtuig voor lange-afstandsvluchten (intercontinentaal) als referentie geselecteerd, bijvoorbeeld de Boeing 787 en de Airbus A350. Deze vliegtuigen zijn beide relatief nieuw op de markt. Afhankelijk van de klasse-indeling heeft de Boeing een capaciteit van 200 tot 250 passagiers (787-8), 250 tot 300 passagiers (787-9) en 300 tot 330 passagiers (787-10). De Boeing A350-900 heeft typisch ruimte voor 300-350 passagiers. Daarnaast wordt een vlootgemiddelde van twee Nederlandse luchtvaartmaatschappijen beschreven, AirFranceKLM en TUIflyNL. Beide maatschappijen vliegen o.a. met de Boeing-787.

Kerosine (conventioneel, bio- en synthetisch)

De uitstoot per passagier (gCO₂/RPK) wordt beïnvloed door meerdere factoren, zoals het type vliegtuig, het type vlucht (kort/lang) en de bezettingsgraad. Bij een hogere bezetting (meer passagiers per vliegtuig) neemt de gemiddelde uitstoot per passagier af.

In onderstaande tabel is de gemiddelde uitstoot van verschillende bronnen weergegeven. Als conversiefactor is gehanteerd dat bij de verbranding van 1 kg kerosine 3,16 kg CO₂ vrijkomt (ICCT, 2020) en 43,5 MJ (Zijlema, 2020) energie. Daarmee staat 1 MJ gelijk aan een uitstoot van 72,6 gCO₂.

Voor bepaling van de referentiewaarde voor het gemiddeld energiegebruik per passagier is uitgegaan van het referentiejaar 2019. Het jaar 2020 is door de coronacrisis en de lage bezettingsgraad van vliegtuigen geen representatief jaar. Op basis van deze bronnen is de conclusie dat het gemiddelde energiegebruik rond 1,1 MJ/RPK ligt. Gegeven de zeer vergelijkbare chemische samenstelling van fossiele kerosine, biokerosine en synthetische kerosine heeft het gebruik van alternatieve brandstoffen geen significant effect op het rendement.

Tabel B.12 Bronnen voor energiegebruik in de luchtvaart

Groep	Gemiddelde uitstoot [gCO ₂ /RPK]	Energiegebruik [MJ/RPK]	Bron
AirfranceKLM	79	1,1	(AirfranceKLM, 2021)
TUIFlyNL	64	0,9	(TUI Group, 2020)
Global average	90	1,3	(ICCT, 2020)
Boeing 787-9	75	1,1	(ICCT, 2020)
Airbus A350-900	75	1,1	(ICCT, 2020)

De commerciële luchtvaart zal de volgende decennia waarschijnlijk nog voor een groot deel afhankelijk zijn van kerosine en kerosinevervangers (bio-/ synthetische kerosine). Voor deze modaliteit is daarom ook niet gekeken naar alternatieve aandrijfvormen zoals accu- en waterstof-elektrisch. Deze aandrijfvormen zijn wel in opkomst voor kleine toestellen en korte afstanden, maar op dit moment is er nog geen vergelijkbare data beschikbaar over het energiegebruik.

Het energiegebruik van een commercieel passagiersvliegtuig kan worden uitgedrukt in het gemiddelde energiegebruik per betalende passagier en is circa 1 MJ/RPK. De commerciële luchtvaart zal de volgende decennia waarschijnlijk nog voor een groot deel afhankelijk zijn van kerosine en kerosinevervangers (bio-/synthetische kerosine). Voor deze modaliteit is daarom niet gekeken naar alternatieve aandrijfvormen zoals accu- en waterstof-elektrisch. Deze aandrijfvormen zijn wel in opkomst voor kleinere toestellen en korte vluchten, maar op dit moment zijn er nog geen vergelijkbare data beschikbaar over het energiegebruik.

Samenvattende tabel

Onderstaande tabel geeft een samenvatting van het energiegebruik per afgelegde afstand van verschillende modaliteiten afhankelijk van de toegepaste aandrijving en energiedrager. De onderbouwing van deze waarden is hierboven gegeven en in meer detail toegelicht in paragraaf 'Aandrijflijnrendementen zwaar wegverkeer en scheepvaart'.

Tabel B.13 Energiegebruik van typische referentievoertuigen met verschillende aandrijvingen en energiedragers (MJ/km of MJ/RPK voor luchtvaart)

Marktsegmenten		Diesel/benzine (conventioneel, bio- & synthetisch)	Accu-elektrisch (BEV)	Brandstofcel-elektrisch (FCEV)	Waterstof verbranding (H ₂ -ICE)	Aardgas (LNG) ICE	Methanol ICE	Ammoniak ICE	Ammoniak SOFC	Kerosine (conventioneel, bio- & synthetisch)
Licht wegvervoer	Personen-/bestelauto	2,3	0,7	1,5						
Zwaar wegvervoer	Trekker-oplegger combinatie	12,6	5,6	8,7	10,7					
Binnenvaart	Binnenvaartschip	346	154	307	346	346	346			
Scheepvaart	Zeevaart	1186		1186	1186	1186	1186	1186	988	
Luchtvaart	Intercontinentaal (>800kms)									1 MJ/RPK

Aandrijflijnrendementen zwaar wegverkeer en scheepvaart

Zwaar wegvervoer

Het gemiddeld diesilverbruik van trekker-opleggers is berekend met behulp van emissiefactoren voor het gemiddelde Nederlandse voertuigenpark (Geilenkirchen, et al., 2021). Elektrische en waterstof trekker-opleggers zijn nog maar zeer beperkt beschikbaar in Nederland. Het energiegebruik van deze aandrijvingen hebben we gebaseerd op literatuur, namelijk het JRC TTW-rapport (JRC, 2020) en T&E (Transport & Environment, 2020a).

Tabel B.14 Typische aandrijflijnefficiënties voor toepassing in zware wegvoertuigen (Transport and Environment, 2020b)

Typische aandrijflijnefficiëntie	Waarde
ICE	
Motor	42%
<i>Totaal</i>	42%
BEV	
Laden	95%
Accu	95%
Conversie (DC/AC)	95%
Elektromotor	95%
<i>Totaal</i>	81%
FCEV	
Waterstof naar elektriciteit (PEM)	54%
Conversie (DC/AC)	95%
Elektromotor	95%
<i>Totaal</i>	49%

Binnenvaart

Als referentievoertuig in de binnenvaart is uitgegaan van een Groot Rijnschip M8 (110m). Dit is met 32% van alle schepen in de vloot en 37% van de schipbewegingen (Prominent, 2015) het vaakst voorkomende scheepstype op de Rijnkorridor. Voor het diesel-referentievaartuig wordt uitgegaan van een gemiddeld verbruik van 130 liter per uur en een gemiddelde vaarsnelheid van 13,5 km/uur (PROMINENT D5.7, 2018). Dat komt neer op een energiegebruik van 345 MJ/km (energie in dieselbrandstof). Met behulp van een gemiddeld motorrendement kan hieruit de voortstuwingsenergie (aan de schroef) worden geschat. Door dit te combineren met de rendementen van alternatieve aandrijvingen hebben we hieruit de verbruiken van schepen op alternatieve energiedragers geschat.

Diesel (conventioneel, bio- en synthetisch)

Twee belangrijke bronnen voor het verbruik van een dieselreferentievaartuig zijn (PROMINENT D5.7, 2018) en (RWS, 2017). In (PROMINENT D5.7, 2018) wordt uitgegaan van een gemiddeld verbruik van 130 liter per uur en een gemiddelde vaarsnelheid van 13,5 km/uur. De RWS-binnenvaarttool (RWS, 2017) geeft voor een beladen M8 schip bij een gemiddelde snelheid van 15,7 km/uur een gemiddeld verbruik van 108 liter/uur.

Tabel B.15 Binnenvaart – energiegebruik dieselveertuigen (ICEV)

Schiptype	MJ/uur	MJ/km	Bijzonderheden	Bron
M8 groot Rijnschip, diesel	4667	345	Een varende en beladen M8 schip (circa 130 liter/uur), bij 13,5 km/uur	Berekend uitgaande van (PROMINENT D5.7, 2018)
M8 groot Rijnschip, diesel	3877	258	Een varende en beladen M8 schip (circa 108 liter/uur), bij 15,7 km/uur	Berekend uitgaande van (RWS, 2017)

De gemiddelde snelheid van de tweede bron uit tabel B.15 lijkt te hoog en correspondeert niet met andere bronnen. Daarom wordt de eerste bron als uitgangspunt genomen voor het referentieverbruik per uur en per km: respectievelijk 4667 MJ/uur en 345 MJ/km (4667/13,5).

Er is te weinig meetdata beschikbaar om een vergelijkende analyse te maken van het praktijkverbruik van binnenvaartschepen met alternatieve aandrijvingsvorm (zie onderstaande disclaimer). Omdat deze informatie ontbreekt, is de vergelijking op een eenvoudige manier gemaakt op basis van gemiddelde rendementen voor de verschillende aandrijflijnen onder de vrij optimale situatie van een varende, beladen schip.

Accu-elektrisch (BEV)

Accu-elektrisch varen voor de binnenvaart is in opkomst, zowel voor kortstondig elektrisch varen (enkele uren, of enkele dagen hotelbedrijf) als ook voor volledig elektrisch varen. Bij het laatste worden 'verwisselbare accu containers' van ca 2 MWh toegepast. In (TNO, 2019b) zijn de elektrische energieprofielen onderzocht op basis van de aandrijflijn- en locatiedata van het containerschip de Gouwenaar II (M6 motorvaartuig 90m). Er waren twee triptypen, met daarin de volgende bandbreedte in elektrisch energiegebruik (totaal 8 retourtrips):

- Alphen a/d Rijn – Maasvlakte II: 446 – 757 MJ/uur
- Alphen a/d Rijn – Antwerpen: 863 – 912 MJ/uur

Trips met een laag gemiddeld verbruik per uur correspondeert hierbij met veel wachttijden en juist een hoger verbruik per km en visa versa. In bovenstaande getallen zijn de efficiëntie van het laden en ontladen van de accu's alsmede de efficiëntie van de laadinstallatie aan wal niet meegenomen.

Leverancier ZES, Zero Emission Services, heeft recent een theoretische vergelijking tussen diesel en elektrisch gepresenteerd, met een overzicht van het ketenrendement (ZES, 2021). Aan de hand hiervan wordt het volgende geconcludeerd over de vergelijking van *elektrisch versus diesel*:

- Gerekend vanuit de acculading, is de elektrische energie 41% van de energie van de dieselbrandstof, bij een diesel-elektrische aandrijving.
- Als gerekend wordt vanuit de stroom die de lader ingaat, dan is het rendement 43%. Wordt vergeleken met een diesel-direct aandrijving (dieselmotor drijft direct de schroef aan) dan is het rendement 47%.

Aan de hand hiervan wordt geconcludeerd dat energiegebruik voor de elektrisch aandrijving ca 45% is van de energie-inhoud van de dieselbrandstof, uitgaande van de stroom naar de lader. Hierbij wordt uitgegaan van het gemiddelde van dieselelektrische en diesel-direct aandrijving. Deze theoretische verhouding tussen elektrische en diesel is omgerekend aan de hand van het referentiediesel verbruik naar het elektrisch verbruik in MJ/uur en MJ/km. Dit is weergegeven in

onderstaande tabel. Het energieverbruik van 2074 MJ/uur lijkt hoog in relatie tot de informatie van het (kleinere) Gouwenaar schip. Daarom wordt dit op dit moment gezien als bovengrens, mogelijk is de praktijk gunstiger. Verder onderzoek naar praktijkdata is zeer gewenst bij accu-elektrisch varen.

Tabel B.16 Binnenvaart – energiegebruik accu-elektrische aandrijving (BEV) op basis van elektrische energie-input naar de acculader

Schiptype	MJ/uur	MJ/km	Bron
M8 groot Rijnschip, diesel	2074	154	Op basis van theoretische informatie verhouding diesel en elektrisch (ZES, 2021)

Waterstof-brandstofcel (FCEV)

De toepassing van een brandstofcel-elektrische aandrijving in de binnenvaart beperkt zich in Nederland nog tot kleine demonstratievaartuigen, zoals een rondvaartboot. Leveranciers hebben wel standaard units in ontwikkeling voor middelgrote en grote binnenvaartschepen. Brandstofcel-systemen worden meestal opgebouwd uit units van 40, 100 of 250 kW. Afhankelijk van de vermogensbehoefte van het schip kunnen dan meerdere brandstofcel-units als stroomleverancier voor de elektrische aandrijving geïnstalleerd worden. Een groot Rijnschip (M8) zal ca. 1000-1100 kW hoofdvermogen nodig hebben, hetgeen dan neerkomt op 4 tot 10 units. Er zal over het algemeen ook een accu geïnstalleerd moeten worden voor *peak shaving* (om een dynamische belasting te voorkomen). Hier zijn brandstofcellen gevoelig voor (zie tekstbox 'Rendementsverschillen tussen FCEV en ICE' in paragraaf 'Overzicht van verschillende aandrijvingen'). Daardoor kan het totale vermogen (hoofdmotor + hulpmotoren) beperkt blijven tot de genoemde waarde. Dit is bijvoorbeeld beschreven in (TNO, 2019c), alhoewel dat een middelgroot schip betreft (ca. 90m lengte), met een totaal brandstofcelvermogen van 600 kW. In hetzelfde document is het rendement gespecificeerd, zie onderstaande tabel. De tabel omvat tevens een tweetal andere bronnen, waarbij (DST, 2020) een aanzienlijk hoger rendement rapporteert, maar daar geen toelichting over geeft. Wellicht omvat het niet de 'balance of plant' (hulpsysteem rondom de brandstofcellen) en er wordt ook niets over veroudering ('aging') gespecificeerd. De rendementen in (TNO, 2019c) en (TNO, 2020b) zijn gebaseerd op directe informatie van de leverancier. Op basis van deze informatie kan geconcludeerd worden dat een brandstofcelaandrijving waarschijnlijk een wat hoger rendement zal hebben dan een aandrijving met verbrandingsmotor. Dit is ook afhankelijk van welke configuraties de aandrijfsystemen precies hebben. Bij de brandstofcelaandrijving is het vanzelfsprekend een hybride aandrijving waarbij tevens een accu gebruikt wordt, voor de piekvermogens, en eventueel voor hele lage vermogens waarbij de brandstofcel uitgeschakeld wordt. Bij diesel-elektrische aandrijving kan ook een accu toegevoegd worden. De gespecificeerde rendementen zijn rendementen die in de praktijk onder gunstige omstandigheden gehaald kunnen worden. Onder ongunstige omstandigheden, zoals veel wachten en manoeuvreren, zullen de rendementen over het algemeen lager zijn. Dit geldt voor zowel de diesel- als voor de brandstofcelaandrijving. Een hybride configuratie, zoals dieselelektrisch of brandstofcel met accu, zal onder die omstandigheden gunstiger scoren.

Tabel B.18 Overzicht bronnen met vermelding rendement van FC aandrijving voor binnenvaart

Schiptype	Rendement FC-systeem	Dieselmotor referentie	Bijzonderheid	Bron
-----------	----------------------	------------------------	---------------	------

Motorvaartuig Gouwenaar, 90m	47% nieuw 42% ouder		10% degradatie over levensduur. Opgave FC-leverancier	(TNO, 2019c)
Motorvaartuig 1125 kW hoofdmotor	45%	42%	Opgave FC-leverancier en TNO (geen specifieke metingen)	(TNO, 2020b)
Motorvaartuig 110m	50-60%	40%	Mogelijk excl. hulpsysteem of balance of plant. Precieze bron onduidelijk	(DST, 2020)

Op basis van tabel B.17 wordt gekozen voor een gemiddeld brandstofcel-rendement van 45% en een gemiddeld dieselmotorrendement van 40%. De eerste bron betreft de meest gedetailleerde en specifieke data van de leverancier.

Waterstofverbranding (H₂-ICE)

Het rendement van een goede motor op waterstof kan op hetzelfde niveau liggen als de dieselmotor, mits hetzelfde motorconcept en verbrandingsprincipe gekozen wordt. Zie de toelichting van H₂-ICE bij zwaar wegvervoer bij tabel B.9.

Als verbrandingsconcept wordt vooral gedacht aan een lean-burn motorconcept met hetzij vonkontsteking of diesel-pilot ontsteking (dual-fuel).

Aan de hand van tabel B.9 wordt geconcludeerd dat het rendement voor H₂-ICE-motoren globaal gelijkgesteld kan worden aan dat van de dieselmotor. Voor het Nederlandse referentieschip wordt uitgegaan van een gemiddeld rendement voor motoren van binnenvaartschepen van 40%.

Ammoniak

NH₃ als brandstof staat vooral bij zeevaart in de belangstelling, zowel in combinatie met verbrandingsmotoren als met brandstofcelsystemen. Voor binnenvaart is NH₃ niet direct een voor de hand liggende brandstof, omdat binnenvaart wereldwijd een kleine markt is. Daardoor wordt gebruik gemaakt van motoren die ontwikkeld zijn voor enerzijds mobiele werktuigen en anderzijds de lichtste toepassingen (1-2,5 MW) uit het maritieme domein. Binnenvaart is dus afhankelijk van andere sectoren. NH₃-motoren of FC-systemen voor binnenvaart zouden in de toekomst wel beschikbaar kunnen komen, als deze motoren of FC-systemen ontwikkeld worden voor stationaire energiesystemen of bij zeevaart (nu heeft dit nog een lage TRL). NH₃ in een FC-systeem leent zich waarschijnlijk alleen voor grote systemen, waarin NH₃ reforming en brandstofcel geïntegreerd worden. Alleen dan is een goed rendement (>40%) mogelijk. Zie de scheepvaartsectie voor een uitgebreidere toelichting.

Methanol en DME

Methanol kan op verschillende manieren gebruikt worden in een verbrandingsmotor. In (MKC, 2018) is uitgebreid onderzoek gedaan naar de verbrandingsconcepten en de invloed daarvan op het rendement van de motor. Dit resulteerde niet in precieze rendementsgedaten, aangezien de gevonden experimentele resultaten over het algemeen geen goed beeld gaven van de efficiëntie in het totale gebruiksgebied van de motor. Wel zijn globale uitspraken gedaan afhankelijk van het motortype.

Tabel B.18 Informatie over het rendement van methanolmotoren volgens (MKC, 2018)

Motortype	Rendement in vergelijking tot standaard dieselmotor	Verwachte toepassing in binnenvaart

Vonkontsteking stoichiometrisch	Lager	Kleinere motoren
Vonkontsteking lean-burn	Min of meer gelijk	
Direct injectie – compressie-ontsteking	Min of meer gelijk	Middelgroot en grote motoren
Dual-fuel – met diesel pilot	Gelijk tot iets beter	

Tabel B.19 Rendement voor toepassing van methanol in verbrandingsmotoren

Motor type	Rendement Methanol motor	Diesel referentie	Bijzonderheid	Bron
MS 4-takt dual-fuel	41%	41%		(Brynolf, 2014)

Aan de hand van bovenstaande informatie wordt geconcludeerd dat het rendement van een methanolmotor gelijk kan zijn aan die van de dieselmotor. Voor de binnenvaart wordt voor beide uitgegaan van een rendement van 40%.

DME, di-methyl-ether, is in tegenstelling tot methanol een goede 'diesel'-brandstof met een lage zelfontbrandingstemperatuur. Het vereist wel een heel speciaal brandstofinjectiesysteem en er is een uitgebreide optimalisatie van de verbranding nodig om lage emissies te realiseren. Dit zou gedaan kunnen worden als er een duidelijke markt is. Vooralsnog is die beperkt tot demonstratieprojecten in het domein van vooral trucks en bestelwagens.

Er wordt vanuit gegaan dat met DME hetzelfde rendement behaald kan worden als met standaard dieselbrandstof (Verbeek, 1997). Voor binnenvaart is dat voor beide 40%.

Scheepvaart

Het brandstofverbruik van typisch Nederlandse schepen ligt in de range van 140 tot ca 440 kg/uur (Marin, 2020) voor de verschillende typen schepen en werkzaamheden. Uitzondering hierop zijn baggerschepen welke een verbruik kunnen hebben van ca 1440 kg/uur.

De mogelijkheden om alternatieve brandstoffen en aandrijflijnen in te zetten hangen af van het scheepstype en de inzet. De volgende alternatieve brandstoffen en aandrijfsystemen (energieomzetters) worden overwogen voor de zeevaart: methanol, LNG, ammonia, waterstof(drager). In de onderstaande tabel is een overzicht hiervan een overzicht gegeven.

Tabel B.20 Opties voor alternatieve brandstoffen en aandrijflijntechnologie in de scheepvaart

	Opslag aan boord	Aandrijving – korte termijn	Lange termijn – type aandrijving
Biodiesel Synthetische diesel	Gelijk aan diesel/MGO	Gelijk aan diesel/MGO ¹²⁵	Geen aanpassingen – motorefficiëntie kan nog iets toenemen
Accu-elektrisch	Accu (container)	Elektromotor	Elektromotor
Accu-hybride	Fuel tank + accu	Accu-elektrische ondersteuning van verbrandingsmotor of brandstofcelaandrijving	
Methanol, bio- of synthetische methanol	Grotere tank	Dual-fuel of single fuel motor	Brandstofcel met reformer (omzetting naar H ₂)
LNG, bio- of synthetische LNG	Cryogeen, vloeibaar	Dual-fuel of single fuel motor	
Ammonia	Gekoeld, -35°C	Dual-fuel motor	Direct methanol/NH ₃ brandstofcel
Waterstof	Gecomprimeerd of cryogeen	Dual-fuel of single fuel motor	Brandstofcel

In (TNO, 2021) wordt een overzicht gegeven van de alternatieve brandstoffen. Bij deze studie lag het zwaartepunt op de korte termijn met de toepassing van deze brandstoffen in combinatie met verbrandingsmotoren. In (DNV-GL, 2017) en (Sandia, 2017) worden de mogelijkheden verkend voor de toepassing van verschillende typen brandstofcelaandrijving.

Diesel (conventioneel, bio- en synthetisch)

Bij verbrandingsmotoren kan er een significant verschil zijn tussen het optimale rendement en het rendement in de praktijk. De verschillen worden vooral bepaald door de hoogte van het gemiddeld vermogen (gemiddelde belasting), en het aandeel stand-bytijd (de motor draait wel, maar er wordt weinig of geen vermogen afgenomen). Er zijn verschillende opties om ongunstige belasting te vermijden. Dat zou bijvoorbeeld kunnen door een hybride aandrijving met een elektrische asmotor/-generator al dan niet in combinatie met een accu.

Gegevens over het specifiek brandstofverbruik van scheepsmotoren zijn over het algemeen publiek beschikbaar in specificatie-sheets. Het specifiek brandstofverbruik is vervolgens via algemene brandstofsificaties weer om te rekenen in het rendement. In het project (TNO & CE Delft, 2013) zijn verschillende motoren vergeleken, hetgeen leidde tot de volgende efficiëntierange:

- Kustvaart: 43% - 46%
- Diepzeevaart: 47% - 50%

De 50% is waarschijnlijk alleen haalbaar met de grote tweetakmotoren. Voor deze motoren is het ook mogelijk en economisch soms haalbaar om uitlaatgaswarmte om te zetten in mechanische energie via een Rankine-cyclus. Daarmee zou het totaalrendement nog toe kunnen nemen tot ca. 55% (ICCT, 2014).

Het toepassen van bio- of synthetische brandstof, heeft over het algemeen geen significante invloed op het rendement. Er zijn wel voorbeelden bekend waarbij de

¹²⁵ Marine Gas Oil.

efficiëntie iets verbetert (tot ca 5% verbruiksvermindering op energiebasis, maar dat is vooral bij lichte motoren).

Accu-elektrisch (BEV)

Accu-elektrisch is alleen geschikt voor korte afstanden tot enkele tientallen kilometers, bijvoorbeeld voor veerboten naar de Waddeneilanden. In de toekomst zou dit verder kunnen toenemen door verbeterde accu-techniek. Dit soort toepassingen wordt in andere landen gezien, zoals Noorwegen. De accu's worden dan na elke oversteek bijgeladen via een automatische connector (pantograaf-type).

Waterstof-brandstofcel (FCEV)

Onderstaand wordt een overzicht gegeven van verschillende bronnen op het gebied van het rendement van een brandstofcel-elektrische (FCEV) aandrijving in de scheepvaart.

Tabel B.21 Efficiëntie brandstofcel-elektrische (FCEV) aandrijving in de scheepvaart.

Schip- of fuel cell type	Rendement	Diesel referentie	Bijzonderheden	Bron
Kustvaart schip 5500 kW hoofdmotor	45%	45%	Op basis van informatie van leveranciers	(TNO, 2019b)
PEM FC	45% (41% - 53)	30%	Grafiek met vrij slechte dieselmotor	(Sandia, 2017)
MCFC	44,1%	n.b.	Only stack: 52,1% LNG fuel	(DNV-GL, 2017)
Hybrid SOFC	>60%		Felicitas project (Rolls Royce)	(DNV-GL, 2017)
AFC	50%-60%		H ₂ fuel	(DNV-GL, 2017)
PEMFC	50%-60%		H ₂ fuel	(DNV-GL, 2017)

Aan de hand van de tabel in combinatie met andere bronnen op het gebied van het rendement van dieselmotoren voor de scheepvaart, wordt geconcludeerd dat het rendement voor de H₂-brandstofcelaandrijving globaal gelijkgesteld kan worden aan dat van de dieselmotor. Voor het Nederlandse referentieschip wordt uitgegaan van een gemiddeld rendement van 45%.

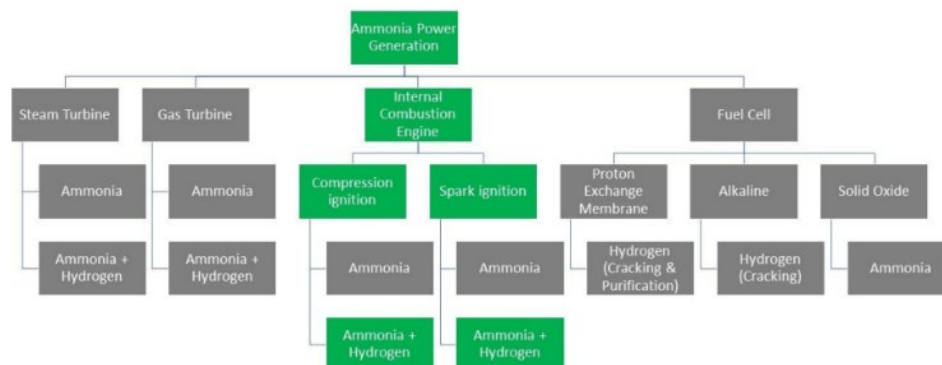
Waterstofverbranding (H₂-ICE)

Het rendement van een goede motor op waterstof kan op hetzelfde niveau liggen als de dieselmotor, mits hetzelfde motorconcept en verbrandingsprincipe gekozen wordt. Zie de toelichting van H₂-ICE bij zwaar wegvervoer bij tabel B.9.

