



Maatschappelijke waarde groengas

Casussen voor de mobiliteit,
industrie en gebouwde omgeving



CE Delft

Committed to the Environment



ENEXIS
GROEP

**Netbeheer
Nederland**

**New
Energy**
Coalition


GROENGAS
NEDERLAND

Maatschappelijke waarde groengas

Casussen voor de mobiliteit, industrie en gebouwde omgeving

Dit rapport is geschreven door:

Martha Deen, Lucas van Cappellen, Daan Juijn

Delft, CE Delft, oktober 2021

Publicatienummer: 21.210264.139

Gasvoorziening / Duurzaam / Industrie / Gebouwde omgeving / Mobiliteit / Casussen / Maatschappelijke factoren / Beleid / VT: Allocatie

Opdrachtgever:

Enexis Groep, in samenwerking met Netbeheer Nederland, New Energy Coalition en Groen Gas Nederland

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

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider [Martha Deen](#) (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

	Samenvatting	4
1	Inleiding	8
	1.1 Drie casussen geven inzicht in de maatschappelijke waarde	8
	1.2 Infrastructuur: additionele kosten ten opzichte van huidige netten worden meegenomen	9
2	Casus industrie: boiler	11
	2.1 Motivatie casus industrie	11
	2.2 Beschrijving casus	11
	2.3 Aannames casus	12
	2.4 Resultaten casus	12
	2.5 Gevoeligheidsanalyse casus	14
	2.6 Draagvlak	16
3	Casus gebouwde omgeving: oude binnenstad	18
	3.1 Motivatie casus gebouwde omgeving	18
	3.2 Beschrijving casus	18
	3.3 Aannames casus	19
	3.4 Resultaten casus	21
	3.5 Gevoeligheidsanalyse casus	24
	3.6 Draagvlak	26
4	Casus mobiliteit: containerschip op zee	27
	4.1 Motivatie casus mobiliteit	27
	4.2 Beschrijving casus	28
	4.3 Aannames kosten	28
	4.4 Aannames emissies	30
	4.5 Resultaten casus	31
	4.6 Gevoeligheidsanalyse casus	35
	4.7 Draagvlak	37
5	Conclusies maatschappelijke waarde groengas	38
	5.1 Groengas per casus	38
	5.2 Additionele ketenkosten maatregelen	39
6	Allocatie en beleid	41
	6.1 Het belang van allocatie	41
	6.2 Verkenning van beleidsmaatregelen	41
7	Literatuur	43



A	Aannames en methodologie	46
	A.1 Methodologie	46
	A.2 Financieel algemeen	46
	A.3 Energieprijzen en CO ₂ -prijs	47
	A.4 Emissiefactoren	49
	A.5 Netwerken en transport	53
	A.6 Aannames gevoeligheidsanalyse	57



Samenvatting

Er is een beperkte beschikbaarheid aan groengas, ook in 2030. Waar dit gas in de toekomst ingezet wordt, heeft gevolgen voor de gasinfrastructuur en dus voor netbeheerders. Enexis Groep heeft CE Delft gevraagd onderzoek te doen naar de maatschappelijke waarde van groengas in de sectoren industrie, gebouwde omgeving en mobiliteit. Het doel van dit project is om te verkennen waar groengas de meeste maatschappelijke toegevoegde waarde kan hebben in 2030, met een vooruitzicht naar 2050.

Gebaseerd op additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂, onderzocht voor 3 casussen met in totaal 14 toepassingen, is groengas voor de verwarming van oude binnensteden de meest kosteneffectieve toepassing van groengas in 2030. Groengas in een hr-ketel en groengas in een hybride warmtepomp hebben de laagste additionele ketenkosten van de alternatieven. Benadrukt moet worden dat deze casussen niet uitputtend zijn; nader onderzoek moet uitwijzen of het verschil in additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂ nog groter is bij andere casussen en toepassingen.

Definitie maatschappelijke waarde groengas

Deze studie gaat over de maatschappelijke waarde van groengas in een toekomstig duurzaam energiesysteem. Er is een beperkte hoeveelheid groengas beschikbaar, op basis van beschikbare biomassa-reststromen (CE Delft, 2020b). Nederland streeft naar de productie van 2 bcm (70 PJ) in 2030, en naar verwachting kan, bij ontsluiten van de huidige reststromen en inzet van innovatie, in 2050 ~4 bcm beschikbaar zijn. Ter vergelijking: in Nederland wordt nu zo'n 40 bcm aardgas gebruikt. Vanuit maatschappelijk oogpunt is het belangrijk om groengas in te zetten waar het de meeste maatschappelijke waarde heeft. De maatschappelijke waarde bestaat uit twee componenten. De eerste betreft de extra kosten voor de productie, transport en gebruik van groengas ten opzichte van de CO₂-reductie (in euro/vermeden ton CO₂) afgezet tegen andere duurzame alternatieven in 2030. Het tweede component gaat over maatschappelijk draagvlak, uitvoerbaarheid en politieke haalbaarheid. De maatschappelijke acceptatie van gebruikers van groengas en alternatieve energiebronnen speelt een belangrijke rol in de waardering van groengas.