Als verbrandingsconcept wordt vooral gedacht aan een lean-burn motorconcept met hetzij vonkontsteking of diesel-pilot ontsteking (dual-fuel). Aan de hand van tabel B.9 wordt geconcludeerd dat het rendement voor H₂-verbrandingsmotoren globaal gelijkgesteld kan worden aan dat van de dieselmotor. Voor het Nederlandse referentieschip wordt uitgegaan van een gemiddeld rendement van 45%.

Ammoniak

In (De-Vries, 2019) wordt een breed overzicht gegeven van de mogelijkheden van NH₃ als scheepsbrandstof. Hierin worden de opties voor verbrandingsmotoren, brandstofcellen en stoomturbines en gasturbines onderzocht (figuur B.1).



Figuur B.12 NH₃-energiepaden (De-Vries, 2019).

Toepassing van NH₃ in verbrandingsmotoren of in brandstofcelsystemen staat nog in de kinderschoenen. Er zijn nog geen daadwerkelijke toepassingen bekend. De Vries geeft aan dat de ontwikkeling van de NH₃-verbrandingsmotor praktischer en sneller beschikbaar zal zijn dan die van een brandstofcelsysteem.

NH₃ in verbrandingsmotor

Motorfabrikant Wärtsilä en reder Grieg hebben in december 2020 aangekondigd om in 2024 als eerste te komen met een tanker die met een verbrandingsmotor vaart op NH₃. Motorfabrikant MAN had in 2018 aangekondigd in ca 2-3 jaar een NH₃-motor te kunnen maken op basis van het 2-takt dual-fuel-principe met dieselpilotinjectie¹²⁶ (Laursen, 2018). De dieselpilot dient dan om de verbranding van NH₃ op gang te brengen. De verwachting is wel dat het lastiger is om kleinere motoren op NH₃ te laten draaien. Bij andere onderzoeken voor kleine motoren wordt een deel van het NH₃ (ca 30%) omgezet in H₂, waarbij vervolgens de H₂ (continue) nodig is om de NH₃-verbranding op gang te brengen.

In onderstaande tabel zijn enkele bronnen opgenomen voor de efficiëntie van de NH₃-motor in vergelijking tot diesel, echter dit is vooral voor grote motoren. Voor het rendement van kleinere motoren (< 2MW) moet dit nog gecheckt worden. Geconcludeerd kan worden dat bij grote motoren, gebaseerd op de diesel-cycle, en mogelijk alleen bij 2-takt motoren, het rendement van een motor op NH₃ vergelijkbaar is met dat van de dieselmotor.

Tabel B.22 Motorrendement bij NH₃ als brandstof voor scheepsmotoren

Motor type	Rendement NH ₃ motor	Diesel referentie	Bijzonderheden	Bron
Motor op basis van NH ₃	49,4% - 51,6%	49% - 52%	Range due to aux system or load point	(De-Vries, 2019)
2-takt motor met diesel pilot	Indicatie: 50%	50%	Tot 60% met waste heat recovery	(Laursen, 2018)
Kustvaartschip 5500 kW hoofdmotor	45%	45%		(TNO, 2020b)
Motor – 2-takt (low speed)	47,3%	-	Grootste motorklasse	(Elishav, 2020)

Aan de hand van de tabel wordt geconcludeerd dat het rendement voor NH₃ motoren gelijkgesteld kan worden aan die van de dieselmotor. Voor het relatief kleine Nederlandse referentieschip wordt uitgegaan van een gemiddeld rendement van 45%.

¹²⁶ Directe injectie is een methode van brandstofinjectie voor dieselmotoren en benzinemotoren. De brandstof wordt rechtstreeks in de cilinder of de verbrandingskamer geïnjecteerd door een injectiemondstuk.

NH₃ in brandstofcellsystemen

Onder de vlag van de FCH2 JU (Fuel Cell Hydrogen Joint Undertaking) zijn verschillende maritieme projecten gestart op basis van FC-aandrijving. De projecten MARANDA en FLAGSHIPS richten zich daarbij op PEMFC, terwijl het ShipFC consortium zich richt op het direct NH₃ Solide Oxide Fuel Cell (SOFC) concept. In dit laatste project zal een 100 kW SOFC opgeschaald worden naar een 2 MW systeem, dat vervolgens eind 2023 op een schip zal worden geïnstalleerd.

In onderstaande tabel is een overzicht gegeven van enkele studies die indicaties geven voor het rendement van NH₃-brandstofcellsystemen. Deze liggen in een range van 44% tot 52% met enkele uitschieters naar 54% en 60%. Dit is behoorlijk vergelijkbaar met het rendement van de scheepsdieselmotor, welke afhankelijk van de grootte in een range ligt van 45% tot 50%, met ook een uitschieter naar 60% als de diesel gecombineerd wordt met waste heat recovery op basis van een Rankine cyclus. In (TUD, 2018) is onderzoek gedaan naar het rendement van SOFC- en gasturbinegecombineerde energiesystemen met aardgas als brandstof. De onderzoekers komen zelf uit op 56% voor de beste configuratie, alhoewel in hun literatuuroverzicht ook aanzienlijk hogere rendementen gevonden worden. Mogelijk is deze gecombineerde installatie met SOFC en gasturbine ook voor NH₃ een goede route voor verder onderzoek.

We concluderen dat het rendement van NH₃-brandstofcellsystemen vergelijkbaar is met dat van de dieselmotor, met mogelijk potentie voor een hoger rendement.

Tabel B.23 Rendement van brandstofstelsysteem voor scheepvaart met NH₃ als brandstof.

Motortype Brandstofcel type	Rendement NH₃ fuel cell system	Diesel referentie	Bijzonderheden	Bron
Diepzee schip 30.000 kW hoofdmotor		47%		(TNO, 2020b)
PEMFC + reformer	50,7	-	H ₂ -PEMFC eff. is 63%	(De-Vries, 2019)
AFC + reformer	50% - 52%	-		(De-Vries, 2019)
SOFC	60%	-	Also range 50%-60% indicated	(De-Vries, 2019)
PEMFC + reformer	44,5%	-	PEMFC 55% efficiëntie aangenomen	(Elishav, 2020)
SOFC direct NH ₃	53,8%		SOFC 60% efficiëntie aangenomen	(Elishav, 2020)

De bovenvermelde rendementen van verbrandingsmotoren en FC-systemen met NH₃ als brandstof houden geen rekening met waarschijnlijk rendementsverlies vanwege het grotere ruimtebeslag en gewicht van de grote tanks voor NH₃ ten opzichte van diesel en ook die voor de FC-systemen. Dit rendementsverlies treedt vooral op bij schepen die op volume uitgelegd worden, zoals passagiersschepen, general-cargoschepen en containerschepen. In deze relatief high-level vergelijking hebben we hiermee geen rekening gehouden.

Methanol en DME

Methanol, en dan met name de duurzame bio- of synthetische methanol circuleert al langere tijd als een potentieel goede alternatieve brandstof voor de zeevaart. Er is uitgebreid over gerapporteerd in het Nederlandse Green Maritime Methanol project. Over het algemeen wordt de dual-fuel verbrandingsmotor toegepast. Hierbij wordt er een kleine hoeveelheid dieselbrandstof ingespoten om de methanol tot ontbranding te brengen. Bij een dual-fuel motor zal het rendement van de motor ongeveer gelijk zijn aan die van de standaard-dieselmotor, waarop de dual-fuel-versie is gebaseerd. Zie ook de binnenvaartsectie in deze bijlage.

DME, di-methyl-ether, is in tegenstelling tot methanol, een goede 'diesel'-brandstof met een lage zelfontbrandingstemperatuur. Het vereist wel een heel speciaal brandstofinjectiesysteem en er is een uitgebreide optimalisatie van de verbranding nodig om lage emissies te realiseren. Voorsnog wordt de toepassing beperkt tot demonstratieprojecten in het domein van vooral trucks en bestelwagens. Wel zijn er plannen om het ook toe te passen in de zeevaart. Er wordt vanuit gegaan dat met DME hetzelfde rendement behaald kan worden als met standaard dieselbrandstof (Verbeek, 1997).

Toepassing hoge blends alternatieve brandstoffen

In principe kunnen alle voertuigen en vaartuigen op mengsels van conventionele brandstof met een laag aandeel vloeibare bio- en synthetische brandstoffen rijden en varen. Voor de toepassing van hogere blends gelden bijzondere eisen.

Eisen aan de brandstofkwaliteit

Voor iedere brandstof bestaat er een norm die beschrijft aan welke eisen de brandstof moet voldoen. Bio- en synthetische brandstoffen kunnen in technisch opzicht relatief gemakkelijk worden toegepast in verschillende kwaliteiten en blends (zowel low-blend als high-blend). Afhankelijk van de modaliteit is dit in de praktijk echter niet altijd even eenvoudig.

Wegvervoer, mobiele werktuigen en binnenvaart

Geldende normen van de meest voorkomende brandstoffen in het wegvervoer, mobiele werktuigen en de binnenvaart zijn in onderstaande tabel samengevat.

- De specificaties voor benzine zijn in de Europese Unie vastgelegd in de FQD (2009/30/EG) en in de Europese Norm EN228;
- De specificaties voor diesel zijn in de Europese Unie vastgelegd in de FQD (2009/30/EG) en in de Europese Norm EN590;
- De specificaties voor paraffine brandstoffen zijn in de Europese Unie vastgelegd in de FQD (2009/30/EG) en in de Europese Norm EN15940.

Tabel B.24 Brandstofnormen en limieten voor de bijmenging van biobrandstoffen

Norm	Brandstof	Limieten voor de bijmenging
EN228	Benzine en benzinevervangers	<p>Norm EN228 specificeert limieten voor de bijmenging van bio-ethanol. Deze zijn afhankelijk van het maximum van 3,7% aan zuurstofgehalte (massapercentage). In principe kunnen dergelijke EN590-blends in alle benzinemotoren worden gebruikt. Nieuw geproduceerde benzinevoertuigen zijn over het algemeen compatibel, maar vooral oudere benzinevoertuigen kunnen problemen ondervinden met afdichtingen en brandstofinspuitsystemen.</p> <ul style="list-style-type: none"> - E10: Volgens de EN228 mag er 10 vol% ethanol worden bijgemengd óf 22 vol% aan ethers (ETBE of MTBE). - E20 en hoger: mits vrijgegeven door de autobouwer.

Norm	Brandstof	Limieten voor de bijmenging
EN590	Diesel en dieselvangers	<p>Norm EN590 specificeert limieten voor de bijmenging van FAME. In principe kunnen dergelijke EN590-blends in alle dieselmotoren worden gebruikt.</p> <ul style="list-style-type: none"> - B7: Binnen de EN590 mag er in diesel maximaal 7 vol% FAME worden bijgemengd. - B10 en hoger: 30% bijmenging van FAME is mogelijk, maar moet worden vrijgegeven door de auto-/machinebouwer. - B30: Binnen de EN590 kan ongeveer 30 vol% Fischer-Tropsch brandstoffen en/of HVO worden bijgemengd.
EN15940	Paraffine-brandstoffen	<p>Paraffinebrandstoffen (zoals synthetische Fischer-Tropsch brandstoffen¹²⁷ en/of HVO) hebben over het algemeen een grotere compatibiliteit met bijna alle nieuwe voertuigen. De EN15940 schrijft voor, dat het gebruik van hoge blends is toegestaan mits de auto-/motorbouwer er een typekeuring voor heeft.</p> <ul style="list-style-type: none"> - 30 vol% FT brandstoffen en/of HVO: HVO kan tot ongeveer 30% bijgemengd worden aan B7 diesel zonder de EN590 normspecificaties te overschrijden en is daarmee in alle dieselmotoren en toepassingen inzetbaar. - 100 vol% FT brandstoffen en/of HVO: mits vrijgegeven door de autobouwer.

Wegvervoer: Hogere blends zijn niet zondermeer toepasbaar in het wegvervoer als ze niet voldoen aan de EN590 (diesel) en EN228 (benzine). Over het algemeen worden in Nederland alleen lage blends, E7 en B10, toegepast. Verhoging van de bijmengverhouding naar bijvoorbeeld E20 en B30 is technisch haalbaar, maar niet vanzelfsprekend inzetbaar voor Europese voertuigen in verband met de verfijnde motor- en uitlaatgasnabehandelingstechnieken. Voor meer informatie over de brandstofnormen en bijmenglimieten wordt verwezen naar de TNO-factsheets energiedragers wegvervoer (TNO, 2019a).

- Volgens onderzoek van de CEN kunnen voertuigen die sinds 2011 op de markt zijn gekomen ook E20 als brandstof aan.
- Verder zijn alleen enkele voertuigen vrijgegeven voor hoge blends bio-ethanol (E85). In de praktijk wordt dit in Nederland niet vaak gebruikt, mede doordat E85 in Nederland niet goed beschikbaar is. Vooral in Frankrijk en Zweden is bio-ethanol breed verkrijgbaar en wordt dit vaker toegepast. Stellantis, het voormalige Franse PSA, geeft bijvoorbeeld ook het gebruik van 100% HVO vrij voor de Euro 5- en Euro 6-dieselmotoren. De meeste truckfabrikanten staan ook 100% HVO toe in een aantal Euro VI-trucktypen. Andere OEMs zijn aan het testen. Hierbij gaat het om de prestaties en levensduur van afdichtingen, brandstofinspuitsystemen en uitlaatgasnabehandelingssystemen.

Binnenvaart: De dieselbrandstofspecificaties in de binnenvaart komen vrijwel overeen met die van het wegtransport. Biobrandstoffen zijn in technisch opzicht daarom ook relatief gemakkelijk mengbaar met dieselbrandstof in verschillende kwaliteiten en blends (zowel low-blend als high-blend). Dus formeel kan 7% FAME toegevoegd worden. Op beperkte schaal zijn er in de binnenvaart blends van synthetische diesel met 20% FAME geleverd.

- Het is wel zo dat B7 tot nu toe nog maar beperkt geleverd is aan de binnenvaart. Het betrof ongeveer 20% van de leveringen in 2019 en 2020, zie (Verbeek, 2020). In 2021 is dit vrijwel opgedroogd (dus alleen B0), mede door ophef die was ontstaan over bepaalde risico's van FAME bij de binnenvaart. De risico's zijn uitgebreid beschreven in (Verbeek, 2020). De risico's liggen vooral

¹²⁷ Zoals power-to-liquid (PTL) en gas-to-liquid (GTL).

bij de brandstofopslag en -toevoer aan boord van het schip, zoals verstopping van filters. De binnenvaartmotoren zelf zijn vrijwel altijd geschikt voor B7 en vaak ook voor hogere blends.

- Motorleveranciers laten afwijkende specificaties in blends met FAME, GTL en HVO vaak wel toe, waardoor er gewoon met conventionele technologie kan worden gevaren. Bij de binnenvaart is het logistiek gezien echter lastig om verschillende blends naast elkaar te leveren. De beschikbaarheid van biobrandstoffen voor schepen is dus vooral afhankelijk van de beschikbaarheid van bunkerlocaties voor biobrandstoffen. Voor zover bekend is er maar 1 bunkerlocatie in Nederland waar in 2019 voor het eerst een binnenvaartschip op volledig duurzame biobrandstof werd gebunkerd.
- Voor nieuwe Stage V-scheepsmotoren in de binnenvaart is het twijfelachtig of paraffinebrandstoffen zullen worden toegestaan. De motorleveranciers moeten dan 100% HVO apart laten typegoedkeuren. Door de kleine markt zijn ze (nog) niet snel geneigd dat te doen.

Zeescheepvaart

Geldende normen voor de meest voorkomende brandstoffen in de zeescheepvaart staan in onderstaand tabel samengevat. De specificaties voor scheepsbrandstoffen zijn vastgelegd in de ISO 8217, de EN 14214 en de ASTM D6751. Afhankelijk van het productieproces onderscheidt men destillaatolie en residuenolie. De categorie brandstof wordt aangegeven met een code, bestaande uit drie letters:

1. De familieletter, "D" voor distillaat of "R" voor residuen;
2. De toepassing, "M" staat voor "Maritiem" (voor FAME brandstoffen wordt "M" met "F" vervangen);
3. Een letter, bijv. "A", "B" ... "Z", die afzonderlijk geen betekenis heeft, maar in relatie staat tot de specifieke eigenschappen in overeenstemming met de productspecificatie.

Een goede toelichting op de brandstoftypen kan gevonden worden in (Chevron, 2021). Ook wordt verwezen naar de ISO-specificaties en de IBIA-website.

De zeescheepvaart was laat met het toestaan van FAME-blends in een aantal brandstoftypen. In de ISO8217 specificatie van 2017, ISO 8217:2010 werd veiligheidshalve het maximaal FAME aandeel op 0,1% gesteld. Later met ISO8217:2017 wordt 7% FAME toegestaan voor een drietal typen DF-brandstoffen: DFA, DFZ, DFB. DM- en RM-brandstoffen hebben over het algemeen een FAME-limiet lager dan 0,5%. Hetzelfde geldt voor de laag- en ultra-laagzwavelvarianten (VLSFO en ULSFO). Naast FAME wordt er ook Hydrotreatment Vegetable Oil (HVO) op beperkte schaal ingezet voor de zeevaart, maar deze brandstof is vooralsnog te duur voor deze toepassing.

Afgezien van de officiële normen, worden er juist in de scheepvaart ook vaak hogere FAME-blends toegepast zoals B20 en B30. Ook wordt er 'zwaardere' FAME ingezet die niet voldoet aan de EN14214. Deze FAME moet, ook als blend, verwarmd worden voor de filters en injectiesystemen van de dieselmotoren. Dit is geen probleem, omdat de grotere schepen toch al heel vaak deze voorzieningen hebben om residuale brandstoffen te verwarmen.

Norm	Brandstof	Limieten voor de bijmenging	Limieten voor de zwavelgehalte
ISO 8217	DF-brandstoffen (Marine Gasoil) DFA, DFZ, DFB	Max 7% FAME. Specificatie FAME volgens norm EN14214 of ASTM D6751	DFA, DFZ: S < 1,0% DFB: S < 1,5%
	DM-brandstoffen (Marine Gasoil) DMA, DMB, DMZ	FAME < 0,5% en geen moedwillige toevoeging	DMB: S < 1,5%
	RM-brandstoffen (Heavy Fuel Oil) RMA30, RMB30, RMD80, RME180, RMF180, RMG380, RMH700, RMK700	FAME < 0,5%	RMA, RMB: S < 3,5% RMD: S < 4,0% RME RMK: S < 4,5%
	DM-brandstof (Marine Gasoil) DMX	Volledig vrij van FAME Vooral voor Cat 1 motoren < 5 dm ³ /cyl	DMX: S < 1,0%
Deels ISO 8217	Very Low Sulfur Oil (VLSFO)	FAME < 0,5%	S < 0,5%
Deels ISO 8217	Ultra Low Sulfur Oil (ULSFO)	FAME < 0,5%	S < 0,1%, volgens sulfur directive 2005/33/EC

Bijlage C Verdieping elektriciteit

Efficiëntie

Tabel C.1 Netwerkverliezen in verschillende literatuurbronnen

Bron	Wat	Waarde	Opmerkingen
Haugen et al. (2021)	Transmission	86% (85-94)	14% verlies
Haugen et al. (2021)	AC to DC conversion	93% (87-95)	7% verlies
NAW-Leopoldina (2017)	Distributie	95%	5% verlies
RVO (2018)	Netverliezen	1,5% tot 7,5%	Van alle gedistribueerde elektriciteit gaat ongeveer 1,5% tot 7,5% verloren aan netverliezen. In steden onderkant van de bandbreedte
Den Ouden et al. (2021)	Transportverliezen zon en wind	3%	Bron RVO 2016
JEC (2019)	Transportverliezen Distributieverliezen (MS en LS)	2,6% 7%	Voor de EU in 2013

Tabel C.2 Energie-efficiëntie en investeringskosten van enkele opslagtechnieken

Opslagtechniek	Efficiëntie ("round trip")	Investeringskosten (\$ of EUR/MWh)	Bron	Opmerkingen
Systeembatterijen	70-95		Steilen & Jörissen, 2015	Verskillende typen
Li-ion batterij	75- 97%		Luo et al. (2015)	Metastudie. Ruimste schatting, meeste bronnen 70-80%
Li-ion batterij	85-90%	600-2500	Aneke & Wang (2016)	Kosten zijn nu lager
Li-ion batterij		187	BNEF (2019)	Grootschalig; potentieel voor kostendaling (zie ook Mongird et al. (2020)
Li-ion batterij		80 (2030)	Rooijers & Jongsma (2020)	In 2020 nog 120 euro/MWh
Thuisbatterijen		200-400	Den Ouden et al. (2020)	

Ni-Cd batterij	60-83%		Luo et al. (2015)	
Lead-acid batterij	63-90%		Luo et al. (2015)	
Lead-acid batterij	70-80%	50-270	Diaz-Gonzales et al. (2012)	Metastudie
Na-S batterij	80-90%	300-500	Aneke & Wang (2016)	
CAES	50-89%	2-50	Aneke & Wang (2016)	

Tabel B.3 Rendement van conductief laden in verscheidene bronnen

Bron	Wat	Waarde	
Haugen et al. (2021)	AC - DC omzetting Laden	93% (87-95) 87% (84-95)	
Where the Energy Goes: Electric Cars (fueleconomy.gov)	Laden	90%	
NAW-Leopoldina (2017)	Laden	90%	
Apolostolaki-Iosifidou et al. (2017)	Omzetting en laden	83-88%	Grootste verlies door omzetting; hogere rendement bij hoger vermogen
Verbruggen et al. (2018)	Laadrendement voor vrachtwagens	90%	
Karlsson & Kushnir (2013)	Laden	85-95%	Snelladen valt hier ook in. Er is potentieel voor hogere rendementen

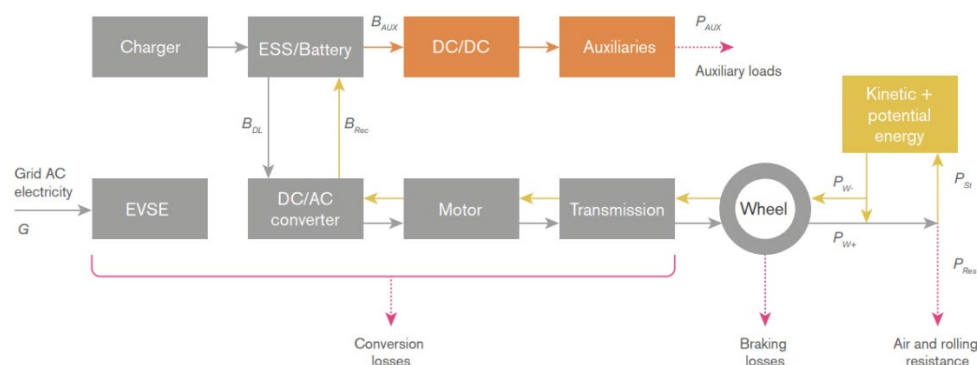


Figure 5.1 The conversion chain in electric vehicles. Energy is transferred from grid electricity (G), via the battery (B_{DL} and B_{Aux}), to energy at the wheels (P_{W+}) and auxiliary equipment (P_{Aux}). Part of stored potential and kinetic energy is recovered through the wheels (P_{W-}) to the battery (B_{Rec}).

Figuur C.1 Conversieketen in elektrische voertuigen (Karlsson & Kushnir, 2013)

Kosten

Tabel C.4 Illustratie van kostenprojecties voor PV- en windenergie

Wat	Kosten	Eenheid	Jaar	Bron	Opmerkingen
Wind op land	47	EUR/MWh	2025	Klimaatakkoord (p. 166)	Verdere kostendaling naar 30-40 EUR/MWh wordt aangenomen
Zon-PV	58	EUR/MWh	2025	Klimaatakkoord (p. 166)	
PV (daken, zonneweide) LCOE*	39-48	EUR/MWh	2030	Den Ouden et al. (2021)	
Wind op land LCOE	30	EUR/MWh	2030	Idem	
Productiekosten klimaatneutrale elektriciteit	85 (45-110)	EUR/kWh	2050	Hoogervorst (2020)	Metastudie voor NL: meeste scenario's hebben 90% of meer wind+PV
LCOE 100% renewables for NL	55-60	EUR/MWh	2050	Bogdanov et al. (2019)	Studie naar wereldwijd 100% RE-elek

* levelised cost of electricity

Ruimtegebruik

Definitie ruimtegebruik wind op zee: de ruimte die niet meer voor andere doeleinden is te gebruiken. Doorvaart voor de scheepvaart en medegebruik door bijvoorbeeld passieve visserij kunnen, onder voorwaarden, nog steeds plaatsvinden binnen de grenzen van een windpark. Hierbij geldt als grens een afstand van 50m tot de turbines en 500m tot net-op-zee-platforms, de zogenoemde veiligheids- en onderhoudszone. Sommige activiteiten zijn niet toegestaan, zoals duiken, kitesurfen en visserij met sleepnetten (Wind op Zee, n.d.).

De spreiding die we in de uitkomsten in de literatuur zien kan verklaard worden door:

- Wind op zee en land:
 - Wat wordt er wel en niet meegenomen in de geografische grens
 - Windaanbod verschilt per regio
 - Keuzes in het aantal turbines dat per oppervlak wordt geplaatst: bij meer turbines kan er meer elektriciteit per km² worden geproduceerd, maar ook tegen hogere kosten per MWh (figuur C.2)
- Zon:
 - Waar wordt precies de geografische grens van een project gelegd?
 - Oriëntatie: oost-west geeft hogere opbrengst in MWh per m² dan zuid, waar er meer ruimte tussen panelen moet zitten
 - Bij verschillende typen oppervlak (agrarisch, infrastructuur, op water) kunnen er verschillende keuzes worden gemaakt in de hoeveelheid ruimte tussen de panelen, en kunnen er beperkingen zijn qua hellingshoek.

Tabel C.5 Landgebruik om 1 MWh per jaar te produceren via PV en wind volgens diverse bronnen

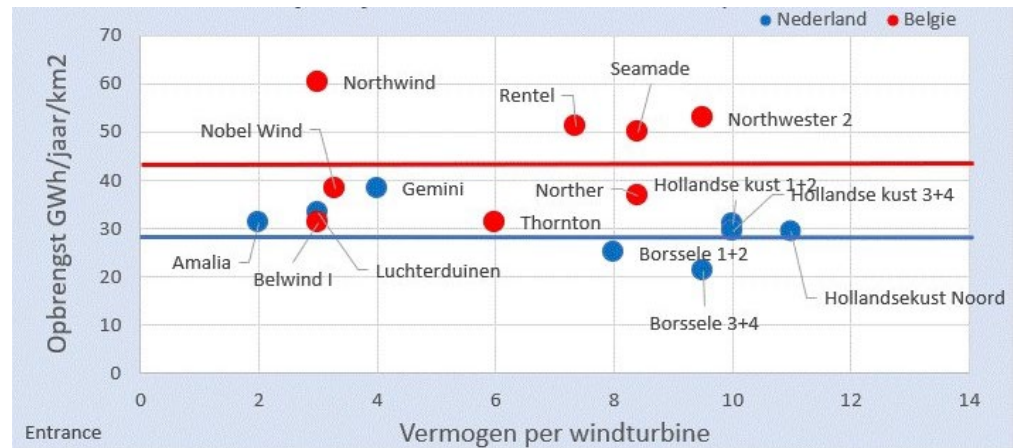
Energiebron	m ² /MWh	m ² /MWh	Opmerkingen	Bron
	Huidig	Toekomst (2030-2050)		
PV		19-25	Utility-scale PV in the EU	Ven et al. (2021) table 1
PV	10	6	Nederland, gemiddelde over alle typen oppervlakken.	RVO (2018)
PV	9,4		Opbrengst in GWh/km ² /yr per typologie (gemiddeld over subtypen): Agrarisch: 77 Binnen/buitenwater: 102 Infrastructuur: 138 In scenario 'gebalanceerde ontwikkeling' zijn deze drie typen in ongeveer gelijke mate nodig (naast zon op daken)	Van Hooff et al. (2021; Bijlage C)
PV	10-15		Grootschalige zon-PV: 90 – 135 km ² voor 9 TWh = 10-15 m ² /MWh	NP-RES (2019)
PV	10 (7-22)		Zonneweides. 48 – 156 MW/km ² (aanname: 11% rendement) (PV op dak 195 MW/km ²)	Kuijers et al. (2020)
Wind	0,7		EU	Fritsche et al. (2017)
Wind op zee		0,3	Uitgaande van 50m rondom turbine en 500m rondom platform neemt 11,5 GW (en 4000 vollasturen) 12 km ² in	Wind op Zee (n.d.)
Wind op land	0,3		30 ha direct ruimtebeslag voor 1 TWh. Dit zijn 85-115 turbines van 3,6 MW, dus zo'n 3000 m ² per turbine	Noord-Hollandse Energieregio (2019)
Wind op land	2,3		US, inclusief infrastructuur voor toegang tot windturbine (bij 3000 vollasturen)	Brown et al. (2012)

NB: vloeibare biomassa (1^e/2^e generatie) is 200-500 m²/MWh brandstof, vergeleken met olie 0,4 m²/MWh voor olie (Fritsche et al., 2017)

Aannames voor brutoruimtegebruik voor wind op zee, oftewel hoeveel MW geïnstalleerde capaciteit kan worden behaald per km²:

- 7MW/km² (KIVI, 2020)
- 6-10 MW/km² (Kuijers et al., 2020)
- 4-6 MW/km² RVO (2018); grotere turbines kunnen dit omlaag brengen

- Gerealiseerde Nederlandse projecten zijn 4-7 MW/km² (European MSP Platform, geen datum)

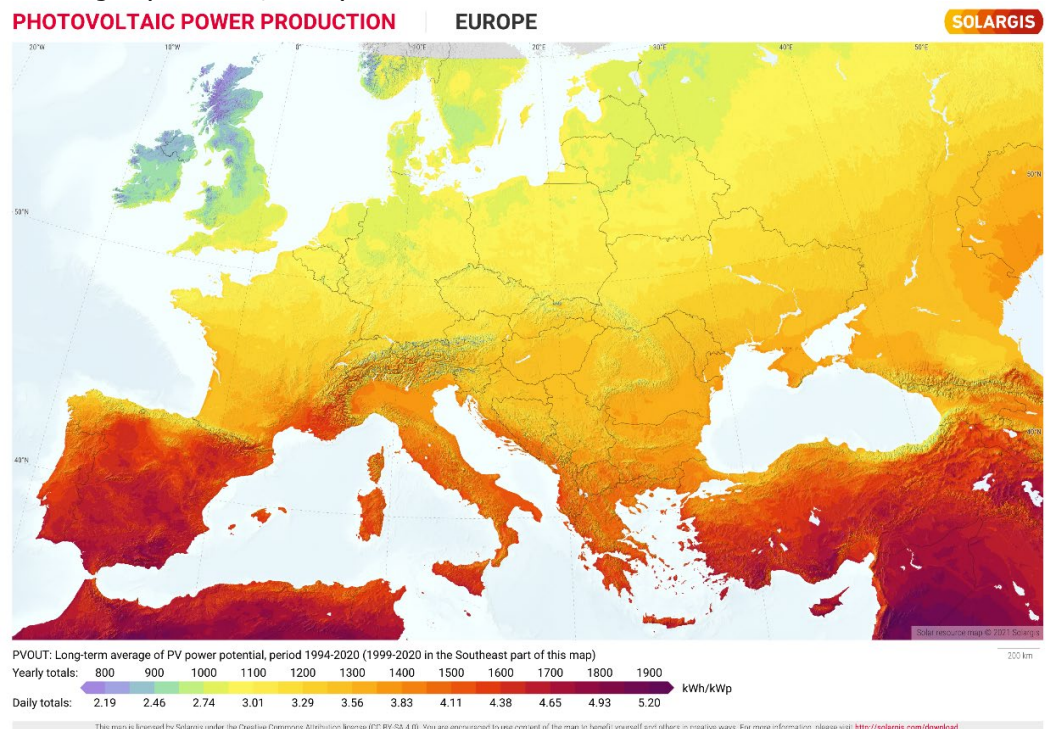


Figuur C.2 Illustratie van verschil in opbrengst per km² per jaar tussen Belgische en Nederlandse windparken op zee (Visser, 2022)

Utility-scale PV:

- 1 MW per ha (CE, maar ook RVO 2018) (17 GW op 160 km²)
- 0,6 MW/ha (Brown et al., 2012) (6 W/m²)
- 0.5 MW/ha (Arent et al., 2014)

Noord-Afrikaanse landen hebben een PV-opbrengst van ongeveer 1900 kWh per kWp geïnstalleerd vermogen per jaar, versus 1000-1100 in Nederland, dus zo'n 81% hoger (SolarGIS, 2021).



Figuur C.3 PV-potentieel in Europa en Noord-Afrika (SolarGIS, 2021)

Aannames voor ruimtegebruik transport, opslag, distributie en laden:

Energieketens voor CO₂-neutrale mobiliteit

	Aantal		m2 per stuk	Ruimte (km2)		Ruimte totaal	Ruimte m2/MWh	Toelichting (paginanrs. in NetbeheerNL (2021))
	Huidig	Extra nodig in 2050		gemiddeld	Huidig			
Kabels voor het 220/380kV HS-net				150	40-70	205	0.9	p. 169 Om aan de verwachte groei en verandering van de totale elektriciteitsvraag te voldoen, moet aan de huidige 1500 km aan 220/380 kV lijnverbindingen 400-700 km toegevoegd worden tot 2050, wat in totaal zo'n 40-70 km2 aan extra ruimte inneemt
HS/MS stations	242	80	30000	7	2.4	10		NBNL (2019; 14): 15000-40000 km2 per stuk. Aantal staat in NBNL (2021; 178)
Onderstations	1210	20	6000	7.3	0.1	7		p. 172; ook bijlage 1
Stations in de middenspanningsruimte	84000	13000	22	1.8	0.3	2	0.0	p. 173
Flexibiliteit (PTG, batterijen, gascentrales, WKK, H2-opslag bovengronds)					20-50	35	0.2	p. 176
Laadpalen (semi)publiek (regulier + snelladen personenauto's)		1,4 mln / 2	1 m2			2	0.0	1,4 mln publieke laadpunten voor 9 mln auto's (Elaad, 2021) plus 1 km2 voor snellaadstations (Verbeek & Cuelanare, 2019)
totaal						261	1.2	

Bron: KiM op basis van NetbeheerNL (2021)

Totale bovengrondse ruimtebeslag in 2050 is geschat op 261 km². Uitgaande van 219 TWh totale opwekking komt dat op 1.2 m²/MWh.

Uitgangspunten vier scenario's voor klimaatneutrale elektriciteit in 2050 in Den Ouden et al. (2021):

	Regionale sturing	Nationale sturing	Europese CO ₂ -sturing	Internationale sturing
Algemene uitgangspunten	Nederland haalt CO ₂ -doelen door regionale ontwikkeling 100% CO ₂ -reductie Zelfvoorzienend in beginsel Minimale importen Krimp van energie-intensieve industrie Regionale projecten Burgers zeer gedreven Circulariteit speerpunt voor goederen en voedselproductie	Nederland haalt CO ₂ -doelen nationaal als koploper in Europa 100% CO ₂ -reductie Zeer hoge mate zelfvoorziening Minimale importen Energie-intensieve industrie blijft gelijk aan de huidige omvang Grote nationale projecten Circulariteit belangrijk voor goederen en voedselproductie	Europa haalt CO ₂ -doelen en is daarin koploper in de wereld 100% CO ₂ -reductie Algemene CO ₂ -heffing, importheffingen & compensatie aan de grenzen van Europa Energie-intensieve industrie groeit Wereldwijde waterstof- en biomassamarkt CCS krijgt veel ruimte	Gehele wereld streeft naar CO ₂ -doelen, fossiel wordt sterk beperkt 100% CO ₂ -reductie Vrije handel wordt gestimuleerd Handelinfrastructuren worden bevorderd Energie-intensieve industrie groeit Wereldwijde waterstof- en biomassamarkt CCS krijgt ruimte
Mobiliteit	Personenvervoer: 100% elektrisch Vrachtovervoer: 75% elektrisch, 15% waterstof, 10% groengas	Personenvervoer: 95% elektrisch, 5% waterstof Vrachtovervoer: 50% waterstof, 25% elektrisch, 25% biobrandstoffen	Personenvervoer: 70% elektrisch, 30% waterstof Vrachtovervoer: 25% elektrisch, 25% waterstof, 25% groengas, 25% biobrandstoffen	Personenvervoer: 50% elektrisch, 40% waterstof, 10% biobrandstoffen Vrachtovervoer: 50% biobrandstoffen, 25% waterstof, 25% elektrisch
Elektriciteit⁵⁾	35-39 GW waterstof 3 GW groengas + CCS 47 GW grootschalig zon ¹ 43 GW wind-op-zee ² 20 GW wind-op-land	39-45 GW waterstof 0,4 GW AVI's (deel CCS) 41 GW grootschalig zon ¹ 72 GW wind-op-zee ² 20 GW wind-op-land	39-47 GW groengas 6 GW groengas + CCS 0,7 GW AVI's (deel CCS) 25 GW grootschalig zon ¹ 42 GW wind-op-zee ² 10 GW wind-op-land	41-48 GW waterstof 5 GW groengas + CCS 0,7 GW AVI's (deel CCS) 25 GW grootschalig zon ¹ 38 GW wind-op-zee ² 10 GW wind-op-land

Bijlage D Verdieping waterstof

Elektrolyse

Typen elektrolyzers¹²⁸

De drie belangrijkste typen elektrolyzers zijn PEM, AEL en SOEC.

PEM-elektrolytische cellen gebruiken iridium en platina, terwijl AEL-elektrolytische cellen nikkel, kobalt en platina bevatten. SOEC-elektrolytische cellen gebruiken voornamelijk keramiek en materialen die weinig zeldzaam zijn.

De belangrijkste voordelen van AEL-elektrolytische cellen ten opzichte van PEM zijn dat de technologie haar waarde heeft bewezen, dat ze relatief goedkoop zijn, dat het aantal elektrolyse-stacks gemakkelijk kan worden verhoogd, en dat ze minder essentiële grondstoffen bevatten dan PEM. Nadelen van AEL zijn de lagere stroomdichtheid, het lagere rendement en het feit dat de elektrolytische vloeistof corrosief is. De typische levensduur van een AEL-elektrolytische cel is 10 jaar.

PEM-elektrolytische cellen gebruiken een membraan (een vast polymeerelektrolyt) tussen de kathode en de anode in plaats van een vloeistof. Zij bevatten gewoonlijk iridium, platina en tantaal. De belangrijkste voordelen van PEM zijn de hoge stroomdichtheid en het hoge rendement, de snelle reactie van het systeem waardoor het geschikt is voor dynamische werking, en het feit dat het systeem compacter is dan AEL. Nadelen van PEM-elektrolytische cellen zijn de hoge kosten van de onderdelen (gedeeltelijk door de schaarste van essentiële grondstoffen), hun geringere duurzaamheid en het feit dat ze zuur bevatten dat corrosiegevaar oplevert. De typische levensduur van een PEM-elektrolytische cel is 7 jaar.

Het is zeer waarschijnlijk dat PEM- en AEL-elektrolytische cellen gelijktijdig zullen worden gebruikt in het toekomstige energiesysteem, vanwege hun typische voor- en nadelen.

De SOEC-elektrolytische cellen zijn met een TRL van 6 in een meer experimenteel stadium dan AEL en PEM. Ze zijn er in twee varianten:

- Met elektrolyt (bedrijfstemperatuur >800°C),
- Met anode (bedrijfstemperatuur 600-850°C).

Voor de katalysatorlaag zijn voornamelijk keramiek en weinig zeldzame materialen nodig. Daardoor heeft SOEC in de toekomst een groot potentieel voor kostenbesparing. De hoge temperatuur die nodig is levert een uitdaging voor de economische levensvatbaarheid. Er is momenteel een levensduur van 25.000 bedrijfsuren bereikt. Er wordt gewerkt aan technologische verbeteringen zoals het stabiliseren van de materialen van de componenten, het ontwikkelen van nieuwe materialen en het verlagen van de bedrijfstemperatuur (naar 500-700°C). De huidige capaciteit van operationele SOEC-systemen bedraagt minder dan 1 MW. In Rotterdam wordt een SOEC-systeem van 2,6 MW ontwikkeld in het kader van H2020 MULTIPLHY (Koirala, 2020).

¹²⁸ Gebaseerd op Wieclavska en Gavrilova (2021), Marsidi (2018, 2019) en Koirala (2020).

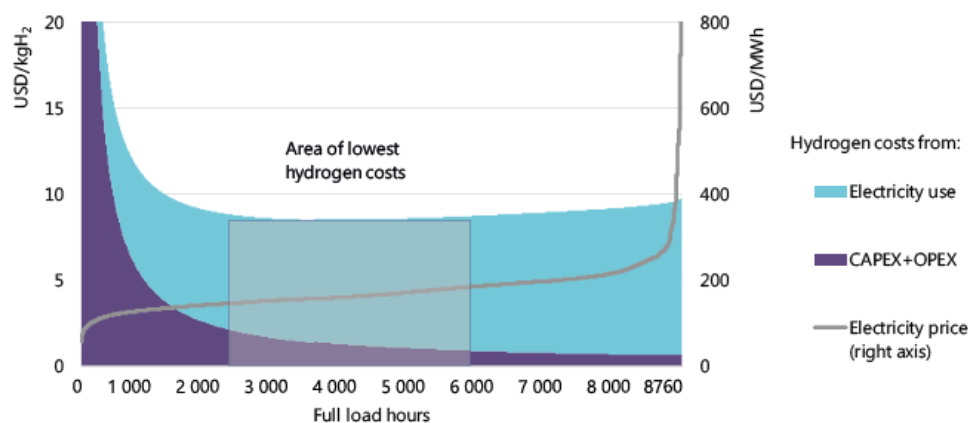
Optimale bedrijfstijd afhankelijk van elektriciteitskosten

Onderstaande figuur uit IEA (2019a) en geeft de kosten van waterstofproductie op basis van elektriciteit uit het net, als functie van de bedrijfstijd van de elektrolyser. De elektriciteitsprijzen zijn variabel en zijn een beperkt aantal uur per jaar extreem laag en een beperkt aantal uur per jaar extreem hoog; de overige tijd liggen de elektriciteitsprijzen op een gemiddeld niveau (weergegeven met de grijze lijn in de figuur). De laagste gemiddelde productiekosten van waterstof worden (bij de gehanteerde aannamen) bereikt als de elektrolyser alleen in bedrijf is als de elektriciteitsprijs lager is dan circa 200 \$/MWh. Dat is circa 6000 uur per jaar het geval. Bij een bedrijfstijd korter dan 2000 uur per jaar zijn de eenheidskosten echter hoger, ondanks dat dan alleen wordt geproduceerd als de elektriciteit het goedkoopst is. Dit komt doordat de vaste kapitaalkosten van de elektrolyser dan zwaarder gaan aantikken in de productiekosten.

De IEA zegt hierover:

"Elektriciteit tegen zeer lage kosten is over het algemeen slechts gedurende een zeer gering aantal uren per jaar beschikbaar. De elektrolyser bereikt bij die lage elektriciteitskosten maar een lage benutting, wat leidt tot hoge waterstofkosten (die dan immers vooral de CAPEX-kosten weerspiegelen). Door ook voor een deel duurdere elektriciteit te gebruiken, neemt het aantal bedrijfsuren toe. Weliswaar stijgen dan de elektriciteitskosten, maar de hogere benutting van de elektrolyser leidt tot een daling van de kosten voor de productie van een eenheid waterstof tot een optimaal niveau bij ongeveer 3000-6000 equivalente vollasturen. Daarboven leiden hogere elektriciteitsprijzen tijdens piekuren tot een stijging van de productiekosten per eenheid waterstof."

Figure 13. Hydrogen costs from electrolysis using grid electricity



Notes: CAPEX = USD 800/kW_e; efficiency (LHV) = 64%; discount rate = 8%.

Source: IEA analysis based on Japanese electricity spot prices in 2018, JEPX (2019), *Intraday Market Trading Results 2018*.

Higher utilisation rates help to reduce the impact of CAPEX, but for grid-connected electrolyzers this means higher electricity prices; the lowest hydrogen costs are achieved in mid-load operation.

Stoom-methaanreforming (SMR)

Hoe werkt het proces?

Stoomreformers zijn van oudsher grote industriële installaties. De productiecapaciteit ligt typisch in de orde van 1.800-18.000 kg H₂/uur met

productiekosten van 1 à 1,5 €/kg H₂ (Weeda, 2016; IEA, 2019a). Kleinere installaties zijn mogelijk, maar hiervoor geldt dat ze minder efficiënt zijn naarmate ze kleiner worden. De kleinste bestaande installaties zijn nog steeds veel te groot (en te industrieel) voor bijvoorbeeld een tankstation (Weeda, 2016). Er worden wel kleinere SMR-installaties ontwikkeld met een productie van 200-600 kg H₂ per dag (Gigler en Weeda, 2018), maar die hebben een aanzienlijk lager rendement, zie tekstbox Kleinschalige SMR.

Het SMR-proces vindt plaats bij temperaturen van 800-900°C en een druk in de orde van grootte van 25-40 bar (Weeda, 2016). Een typische SMR-installatie heeft een outputvermogen van 300 MW en produceert 9 ton waterstof per uur (Chen et al., 2020; Janssen, 2018; Gigler en Weeda, 2018).

De reactie bestaat uit twee stappen waarbij in de eerste stap een syngas wordt geproduceerd van koolmonoxide (CO) en waterstof (H₂). In een vervolgstap, de water-gas-shift reactie, wordt de CO met behulp van stoom omgezet in kooldioxide (CO₂) en H₂. Stoomreforming kan met verschillende koolwaterstoffen plaatsvinden. Voor stoomreforming van *methaan* zijn de deelreacties en de overall reactie als volgt (Weeda, 2016):

Reforming, syngasproductie: $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO} + 3 \text{H}_2$

Water-gas-shift (WGS)-reactie: $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + \text{H}_2$

Overall reactie: $\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4 \text{H}_2$

In het SMR-proces ontstaat op 2 manieren CO₂: 1) in de WGS-stap en 2) bij de productie van stoom en bij de externe verwarming van de reactor, waarvoor aardgas wordt gebruikt. De eerste stroom levert CO₂ met een hoge concentratie, waardoor CO₂-afvang relatief eenvoudig is (en vaak ook al gebeurt, omdat de CO₂ bruikbaar, bijvoorbeeld bij de conversie van ammoniak naar ureum in de kunstmestindustrie). Het afvangen van CO₂ uit de tweede stroom is lastiger vanwege de lage CO₂-concentratie (Gigler en Weeda, 2018).

In industriële toepassingen van SMR wordt vaak rond 50-60% van de CO₂ afgevangen. Door procesaanpassingen is een hoger aandeel afvang mogelijk, tot circa 90%, maar hierdoor daalt het energetisch rendement met circa 7%-punt (Gigler en Weeda, 2018). 90% afvang betekent dat bij elke kg H₂ 1 kg CO₂ vrijkomt.

Kleinschalige SMR bij tankstations: een reële optie?

Er worden door diverse partijen (o.a. het Nederlandse HYGear) initiatieven genomen om kleinschalige SMR-eenheden te ontwikkelen met capaciteiten van typisch 100 en 300 Nm³/uur; dit komt overeen met ca 200 en 600 kg H₂ per dag. Hiermee zou (duur) transport van waterstof naar een locatie waar de H₂ gebruikt wordt, vermeden kunnen worden (Gigler en Weeda, 2018).

Het principe van productie met kleinschalige units is hetzelfde als bij grootschalige productie. De units zijn echter geen kleiner gedimensioneerde fabrieken, maar het gaat om volledig opnieuw ontworpen processen zodat ook kleinschalig de efficiëntie acceptabel is. Energetische rendementen zijn in de orde van 60-65%. In de periode tot 2030 zouden de kosten voor productie van waterstof met dergelijke units kunnen dalen naar 4-5 €/kg [exclusief CCS], met uitzicht op verdere daling naar 3-4 €/kg (Gigler en Weeda, 2018).

De inschatting van het KiM is dat de **combinatie met CCS** bij dergelijke kleinschalige units lastig of zelfs onhaalbaar is. Zelfs als het lukt om de CO₂ efficiënt

af te vangen is het de vraag hoe de CO₂ vervolgens moet worden getransporteerd naar een opslaglocatie.

De huidige markt voor toepassing van kleinschalige units ligt volgens Gigler & Weeda (2018) vooral in productie op locatie bij kleinschalige industriële verbruikers en niet of minder bij productie bij tankstations. Hiervoor noemen Gigler en Weeda 3 redenen:

- Vanuit bedrijfseconomisch oogpunt zijn de kleinschalige productie-units bij voorkeur continu in bedrijf. Bij tankstations is, zeker in de opstartfase, een sterk variabel bedrijf te verwachten.
- De kleinschalige units produceren de waterstof op een relatief lage druk, waardoor er ter plekke bij een vulpunt een aanzienlijke compressiebehoefte is (naar 350-700 bar).
- Een ander aandachtspunt is volgens Gigler en Weeda (2018) het **ruimtebeslag** op de locatie. Bij een tankstation is de SMR-installatie misschien moeilijk in te passen. Vanwege het ruimtebeslag zal van geval tot geval moeten worden bekeken welke optie het meest praktisch en kosteneffectief is. Lokale beschikbaarheid van groen gas of biogas voor productie van duurzaam waterstof kan hierbij ook een rol spelen.

Ruimtebeslag kleine SMR-installatie: Gigler en Weeda (2018) kwantificeren het ruimtegebruik van de kleinschalige SMR-unit niet. Vanwege het lagere energetische rendement (60-65%) en een volledig opnieuw ontworpen proces schatten we in dat de kleine installatie per eenheid outputvermogen 2 keer zo veel ruimte inneemt als een grote industriële installatie. Een kleine SMR-installatie die 600 kg H₂ per dag produceert zou dan rond 85 m² ruimte beslaan. Dit is een ruwe inschatting.

Opslagvormen en kenmerken, vergelijking met accu en fossiele brandstoffen

Deze bijlage geeft enkele algemene kenmerken (fysisch, chemisch) van waterstof en waterstofopslag in vergelijking met andere energiedragers en opslagmedia.

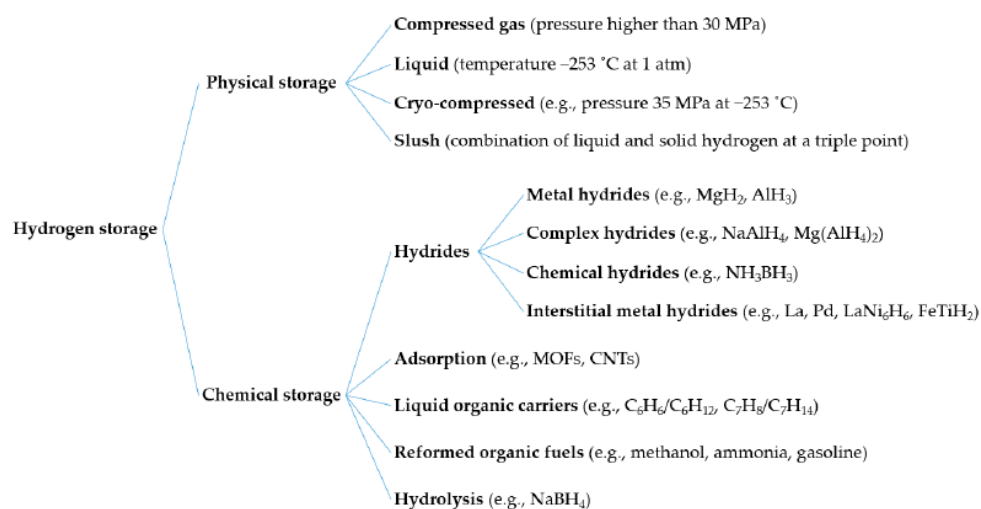


Figure 3. Hydrogen storage options, including physical and chemical storages.

Figuur D.1 Verschillende vormen van fysische en chemische opslag van waterstof (Aziz, 2021)

LOHC staat genoemd als: chemical storage – liquid organic carriers. Voorbeelden:

- C₆H₆ = benzeen <https://nl.wikipedia.org/wiki/Benzeen:C6H12>
- C₇H₈ = toluen <https://nl.wikipedia.org/wiki/Tolueen>; deze wordt als voorbeeld genoemd in IEA, 2019b tabel
- C₇H₁₄ = cycloheptaan

Tabel D.1 Kenmerken H₂-opslag in verschillende vormen en alternatieven (Aziz, 2021).

Properties	Compressed Hydrogen	Metal Hydride (MgH ₂ -10wt%Ni)	Liquid Organic (C ₇ H ₈ /C ₇ H ₁₄)	Liquid Hydrogen	Liquid Ammonia
Density (kg/m ³)	39 (69 MPa, 25 °C)	1450	769 (1 atm, 20 °C)	70.9 (1 atm, -253 °C)	682 (1 atm, -33.33 °C)
Boiling point (°C)	-253	-	101	-253	-33.33
Gravimetric hydrogen density (wt%)	100	7.10	6.16	100	17.8
Volumetric hydrogen density (kg-H ₂ /m ³)	42.2		47.1	70.9	120.3
Hydrogen release temp. (°C)	-	250	200-400	-253	350-900
Regeneration temp. (°C)	-	-	100-200	-	400-600
Enthalpy change to release hydrogen (kJ/mol-H ₂)	-	118	67.5	0.899	30.6

De dichtheid van waterstof (kg/m³) hangt af van de vorm (gasvormig of vloeibaar) waarin de waterstof zich bevindt en bij welke druk. Waterstof bij 700 bar heeft een ongeveer 20 keer kleinere dichtheid (kg/m³) dan diesel, vloeibaar waterstof heeft een 11 keer zo kleine dichtheid als diesel.

Tabel D.2 Soortelijke energie, massa-dichtheid en volume van waterstof in vergelijking tot andere energiedragers, met en zonder opslagmedium (tank/accu)

	Soortelijke energie	Massa-dichtheid	Energie-inhoud per volume, van alleen de energiedrager	Energie-inhoud per volume, van energiedrager + opslagmedium
	MJ/kg	kg/m ³	Geïndexeerd (diesel = 1)	Geïndexeerd (diesel = 1)
Waterstof @1 bar	120	0,09 ^a		
Waterstof @350 bar	120	31 ^b		
Waterstof @700 bar	120	42 ^c	6	16
Waterstof cryogeen (-253°C)	120	71 ^a	4	8
Ter vergelijking:				
Ammoniak, gekoeld	18,6		3	3
Elektriciteit in accu				100
Diesel	44	~830 (820-845) ^d	1	1
Benzine		~750 (715-780) ^d		
Kerosine		~800 (775-840) ^d		

Bron volumes: Van Kranenburg et al. (2019) en eigen berekeningen. Het volume van het aandrijfsysteem (brandstofcel+elektromotor versus dieselmotor) is buiten beschouwing gelaten.

Bronnen: a: IEA (2019a), b: <https://www.dwarsliggers.eu/index.php/2016-04-03-16-33-59/omgeving/421-waterstof>, c: <https://energies.airliquide.com/resources-planet->

[hydrogen/how-hydrogen-stored](https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-densities-specific-volumes-d_166.html), d: https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-densities-specific-volumes-d_166.html

Transport, opslag en distributie: kosten en efficiëntie

Kosten

Voor de kosten van transport, opslag en distributie hebben we in deze studie gerekend met de waarden in de volgende tabel. Dit is inclusief de kosten van conversie van gasvormig (GH₂) naar vloeibaar waterstof (LH₂) en ammoniak (NH₃). Als referentie zijn ook de kosten van waterstofproductie met elektrolyse opgenomen. De gemiddelde waarden corresponderen met figuur 3.6 uit paragraaf 3.3.4 van het hoofdrapport.

Tabel D.3 Kosten in €/kg waterstof van de verschillende ketenstappen (exclusief tanken) bij import van waterstof uit Noord-Afrika. Bronverwijzingen staan in tabel D.4

€/kg	GH ₂			LH ₂			NH ₃		
	min	gem	max	min	gem	max	min	gem	max
Productie (elektrolyse)	2,64	4,15	5,80	2,64	4,15	5,80	2,64	4,15	5,80
Conversie				0,75	0,91	0,91	0,36	0,90	0,91
Opslag bij import- en exportterminals	0,55	0,80	1,06	1,09	1,09	1,09	0,09	0,09	0,09
Transport (Noord-Afrika -EU)	0,11	0,11	0,11	0,18	0,18	0,18	0,06	0,06	0,06
Reconversie							0,64	0,91	1,13
Distributie (100 km)	0,50	0,70	1,20	0,50	0,70	1,20	0,50	0,70	1,20
TOTAAL	3,79	5,76	8,17	5,16	7,03	9,19	4,30	6,81	9,20

GH₂ en LH₂ staat voor gasvormig respectievelijk vloeibaar waterstof.

Tabel D.4 geeft een verantwoording van de gebruikte waarden en bandbreedtes. De aannamen voor de productiekosten staan in paragraaf 3.2.2.

Tabel D.4: Aannamen en bronvermelding bij de kosten in de ketenstappen conversie t/m distributie uit tabel D.3. Een cursieve waarde is berekend met een wisselkoers van 1,1 \$/€

Ketenstap	Omschrijving	€/MWh	€/kg	Bron	Opmerkingen	
Conversie LH2 (liquefactie)	gemiddeld laag	38	1,27	Cihlar et al. (2021) obv DOE (2019)	Alleen de CAPEX. Dit bedrag lijkt veel te hoog (in vergelijking met IEA) CAPEX + elektriciteitskosten. Dit bedrag lijkt veel te hoog Bij elektriciteitskosten 0,05 €/kWh en discontovoet 8%	
		74	2,47	Cihlar et al. (2021) obv DOE (2019)		
			0,91	IEA (2019a), fig 32 en fig 27		
		0,75	KiM eigen berekening obv tabellen in IEA (2019b)			
Conversie naar NH ₃		27	0,90	Cihlar et al. (2021) obv IRENA (2019)	Niet gevonden in IRENA (2019)	
			0,36	IEA (2019a), fig 32	Vanwaar het verschil tussen IEA fig 32 en fig 27?	
			0,91	IEA (2019a), fig 27	Vanwaar het verschil tussen IEA fig 32 en fig 27?	
Import- en export-terminals	laag		0,55	Eigen inschatting	Aanname dat ondergrens van opslag GH2 de helft goedkoper is dan LH2 Bij dit bedrag zijn kosten van opslag+terminals gelijk aan 0,91 €/kg obv IEA, fig 27 Verschil met gemiddeld even groot als tussen laag en gemiddeld	
	gemiddeld		0,80	Eigen inschatting obv IEA (2019a)		
	hoog		1,06	Eigen inschatting		
	LH2	laag/gem/hoog		1,09		IEA (2019a), fig 32
	NH ₃	laag/gem/hoog		0,09	IEA (2019a), fig 32	
Transport	GH2	buis 1600 km	0,11	Cihlar et al. (2021), Table 3-C "H2 pipe", obv BNEF (2020)	Niet duidelijk of dit een bestaande (refurbished) gaspijp is. Waarschijnlijk wel, want het is goedkoper dan transport LH2	
	LH2	schip N-Afrika - EU	0,18	IEA (2019a), fig 32		
	NH ₃	schip N-Afrika - EU	0,06	IEA (2019a), fig 32		
Transport +opslag	GH2	buis 1500 km	0,91	IEA (2019a), fig 27	Dit is inclusief opslag	
		buis 3000 km	1,82	IEA (2019a), fig 27	Dit is inclusief opslag	
	LH2	Saudi-Arabië - R'dam, 12000 km N-Afrika - EU	37	1,23	Cihlar et al. (2021)	Kosten in het jaar 2020
				1,27	IEA (2019a), fig 32	Kosten in het jaar 2030
	NH ₃	Saudi-Arabië - R'dam, 12000 km N-Afrika - EU	11	0,37	Cihlar et al. (2021)	Kosten in het jaar 2020
			0,15	IEA (2019a), fig 32	Kosten in het jaar 2030	
	NH ₃	hoog	34	1,13	Cihlar et al. (2021) obv IEA (2019)	Hoe komen Cihlar et al. obv IEA zo precies op 34 €/MWh?

Reconversie decentraal	gemiddeld		0,91	IEA (2019a), fig 32 en fig 28	Decentrale reconversie NH ₃
Reconversie centraal	laag		0,64	IEA (2019a), fig 32	Centrale reconversie NH ₃
Distributie	laag (tankwagen)		0,50	Eigen inschatting obv Reuss et al. (2019) en Cihlar et al. (2021)	Reuss et al. geven kosten van distributie+ tankstation van 2-2,7 €/kg, dit is verminderd met kosten tankstation à 1,5 €/kgH ₂ obv Cihlar et al. table 2-H
	gemiddeld (buis)		0,70		
	hoog (buis)		1,20		
Distributie	tankwagen 100 km		0,64	IEA (2019a), fig 28	Buis goedkoopst. Gaat het om bestaande gasleiding?
	buisleiding 100 km		0,23	IEA (2019a), fig 28	
	100 km, niet gespecificeerd		0,73	IEA (2019a), fig 32	
Distributie + tanken	tankstation + tankwagen		2,00	Reuss et al. (2019)	Distributie met tankwagen is het goedkoopst
	tankstation + buis, min		2,20	Reuss et al. (2019)	Kosten bij buis afhankelijk van aantal FCEV's
	tankstation + buis, max		2,70	Reuss et al. (2019)	Kosten bij buis afhankelijk van aantal FCEV's

Efficiëntie

Efficiëntie van verschillende manieren van opslag en transport van waterstof. Bij vervoer van waterstof per schip of vrachtwagen is het energiegebruik van schip en vrachtwagen zelf niet meegerekend. Het gaat puur om de kosten van de handling van de waterstof aan boord van schip/vrachtwagen.

Tabel D.5: Efficiëntie of gebruik van thermische of elektrische energie (in kWh/kgH₂) bij verschillende soorten opslag en transport, volgens diverse bronnen

Opslag en transport/distributie	Haugen et al. (2021)	Staffell (2019)	IEA (2019), zichtjaar 2030	JRC (2020)
Compressie voor transport in buisleiding, drukniveau niet gegeven maar 80 bar is voldoende volgens Staffell et al. (2019)	88% (65-89%)			
Buisleiding ¹²⁹	98% (80-99%)			
Compressie + transport door buisleiding	86% (88%*98%)			78-80% (in 2016), 82-83% (verwacht in 2030)
Compressie 500 bar (incl koeling)		93% (89-94%) 2,6 (2-4) kWh _e /kgH ₂		
Compressie 900 bar (incl koeling)		90% (87-92%) 3,5 (3-5) kWh _e /kgH ₂		
Opslag in gascilinder (welke druk?)	89% (85-93%)			
Liquefactie	70% (65-90%)	72% (69-75%) 13 (11-15) kWh _e /kgH ₂	65-75% (11-18 kWh _e /kgH ₂) (IEA, 2019a) 6,1 kWh _e /kgH ₂ (82%) (IEA, 2019b)	54% (in 2016), 60% (verwacht in 2030)
Vrachtwagen cryogene tank	94% (91-98%)			
Vrachtwagen (gasvormig of vloeibaar?)				98%
Ammoniakproductie uit elektriciteit (via elektrolyse water)			53%	
Ammoniak conversie+transport+ reconversie	51% (48-55%)			
- Ammoniakproductie uit H ₂	70-80%			
- Ammoniakproductie uit elektriciteit (elektrolyse H ₂)			9,8 kWh _e /kgNH ₃ (53%)	
- Ammoniaktransport	90%			
- Ammoniak cracking	76%		9,7 kWh _{th} /kgH ₂ (71%)	
- Zuivering			1,5 kWh _e /kgH ₂ (95%)	
LOHC-reconversie+zuivering		80% (Dit kost energie ter waarde van 25% vd H ₂ -energie-inhoud)	13,6 kWh _{th} /kgH ₂ + 0,4 kWh _e /kgH ₂ + 1,1 kWh _e /kgH ₂	

¹²⁹ Niet helemaal duidelijk waar Haugen et al. (2019) in dit verband op doelen met 'buisleiding', maar het gaat waarschijnlijk om de efficiëntie van de tussen-compressiestations.

Afstandscriterium

Welk transportmiddel, gecombineerd met welke vorm van de waterstof, het goedkoopst is, hangt af van de afstand waarover vervoerd moet worden en de hoeveelheid waar het om gaat. Daarnaast is natuurlijk van belang hoe intensief een transportroute wordt gebruikt. Voor een eenmalig transport naar een bepaalde locatie, zal een pijpleiding uiteraard nooit de goedkoopste oplossing zijn. Een schip of vrachtwagen is in dat geval een flexibeler transportmiddel.

Het IEA (2019a) hanteert bij een frequent transport over lange afstanden 1500 km als omslagpunt; zie tabel hieronder. Voor de fijnmazige lokale distributie hangt de goedkoopste optie af van de hoeveelheid te vervoeren waterstof en de afgelegde afstand.

Tabel D.6 Analyse in IEA (2019a), p.74/75

Afstand, type transport	Goedkoopste optie
Korter dan 1500 km	Over deze afstanden is transport van waterstof als gas via pijpleidingen over het algemeen de goedkoopste optie.
Langer dan 1500 km	Hier kan transport per schip in de vorm van ammoniak of LOHC (liquid organic hydrogen carrier) (ammoniak in LPG-schip en LOHC in olietanker, p.77) een meer kosteneffectieve optie zijn, vooral als de waterstof overzee moet worden getransporteerd, zelfs als rekening wordt gehouden met de kosten van omzetting van waterstof in ammoniak of LOHC en weer terug.
Lokale distributie ¹³⁰	Voor lokale distributie zijn pijpleidingen (voor gas) kosteneffectief als het gaat om grote hoeveelheden waterstof over langere afstanden; in andere gevallen zullen vrachtwagens waarschijnlijk de goedkopere optie zijn.

Hoeveel waterstof in tankwagen ('tube trailer')?

Waterstof: Een tankwagen ('tube trailer') die gasvormig waterstof onder druk vervoert, bevat in de praktijk rond 300 kg H₂ bij een druk van 200 bar (IEA, 2014; Verbeek en Cuelenaere, 2019). Sterk geïsoleerde cryogene tankwagens vervoeren typisch 400 tot 4000 kg vloeibaar gemaakte waterstof (IEA, 2014). Meer kan echter ook: in IEA (2019) is melding van tankwagens die 670 kg gasvormig of 4300 kg vloeibaar waterstof kunnen vervoeren.

¹³⁰ De IEA geeft als voorbeeld bij lokale distributie: "Als 100 ton per dag (tpd) nodig is op een locatie op 500 km van het punt van invoer, dan zou het gebruik van vrachtwagens goedkoper zijn dan de aanleg van een pijpleiding; indien 500 tpd nodig is, dan is transport per pijpleiding goedkoper." (IEA, 2019a). Deze situatie slaat niet op vervoer van waterstof naar tankstations. Een tankstation zet namelijk maar tussen de 200 en 1000 kg H₂ per dag om (IEA, 2019b). Met 100 ton waterstof per dag kunnen dus honderden tankstations worden bevoorrad. Bij een 'normale' tankwagen van 300 kg betekent 100 ton per dag namelijk ruim 300 vrachtwagenritten per dag; het is moeilijk voorstelbaar dat het goedkoper is om dagelijks 300 vrachtwagens te laten rijden naar een locatie op 500 km afstand (1000 km voor de heen- en terugweg samen) dan aanleg van een buisleiding naar die locatie.

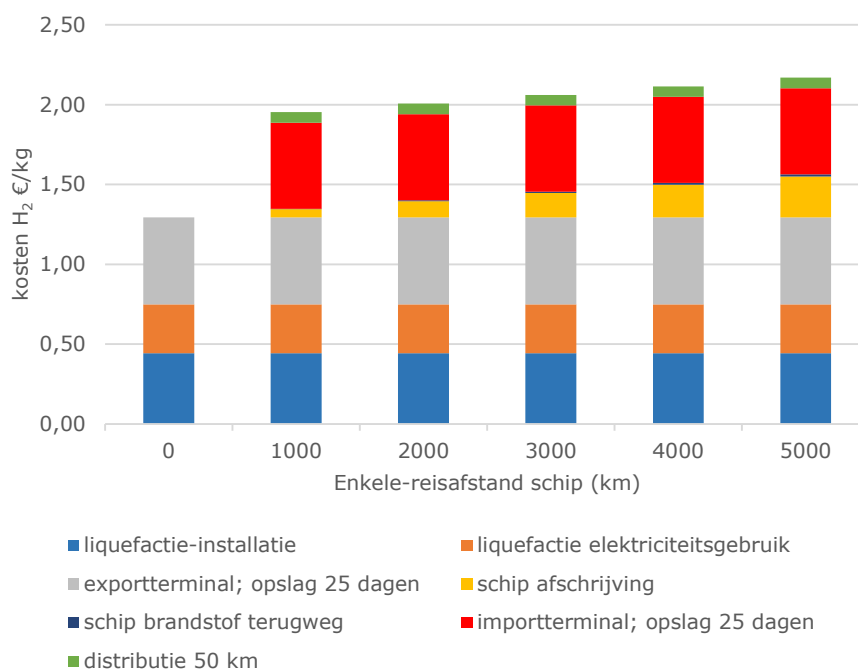
Tankwagens voor vloeibare waterstof zijn niet geschikt voor vervoer over grote afstanden (groter dan zo'n 4000 km), aangezien de waterstof opwarmt en een drukstijging in de tank veroorzaakt (IEA, 2019a).

Ammoniak, LOHC: Een tankwagen kan ongeveer 5000 kg H₂ in de vorm van ammoniak of 1700 kg H₂ in de vorm van LOHC vervoeren. In het geval van LOHC zou ook een vrachtwagen nodig zijn om de stof waaraan de waterstof gebonden is terug te brengen naar de oorspronkelijke bestemming, nadat de waterstof eruit is gehaald (IEA, 2019a).

Kosten transport vloeibaar waterstof per schip naar tankpunt

Figuur D.1 geeft de kosten van transport van vloeibaar waterstof per schip als functie van de met het schip afgelegde afstand. Het traject dat de waterstof aflegt is als volgt.

In de exporthaven wordt de waterstof eerst opgeslagen. Voor het transport in vloeibare vorm is liquefactie nodig (koeling tot -253°C). Bij aanlanding in het importland is er sprake van opslag in een terminal en daarna distributie via een pijpleiding naar een ontvangstinstallatie op 50 km afstand. Op de heenweg wordt de boil-off van de waterstof, die ontstaat door drukopbouw in de tanker, gebruikt als brandstof voor het schip; het schip vaart leeg terug en gebruikt dan stookolie. De liquefactie vormt een relatief grote kostenpost evenals de tijdelijke opslag bij de export- en importterminals. De kosten zijn weergegeven als functie van de met het schip afgelegde afstand. De meeste kosten zijn vast, en hangen daarom niet af van de met het schip afgelegde afstand. De totale kosten nemen met de afgelegde afstand maar weinig toe.



Figuur D.1 Berekening kosten van transport per schip, inclusief liquefactie en opslag in export- en importterminals, met aansluitend 50 km lokale distributie per buisleiding

Bron: KiM op basis van IEA (2019b)

Toelichting bij figuur. De berekening van de kosten is gebaseerd op gegevens in IEA (2019b) over kosten van technische installaties, zoals de liquefactiefabriek en de opslagtanks bij de terminals, het specifieke elektriciteitsgebruik van deze installaties en het energiegebruik van het schip. Deze gegevens staan in tabel D.7.

Aannamen voor de berekening zijn: een discontovoet van 8% (conform IEA, 2019), elektriciteitskosten van 0,05 €/kWh, stookolie à 0,67 €/L en tweemaal 25 dagen opslag (25 dagen bij de exportterminal en 25 dagen bij de importterminal).

Tabel D.7 Kosten in de waterstoftransport en -distributieketen. Bron: IEA (2019b)

Type	Capaciteit/ druk	Vaste kosten	Variabele kosten	Levensdu ur
Lange afstanden				
Schip				
Liquefactie	260 kton H ₂ /jr	1400 mln US \$	Jaarlijks 4% van vaste kosten; Elektriciteitsgebruik: 6,1 kWhe/kgH ₂	30 jaar
Export-terminal	3,2 kton H ₂ per tank	290 mln US \$ \$ per tank	Jaarlijks 4% van vaste kosten; Elektriciteitsgebruik: 0,61 kWhe/kgH ₂	30 jaar
Schip	11 kton H ₂ per schip	412 mln US \$ \$ per schip	Jaarlijks 4% van vaste kosten; Brandstofgebruik: 1487 MJ/km (alleen als geen H ₂ aan boord, anders wordt boil- off van de H ₂ gebruikt); Boil-off-snelheid 0,2% per dag	30 jaar
Import-terminal	3,6 kton H ₂ per tank	320 mln US \$ \$ per tank	Elektriciteitsgebruik: 0,2 kWhe/kg H ₂ ; Boil-off-snelheid 0,1% per dag	30 jaar
Buisleiding				
Buisleiding voor transmissie (lange afstand)	Ontwerp: 340 kton/jaar; Reële benuttingsgra d 75%; 100 bar	1,21 mln US \$ \$ per km	(Elektriciteit voor compressoren?)	40 jaar
Korte afstanden				
Buisleiding				
Buisleiding voor distributie naar gebruiker (korte afstand)	Ontwerp: 38 kton/jaar; 80 bar	0,5 mln US \$ \$ per km		40 jaar

Kosten inzet huidige Nederlands gasnet voor waterstof

Als het huidige Nederlandse gasnet zou worden ingezet voor transport en distributie van waterstof is een aantal aanpassingen nodig (PwC, 2021). Een van de belangrijkste (en kostbaarste) is de vervanging van de huidige 22 compressoren in het hoofdtransportnet,^{131,132} want deze zijn niet geschikt voor waterstof (PwC, 2021). Daarnaast is ook vervanging van kleppen en sluitingen en het schoonmaken van de buizen nodig (PwC, 2021). Een coating aan de binnenkant aanbrengen is niet per se nodig, maar helpt wel om waterstof bij hogere druk te kunnen transporteren (Wang et al., 2020). De compressoren zijn een relatief duur onderdeel van het netwerk: een compressorstation kost 3,4 (2,2-6,7) mln €/MW, zowel nieuw als retrofit. Per 1000 km is 190 tot 330 MW compressorvermogen nodig (Wang et al., 2020). Omgerekend naar kosten per km per jaar zijn de kosten (berekeningen op basis van Wang et al., 2020):

- Een retrofit buisleiding (13 GW, 48 inch) kost gemiddeld 0,03 mln €/km per jaar¹³³,
- Een compressor kost gemiddeld 0,05-0,09 mln €/km per jaar.

Tankstation waterstof



Afbeelding D.1 Een waterstoftankstation

Bron: <https://tweakers.net/reviews/6449/5/de-grote-belofte-van-waterstof-het-alternatief-voor-elektrisch-rijden-tankstations.html>

¹³¹ Bron: <https://www.gasunie.nl/begrippenlijst/compressorstation>.

¹³² Het aardgasnet bestaat uit een combinatie van een hogedruknet (66-80 bar), compressorstations om het gas op de gewenste druk te houden, meet- en regelstations (M&R-stations) waar de druk wordt gereduceerd van 66 naar 40 bar en die de verbinding vormen met de regionale transportleidingen (RTL). Op de afleverstations (gasontvangstations, GOS), wordt de gasdruk verder gereduceerd naar een druk die de aangeslotene wenst. Dit kan variëren van ca 20 bar tot 3 bar (Gasunie, 2015).

¹³³ Ter vergelijking: de kosten van een nieuwe buisleiding van 13 GW, die speciaal voor H₂ wordt aangelegd, zijn 0,18 mln €/km per jaar (berekening op basis van Wang et al, 2020). Hier komen de compressorkosten nog bij.

De meeste H₂-tankstations bestaat uit de volgende onderdelen (Apostolou en Xydis, 2019).

- Een **zuiveringsunit** om te zorgen dat de waterstofzuiverheid voldoet aan de normen voor de levering aan brandstofcellen (zuiverheid meer dan 99,97%).
- Waterstof**compressor** voor hogedrukopslag in de H₂-hoofdtanks van het station.
- Waterstof**opslagtanks** voor gecompriemd gas of vloeibaar H₂.
- Waterstofgas**booster**, die de druk regelt tot 350 bar of 700 bar tijdens de tankprocedure.
- **Koeleenheid** om de temperatuur van het waterstofgas te verlagen tot -40 °C zodat de waterstoftank van het voertuig tijdens het snel bijvullen niet warmer wordt dan 85°C en om de veiligheid te garanderen.
- **Veiligheidsuitrusting** met inbegrip van overdrukkleppen, waterstofsensoren en waterloze brandblussing.
- **Mechanische en elektrische uitrusting** zoals kleppen, leidingen, regelpanelen en hoogspanningsverbindingen.
- **Dispensers** om de waterstof over te brengen naar de tanks van de waterstofvoertuigen.

De opslagtanks bij het tankstation zijn relatief groot, omdat bij een lagere druk wordt opgeslagen dan uiteindelijk wordt geleverd (IEA, 2019a, p.132). Zuivering gebeurt met pressure swing absorption (PSA), het elektriciteitsgebruik hiervan is 1,5 kWh_e/kgH₂, wat gelijkstaat aan 5% van de energie-inhoud van de waterstof (IEA, 2019b). Zowel waterstof uit elektrolyse als die uit stoommethaanreforming kan onzuiverheden bevatten (Apostolou en Xydis, 2019).

Efficiency

Tabel D.8 geeft enkele efficiënties uit de literatuur.

Tabel D.8 Verschillende literatuurbronnen over energetische rendementen bij het tankproces

Aspect	Rendement of elektriciteitsgebruik	Bron
Compressie naar 350-700 bar	Gebruikt 6-15% van de energie-inhoud van H ₂ . Dit staat gelijk aan 2-5 kWh.	IEA (2019a), p.132
Compressie 500 bar (incl koeling)	2,6 (2-4) kWh _e /kgH ₂ . Dit betekent een rendement van 93% (89-94%)	Staffell et al. (2019)
Compressie 900 bar (incl koeling)	3,5 (3-5) kWh _e /kgH ₂ . Dit betekent een rendement van 90% (87-92%)	Staffell et al. (2019)
Koeling	0,18 kWh/kg H ₂ om de waterstof te koelen van 15°C naar -20°C en 0,33 kWh/kgH ₂ om te koelen naar -40°C. Dit komt neer op 0,5-1% van de energie-inhoud van H ₂ .	Nistor et al. (2016), p.4
Compressie bij tankstation	Gemiddeld 11% van de energie-inhoud van de waterstof is nodig. Dit komt neer op 3,7 kWh/kgH ₂ .	Wipke et al. (2012)
Zuivering	1,5 kWh _e /kgH ₂ , wat gelijkstaat aan 5% van de energie-inhoud van de waterstof	(IEA, 2019b)

Kosten tankstation

De tabellen D.9 en D.10 geven indicatieve kosten van tankstations en de verschillende componenten.

Tabel D.9 Kostenkenmerken tankstation. Bron: IEA (2019b)

Tankstation	Voor personenauto's		Voor vrachtauto's	
	Omzet (kg/dag)	200	1000	500
CAPEX (mln \$)	0,9	1,8	1,2	2,1
OPEX als % van CAPEX	5%			
Elektriciteitsgebruik kWh/kgH ₂	GH ₂ 1,6 (5%); LH ₂ 0,6 (2%)			
Levensduur (jaar)	10			

Tabel D.10 Kosten componenten tankstation. Bron: Apostoulou & Xydis (2019)

HRS Component	Medium HRS	Large HRS
	Cost (thousand €)	Cost (thousand €)
Compressor	324	480
Chiller	162	200
Electrical	40	40
Storage Tanks	171	240
Dispenser	162	280
Piping-Control-Safety	16	16
Labour-Other Expenses	320	350

Bij levering bij een druk van 700 bar kunnen de kosten van de compressor wel 60% van de totale kosten van het tankstation zijn (IEA, 2019a, p.132). Volgens Apostoulou en Xydis (2019, p.10) vormt de compressor bij een medium tankstation (150 kgH₂/dag) 30% van de kosten. De opslagtanks, koeler en dispenser zijn elk goed voor ongeveer 15% van de kosten.

Er zijn sterke schaalvoordelen te behalen. Bij verhoging van de capaciteit van 50 naar 500 kgH₂/dag dalen de kapitaalkosten per kg getankte waterstof volgens de IEA waarschijnlijk met 75%. De kosten kunnen ook worden verlaagd door een verschuiving naar meer geavanceerde leveringsopties (zoals waterstof onder zeer hoge druk of vloeibare waterstof) en door schaalvergroting bij de fabricage van tankstationproducten (via massaproductie van onderdelen, zoals de compressoren) (IEA, 2019a, p.132).

De kosten per kg H₂ hangen af van de benuttingsgraad van de waterstoftankstations. Bij een tankstation met een capaciteit van 50kgH₂ per dag dat dagelijks 10 klanten bedient (zoals nu vaak het geval is in Europa), zijn de pompen minder dan 10% van de tijd in bedrijf. Om de kosten van de bouw en exploitatie van het tankstation terug te verdienen via de brandstofverkoop is alleen al voor het tanken een prijs van ongeveer 15-25 \$/kgH₂ nodig (13-22 €/kg). Daar komt de prijs van de waterstof nog bij. Een tankstation met een capaciteit kleiner dan 50 kg/dag kan een hogere benuttingsgraad opleveren, maar levert niet per se een kostenreductie: kleine stations zijn kapitaalintensief en kunnen niet profiteren van de schaalvoordelen van grotere tankstations. De kosten van het tanken zouden daarom nog steeds meer dan 15 \$/kgH₂ zijn (IEA, 2019a).

Kosten waterstofzuivering

Pressure-swing adsorption (PSA) is de bestaande techniek om de waterstof te scheiden van CO₂ en andere vervuiling, en kan meer dan 99,9% zuiverheid bereiken, maar dit levert wel productieverliezen op. Zuiveringskosten bij SMR worden geschat op \$0,70 per kg (0,6 €/kg) (Staffell et al., 2019). In 2025 kan dit

zijn afgenomen tot \$0,40 \$/kg (Staffell et al., 2019). Een alternatief voor zuivering met PSA zijn drukgedreven membraanprocessen, typisch op basis van palladium. Met palladiumfilters wordt een extreem hoge zuiverheid bereikt, maar ze zijn duur, werken alleen bij 400 °C, hebben een drukverschil van 10-15 bar nodig, kosten 3-5% van de opbrengst en kunnen last hebben van een korte levensduur (Staffell et al., 2019).

Toekomstmuziek: hoe gaat het tanken van LOHC's en metaalhydriden?

De LOHC's kunnen niet rechtstreeks worden getankt door het voertuig. Ze moeten eerst worden omgezet naar H₂ voordat ze in brandstofcel of verbrandingsmotor kunnen worden gebruikt. Dit kost 25% van de energie-inhoud (Staffell et al., 2019). Mogelijk kan dit proces in de toekomst aan boord van het voertuig plaatsvinden, met als voordeel dat waterstofcompressie kan worden vermeden (Staffell et al., 2019). De IEA schat de kosten voor de extractie en zuivering van de LOHC's op het punt van eindgebruik op 2,1 \$/kgH₂ (IEA, 2019a).

De **metaalhydrides**, de waterstof die chemisch gebonden is in een vaste stof, kunnen niet worden 'getankt'. De waterstof moet eerst vrijgemaakt worden, dit kost ongeveer 30% van de energie-inhoud, en het proces gaat te langzaam om dit aan boord te doen (Staffell et al., 2019).

Leeggewicht ICEV-, BEV- en FCEV-vrachtwagen

Tabel D.11 geeft het gewicht van de componenten van een (lege) truck bij 3 typen aandrijflijn, gebaseerd op ATRI (2022). Doel is om te bezien welke massatoename een accu-elektrisch en brandstofcel-elektrisch systeem met zich meebrengen. Het gaat om een trucktype dat in Nederland niet voorkomt. Tabel 1 geeft ook de totale massa (exclusief het vervoerd gewicht) van geïndexeerd naar de dieseltruck.

Bij correctie voor de verschillen in actieradius is de massa van een BEV-truck ongeveer 5 keer zo groot als van een dieseltruck, en een FCEV-truck is 5 keer zo zwaar als een dieseltruck. Dit is dus zonder het vervoerd gewicht.

Tabel D.11 Massa van componenten van een truck (type "class 8 sleeper cab") met 3 typen aandrijflijn

	trucktype		
	ICEV, 300 gallon diesel	BEV, 1622 kWh	FCEV, 77 kg H ₂
Massa truck en componenten (kg)			
TOTAAL	9008	14407	9679
chassis	4582	4582	4582
body	1506	1506	1506
powertrain	1360		686
transmissie	425	181	185
tractiemotor		281	287
elektronische controller		30	31
H ₂ -tank			2074
loodaccu	124	31	31
Li-ionaccu		7668	91
vloeistoffen	201	129	129

Energieketens voor CO₂-neutrale mobiliteit

volle brandstoftank	810		77
Actieradius			
maximale actieradius (gemiddeld) (km)	3214	1022	1176
MASSA per actieradius (kg/km)	2,8	14,1	8,2
<i>MASSA geïndexeerd (ICEV=1)</i>	<i>1,00</i>	<i>1,60</i>	<i>1,07</i>
<i>MASSA per actieradius geïndexeerd (ICEV=1)</i>	<i>1,00</i>	<i>5,03</i>	<i>2,94</i>

Bijlage E Verdieping synfuels

In deze bijlage worden verschillende ketenstappen van synfuels uitgebreider besproken.

CO₂-afvang uit de lucht

Directe CO₂-afvang uit de lucht is een relatief nieuwe en innovatieve technologie, die nog niet commercieel beschikbaar is op grote schaal. CO₂ afvangen uit de lucht bestaat uit twee stappen, een afvang- en een regeneratiestap. Hoe deze stappen er precies uitzien hangt af of er vloeibaar CO₂-oplosmiddel of een vaste CO₂-absorbeerder wordt gebruikt. Deze worden in het tekstkader 'CO₂-oplosmiddel versus vaste CO₂-absorbeerder' toegelicht. Niet alle typen solvents en absorbeers zijn (al) geschikt voor synfuelproductie. Dit komt doordat synfuelproductie een hoge CO₂-puurheid nodig heeft, van boven de 99% (Fasihi et al., 2019). Dit wordt met huidige solvents en absorbeers niet altijd gehaald.

Ruimtelijke aspecten

De CO₂-concentratie in de lucht is rond 400 ppm. Dit betekent dat er veel lucht moet worden afgevangen om aan een substantiële hoeveelheid CO₂ te komen. Om bijvoorbeeld 0,29 tCO₂ per uur te krijgen moet er met een afvang-efficiëntie van 50% 943 t lucht per uur worden behandeld (Kiani et al., 2020). Om dit in perspectief te plaatsen: alle vrachtauto's op Nederlands grondgebied stootten 10 Mt CO₂ uit in 2018. Als al deze vrachtauto's op synthetische diesel zouden rijden zou er jaarlijks 10 Mt CO₂ nodig zijn (zonder verlies) en zou er 33 duizend Mt lucht behandeld moeten worden, oftewel 26 duizend km³ lucht.¹³⁴ Dit volume komt neer op heel Nederland tot een hoogte van 690 m.¹³⁵

Een van de beperkingen voor CO₂-afvang uit de lucht is dat de CO₂-concentratie niet te laag mag worden. Een lage CO₂-concentratie vermindert immers de efficiëntie van het afvangproces. Zo stellen Socolow et al. (2011) dat voor de afvang van 1 MtCO₂/jaar 5 units nodig zijn van elk 1 km lang en 10 m hoog, die 250 meter uit elkaar geplaatst moeten worden. Alles bij elkaar neemt dit circa 1,5 km² per Mt CO₂ in. Echter, net zoals bij windturbineparken is er veel vrije ruimte die voor andere doeleinden gebruikt kan worden. Johnston et al. (2003) schatten dat er nog meer ruimte nodig is, namelijk 75.000 km² voor 3 GtCO₂/jaar, oftewel 25 km²/Mt CO₂. Wel stellen ze dat er minder oppervlakte nodig is als je de hoogte in kan gaan. Krekel et al. (2018) spreken over een veel kleiner ruimtebeslag, namelijk 0,04 km² per Mt CO₂. Een mogelijke verklaring hiervoor is dat de capaciteit van deze fabriek veel kleiner is dan bij de voorgenoemde bronnen, namelijk 14 ktCO₂/jaar. Echter ook Beuttler et al. (2019), een fabrikant van CO₂-absorbers, spreekt van een relatief laag ruimtebeslag van 0,062 km²/MtCO₂, terwijl hier de capaciteit (van 1 Gt) groter is dan bij Socolow et al. (2011) en Johnston et al. (2003).

In principe kunnen CO₂-afvanginstallaties op daken of in afgelegen gebieden worden geplaatst (Kiani et al., 2020). Dit zou echter betekenen dat de CO₂ vervoerd moet worden. Wellicht is het makkelijker om de CO₂ af te vangen waar die nodig is, nabij

¹³⁴ Een kubieke meter lucht weegt circa 1,29 kg.

¹³⁵ Hiervoor nemen we aan dat Nederland een oppervlakte heeft van 37 duizend km². Dit is exclusief het oppervlak van de buitenwateren en het oppervlak van het overzeese deel van het Nederlands Koninkrijk.

de synfuelproductielocatie. Dit heeft als bijkomend voordeel dat de warmte die vrijkomt bij de synfuelproductie gebruikt kan worden in het CO₂-regeneratieproces.

CO₂-oplosmiddel versus vaste CO₂-absorbeerder

Bij beide technologieën moet een grote hoeveelheid lucht worden aangezogen en door het proces worden geleid.

Vloeibaar CO₂-oplosmiddel

In de eerste stap wordt lucht besproeid in een verticale vat met een CO₂-oplosmiddel zoals NaOH onder kamertemperatuur en atmosferische druk. De CO₂-moleculen reageren met NaOH en vormen Na₂CO₃ en water. In de tweede stap reageert Na₂CO₃ met Ca(OH)₂ tot NaOH en CaCO₂. NaOH kan opnieuw worden gebruikt als oplosmiddel. NaCO₂ wordt onder invloed van warmte omgevormd tot Na en CO₂. Dit is een erg energie-intensieve stap aangezien een temperatuur van 900°C nodig zijn om deze reactie te laten verlopen. NaO reageert vervolgens met water tot Na(OH)₂ en kan dan opnieuw worden gebruikt in de regeneratiestap. Al met al kost dit proces circa 1535 kWh_e/t CO₂, waarbij ook de warmte met elektriciteit wordt gemaakt (Fasihi et al., 2019). Deze technologie is het verst ontwikkeld.

Het voordeel van de technologie is dat het een continu proces is waardoor er een constante stroom CO₂ vrij kan komen. Een nadeel is het relatief complexe en dure regeneratieproces. Verder is het proces minder geschikt voor droge gebieden omdat water verloren gaat (Keith et al., 2018).

Vaste CO₂-absorbeerder

Deze technologie bestaat uit een vat waarin de vaste stof zit. In dit vat wordt eerst de CO₂ geabsorbeerd en vervolgens vindt in hetzelfde vat regeneratie plaats. Tijdens de absorptiestap wordt lucht bij kamertemperatuur en atmosferische druk door het vat geleid. Deze lucht moet worden aangezogen van buiten. Nadat de CO₂ uit de lucht gereageerd heeft met de vaste stof start de regeneratiestap. In deze stap wordt de druk in het vat verlaagd of wordt er stoom toegevoegd. Daarna wordt het vat verwarmd tot 80-100°C waardoor de CO₂ loslaat van de absorber. Deze temperatuur kan wellicht bereikt worden door het gebruik van restwarmte van bijvoorbeeld het productieproces om synthetische brandstoffen te maken (Fasihi et al., 2019). Afhankelijk van de toepassing, kan de CO₂ die uit het proces komt verder worden gezuiverd, op druk worden gebracht of rechtstreeks worden gebruikt (Fasihi et al., 2019).

Voordelen van deze technologie zijn de relatief lage energievraag en de lage operationele kosten. De moeilijkheden zitten in het feit dat er een vat nodig is die volledig afgesloten is van de buitenlucht tijdens de regeneratiestap. Verder zijn er uitdagingen om een vaste stof te vinden die goed CO₂ absorbeert, lage kosten heeft en een lange economische levensduur heeft in onzuivere luchtcondities (Keith et al., 2018).

Kosten en efficiëntie

In Tabel E.19 staat een overzicht van de kosten en het energieverbruik van CO₂-afvang uit de lucht. Een aantal processen gebruiken alleen elektriciteit en andere gebruiken daarnaast ook nog (rest)warmte. Voor de berekening van de ketenefficiëntie gebruiken we een elektriciteitsgebruik van 1,535 MWh/tCO₂ en geen warmte-input op basis van "de HT solvent-2020" van Fiaschi et al. (2019), zie Tabel E.19.

Tabel E.19: Overzicht van de kosten en efficiëntie van CO₂-afvang uit de lucht

CO ₂ concentratie inlet (ppm)	Energieverbruik – warmte (GJ/tCO ₂)	Energieverbruik – elektriciteit (MWh/tCO ₂)	Investeringskosten (per ktCO ₂ /jaar)	Variabele kosten (per ktCO ₂)	Capaciteit (ktCO ₂ /jaar)	Kosten (€/t CO ₂) ^a	Bijzonderheden	Bron
400	10,7	1,45	8,4 M\$ ₂₀₁₆	0,40 M\$ ₂₀₁₆	2,3	1039	MEA-based	Kiani et al., 2020
400	10,7	1,03	2,6 M\$ ₂₀₁₆	0,12 M\$ ₂₀₁₆	2,3	439	Verbeterde solvent	Kiani et al., 2020
400	0	1,535	0,82 M€ ₂₀₁₉	3,7% of CAPEX	1.000	197	HT solvent – 2020	Fiashi et al., 2019
400	0	1,316	0,22 M€ ₂₀₁₉	3,7% of CAPEX	1.000	121	HT solvent – 2050	Fiashi et al., 2019
400	6,3	0,250	0,73 M€ ₂₀₁₉	4% of CAPEX	360	157	LT solid – 2020	Fiashi et al., 2019
400	4,0	0,182	0,20 M€ ₂₀₁₉	4% of CAPEX	360	74	LT solid – 2050	Fiashi et al., 2019
n.a.	8,1	0,494	2,2-2,9 M\$	0,09 -0,12 M\$	1.000	321-387	HT solvent	Socolow et al., 2011
n.a.	n.a.	n.a.	0,064-0,12 M\$	0,03-0,11 M\$	n.a.	30-105		Kiani et al., 2020
600 ^b	5,25	0,077	0,61 M \$	0,023 M\$	1.000	113	Output pressure CO ₂ 0,1 MPa. Assumed cost-free O ₂ – no ASU	Keith et al., 2018
500 ^b		1,01 ^c	3,04 M\$ full head integration	Materiaal: 0,21 M\$	14,15	433	Costs of the sorbent PEI/support are not included	Krekel et al., 2018
						222-268		Brynnolf et al., 2018
						20-950	Gebaseerd op onzekerheid in literatuur	Dieterich et al., 2020

- a. Deze kosten berekenen we door uit te gaan van een discontovoet van 2,25%, een levensduur van 20 jaar, een elektriciteitsprijs van 75 €/MWh, een warmteprijs van 10 €/GJ en een wisselkoers van 1,12 \$/€.
- b. Deze CO₂-concentraties zijn hoger dan de huidige CO₂-concentratie in de atmosfeer.
- c. Volgens Krekel et al. (2018) is dit elektriciteitsgebruik een stuk hoger dan van andere bronnen, omdat het energiegebruik van de compressor is meegenomen. Deze compressor is nodig om het drukverlies in het systeem te compenseren.

De investeringskosten variëren sterk, van 0,06 M\$/ktCO₂ tot 8,4 M\$/ktCO₂. De laagste kostenschatting is echter van de fabrikant, die wellicht optimistisch is over het kostenreductiepotentieel. De hoogste kostenschatting is voor een relatief kleine fabriek (2,3 ktCO₂/jaar) en gebaseerd op de huidige CO₂-extractietechnologie die minder geschikt is voor zeer lage CO₂-concentraties.

Voor elke bron kunnen we CO₂-kosten berekenen (daarbij vaste aannames maken over de levensduur, discontovoet, elektriciteitsprijs en warmteprijs). De CO₂-kosten lopen uiteen van 30-1039 €/t. Deze grote range reflecteert de grote onzekerheid van de CO₂-kosten met directe CO₂-afvang. Deze range is iets groter dan de range die Brynolf et al., (2018) documenteren in hun studie, namelijk tussen de 20-950 €/t gebaseerd op een literatuurstudie. Deze laatste range gebruiken we in deze studie. Als beste kostenschatting van CO₂ op basis van CO₂-afvang uit de lucht gebruiken we 250 €/t CO₂ gebaseerd op het gemiddelde (afgerond op tientallen €/t) van Brynolf et al. (2018).

Theoretisch maximum

Als we uitgaan van normale condities (20°C, atmosferische druk) en 400 ppm CO₂ in de lucht, kost het minimaal 19 kJ/mol CO₂ ofwel 434 MJ/tCO₂ om de CO₂ af te vangen (Krekel et al., 2018). Dit is in overeenstemming met de 20-22 kJ/molCO₂ (455-498 MJ/tCO₂) die andere bronnen noemen (Scolow et al., 2011 en House et al., 2011). Dit energiegebruik gaat wel uit van complete CO₂-afvang en wordt dus wat lager als niet alle CO₂ hoeft te worden afgevangen.

CO₂-afvang bij grootschalige industriële puntbronnen

De meeste industriële bronnen, zoals elektriciteitscentrales, de chemische industrie of de staalindustrie, stoten nu nog CO₂ uit. De concentratie CO₂ in uitlaatgassen is significant hoger dan de CO₂-concentratie in de lucht, waardoor er kleinere gasvolumes nodig zijn. De CO₂-concentratie in de uitlaatgassen is 3-4% bij een aardgascentrale en 20-27% bij staalproductie (Wang en Song, 2020). Dit maakt CO₂-afvang bij deze puntbronnen energie- en kostenefficiënter dan afvang uit de lucht (met een CO₂-concentratie van 0,04%).

Om te zorgen dat de synfuel CO₂-neutraal is, moet de CO₂ wel een restproduct zijn dat anders in de atmosfeer zou belanden. In een volledige CO₂-neutrale samenleving zou de CO₂ van fabrieken afkomstig kunnen zijn die werken op biomassa.

Huidige technologie

Er zijn verschillende manieren om een relatief pure CO₂-stroom van de industrie te krijgen, namelijk post-combustion, pre-combustion of oxyfuel. Zowel bij pre- als post-combustionprocessen zijn er verschillende manieren om een relatief pure CO₂-stroom te krijgen. In het kader 'Technologieën voor CO₂-afvang bij puntbronnen' staan wat bijzonderheden van elk van de afvangmethoden.

Capaciteit en ruimtelijke overwegingen

Er zijn verschillende CO₂-afvanginstallaties wereldwijd, vooral ten behoeve van enhanced oil recovery (EOR). Er zijn bijvoorbeeld 3 grote CO₂-afvanginstallaties in Canada die circa 1 Mt/jaar afvangen van een elektriciteitscentrale op steenkool. Daarnaast is er een aantal afvanginstallaties in de Verenigde Staten, waarvan de grootste circa 1,4 Mt/jaar afvangt (Koytsoumpa, 2018).

Op basis van de gegevens in Tabel E.20, kunnen we berekenen dat een post-combustion CO₂ afvanginstallatie van 1 Mt/jaar (met een capaciteitsfactor van 80%) circa 13 duizend vierkante meter in beslag neemt. Alleen een CO₂-compressor voor 1 Mt/jaar (met een capaciteitsfactor van 80%) neemt circa 2000 m² in beslag neemt (gebaseerd op de data uit Tabel E.20).

Technologieën voor CO₂-afvang bij puntbronnen

Absorptietechnologieën

Absorptietechnologieën maken gebruik van vloeibare oplosmiddelen. De uitlaatgassen komen de absorber binnenaan de onderkant en stijgen op, tegelijkertijd wordt er vanaf de bovenkant het oplosmiddel gesprayd. Als de twee stromen met elkaar in contact komen, absorbeert het oplosmiddel een groot gedeelte van de CO₂ uit de uitlaatgassen. Hoeveel precies wordt geabsorbeerd hangt af van het ontwerp, maar vaak wordt gestreefd naar een afvangpercentage van 90% (Wang et al., 2017). Het oplosmiddel wordt vervolgens naar een stripper geleid, waar het onder invloed van stoom de CO₂ loslaat. De CO₂ heeft vervolgens een hoge puurheid (99%).

MEA is een oplosmiddel dat voor post-combustion processen momenteel het meest toegepast. R&D focust vooral op een lager energieverbruik door procesoptimalisatie of door andere solvents te ontwikkelen. MEA heeft momenteel een TRL van 9 (Kearns et al., 2021).

Adsorptietechnologieën

Een andere afvangtechnologie is gebaseerd op een vaste stof, die de CO₂ absorbeert. Deze techniek is vooral geschikt voor stromen waarin de CO₂-concentratie relatief laag is. Typische adsorbens zijn koolstof, aluminium, silica en zeolites, maar er worden ook nieuwe polymeren ontwikkeld die als adsorbens kunnen dienen. Net zoals bij CO₂-afvang uit de lucht is dit een cyclisch proces. In de eerste stap adsorberen de vaste stoffen vanuit de uitlaatgassen die door een vat worden geleid. In de tweede stap vindt regeneratie plaats onder invloed van drukverschil of temperatuurverschil (Dieterich et al., 2020). De processen onder invloed van drukverschil hebben een iets hogere TRL dan processen die regenereren onder invloed van temperatuur, namelijk 9 in plaats van 6 (Kearns et al., 2021).

Membranen

Het idee van membranen is dat ze CO₂ doorlaten en andere stoffen niet. De drijvende kracht achter membranen is de partiële druk. Aangezien deze laag is in uitlaatgassen wordt de druk aan de ene kant van het membraan opgehoogd met een compressor en aan de andere kant verlaagd met een vacuümpomp. Membranen hebben een grote potentie om CO₂ op een goedkope en efficiënte manier af te scheiden. Echter momenteel zijn er nog praktische problemen met de (kapitaal)kosten en het membraanoppervlak dat nodig is voor een redelijk CO₂-volume. Verder is de selectiviteit van de membranen momenteel laag, waardoor er meerdere membranen achter elkaar nodig zijn. Met meerdere fases is een afvangratio van 90% en een zuiverheid van 95% te behalen. Een aantal membraantechnologieën heeft momenteel een TRL van 6 (Kearns et al., 2021).

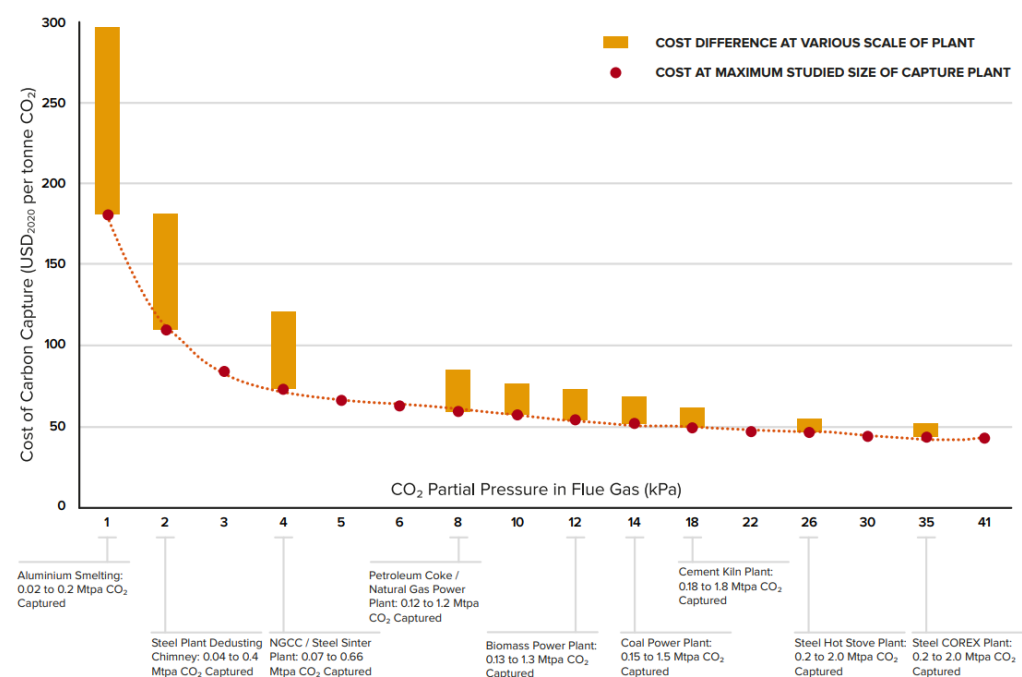
Tabel E.20 Ruimtebeslag voor verschillende CO₂-afvanginstallaties (gebaseerd op Berghout et al., 2015)

	Ruimtebeslag ¹ (x1.000 m ²)	Voor de afvang van (referentie eenheid):		Opmerkingen
Post-combustion	16	56	kg CO ₂ /s	Inclusief koeling, schoonmaken van rookgassen (SCR/FGD), warmtewisselaar, CO ₂ drogen en comprimeren.
Pre-combustion	5	10	kg H ₂ /s	
Oxyfuel				
-Zuurstof-productie	4	25	kg O ₂ /s	De brandstof bepaalt hoeveel zuurstof er nodig is.
-CO ₂ drogen en comprimeren	3	65	kg CO ₂ /s	

1. Dit ruimtebeslag kan geschaald worden met behulp van de volgende formule:
referentie ruimtebeslag x (gewenste eenheid/eenheid referentie)^{0,67}

Kosten en efficiëntie van de huidige technologie

De kosten van CO₂ afvang hangen erg af van de CO₂ concentratie, waarbij een hogere concentratie leidt tot lagere kosten, zie figuur E.1. Als een afvalstroom een druk heeft van 2 bar oftewel 200 kPa en een CO₂ concentratie heeft van 10%_{vol} dan is de partiële druk (0,10 x 200 =) 20 kPa. Daarnaast is ook het volume van de CO₂-stroom van belang: hoe groter die is, hoe lager de kosten zijn. In Tabel E.21 staat een overzicht van de kosten per ton CO₂ die wordt afgevangen.



Figuur E.13: De kosten van CO₂-afvang voor verschillende CO₂-concentraties en -volumes (Kearns et al., 2021)

Tabel E.21 Overzicht van de CO₂-afvangkosten uit verschillende bronnen

	CO ₂ -kosten in €/tCO ₂		Bron
Steenkoolvergasser	28-40		Dieterich et al., 2020
Elektriciteitscentrale op steenkool	31-49		Dieterich et al., 2020
Gasgestookte elektriciteitscentrale	47-90		Dieterich et al., 2020
Raffinaderij	18-71		Dieterich et al., 2020
Staalproductie	70-73		Dieterich et al., 2020
Cementproductie	58-87		Dieterich et al., 2020
Biogasinstallatie	0-90		Dieterich et al., 2020
CO ₂ -afvang vanuit de lucht in 2020	222-268		Dieterich et al., 2020
	Korte/middellange termijn CO ₂ -kosten in € ₂₀₁₅ /tCO ₂	Langetermijn CO ₂ -kosten in € ₂₀₁₅ /tCO ₂	
Aardgas elektriciteitscentrale	20-60	10-60	Brynolf et al., 2018
Steenkool elektriciteitscentrale	30-170	10-100	Brynolf et al., 2018
Raffinaderij / petrochemische industrie	60-140	30-90	Brynolf et al., 2018
Cement productie	70-150	30-50	Brynolf et al., 2018
IJzer- en staalproductie	50-70	30-60	Brynolf et al., 2018
Ammoniakproductie	<20	<20	Brynolf et al., 2018
Bio-ethanolproductie, biogas upgrading	<20	<20	Brynolf et al., 2018
CO ₂ -afvang vanuit de lucht	n.a.	20-950	Brynolf et al., 2018

Verbeterpotentieel

CO₂-afvang op basis van amine solvents (i.e. post-combustion) is momenteel de meest kostenefficiënte en meest ontwikkelde technologie. Deze technologie is ook al gedemonstreerd op commerciële schaal (Koytsoumpa, 2018). Momenteel kost het circa 2,6 GJ/ton CO₂ aan energie om CO₂ af te vangen (Liang et al., 2015). Dit kan verder naar beneden worden gebracht door optimalisatie van de warmte-integratie. Daarnaast zouden de kosten kunnen verminderen door de procescomponenten verder te optimaliseren (Koytsoumpa, 2018).

Theoretisch minimum

Als we uitgaan van normale condities (20°C, atmosferische druk) en 10-15% CO₂ in de uitlaatgassen, kost het minimaal 4,65-5,64 kJ/molCO₂ ofwel 106-128 MJ/tCO₂ om de CO₂ af te vangen (Krekel et al., 2018). Kortom, er is nog redelijk wat ruimte voor verbetering in het energiegebruik van CO₂-afvang.

Volgens Liang et al. (2015) is het huidige energiegebruik voor MEA gebaseerde CO₂-afvang bij een kolencentrale circa 2,6 GJ/tCO₂ en kan dit door nieuwe solvents en andere mixen binnenkort teruggebracht worden naar 2,0 GJ/tCO₂.

Productie FT-synfuels uit CO₂ en H₂

Huidige technologie

In paragraaf 5.3.1 van het hoofdstuk Biofuels staat de beschrijving van de productie van FT-synfuels op basis van biomassa. Het proces voor productie van FT-synfuels op basis van een pure stroom CO₂ en H₂ is niet veel anders. Het grootste verschil zit hem in het feit dat er geen vergasser en processen nodig zijn om het gas schoon te maken. De aangeleverde waterstof en CO₂ zijn hoogstwaarschijnlijk al van voldoende kwaliteit om meteen te kunnen gebruiken in de water-gas-shiftreactor. Het brandstofsynthese proces heeft wel een CO₂-druk nodig van circa 3 MPa (Keith et al., 2018), waardoor vaak een compressor nodig is voordat de synthese kan plaatsvinden. Aangezien er geen koolmonoxide (CO) aanwezig is bij het gebruik van waterstof en CO₂ als grondstof, betekent dit wel dat er relatief veel H₂ nodig is om een goede ratio tussen H₂ en CO te krijgen. Er is circa 12 (10-13) kg H₂/GJ_{fuel} en 78 kg CO₂/GJ_{fuel} nodig (Brynolf et al. 2018). Na de WGS-reactor ziet het productieproces van FT-synfuels uit biomassa of uit waterstof en CO₂ er identiek uit.

Kosten en efficiëntie van de huidige technologie

De kosten en efficiëntie van deze stap zijn wat anders dan die bij de FT-biofuels (hoofdstuk 5), aangezien er geen vergasser nodig is. In Tabel E.22 staat een overzicht van de kosten en efficiëntie die we in de literatuur gevonden hebben. Het valt op dat er schaalvoordelen te realiseren zijn door de fabriek groot te maken; de laagste kostenschattingen zijn namelijk voor de grootste fabrieken.

In deze studie nemen we de levensduur (25 jaar), OPEX (4%), gemiddelde efficiëntie (73%) aan van Brynolf et al. (2018). Voor de laagste CAPEX-inschatting nemen we 0,3 €/MW aan, voor de middelste kostenschatting 1,3 €/MW en voor de hoogste 3,0 M€/MW.

Tabel E.22: Kosten en efficiëntie van FT-synthese uit H₂ en CO₂

Efficiëntie	Kapitaal kosten (Miljoen/MW)	Schaal (MW LHV output)	Levensduur (jaren)	O&M (als % van CAPEX)	Opmerkingen	Bron
73% (63%-83%)	1,3 M€ ₂₀₁₈	5	30	2%	Gebruik van H ₂ en CO ₂ .	Christensen en Petresko (2017), kosten gebaseerd op Brynolf et al. (2018)
n.a.	3,0 M€ ₂₀₁₅	2	5 (afschrijvings-termijn)	3%	Main equipment cost for direct CO ₂ FT synthesis.	Smejkal et al. (2014)
69%	0,79 M€ ₂₀₁₅	28	10	4%	Main equipment cost plus additional indirect cost of 30% (excluding engineering construction costs and contingency)	Tremel et al. (2015)
51% (inclusief H ₂ productie)	0,66 M€ ₂₀₁₅	27,8	20	7%	Main and auxiliary equipment and installation	Becker et al. (2012)
68,2% (44,6% inclusief H ₂ productie)	0,31 M€ ₂₀₁₅	690	30	7%	FT reactor, hydrocracker and RWGS reformer. 31,2% benzine; 43,9% kerosine en 24,9% diesel	König al. (2015)
73% (63%-83%) LHV	1,3 (0,8-2,1) M€ ₂₀₁₅	5	25	4%		Brynolf et al. (2018)
	0,7 (0,4-1) M€ ₂₀₁₅	50				
	0,4 (0,3-0,7) M€ ₂₀₁₅	200				
73% (LHV)	0,89 M\$ ₂₀₁₇	n.a.	30	4%	Vandaag	IEA (2019b)
73% (LHV)	0,76 M\$ ₂₀₁₇	n.a.	30	4%	2030	IEA (2019b)
73% (LHV)	0,57 M\$ ₂₀₁₇	n.a.	30	4%	Lange termijn	IEA, (2019b)

FT-synfuel opslag, transport, distributie en tankinfrastructuur

FT-synfuels hebben een grote overeenkomst met normale benzine, diesel en kerosine. Hierdoor kan de bestaande transport, opslag, distributie en tankinfrastructuur gebruikt worden.

Huidige technologie

Ruwe olie komt veelal met schepen de haven binnen. Via een van de olieraffinaderijen in het havengebied wordt de ruwe olie omgezet in benzine, diesel en kerosine. Daarnaast komen ook schepen binnen die rechtstreeks brandstoffen vervoeren. In het havengebied zijn grote tankopslagen waar de ruwe olie en de olieproducten tijdelijk opgeslagen kunnen worden. Via pijpleidingen, binnenvaartschepen en spoor worden de producten verder verspreid in Nederland of doorgevoerd naar het buitenland.

In Nederland zijn verschillende opslag- en overslaginstallaties voor vloeibare brandstoffen. Hier wordt benzine en diesel tijdelijk opgeslagen en overgepompt in tankwagens die tankstations langs de weg bevoorraden. Voor binnenvaartschepen, vliegtuigen en zeeschepen kunnen vaak pijpleidingen of schepen gebruikt worden aangezien het gaat om grotere hoeveelheden brandstof in vergelijking met tankstations voor auto's en vrachtwagens. Zeeschepen worden meestal volgetankt op zee (met de schip-naar-schipmethode), langs de kade, als ze voor anker liggen of als ze laden of ontladen. Deze laatste twee opties zijn aantrekkelijk aangezien dit tijd (en dus geld) bespaart. Het bunkerschip pompt de brandstof via een slang over naar het andere schip. De capaciteit van een bunkerschip varieert van 1.000 tot 10.000 m³ (Lieshout et al., 2020). Bij binnenvaartschepen vindt tanken vaak plaats via een drijvend ponton dat aan de kant is vastgemaakt.

Kosten en efficiëntie

De kosten van opslag, transport, distributie en tanken van drop-in fuels zijn erg klein ten opzichte van de productiekosten. Mede door concurrentiegevoeligheid zijn er niet heel veel kostenschattingen in de literatuur te vinden. In Tabel E.23 staan de kosten voor de distributie, opslag en tanken van FT-synfuels als ze gebruikt worden voor wegvervoer, binnenvaart- en zeeschepen. Als de FT-synfuels nodig zijn voor vrachtwagen of auto's, dan worden ze waarschijnlijk aangeleverd op tankstations met tankwagens. De kosten zijn afhankelijk van de afstand waarover ze vervoerd worden.

Voor de binnenvaart en zeevaart worden de FT-synfuels waarschijnlijk aangeleverd met schepen. In principe gelden hier ook schaalvoordelen: minder tankbeurten of minder volume van een schip leiden tot hogere kosten per energie-eenheid.

Als kostenschatting nemen we voor de distributie voor het wegvervoer een kostenrange aan van 0,6 (0,5-0,9) €/GJ en voor de tankinfrastructuur van 0,9 €/GJ. Voor alle andere modaliteiten nemen we voor de tankinfrastructuur (inclusief opslag) kosten aan van 0,3 (0,15-0,5) €/GJ.

Op basis van de well-to-wheel studie van het JRC (Prussi et al., 2020), nemen we aan dat transport over lange afstanden van 5.500 km per schip circa 0,03 GJ/GJ_{fuel} kost. Distributie kost circa 0,01 GJ/GJ_{fuel} en is gebaseerd op een mix van spoorvervoer (20%), pijpleiding (60%) en schip (20%). Het opslaan van FT-brandstoffen verbruikt circa 0,0025 GJ/GJ doordat energie nodig is om de vloeistof over te pompen (Prussi et al., 2020). Daarnaast gebruikt ook tanken circa 0,01

GJ/GJ_{fuel}. Dit is elektriciteit voor onder andere het pompen van de brandstof en de verlichting (Prussi et al., 2020).

Tabel E.23 Kosten voor distributie en tanken van FT-synfuels

	Afstand	Kosten (€/GJ)	Opmerking	Bron
Tankwagen	500 km	1,1	Distributie	SmartPort (2020)
	200 km	0,6	Distributie	
	100 km	0,5	Distributie	
	n.a.	0,9	Tankinfrastructuur voor wegvervoer	
Binnenvaartschip	n.a.	0,5 ^a	Bunkerbinnenvaartschepen van 25 ton (1.138 GJ per lading) en 4 aanmeringen per dag.	SmartPort (2020)
Zeeschip	n.a.	0,15 ^a	Bunker zeeschepen van 500 ton (22.750 GJ per lading) en 3 aanmeringen per dag.	SmartPort (2020)
Diesel-infrastructuur (voor schepen)	n.a.	0,3 ^b	Inclusief opslag, handling en bunkering	Taljegard et al. (2014)

^a De kosten zijn gebaseerd op de kosten van cargoschepen en aannames over het aantal tankbeurten per dag. Deze kosten moeten nog gevalideerd worden door de sector.

^b Investeringskosten zijn 0,1 M€/MW_{fuel} en de O&M-kosten zijn 2% van de investeringskosten. De levensduur is 30 jaar. Met een discontovoet van 4% en een capaciteitsfactor van 100% komt dit neer op 0,3 €/GJ.

Methanolproductie

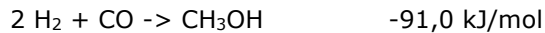
Jaarlijks wordt wereldwijd circa 85 Mt methanol geproduceerd (McKinlay et al., 2021). Deze methanol wordt gebruikt in de productie van bijvoorbeeld verf, tapijt, bouwmaterialen en in de farmaceutische industrie. Inmiddels zijn brandstoffen en aan energie gerelateerde toepassingen verantwoordelijk voor bijna de helft van de vraag naar methanol (Port of Rotterdam, 2021).

Momenteel wordt methanol meestal geproduceerd uit vergassing van steenkool of reforming van aardgas. Daarnaast is er methanol die wordt geproduceerd uit vergassing van biomassa of afval. Zo is er in Rotterdam een installatie die jaarlijks 350 duizend ton afval (onder andere plastic) omzet in 270 miljoen liter bio-methanol (Hobson en Márquez, 2018). Productie van methanol uit CO₂ en H₂ heeft een TRL van 6-7 (Pérez-Fortes et al., 2016). Sinds 2008 bestaat er een pilot-plant met een jaarlijkse productie van 100 t methanol in Osaka, Japan. Daarnaast is er sinds 2012 in IJsland een demonstratiefabriek van circa 4000 ton methanol per jaar. Deze gebruikt 5,5 kt CO₂ die afgevangen wordt bij een geothermische elektriciteitscentrale, en waterstof uit een elektrolyser van 6 MW_e (IEA, 2019b; Svanberg et al., 2018).

Huidige technologie

Het huidige proces om methanol te produceren is vergassing van steenkool (65%) of reforming van aardgas (35%) (IEA, 2019b). Daarnaast kan olie, biomassa of

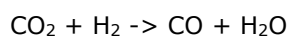
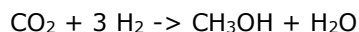
afval gebruikt worden. Door de vergassing (of aardgasreforming) wordt syngas gevormd dat bestaat uit voornamelijk CO en H₂ (Liu et al 2019). Met behulp van een watergasshiftreactie (H₂ + CO₂ -> H₂O en CO) kan het mengsel zo worden gefinetuned dat de verhouding H₂ en CO goed is. Nadat het syngas gezuiverd is wordt het omgezet in methanol via de volgende reactie:



Deze reactie is sterk exotherm waardoor een boiling water reactor (BWR) nodig is om de gevormde warmte af te voeren (Marlin et al., 2018). BWR's zijn duur, maar noodzakelijk om te zorgen dat de katalysator en de reactor niet beschadigd worden. Door de grote afhankelijkheid van fossiele brandstoffen wordt er circa 2,3 (0,8-3,1) tCO₂ per t methanol uitgestoten, met een range van 0,8-3,1 tCO₂/t methanol in verschillende regio's (IEA, 2019b). Hierbij leidt het gebruik van steenkool als grondstof tot de hoogste CO₂-intensiteit.

Als methanol wordt geproduceerd met een pure stroom van CO₂ en H₂ is het productieproces simpeler dan bij gebruik van syngas afkomstig van biomassa, aardgas of steenkool. Ten eerste kan de verhouding H₂ en CO₂ precies worden gecontroleerd en hoeft er geen (reversed) watergasshiftreactie plaats te vinden. Ten tweede kunnen CO₂ en H₂ direct reageren tot methanol, wat minder warmte creëert dan de reactie tussen CO en H₂. Hierdoor kan een tube-cooled reactor gebruikt worden, die minder duur en minder complex is dan een BWR. Daarnaast leidt het gebruik van H₂ en CO₂ tot een betere conversie-efficiëntie.

Het productieproces is als volgt. Eerst worden H₂ en CO₂ gecompriemd tot 50-100 bar en verwarmd tot 200-300°C (Rivarolo et al., 2016). In principe leiden lagere temperaturen tot meer methanol, maar dan is de reactiesnelheid te traag (Nieminen et al., 2019). Vervolgens worden de stromen naar een reactorvat gebracht met een CuO/ZnO/Al₂O₃-katalysator. Deze katalysator is commercieel beschikbaar en wordt normaal gesproken gebruikt voor CO/CO₂-stromen en is minder efficiënt als er alleen CO₂ ter beschikking staat (Pérez-Fortes et al., 2016). In het reactorvat vinden de volgende twee reactievergelijkingen plaats.



Met de eerste reactie wordt het gewenste product methanol en water geproduceerd. In de tweede reactie reageert CO₂ en H₂ tot CO en H₂O, deze reactie is ongewenst maar kan niet worden voorkomen. In de reactor wordt circa 20% van de CO₂ omgezet in MeOH en minder dan 1% van de CO₂ wordt omgezet in CO (Pérez-Fortes et al., 2016). Daarnaast wordt er nog een aantal bijproducten gevormd zoals ethanol, esters, ethers (bijvoorbeeld DME) en ketonen (zoals aceton). Om deze stoffen te scheiden van de methanol wordt destillatie toegepast. Dit kost echter veel energie en is duur (mede doordat de kookpunten van sommige bijproducten rond of boven die van methanol liggen). De mate waarin bijproducten gevormd wordt hangt erg af van de concentratie van CO. Een bijkomend voordeel van het gebruik van pure CO₂ en H₂ is dat er minder bijproducten gevormd worden dan bij gebruik van aardgas, biomassa of steenkool, waardoor het scheidingsproces makkelijker kan worden (Marlin et al., 2018).

Na de reactie wordt de productstromen gekoeld naar circa 35°C en van druk gehaald. Het grootste deel van de gereageerde H₂, CO₂ en CO wordt gerecycled, en een klein deel wordt gebruikt om stoom op te wekken om de opbouw van inert gassen te voorkomen. De vloeibare stroom wordt naar een distillatiekolom gebracht. Hierin wordt de methanol gescheiden van het gevormde water (Pérez-Fortes et al., 2016) en andere vloeibare bijproducten, zoals ethanol, ethers en esters.

Kosten en efficiëntie van de huidige technologie

Een literatuuroverzicht van de gevonden kosten en efficiëntie van methanolsynthese staat in Tabel E.24. De efficiënties variëren van 68% tot en met 90%, waarbij de hoogste efficiëntie is voor synthesesfabrieken die in 2030 of zelfs nog verder in de toekomst worden gebouwd. Over het algemeen dekt de elektriciteitsopwekking van het verbranden van reststromen (voornamelijk bestaande uit CO en H₂) de elektriciteitsvraag van het proces die bestaat uit het aandrijven van de compressoren en verschillende pompen. Een studie spreekt van een bescheiden elektriciteitsvraag en een andere bron van een bescheiden elektriciteitsproductie. In deze studie nemen we aan het methanolsyntheseproces geen elektriciteitsimport of -export nodig heeft.

Volgens Brynolf et al. (2018) heeft het methanolsyntheseproces vandaag de dag een efficiëntie van circa 80% (70%-84%) en verbetert dit in 2030 naar 84% (80%-89%). De gemiddelde data voor 2030 gebruiken we in deze studie. Het gehele energieverlies komt voor rekening van de waterstofinput.

Ook de kosten variëren tussen de verschillende bronnen van 0,02 M€/MW tot 1,2 M€/MW. De twee bronnen die kosten onder de 0,05 M€/MW lijken hierbij uitschieters, aangezien de rest (ver) boven de 0,2 M€/MW zitten. Het is het niet duidelijk waardoor deze lage kapitaalkosten komen. Wel is duidelijk dat in de kapitaalkosten, het merendeel van de kosten voor rekening komt van warmtewisselaars en compressoren (Pérez-Fortes et al., 2016). Voor de berekening nemen we de kapitaalkosten van Brynolf et al., (2018) aan; dat is 0,5 M€/MW voor de base case, 1,0 M€/MW als hoge en 0,3 M€/MW als lage kosteninschatting. In deze range vallen alle andere kapitaalkosten met uitzondering van de twee uitschieters van Szima en Cormos (2018) en Pérez-Fortes et al., (2016).

Over het algemeen hebben grotere methanol synthese fabrieken met een output van circa 200 MW lagere kapitaalkosten dan kleine methanol synthese fabrieken. Deze methanol plant produceert met 8000 draaiuren jaarlijks circa 290 kt methanol oftewel 5,8 PJ methanol. En heeft daarbij jaarlijks circa 55-67 kt H₂ en 405-624 kt CO₂ voor nodig.

Tabel E.24: Kosten en efficiëntie van methanol synthese van waterstof en CO₂

Efficiëntie	CO ₂ input (t/t MeOH)	H ₂ input (t/t MeOH)	Electriciteit input (kWh/t methanol)	Kapitaal kosten (M€/MW)	Schaal (MW output)	Levensduur (jaren)	O&M (% of CAPEX)	Opmerkingen	Bron
79% (69%-89%)	1,9 (1,7-2,2)	0,22 (0,18-0,23)		1,0 (0,6-1,2)	5	25	4%	Hoogste efficiëntie voor 2030	Brynolf et al., 2018
				0,5 (0,3-0,6)	50				
				0,3 (0,2-0,4)	200				
78% (25,4 GJ/t)				0,79	n.a.	25	1,5%	Vandaag	IEA, 2019b
84% (23,7 GJ/t)				0,60	n.a.	25	1,5%	2030	
90% (22,2 GJ/t)				0,38	n.a.	25	1,5%	Lange termijn	
53% (inclusief elektrolyse)				0,81	205	n.a.	4%		Clausen et al., 2010
68%				0,83	13	20	n.a.		Nieminen et al., 2019
85%	1,41	0,194	-6,3 * 10 ⁻⁵	0,03	63	25	2%	SOTA	Szima en Cormos, 2018
87%	1,40	0,19		0,63	0,6	15	4%	SOTA	Rivarolo et al., 2016
83%	1,46	0,199	0,169	0,02	278	20	n.a.	SOTA	Pérez-Fortes et al., 2016

Methanol transport, opslag en tanken

Methanol wordt al 100 jaar geproduceerd, waardoor er ook veel ervaring is met het veilige opslaan en transporteren van methanol (Hobson en Márquez, 2018; Wartsila, 2021). In Europa werd er in 2018 circa 7,5 Mt methanol gebruikt terwijl er slechts 1,5 Mt methanol werd geproduceerd (Lieshout et al., 2020). Nederland dient als Europese hub bij de verspreiding van de geïmporteerd uit bijvoorbeeld Trinidad, Venezuela, Verenigde Staten en Rusland (Lieshout et al., 2020).

Methanol wordt momenteel voornamelijk gebruikt in de chemische industrie, al groeit het gebruik van methanol als brandstof in de maritieme sector door de vele pilots. De distributie van methanol kan worden beschouwd als een redelijke volwassen markt (Lieshout et al., 2020), terwijl het tanken al wel eens gedaan is maar nog geen standaardpraktijk is.

Huidige technologie

In principe is methanol doordat het vloeibaar is net zo makkelijk te transporteren en op te slaan als de huidige vloeibare transportbrandstoffen (IEA, 2019b). Methanol kan met vrachtwagens, schepen en pijpleidingen vervoerd worden. De modaliteit die gebruikt wordt, hangt mede af waar en op welke schaal de brandstof gebruikt wordt.

Er vaart nu al een aantal schepen op methanol. Methanol is een interessant alternatief voor de reguliere stookolie of diesel omdat methanol voldoet aan strenge milieueisen die gelden in gebieden waar strikte zwavelemissies eisen gelden, zogeheten SECA-gebieden.¹³⁶ Mede hierdoor zijn verschillende schepen uitgerust met dual-fuel motoren die op zowel diesel als methanol varen. Concrete voorbeelden zijn de 240 m lange ferry tussen Gothenburg en Kiel (Wartsila, 2021) en een toerboot op het Duitse Baldeneysee (Hobson en Márquez, 2018). Waterfront Shipping vaart nu al vijf jaar met methanol aangedreven schepen, die samen meer dan 100.000 uur hebben gevaren (Port of Rotterdam, 2021).

Om de bunkerschepen geschikt te maken voor het bunkeren van methanol moeten de schepen licht worden aangepast. De kosten hiervan worden geschat op 1,5 miljoen euro per bunkerschip (Svanberg et al., 2018).

Kosten en efficiëntie

In Tabel E.25 staat een overzicht van de kosten van het transport en tanken van methanol. Vrachtwagen zijn vooral interessant voor het verspreiden van relatief kleine volumes. Dit is momenteel het geval aangezien er nog maar een paar schepen varen op methanol. Echter in 2050 is de verwachting dat methanol grootschalig wordt ingezet in de maritieme sector of dat een andere brandstof de markt heeft overgenomen. In deze studie nemen we het gebruik van methanol voor het wegverkeer niet mee. Dit maakt dat distributie met vrachtwagens niet interessant is voor deze studie.

De andere drie bronnen gebruiken we in deze studie als kostenrange, waarbij we 0,4 €/GJ aannemen voor de base case, en 0,2 €/GJ en 0,6 €/GJ als respectievelijk minimum en maximum.

Op basis van de well-to-wheel studie van het JRC (Prussi et al., 2020), nemen we aan dat lange-afstandstransport met een groot schip over 5500 nautic miles (ruim 10 duizend km) circa 0,07 GJ/GJ_{fuel} gebruikt. Het opslaan van methanol verbruikt circa 0,01 GJ/GJ doordat energie nodig is om de vloeistof over te pompen (Prussi et

¹³⁶ In Europa vallen hier de Oostzee en de Noordzee onder.

al., 2020). Daarnaast gebruikt ook tanken circa 0,01 GJ/GJ_{fuel}. Dit is elektriciteit voor onder andere het pompen van de brandstof en de verlichting (Prussi et al., 2020). Ondanks dat dit laatste energieverbruik voor wegtransport is, nemen we aan dat dit vergelijkbaar is met het bunkeren van methanol.

Tabel E.25 Kosten voor distributie en tanken van methanol

	Afstand	Kosten (€/GJ)	Opmerking	Bron
Vrachtwagen	500 km	2,6	Distributie	SmartPort (2020)
	200 km	1,4	Distributie	
	100 km	1,0	Distributie	
	n.a.	2,0	Tankinfrastructuur voor wegvervoer	
Binnenvaartschip	n.a.	0,6 ^a	Bunker binnenvaartschepen van 25 ton (1.138 GJ per lading) en 4 aanmeringen per dag.	SmartPort (2020)
Zeeschip	n.a.	0,2 ^a	Bunker zeeschepen van 500 ton (22.750 GJ per lading) en 3 aanmeringen per dag.	SmartPort (2020)
Methanol infrastructuur (voor schepen)	n.a.	0,4 ^b	Inclusief opslag, handling en bunkering	Taljegard et al., 2014

- a. De kosten zijn gebaseerd op de kosten van cargoschepen en aannames over het aantal tankbeurten per dag. Deze kosten moeten nog gevalideerd worden door de sector.
- b. Investeringskosten zijn 0,2 M€/MW_{fuel} en de O&M-kosten zijn 2% van de investeringskosten. De levensduur is 30 jaar. Met een discontovoet van 2,25% en een capaciteitsfactor van 100% komt dit neer op 0,4 €/GJ.

Methanol in voertuig

Verbrandingsmotors kunnen relatief makkelijk aangepast worden voor methanolverbranding (Hobson en Márquez, 2018). Methanol kan gebruikt worden in zowel een benzinemotor als in een dieselmotor (Liu et al 2019). Voor het gebruik van methanol in een benzinemotor zijn maar weinig aanpassingen noodzakelijk (Svanberg et al., 2018). Dit ligt anders voor methanolgebruik in een diesel motor. Aangezien methanol een hogere ontvlambaarheidstemperatuur heeft dan diesel moet methanol gemengd worden met een ontstekingsverbeteraar om het te verbranden in een dieselmotor (Lieshout et al., 2020). Een andere optie is om methanol te mengen met een klein aandeel diesel (2-20%) om te zorgen dat het geschikt is voor het gebruik in een dieselmotor¹³⁷ (Lieshout et al., 2020). Het is de verwachting dat vooral op de kortere termijn de optie met diesel het meest populair gaat worden aangezien de dieseltechniek bekend is en zo de hoge efficiëntie behouden blijft (Lieshout et al., 2020).

Zonder extra veiligheidseisen neemt het veiligheidsrisico toe als methanol gebruikt wordt als brandstof in de maritieme sector in plaats van diesel of stookolie. Dit komt

¹³⁷ Een dieselmotor werkt via het principe dat de diesel spontaan ontbrandt door de combinatie van een hoge druk en temperatuur.

door het lage verdampingspunt van methanol (< 60°C), waardoor er snel brandbare en toxische methanoldampen kunnen ontstaan. (Lieshout et al., 2020). Met een aantal veiligheidseisen kan het risiconiveau op het schip vergelijkbaar worden gemaakt met schepen die op conventionele brandstoffen varen. Hierbij gaat het bijvoorbeeld over een aangepast brandstofinjectiesysteem, afdichtingsmaterialen om lekkages te voorkomen, en aangepaste veiligheidstrainingen, -systemen en -procedures (Wartsila, 2021). Uit de risicobeoordelingen van acht bestaande schepen die op methanol varen, blijkt dat deze schepen minimaal even veilig zijn als schepen die op conventionele brandstoffen varen. Dit toont aan dat veiligheid geen barrière is om over te stappen op methanol (Svanberg et al., 2018).

Ammoniakproductie

Huidige technologie

Momenteel wordt ammoniak vooral geproduceerd via het Haber-Bosch proces waarbij N₂ reageert met waterstof, zie onderstaande reactievergelijking:



De benodigde stikstof wordt vandaag de dag geproduceerd door lucht te destilleren. Tijdens de stikstofproductie komt er pure zuurstof vrij, die als bijproduct verkocht kan worden. Het kookpunt van stikstof ligt op -196°C, wat betekent dat de lucht sterk gekoeld moet worden. Hiervoor is elektriciteit nodig.

De benodigde waterstof wordt momenteel vooral geproduceerd uit fossiele brandstoffen zoals aardgas. Waterstof kan echter ook op groene wijze worden geproduceerd door middel van groene stroom en elektrolyse (Ikäheimo et al., 2018) of met biomassa (Nayak-Luke et al., 2021). Beide opties zijn momenteel echter nog duurder dan met aardgas, waardoor het overgrote merendeel van de ammoniak geproduceerd wordt met fossiele brandstoffen.

Het Haber-Bosch proces is een industrieel proces met een conversie efficiëntie van boven de 95%. Deze hoge conversie wordt niet in een keer bereikt; de waterstof en stikstof worden meerdere keren langs het reactorvat geleid.

Kosten en energieverbruik

Er is een sterke relatie tussen de grootte van de plant en productiekosten omdat er relatief grote schaalvoordelen zijn (Nayak-Luke et al., 2021). Om een idee van de schaalgrootte te krijgen; een ammoniak plant met een capaciteit van 700 ton per dag kan ongeveer voorzien in de dagelijkse energiebehoefte 4 grote (Postpanamax) schepen (Ash en Scarbrough, 2019). In Tabel E.26 staat een overzicht van de kosten van ammoniak productie die in de literatuur is gevonden. Het is lastig om de kosten één op één met elkaar te vergelijken omdat bij sommige de kosten van de waterstof- en stikstofproductie erbij zitten, en bij andere niet. Waterstofproductie is een dominante kostfactor en bepaalt de helft tot tweederde van de kapitaalkosten op basis van de huidige technologie (Nayak-Luke et al., 2021). Aangezien we in hoofdstuk 3 uitgebreid hebben gekeken naar de kosten van waterstofproductie, focussen we hier alleen op het synthese proces.

De kapitaalkosten en uiteindelijk de productiekosten hangen ook af van waar de benodigde energie vandaan komt. De benodigde elektriciteit kan van het net komen, of zelf opgewekt worden of een combinatie van beide (Nayak-Luke et al., 2021). Het voordeel van het zelf opwekken is dat de productiekosten een stuk lager zijn en minder variabel. Echter, de kapitaalkosten van de fabriek zullen hoger liggen en de fabriek zal een lagere capaciteitsfactor hebben. Een ammoniaksynthesefabriek

die 300 ton NH₃ per dag produceert heeft continu circa 8 MW elektriciteit nodig voor de verschillende compressoren, oftewel 0,64 MWh_e per ton NH₃ (Morgan, 2013).

Dit betekent dat een opslag van circa 0,7 GWh_e nodig is als het een dag niet waait en de zon niet schijnt. Als ook de waterstofproductie op dezelfde locatie gedaan worden is er zelfs 145 MW_e nodig (oftewel 11,6 MWh_e per ton NH₃) en een buffer van 13 GWh. Een andere mogelijkheid is om de ammoniakproductie stil te leggen als er geen duurzame elektriciteit beschikbaar is. Dit is niet gemakkelijk, aangezien het ammoniaksyntheseproces het beste werkt als er geen verstoringen zijn in de compositie van de instroom en in de temperatuur. Schommeling in een van beide kan de katalysator permanent beschadigen waardoor de efficiëntie terugloopt. Een andere optie is om stikstof en waterstof op voorraad te hebben, zodat het syntheseproces continu door kan draaien. Dit geeft echter uitdagingen aan zowel het stikstof- als het waterstofproductieproces. Kortom, het gevolg van variabele stroomopwekking is een aandachtspunt voor ammoniakproductie.

In deze studie gaan we ervanuit dat de elektriciteit vanuit het net komt en de ammoniakproductie een hoge capaciteitsfactor heeft van 80%. Voor de normale kostenschatting gebruiken we de data van Nayak- Luke et al. (2021) met een capaciteit van 1 t NH₃/dag. Voor de optimistische kosteninschatting gebruiken we de laagste CAPEX-inschatting van Ash en Scarbrough (2019) voor een ammoniaksyntheseplant met ASU. Voor de pessimistische kostenschatting gebruiken we de data van Ikäheimo et al. (2018).

We gebruiken de efficiëntiedata van Aziz et al. (2018) als base case en als ondergrens. Dit geeft een ammoniaksynthese-efficiëntie van 66,69%. Daarnaast is er een klein beetje elektriciteitsoutput door de niet-gereageerde waterstof te verbranden wat de efficiëntie met 0,23%-punt verhoogd, waardoor het totale rendement op 67% komt. Aziz et al. (2018) lijken in tegenstelling tot Morgan (2013) beter rekening te houden met warmte-integratie en het feit dat niet-gereageerde waterstof niet oneindig lang gerecycled kan worden in het systeem omdat onzuiverheden (zoals argon) zich dan opbouwen in het systeem. De efficiëntie van Morgan komt uit op 79% en gebruiken we als bovengrens.

Theoretisch maximum en verbeterpotentieel

Het Haber-Boschproces gebruikt meer energie (28-31 GJ/t) dan het theoretisch minimum (18-21 GJ/t). Er is dan ook nog wat ruimte voor verbetering. Dit zit hem vooral in de mate van (warmte)recycling en het aantal katalytisch stappen. Per stap reageert maar een deel van de waterstof met de stikstof (circa 15-20%), en dus moet de waterstof en stikstof meerdere keren door het proces heen om een goede conversie naar ammoniak te krijgen.

Ook verlaging van de druk en een andere katalysator zijn mogelijke opties voor verbetering (Morlanés et al., 2021). Echter veel verbetering hoeft er niet verwacht te worden aangezien het proces al een lange tijd bestaat en er al heel veel ammoniak wordt geproduceerd. Morlanés et al., (2021) schatten dat het energiegebruik van ammoniakproductie (inclusief waterstof- en stikstofproductie) kan dalen van de huidige 10 MWh/t NH₃ naar 8 MWh/t NH₃ in 2050, ofwel van 36 GJ/t NH₃ naar 29 GJ/ton NH₃. Aangezien een ton ammoniak een energie-inhoud heeft van 18,6 GJ, is er nu bijna twee keer zoveel primaire energie nodig om de ammoniak te produceren en daalt dit in de toekomst naar verwachting naar een factor 1,6.

Tabel E.26: Kosten en efficiëntie van ammoniakproductie

	Elektriciteit (MWh/t NH₃)	Capaciteit (tNH₃/dag)	Kapitaalkosten (Miljoen/t NH₃ per dag)	Levensduur (jaar)	Variabele kosten	Bron
Ammonia synthese	0,64	1	2,26 M\$	n.a.	1,5% (2-5%) of CAPEX	Nayak-Luke et al., 2021 en Morgan, 2013
		20	0,68 M\$	n.a.		
H ₂ en N ₂ productie, ammonia synthese, opslag	11,6	1	3,73 M\$	n.a.		
		20	0,68 M\$	n.a.		
Ammoniak synthese en ASU	0,64 (+ export warmte 0,7 MWh/t NH ₃)	n.a.	4,0 M€	20	2% of CAPEX	Ikäheimo et al., 2018
Ammoniak synthese + H ₂ productie - vandaag	10,5	n.a.	0,95 M\$ ₂₀₁₇	25	1,5% of CAPEX	IEA, 2019b
Ammoniak synthese + H ₂ productie - 2030	9,8	n.a.	0,86 M\$ ₂₀₁₇	25		
Ammoniak synthese + H ₂ productie - lange termijn	9,2	n.a.	0,76 M\$ ₂₀₁₇	25		
Green ammonia plant (excluding energy production) – including desalination plant en electrolyser	10,5	700	0,98-1,13 M\$	n.a.	2% of CAPEX	Ash en Scarbrough, 2019.
Ammonia synthese plant	n.a.	700	0,16-0,34 M\$	n.a.	2% of CAPEX	
Ammonia synthese plant + ASU	n.a.	700	0,23-0,39 M\$	n.a.	2% of CAPEX	

Capaciteit en ruimtelijke aspecten

Het is handig om de duurzame ammoniakfabriek te plaatsen waar water en groene stroom beschikbaar is (Nayak-Luke et al., 2021) om zo de transportafstanden van waterstof en elektriciteit te verkleinen.

De meeste ammoniakfabrieken produceren tussen de 1.000 en 1.500 ton per dag. De echt grote fabrieken produceren 3.000 ton per dag (Morgan, 2013). Een voorbeeld van z'n grote fabriek staat in het Nederlandse Sluiskil die circa 1,8 Mt ammoniak per jaar produceert (en daarna verder opwerkt tot kunstmest). Dit complex heeft een oppervlakte van 135 hectare (Pellikaan, 2019). Echter, op het terrein bevindt zich naast drie ammoniakfabrieken ook vier CO₂-fabrieken, twee salpeterzuurfabrieken, drie ureumfabrieken en twee nitraatgranulatiefabrieken. Kortom, een voetafdruk van 75 hectare per Mt ammoniak is een overschatting van de daadwerkelijke oppervlakte.

In de totale scheepsvaart in Nederland is bijna 500 PJ brandstof afgezet in 2020 (CBS, 2021). Als we uitgaan van eenzelfde soort motorrendement bij ammoniak als bij diesel of stookolie dan komt dit neer op 27 Mt ammoniak per jaar. Kortom, er zijn in Nederland circa 15 ammoniakfabrieken van het formaat Sluiskil nodig om de ammoniak te produceren die nodig is om alle schepen in Nederland op ammoniak te laten varen.

Ammoniaktransport

In de Verenigde Staten werd circa 38% van al de ammoniak met tankwagens vervoerd, 32% met pijpleidingen, 23% met schepen en de rest met de trein vervoerd in 2017 (Elishav et al., 2020). De gemiddelde afstand die de ammoniak aflegt voor elke modaliteit in de VS is respectievelijk 190, 450, 1750 en 1850 km (Elishav et al., 2020).

Huidige technologie

Bestaande aardgasleidingen kunnen wellicht worden gebruikt om ammoniak (in plaats van aardgas) te vervoeren. Ook kunnen er nieuwe ammoniakpijpleidingen aangelegd worden. Het voordeel van pijpleidingtransport is dat de operationele kosten laag zijn en de veiligheidsrisico's gering (Nayak-Luke et al., 2021). Technisch gezien is pijpleidingtransport van op druk gebrachte ammoniak relatief makkelijk (Kranenborg et al., 2020). Echter, pijpleidingen vragen grote investeringskosten en ze bieden weinig flexibiliteit qua bestemming.

Aangezien ammoniak vooral een brandstofoptie is voor binnenvaart- en zeeschepen, is het een logische optie om ook de brandstof te vervoeren met schepen. Momenteel is er al laadinfrastructuur en grote opslagtanks voor ammoniak aanwezig nabij de havens. Bij scheepstransport zijn er relatief grote schaalvoordelen: hoe groter het schip, hoe lager de kosten per ton ammoniak zijn. Dit maakt het interessant om de ammoniak te vervoeren met grote schepen, mits er voldoende vraag is naar ammoniak en de haven de schepen aankan. Net zoals bij waterstofopslag ontstaat er bij ammoniakopslag een boil-off die gemanaged moet worden (McKinlay et al., 2021).

Ammoniakvervoer met tankwagens is vooral interessant voor het overbruggen van korte afstanden en het vervoeren van kleine volumes. De veiligheidsrisico's bij ammoniakvervoer over de weg zijn groter dan voor LPG of benzine als er normale tankwagens worden gebruikt (Duijm et al., 2005). Als er een ongeluk gebeurt, zijn er consequenties zichtbaar op meer dan 600 m afstand van het ongeluk. Doordat de kans op een ongeluk klein is en het aantal tankwagens dat ammoniak vervoert

beperkt is, valt het vervoer nog wel onder het maximale toegestane individuele risiconiveau van 10^{-6} (Duijm et al., 2005). Echter, Duijm et al. raden aan om te kijken naar maatregelen die de risico's van ammoniakwegtransport verminderen of een andere modaliteit te kiezen om ammoniak te vervoeren.

Kosten

In Tabel E.27 staat een overzicht van de kosten van ammoniaktransport met verschillende modaliteiten over verschillende afstanden. De kosten zijn relatief klein en variëren van circa 0,2-0,4 €/GJ voor 200 km met een schip, pijpleiding of trein tot circa 18 €/GJ voor 1600 km met een vrachtwagen. Dit laatste is echter een dure modaliteit om een lange afstand te overbruggen. Dezelfde afstand kost met een schip maar 0,9-3,6 €/GJ (1-4 \$/GJ), met een trein 5,1-7,0 €/GJ (5,7-7,8 \$₂₀₁₉/GJ) en met een pijpleiding 1,7-3,5 €/GJ (1,9-3,9 \$₂₀₁₉/GJ).

Tabel E.27 Overzicht van de kosten van ammoniaktransport

	Afstand	Kosten	Opmerking	Bron
Pijpleiding	1600 km	3,9 \$ ₂₀₁₉ /GJ	Gebaseerd op prijsverschil tussen twee regio's	Elishav et al., 2020
	1600 km	2,8 \$ ₂₀₁₉ /GJ	Commercieel tarief	Elishav et al., 2020
Pijpleiding	1600 km	1,9-3,9 \$ ₂₀₁₉ /GJ		Ikäheimo et al., 2018 from Elishav et al., 2020
Pijpleiding	200 km ¹	0,4-0,5 \$/GJ		Nayak-Luke et al., 2021
	1600 km ¹	3,4-4,3 \$/GJ		
Spoor	200 km ¹	0,4 Aus\$ ₂₀₁₈ /GJ	Geherciteerd in zowel The Royal Society als in Cardoso et al. (2020)	ACIL Allen Consulting, 2018
	1600 km ¹	3,4 Aus\$ ₂₀₁₈ /GJ		
Spoor	1600 km	5,7-7,8 \$ ₂₀₁₉ /GJ	Gebaseerd op de Verenigde Staten	The public use waybill sample, 2017 from Elishav et al., 2020
Zeetransport	640 km	0,9 \$ ₂₀₁₉ /GJ	Gebaseerd op de Verenigde Staten, data uit 1998	Elishav et al., 2020
Zeetransport	2080 km	2,1 \$ ₂₀₁₉ /GJ	Gebaseerd op de Verenigde Staten, data uit 1998	Elishav et al., 2020
Zeetransport	-	1-4 \$ ₂₀₁₉ /GJ	Kostenschattingen, afhankelijke van volume, route en afstand.	Elishav et al., 2020
Per schip	200 km ¹	0,3 Aus\$ ₂₀₁₈ /GJ	(requoted in zowel The Royal Society	ACIL Allen Consulting, 2018
	1600 km ¹	2,6 Aus\$ ₂₀₁₈ /GJ		

			als in Cardoso et al., 2020)	
Vrachtwagen	200 km	1,7 €/GJ	Gekoeld	SmartPort, 2020
Vrachtwagen	200 km ¹	3,5 Aus\$ ₂₀₁₈ /GJ	(requoted in zowel The Royal Society als in Cardoso et al., 2020)	ACIL Allen Consulting (2018)
	1600 km ¹	28 Aus\$ ₂₀₁₈ /GJ		

1. Afstanden aangenomen, prijs is per km.
2. Aangenomen is dat 1 Australische dollar 0,63 € is, gebaseerd op wisselkoers begin 2022.
3. Aangenomen is dat 1 Amerikaanse dollar 0,89 € is, gebaseerd op wisselkoers begin 2022.

Ammoniakopslag

Aangezien er al grootschalige productie van ammoniak plaatsvindt, is er ook al een opslaginfrastructuur aanwezig. Vooral veel zeehavens kunnen ammoniak overslaan en tijdelijk opslaan. De grootste opslagunits van ammoniak staan ook in de havens. De Verenigde Staten hebben momenteel al circa 10.000 verschillende ammoniakopslagplaatsen (The Royal Society, 2020).

Huidige technologie

Ammoniak kan opgeslagen worden onder lichte druk, gekoeld of een combinatie van beide. Onder normale condities is ammoniak gasvormig waardoor het veel meer volume inneemt dan wanneer het vloeibaar of onder druk is (Nayak-Luke et al., 2021). Onder druk opslaan brengt als voordeel mee dat het geen extra energie kost om de ammoniak in een vloeibare fase te houden zodat de operationele kosten minimaal zijn. Het nadeel is echter dat er meer staal nodig is (door de dikkere wanden) dan voor gekoelde opslagtanks. Daarom vindt grootschalige opslag meestal gekoeld plaats (-33°C) onder atmosferische druk. Dit kan zowel in een enkel- als dubbelgeïsoleerde tank. Een enkelvoudige tank is goedkoper in de aanschaf maar heeft ook hogere onderhouds- en operationele kosten. Daarnaast hebben dubbelwandige tanks een bijkomend veiligheidsvoordeel, aangezien ze minder lekkagegevoelig zijn (Nayak-Luke et al., 2021). In een dubbelwandige tank verdampt circa 0,03% van de ammoniak per dag onder invloed van warmte van de omgeving. Deze ammoniak boil-off wordt afgevangen en gerecycled (Morgan, 2013).

Kosten en efficiëntie

De kosten voor ammoniakopslag zijn relatief laag doordat de dichtheid relatief hoog is en er geen grote verliezen zijn (Ikäheimo et al., 2018). In Tabel E.28 staan de kosten van ammoniakopslag. De kapitaalkosten liggen meestal rond de 1 M\$/kt oftewel 0,9 M€/kt. Echter er zijn twee uitschieters naar boven van 2 en 4 M\$/kt oftewel 1,8 en 3,6 M€/kt. De eerste is gebaseerd op een kleinschalige ammoniaktank met een capaciteit van maximaal 270 ton. De andere is wel een grootschalige opslagtank die niet bij een fabriek staat. Ook uit Nayak-Luke et al. (2021) blijkt dat opslagtanks circa 50% duurder zijn als ze niet bij de fabriek maar bijvoorbeeld bij havens worden geplaatst.

We hebben vrijwel geen bronnen kunnen vinden voor de hoeveelheid energie die het kost om de ammoniak gekoeld te houden en voor de variabele kosten. De uitzondering hierop is Nayak-Luke et al. De energieconsumptie en onderhoudskosten uit deze bron worden dan ook gebruikt in deze studie.

Tabel E.28: Kosten van ammoniakopslag.

	Druk (bar)	Temperatuur (graden C)	Opslag-capaciteit (t NH₃)	Kapitaal-kosten (Miljoen/kt)	Variabele kosten	Opmerking	Bron
Dubbelwandig opslag	1	-33	9000	0,72 M\$2010/kt	n.a.	Inclusief de kosten voor ammoniak recycling	Morgan, 2013
Grootschalige opslag – nabij fabriek	1	-33	4.550	1,06 M\$2019/kt	3% onderhoud 37,8 kWh/t NH ₃ (voor koeling)	Kosten inclusief koelsysteem en constructie.	Nayak-Luke et al., 2021
			25.000	0,81 M\$2019/kt			
			50.000	0,56 M\$2019/kt			
Grootschalige opslag – nabij haven	1	-33	4.550	1,59 M\$2019/kt			
			25.000	1,22 M\$2019/kt			
			50.000	0,84 M\$2019/kt			
Opslagtank voor vloeibare ammoniak	n.a.	n.a.	30 * 10 ⁹	0,52 M\$/kt	n.a.		Van Leighty en Holbrook (2012) in Ikäheimo et al., 2018
Cylindrische dubbelwandige opslagtanks	1	-33	n.a.	0,65-0,90 M€/kt	n.a.		Ikäheimo et al., 2018
Kleinschalige opslag	10	20	Max. 270	3 M\$/kt	n.a.	Gebaseerd op kleinschalige tanks gebruikt in de landbouw	Nayak-Luke et al., 2021
Opslagtank voor gekoelde ammoniak	n.a.	n.a.	10	2-4 M\$ ₂₀₁₉ /kt	n.a.	Standalone opslagtank	The Royal Society, 2020

Ruimtebeslag

Het ruimtebeslag van de opslag hangt nauw samen met de opslagcapaciteit. Een fabriek heeft circa een maand opslagcapaciteit nodig. Exportterminals moeten een opslagcapaciteit hebben die minimaal 25-50% groter is dan de capaciteit van een schip om te kunnen omgaan met te vroege en te late aankomsten (Nayak-Luke et al., 2021). Een ammoniakschip heeft een capaciteit van circa 15.000 m³ waarmee het circa 11 kt ammoniak kan vervoeren met een temperatuur van -34°C en een druk van 1 bar. Dit betekent een opslagcapaciteit van minimaal 14-17 kt.

Een importterminal moet een voorraad hebben van 7-20 dagen (Nayak-Luke et al., 2021). Een fabriek met een capaciteit van 300 t/d, heeft via de vuistregel van een maand opslagcapaciteit een opslag nodig van minimaal 9000 t. Met een zekerheidsmarge van 10%, betekent dit een volume van 14.500 m³. Een dubbelwandige tank van dit volume heeft een diameter van 32 m en een hoogte van 22 m (Morgan, 2013). Dit komt neer op een oppervlakte van circa 800 m². Bij de Qatar Fertiliser Company nemen twee opslagtanks van ieder 50 Mt gekoeld ammoniak samen een stuk land in van circa 160 m bij 90 m (oftewel circa 1,5 ha) (The Royal Society, 2020). Ondanks dat het opslagvolume ruim 10.000 keer zo groot is, is het ingenomen oppervlakte maar 20 keer zo groot. Dit demonstreert grote schaalvoordelen.

Verbeterpotentieel en theoretisch maximum

Aangezien er al veel ammoniak wordt geproduceerd en opgeslagen, is het niet de verwachting dat er veel verbeterpotentieel zit in ammoniakopslag. Daarbij komt dat er qua efficiëntie niet veel ruimte is voor verbetering. Onder invloed van warmte verdampt circa slechts 0,03% van de ammoniak per dag (boil-off). Deze ammoniak wordt afgevangen en gerecycled (Morgan, 2013). Door betere isolatie zou dit aandeel omlaag kunnen. Het is echter de vraag of dit kosteneffectief is.

Tankinfrastructuur ammoniak

Technologiebeschrijving

Ammoniak wordt in deze studie alleen meegenomen voor de scheepvaart. De reden hiervoor is dat ammoniak voor wegtransport momenteel onveilig wordt gevonden (Kranenburg et al., 2020). De kans dat het toxische gas ammoniak ontsnapt in bijvoorbeeld een tunnel en leidt tot dodelijke slachtoffers, wordt te groot gevonden voor wegtransport. Voor schepen is dit risico minder groot en daar kunnen genoeg veiligheidsmaatregelen genomen worden om de risico's beperkt te houden.

Aangezien ammoniak een gas is, moet de ammoniak in de tank worden opgeslagen met een lage temperatuur van -33 graden Celsius en op atmosferische druk. Voor binnenvaartschepen zou de ammoniak eventueel ook opgeslagen kunnen worden onder hogere druk (10 bar) en kamertemperatuur. Dit neemt echter wel bijna dubbel zo veel ruimte in als gekoelde ammoniak (Kranenburg et al., 2020).

Kosten

Er zijn weinig kostenschattingen voor de tankinfrastructuur voor ammoniak aanwezig in de literatuur, zie tTabel E.29. De kosten in de literatuur variëren van 0,3 tot 1 €/GJ. Deze kosten zijn relatief klein ten opzichte van de productiekosten van ammoniak die (inclusief de waterstofproductie) rond 55 €/GJ zijn.

Tabel E.29 Kosteninschatting voor ammoniakdistributie en -tankinfrastructuur.

Modaliteit	Kosten (€/GJ)	Opmerking	
Distributie en tankinfrastructuur voor zeeschepen	0,34 ^a	Inclusief distributiekosten. Bunker zeeschepen van 800 ton (14.880 GJ per lading) en 3 aanmeringen per dag.	SmartPort (2020)
Distributie en tankinfrastructuur voor binnenvaartschepen	1,01 ^a	Inclusief distributiekosten. Bunker binnenvaartschepen van 40 ton (744 GJ per lading) en 4 aanmeringen per dag.	SmartPort (2020)
Ammoniak infrastructuur (voor schepen)	0,8 ^b	Inclusief opslag, handling en bunkering	Taljegard et al., 2014

- a. De kosten zijn gebaseerd op de kosten van cargoschepen en aannames over de hoeveelheid tankbeurten per dag. Deze kosten moeten nog gevalideerd worden door de sector.
- b. Investeringskosten zijn 0,4 M€/MW_{fuel} en de O&M kosten zijn 2% van de investeringskosten. De levensduur is 30 jaar. Met een discontovoet van 2,25% en een capaciteitsfactor van 100% komt dit neer op 0,8 €/GJ.

Ruimtebeslag

Er is een kleine kans op langdurige ammoniaklekken bij tankstations door kapotte brandstofslangen. Als dit gebeurt dan zijn er serieuze veiligheidsrisico's op 150 m van het tankstation, terwijl dit 40 m is bij benzine en LPG (Duijm et al., 2005). Echter door de sterke geur zouden ammonialekken snel opgespeurd moeten worden (Cardoso et al., 2021). Desalniettemin is het essentieel om de kans op langdurige ammoniaklekken te verkleinen.

Bijlage F Verdieping biofuels

Productieroutes en landgebruik

In principe zijn meerdere routes om geavanceerde brandstoffen te maken. De meest voorkomende zijn:

- Alcoholische fermentatie;
- Anaerobe verwerking;
- Vergassing;
- Pyrolyse;
- Hydroprocessing;
- Hydrothermische liquefactie (HTL)

In onderstaande worden deze routes verder toegelicht.

Alcoholische fermentatie

Alcoholische fermentatie is een biochemische conversieroute. Hoewel de technologie nog niet uitgerijpt is (TRL 8), lijkt alcoholische fermentatie kansrijk voor de productie van ethanol uit "droge" afvalstromen, zoals hout en GFT-afval (groente, fruit en tuin afval). Binnen en buiten de EU bestaan er verschillende demo- en proeffabrieken. In Europa zijn er demonstratieprojecten in o.a. Zweden, Noorwegen, Finland, Duitsland en Frankrijk. Deze omvatten onder andere:

- Clariant (sunliquid plant) in Duitsland;
- Chempolis Ltd. (Chempolis Biorefining Plant) in Finland;
- North European Oil Trade Oy (Ethanolix GOT) in Zweden (capaciteit: 1-4 kt).

Verder zijn er nog twee fabrieken in aanbouw in Roemenië (capaciteit 50 kt) en Oostenrijk (capaciteit 50 kt). Op dit moment kan alcoholische fermentatie nog niet concurreren met bestaande ethanol-productietechnologieën. De meeste faciliteiten staan daardoor ook stil of draaien op lage capaciteit. Onder andere het hoge energieverbruik en de hoge productiekosten staan een grootschalige productie in de weg. De komende jaren zal daarom ook veel onderzoek gedaan worden om de robuustheid en de (kosten-) effectiviteit van alcoholische fermentatie te verbeteren.

Anaerobe verwerking

Anaerobe verwerking is een biochemische conversieroute en wordt met name gebruikt voor de productie van biogas en biomethaan uit "natte" afvalstromen, zoals mest en RWZI's (rioolwaterzuiveringsinstallaties). De technologie is al commercieel inzetbaar (TRL 9).

Vergassing

Vergassing is een thermochemische conversieroute. Geschikte grondstoffen laten zich door middel van vergassing omvormen tot synthetisch gas (Syngas) en vervolgens ook tot vloeibare biobrandstoffen zoals methanol en DME Fischer-Tropsch (FT)-vloeistoffen. De huidige technologie is voor toepassing van biomassa als grondstof nog niet ver ontwikkeld (TRL 6-8), niet kosteneffectief en tot op heden maar beperkt toegepast. Er zijn slechts twee operationele demonstratieprojecten die op kleine schaal Fischer Tropsch (FT)-vloeistoffen produceren (Uslu et al., 2019).

Daarnaast zijn er nog de Guessing vergasser in Oostenrijk en het Zweedse GoBiGas, maar beide installaties zijn gesloten vanwege economische redenen.

Hoewel de bestaande operationele capaciteit klein is, staan er in Europa een grote hoeveelheid nieuwe installaties gepland voor de productie van met name methanol uit afvalstromen (ongeveer 50% van de totale geplande capaciteit). Hieronder valt onder andere het Waste2Chemical (W2C) project in Nederland. Dit is een joint venture van Air Liquide, Nouryon, Enerkem, Port of Rotterdam en Shell om een methanolfabriek te bouwen met een productiecapaciteit van 220 kton (270 miljoen liter). Hiervoor wordt niet-recyclebaar afval als grondstof gebruikt.

Pyrolyse

Pyrolyse is een thermochemische conversieroute, waarbij biomassa in vloeibare tussenproducten wordt omgezet, zogeheten pyrolyse-olie of bio-olie. Bij pyrolyse worden grondstoffen, zoals zaagsel of bermgras, zonder zuurstof verhit tot ongeveer 500 graden Celsius, waardoor ruwe bio-olie ontstaat. Dit proces duurt met deze techniek een paar seconden, waar de natuur daar enkele miljoenen jaren voor nodig heeft voor de omzetting van biomassa naar aardolie. Deze olie kan enerzijds worden gebruikt voor energie- en warmteopwekking (bijvoorbeeld als toepassing in de gebouwde omgeving). Anderzijds kan pyrolyse-olie ook worden gebruikt om biobrandstof te produceren. De technologie is ver ontwikkeld (TRL 9). Momenteel zijn er drie operationele pyrolyse-installaties in de wereld, waaronder één in Finland (Green Fuel Nordic OY) en één installatie met een productiecapaciteit van 24 kton (per jaar) in Nederland.

Hydroprocessing

Hydroprocessing is een thermo-chemische conversieroute. *Hydrotreated vegetable oil* (HVO) en *Hydroprocessed Esters and Fatty Acids* (HEFA), worden geproduceerd door middel van hydroprocessing van oliën en vetten. Wanneer als grondstof dierlijke vetten en (gebruikt) frituurvet worden toegepast, dan kan de brandstof volgens de RED richtlijn "dubbel" geteld worden voor de doelstelling voor hernieuwbare energie. Een van de grootste commerciële partijen in Europa voor het maken van HVO is Neste-olie, met installaties in Finland en Nederland. Daarnaast produceert UPM Biofuels in Finland ook HVO met tall-olie.

Hydrothermische liquefactie (HTL)

HTL is een thermochemische conversieroute. HTL is een kansrijke technologie die wordt gebruikt om natte biomassa onder gematigde temperatuur en hoge druk om te zetten in vloeibare koolwaterstoffen. Deze technologie is nog in ontwikkeling op laboratorium-schaalniveau (TRL 3-4), maar heeft potentie om de productie van benzine en dieselvervangers te revolutioneren.

Tabel F.1 geeft rendementen en kosten van het FT-proces volgens diverse bronnen. Dit is exclusief de kosten van de biomassa (de grondstof).

Tabel F.1: Overzicht van de kosten en efficiëntie van het FT-proces, gebaseerd op de huidige state of the art van de technologie.

Grondstof	Capaciteit (MW)	Efficiëntie	Vaste kosten	Variabele kosten	Bijzonderheden	Bron
Eucalyptus pellets	804	54,9% à HHV	1391 M€ ₂₀₀₈	474 M€ ₂₀₀₈ over 20 jaar à 4%	65% CO ₂ capture; in principe polygeneration plant die zowel stroom als fuels kan produceren.	Meerman et al., 2012, 2011
Torried wood pellets (TOPS)	990	58,4% à HHV	1461 M€ ₂₀₀₈	498 M€ ₂₀₀₈ over 20 jaar à 4%	60% CO ₂ -opslag zonder rekening te houden met energie die nodig is om TOPS te maken	Meerman et al., 2012, 2011
Wood to syndiesel	n.a.	45,1% (met en zonder CCS)	n.a.	n.a.	Zonder CCS een elektriciteitsruis van 0,1238 MJ/MJ _{diesel} anders een tekort van 0,0827 MJ/MJ _{diesel} .	Prussi et al., 2020
Wood to DME	n.a.	51,1%	n.a.	n.a.		Prussi et al., 2020
	200 MW	73% (63%-83%) à LHV	400 (300-700) (€2015/kW fuel)	n.a.	Gebaseerd op een literatuurreview en simpele schaalfactor van 0,7	Brynnolf et al.,
Syngas (already produced from biogas and H ₂)		62% voor FT-proces à LHV				Hänggi et al., 2019
	1000 GW (7 billion of fuels)	53%	2023 (694-4930) \$2005/kW	125 (46-654) \$/kW	70% steenkool 30% biomassa Met CO ₂ -opslag, 0,39 t/MWh en 0,07 uitstoot.	Aitken et al., 2016
Steenkool	2000 t/d Sasol seam 4 Coal a 29,74 MJHHV/kg dry coal. Coal has a moisture content of 4,2%. à 1.87E + 08 GJ/y syngas		3190,6 MM\$ ₂₀₀₅	127.62 MM\$/y (O\$M) + 785,20 MM\$ (feedstock) - 22,6 MM\$ (by-product revenue - sulphur)	100% steenkool	Chiuta et al., 2016

Op basis van de tabel komen we op een gemiddelde prijs van het FT-proces (exclusief biomassa-feedstock) van 15,5 €/GJ_{biobrandstof}. De minimum- en maximumkosten van het FT-proces zijn 1,2 en 42,7 €/GJ_{biobrandstof} (gebaseerd op respectievelijk de ondergrens in Brynolf et al. en de bovengrens in Aitken et al., 2016), ook weer exclusief de kosten van de grondstof (biomassa).

Landgebruik biobrandstoffen

Vanwege de doelstellingen en limieten omtrent de feedstocks voor diverse biobrandstoffen, wordt specifiek gekeken naar de feedstocks zoals die vermeld zijn in Annex IX Part A van de Renewable Energy Directive II (RED II) van de EC (zie hoofdstuk 5).

Voor een selectie van deze feedstocks is het landgebruik (in m² per GJ_{biomassa}) opgezocht in literatuur. Deze feedstocks en de categorie waaronder zij vallen in Annex IV Part A (inclusief verantwoording) staan vermeld in tabel F.2. Om aan te duiden hoe deze feedstocks passen in de potentiëlen zoals vermeld in Saddler (2020), zichtbaar in tabel 5.2 in Hoofdstuk 5, is tevens vermeld in welke categorieën van dat paper de feedstocks horen.

Tabel F.2 Feedstocks uit literatuur en hun categorie in Annex IV Part A

Feedstock uit literatuur	Categorie in Annex IV Part A	Verantwoording	Categorie in Saddler (2020)
Korte omloop hakhout (Trainor et al., 2016)	<i>Other non-food cellulosic material</i>	In de Excel-sheet met berekeningen uit Trainor et al. (2016) worden data van <i>Miscanthus</i> en <i>Switchgrass</i> gebruikt. Deze twee gewassen worden specifiek genoemd in de definitie van <i>Non-food cellulosic material</i> in EC (2018, p.23).	Landbouw (het betreft hier namelijk een energiegewas)
Mais-, rijstveld-, tarwe- en sojaboonresiduen (Holmatov et al., 2021)	<i>Biomass fraction of industrial waste not fit for use in the food/feed chain</i>	Deze agricultuurresiduen zijn niet geschikt voor voedsel of voeder (EC, 2018, p.23-24).	Agrarisch afval, residuen en verwerkingsresiduen van hout- en agro-industrie

Landgebruik energiegewassen

Het landgebruik voor een aantal feedstocks is zichtbaar in Tabel F.3 en is gebaseerd op een aantal onderzoeken. Trainor et al. (2016) baseren de data voor korte-omloop-hakhout op diverse papers, waarin zij kijken naar dichte begroeiing van de onderzochte houtsoorten aan de ene kant, en wijde begroeiing aan de andere kant. Voor deze beide uitersten kijken zij naar de hoeveelheid gallon bio-ethanol een acre hakhout per jaar oplevert. De data die zij gebruiken gaat ervan uit dat het hakhout specifiek als biomassa wordt gebruikt. Er zijn dus geen andere toepassingen, wat betekent dat 100% van het landgebruik aan de productie van biomassa kan worden toegeschreven (hierbij gelden overigens wel de eisen uit RED II en RED Rev. 3 (EC, 2018; 2021) over verandering van landgebruik en behoud van biodiversiteit). Met een energiedichtheidsfactor (MJ/gallon) bepalen ze de energieopbrengst. Er is niet

gerapporteerd waar deze factor vandaan komt, maar de gebruikte waarde komt overeen met openbare bronnen, zoals de US Department of Energy (n.d.).

Landgebruik biomassa uit landbouwresiduen

Holmatov et al. (2021) baseren hun informatie over landgebruik op FAOSTAT, dat voor alle genoemde gewassen data geeft omtrent wereldwijde landbouwoppervlak, en oogstopbrengsten (in hg/ha). Vervolgens passen zij daar residu-productratio's op toe, die afkomstig zijn uit Koopmans & Koppejan (1997). In Koopmans & Koppejan (1997) is de *residu-to-product ratio* (RPR) op massa-basis voor een groot aantal gewassen bepaald op basis van veel eerdere onderzoeken. In de meeste van deze eerdere onderzoeken is uiteengezet hoeveel massa van het gewas geoogst wordt ten opzichte van de massa die achterblijft in het veld. Holmatov et al. (2021) bepalen vervolgens de energie-inhoud van elke feedstock met behulp van verbrandingswarmte (in MJ/kg). Voor de residu-feedstocks wordt het benodigde land bepaald aan de hand van de FAOSTAT-gegevens en de eerdere genoemde residu-productratio. De energie die het residu bevat wordt vervolgens door Holmatov et al. (2021) bepaald aan de hand van de samenstelling: de verhouding tussen lignine, cellulose en hemicellulose, elk met een eigen verbrandingswarmte. Het is belangrijk om op te merken dat residuen een goede feedstock vormen, maar dat het oogsten ervan het land uitput. Gevolg hiervan is dat er extra kunstmest gebruikt moet worden (ten opzichte van meer van het residu te laten staan bij oogsten), hetgeen weer tot hogere CO₂-uitstoot leidt. Dit nemen we verder niet mee.

Het is belangrijk om op te merken dat in de data over cellulose in Trainor et al. (2016) de efficiëntie van omzetting naar brandstof al is meegenomen. Met andere woorden, de gerapporteerde m²/GJ refereert al aan het eindproduct. In Holmatov et al. (2021) is dit niet het geval: hier wordt de verbrandingswaarde van het gewas gebruikt voor de berekening. Om de verschillende gewassen te vergelijken, is daarom voor de residuen nog een energie-efficiëntie (de verhouding tussen de hoeveelheid energie die het eindproduct bevat ten opzichte van de grondstof) meegenomen in de gerapporteerde waarde. Hiervoor zijn gemiddelden genomen van eerdergenoemde energie-efficiënties. Voor bio-ethanol geldt een energie-efficiëntie van 43%, voor FT-biofuels 59%. Door de energie-efficiëntie mee te nemen in de gerapporteerde waarden, refereren alle waarden in Tabel F.3 aan dezelfde onderdelen van het proces.

Tot slot rapporteren Trainor et al. (2016) alleen het benodigde grondgebruik voor de vervaardiging van bio-ethanol uit cellulose, en niet voor FT-biofuels uit cellulose. Om toch een uitspraak te kunnen doen over het benodigde landgebruik wanneer energiegewassen gebruikt worden voor de productie van FT-biofuels, wordt met de eerdergenoemde energie-efficiëntie teruggerekend. De range van Trainor et al. (2016), 35-230, betreft de grond die nodig is voor een bepaalde hoeveelheid energie van bio-ethanol wanneer een energiegewas (cellulose) gebruikt wordt. Voor de omzetting naar ethanol geldt een energie-efficiëntie van 43%. Dit betekent dat de benodigde grond voor een bepaalde hoeveelheid energie van het energiegewas zelf 15-99 m²/GJ is. Door vervolgens de energie-efficiëntie van FT-biofuels, 59%, hierop toe te passen, wordt de benodigde grond voor een bepaalde hoeveelheid energie aan FT-biofuels verkregen. Dit bedraagt 26-168 m²/GJ. Deze range is opgenomen in tabel F.3.

Tabel F.3 Type feedstocks en het landgebruik per primaire energie-eenheid

Brandstof	Feedstock	Landgebruik (m ² /GJ per jaar)	Bron
Bio-ethanol	Cellulose, rotatiegewas	35 - 230	Trainor et al. (2016)
Bio-ethanol (EE 43%)	Maisresidu	209 - 326	Holmatov et al. (2021)
	Rijstveldresidu	163 - 209	Holmatov et al. (2021)
	Tarweresidu	395 - 605	Holmatov et al. (2021)
	Sojaboonresidu	233 - 395	Holmatov et al. (2021)
Bio-FT-liquids (EE 59%)	Cellulose, rotatiegewas	26 - 168	Trainor et al. (2016)
	Maisresidu	153 - 237	Holmatov et al. (2021)
	Rijstveldresidu	119 - 153	Holmatov et al. (2021)
	Tarweresidu	288 - 441	Holmatov et al. (2021)
	Sojaboonresidu	169 - 288	Holmatov et al. (2021)

Let op dat voor de waarden van de residuen de energie-efficiënte (EE) al is meegenomen, waardoor alle waarden naar dezelfde onderdelen van het proces verwijzen.

Het landgebruik van biobrandstof-productie bij 0% toekenning aan residu

Het is mogelijk om te stellen dat het residu dat gebruikt wordt als feedstock voor de productie van biobrandstoffen, niets anders dan een restproduct van het verbouwen van het hoofdgewas is. Met andere woorden: de grond wordt volledig toegekend aan het verbouwen van het hoofdgewas, en dus voor 0% aan het residu. Dit betekent dat voor de productie van residuen er 0 m²/GJ nodig is.

Literatuur bevat echter weinig informatie over verder landgebruik (dus los van feedstock-productie) voor de vervaardiging van biobrandstoffen. Om toch enige uitspraken te doen over het landgebruik van biobrandstof-productie bij 0% toekenning, worden de waarden voor synfuels aangenomen. De diverse soorten biobrandstoffen komen scheikundig gezien redelijk overeen met synfuels, en sommigen worden zelfs middels hetzelfde proces (Fischer-Tropsch) geproduceerd. Daarnaast is het mogelijk om beide in de bestaande infrastructuur te gebruiken. Om deze redenen is het aannemelijk dat het landgebruik dicht in de buurt zal liggen. Het landgebruik voor FT-synfuelproductie is 0.025 m²/GJ. Dit is min of meer dezelfde orde-grootte als het praktijkvoorbeeld van een methanol-fabriek (zie F.6).

Hoeveel grond is er nodig voor bunkerbrandstof voor de scheep- en luchtvaart?

Ter illustratie van hoe efficiënt biobrandstof is in termen van landgebruik, werken we hier uit welk oppervlak er nodig is om aan de huidige vraag naar bunkerbrandstoffen voor lucht- en scheepvaart in Nederland te voldoen, als aan die gehele vraag met een energiegewassen voldaan zou moeten worden. Dit is gedaan voor 2019, aangezien 2020 niet representatief wordt geacht door de coronapandemie. Dit is alleen uitgewerkt voor FT-biofuels, omdat dit de enige biobrandstof is die in lucht- en scheepvaart gebruikt kan worden (bio-ethanol wordt niet in schepen of vliegtuigen gebruikt).

Voor de energievraag is de afzet van motorbrandstoffen gebruikt, gebaseerd op data van het CBS (2021a). Het gaat hier om in Nederland verkochte brandstof (voornamelijk stookolie, diesel, benzine en kerosine). Het verbruik van deze

brandstof hoeft niet in Nederland plaats te vinden. In 2019 is er voor 484 PJ aan scheepvaartbrandstof verkocht, en 168 PJ aan luchtvaartbrandstof. Om het grondgebruik uit te drukken, wordt uitgegaan van het totale landoppervlak van Nederland, dat 33.893 km² bedraagt (Indexmundi, n.d.). Het benodigde land en welk deel van het Nederlands oppervlak dit is, is zichtbaar in tabel F.4. Als alle brandstof die in 2019 in Nederland door lucht- en scheepvaart wordt gebunkerd FT-biofuels zouden zijn, dan is daar in totaal een landoppervlak van 0,5 à 3 keer Nederland voor nodig.

Tabel F.4 Benodigd land om te voldoen aan de energievraag van scheep- en luchtvaart (2019) met FT-biofuels uit energiegewassen

Feedstock	Landgebruik (m ² /GJ per jaar)	Benodigd oppervlak scheepvaart (km ²)	Aandeel oppervlak Nederland	Benodigd oppervlak luchtvaart (km ²)	Aandeel oppervlak Nederland	Σ
Cellulose, rotatiegewas	26 (ondergrens)	12.600	37%	4.400	13%	50
	168 (bovengrens)	81.300	240%	28.200	83%	323

Om ook een indicatie te geven van hoeveel landgebruik er zou zijn als er residuen als feedstock voor energiebehoefte van de lucht- en scheepvaart zouden worden gebruikt, is bovenstaande ook voor de vervaardiging van FT-biofuels uit residuen bepaald. Hiervoor zijn de zogeheten 'brutogetallen' gebruikt, dat wil zeggen, het landgebruik waarbij 100% van de grond aan de residuen wordt toerekenend. Hieruit komt naar voren dat in het gunstigste geval 2,5 keer het Nederlandse oppervlakte nodig is, en in het ongunstigste geval ongeveer 8,5 keer. Zie tabel F.5.

Tabel F.5 Benodigd land om te voldoen aan de energievraag van scheep- en luchtvaart (2019) met FT-biofuels uit residuen

Feedstock	Landgebruik (m ² /GJ per jaar)	Benodigd oppervlak scheepvaart (km ²)	Aandeel oppervlak Nederland	Benodigd oppervlak luchtvaart (km ²)	Aandeel oppervlak Nederland	Σ
Maisresidu	153 (ondergrens)	74.000	218	25.700	76	294
	237 (bovengrens)	114.700	338	39.800	117	456
Rijstveldresidu	119 (o)	57.600	170	20.000	59	229
	153 (b)	74.000	218	25.700	76	294
Tarweresidu	288 (o)	139.400	411	48.300	143	554
	441 (b)	213.400	630	74.000	218	848
Sojaboonresidu	169 (o)	81.800	241	28.400	84	325
	288 (b)	139.400	411	48.300	143	554

Benodigd oppervlak voor de verwerking van biobrandstof

Naast het benodigde land om de feedstocks op te verbouwen, is er ook grond nodig voor de faciliteiten om de gewassen om te zetten in brandstof. Het blijkt echter lastig om op basis van literatuur de daarvoor benodigde m²/GJ vast te stellen. Een

van de weinige papers die aan deze vraag aandacht besteed, is Hammond & Li (2016), die aangeven dat het benodigde bebouwde land een verwaarloosbaar oppervlak heeft ten opzichte van de benodigde grond voor het verbouwen van de gewassen. Het is echter niet mogelijk om per soort feedstock een eenduidig beeld te schetsen van de hoeveelheid benodigde grond om het te verwerken.

Om toch een beeld te schetsen van de ordegrootte van deze faciliteiten, is een aantal bedrijven die in Nederland verwerkingsfaciliteiten gevraagd om data over oppervlakten en energie-output (per jaar) aan te leveren. Het is hierbij wel belangrijk om op te merken dat niet alle bedrijven de biobrandstoffen vervaardigen of feedstock benutten uit de eerdere secties. Zoals zichtbaar is in tabel F.6 is de ordegrootte van de verwerkingsfaciliteiten vele malen lager dan die van de feedstocks.

Tabel F.6 Benodigd oppervlak voor de verwerking van biobrandstof per GJ geproduceerde brandstof.

Bedrijf	Biobrandstof	Feedstock	Landgebruik (m²/GJ per jaar)
Bedrijf 1	Methanol (geavanceerd)	Niet recyclebaar afval (RDF/SRF) en niet recyclebaar B-Hout	0,05
Bedrijf 2	Fatty acid methylester (FAME)	Used Cooking Oil (UCO)	1,33

Colofon

Dit is een uitgave van het Kennisinstituut voor Mobiliteitsbeleid (KiM), Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat in samenwerking met TNO. Specifieke bijdragen van TNO zijn: hoofdstuk 5 Biofuels, bijlage A Kosten en bijlage B Efficiëntie.

Corrigendum: in deze versie van dit rapport zijn de fossiele-brandstofkosten in figuren 6.6 en 6.7 gecorrigeerd zodat ze exclusief belasting en accijnzen zijn.

September 2022

Auteurs:

Stefan Bakker

Saeda Moorman

Marlinde Knoope

Stephan van Zyl

Jonathan Moncada Botero

Hans Mulder

Projectnummer: DG2126

Vormgeving en opmaak: IenW

Kennisinstituut voor Mobiliteitsbeleid (KiM)

Bezuidenhoutseweg 20

2594 AV Den Haag

Postbus 20901

2500 EX Den Haag

Telefoon : 070 456 1965

Website : www.kimnet.nl

E-mail : info@kimnet.nl

Publicaties van het KiM zijn als PDF te downloaden van onze website www.kimnet.nl of aan te vragen bij het KiM (via info@kimnet.nl). U kunt natuurlijk ook altijd contact opnemen met één van onze medewerkers.

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Bakker, S., Moorman, S. Knoope, M., Zyl, S. van, Moncada Botero, J. & Mulder, H. (2022). *Energieketens voor CO₂-neutrale mobiliteit. Efficiëntie, kosten en ruimtegebruik in beeld. Achtergrondrapport*. Den Haag: Kennisinstituut voor Mobiliteitsbeleid (KiM).