Aanpak: drie casussen

Deze studie geeft inzicht in de maatschappelijke waarde van groengas door drie casussen uit te werken. De casussen zijn geselecteerd met de verwachting dat groengas binnen de betreffende casus een hogere toegevoegde waarde heeft dan duurzame alternatieven¹. In andere delen van de sectoren zal groengas minder waarde hebben.

Per casus zijn voor verschillende technieken de ketenkosten, ketenemissies en de daaruit volgende extra kosten per vermeden ton CO₂ berekend. De ketenkosten omvatten de maatschappelijke kosten en dus niet de kosten voor de eindgebruiker. Emissies en kosten zijn berekend over alle ketenstappen: productie, transport en gebruik.

De casussen zijn als volgt:

1. **Verwarming in een industrieel proces** (industrie). Voor midden- en hogetemperatuur-warmte in de industrie zijn alternatieven naar verwachting kostbaar en vragen een grote aanpassing.
2. **Verwarming van een woning in een oude binnenstad** (gebouwde omgeving). In krappe oude binnensteden is vaak weinig ruimte voor de aanleg van een warmtenet.

¹ Verwachting ingeschat per sector aan de hand van expertconsulten, literatuur en een workshop.



Daarbij is in oude binnensteden een groot aantal woningen slecht geïsoleerd. De meeste duurzame alternatieven vereisen isolatie, wat extra kostbaar is bij afwezigheid van spouwmuren.

3. **Aandrijving van een groot zeecontainerschip²** (mobiliteit). Voor de zeescheepvaart is elektriciteit, gezien de lange afstanden, geen optie. Daarnaast is er door nieuwe brandstofeisen van IMO een toename in LNG-schepen.

In elke casus wordt een vergelijking gemaakt tussen een fossiele toepassing (aardgas), minstens één variant met groengas en verschillende duurzame alternatieven. De groengasvarianten zijn:

- een industriële boiler op groengas (procesverwarming);
- een hr-ketel op groengas (oude binnenstad);
- een hybridewarmtepomp met groengas (oude binnenstad);
- een warmtenet met groengasbijstook (oude binnenstad);
- een scheepsmotor op bio-LNG (zeecontainerschip); hier is de vergelijking met twee fossiele toepassingen: LNG en VLSF.

Ketenkosten en -emissies van groengas

De ketenkosten van de alternatieven binnen een casus zijn belangrijk voor het draagvlak om over te schakelen naar een alternatief.

- De kosten van de energiedrager zijn in nagenoeg alle gevallen vele malen groter dan de infrastructuur en de toepassing. Een warmtenet is daarop een uitzondering.
- In de casus industriële boiler is de elektrische boiler in 2030 nog bijna twee keer zo duur als de boiler op aardgas, maar is de groengasboiler duurder dan de elektrische boiler.
- In de oude binnensteden zijn de hr-ketel op groengas en de hybride warmtepomp op groengas beide in 2030 nog bijna twee keer zo duur als de hr-ketel op aardgas.
- In de zeescheepvaart is LNG aantrekkelijk in kosten, gevolgd door biodiesel en biomethanol. De emissies bij LNG en bio-LNG zijn daarentegen hoog door methaanslip.

De absolute kosten en emissies geven inzicht in de kosten per vermeden ton CO₂ ten opzichte van de fossiele referentie. De kosten en emissies van de industriële boiler en hr-ketel blijken vergelijkbaar: beide rond de € 20/GJ en 8 kg CO₂/GJ. De kosten en emissies van groengas zijn iets lager voor de hr-ketel, omdat de efficiëntie van de hr-ketel (99%) hoger ligt dan die van de industriële boiler (90%). De scheepsmotor van een groot containerschip heeft een lagere efficiëntie (50%), waardoor de kosten en emissies veel hoger zijn. Daarnaast vindt er uitstoot van methaan plaats door onvolledige verbranding van bio-LNG in de scheepsmotor. Methaan is een sterk broeikasgas, waardoor er hogere ketenemissies zijn.

Additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂

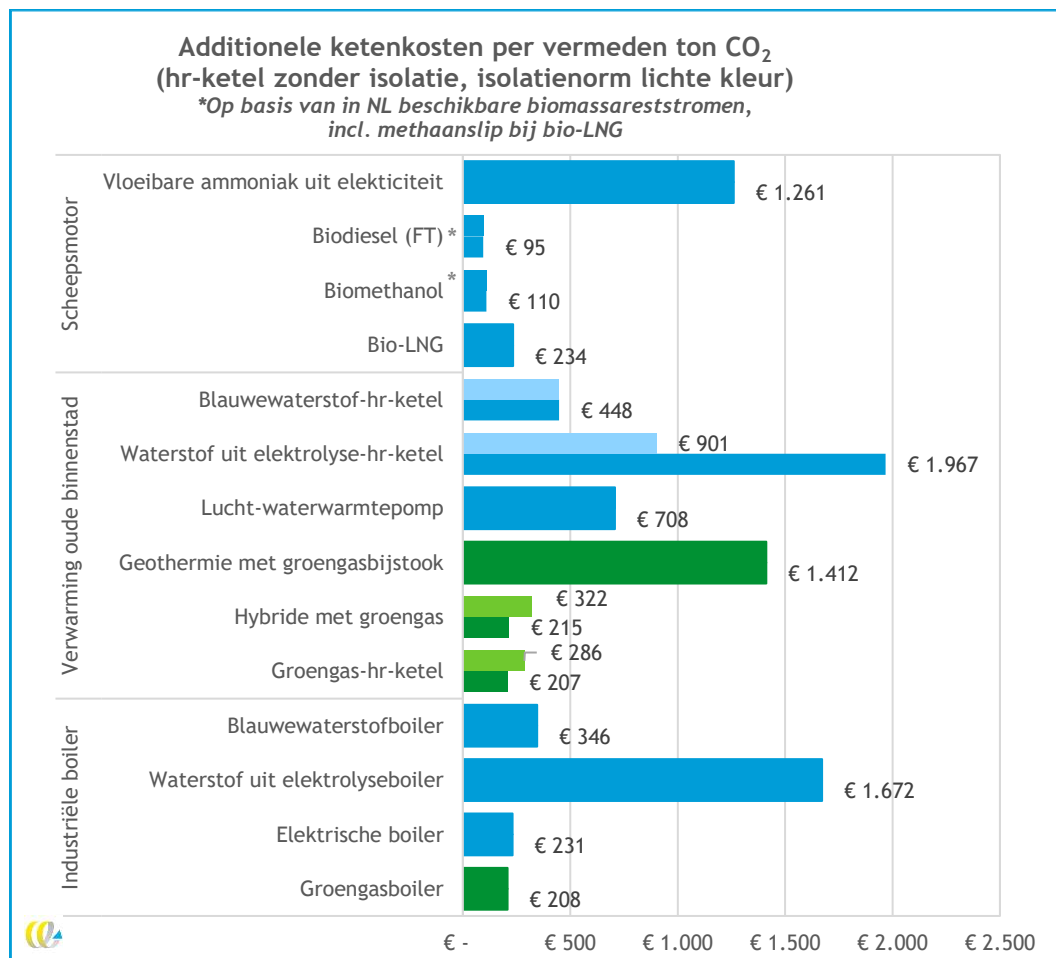
Binnen de onderzochte casussen zijn de groengasoptie met andere duurzame alternatieven vergeleken. Op die manier wordt duidelijk waar groengas meerwaarde heeft. Het verschil in kosten/vermeden ton CO₂ tussen groengas en de alternatieven zijn het groots in de oude binnensteden.

Figuur 1 laat zien wat de extra ketenkosten zijn, uitgedrukt in euro per vermeden ton CO₂ voor alle doorgerekende alternatieven. De kosten zijn steeds bepaald ten opzichte van een huidige, veelvoorkomende fossiele toepassing. In elk van de drie casussen heeft de optie met groengas (groengasboiler, groengas-hr-ketel en scheepsmotor op Bio-LNG) extra ketenkosten van rond de € 200/ton CO₂. Er zijn grote verschillen zichtbaar tussen de alternatieven voor toepassing in zeescheepvaart (mobiliteit), procesverwarming (industrie) en oude binnensteden (gebouwde omgeving).

² Voor de toepassing in de scheepvaart moet groengas eerst worden omgezet naar bio-LNG.



Figuur 1 - Extra ketenkosten per vermeden ton CO₂ (groengasopties in groen)



In de zeescheepvaartcasus is groengas niet het goedkoopste alternatief voor fossiele brandstoffen. Biodiesel en biomethanol zijn goedkoper. Biobrandstoffen en groengas kunnen uit dezelfde biomassa worden geproduceerd. Het kan zijn dat ook deze biobrandstoffen beperkt beschikbaar zijn.

In de industrie heeft groengas wel de laagste ketenkosten ten opzichte van de andere duurzame alternatieven. Iets duurder is de elektrische boiler. In de toekomst kan deze situatie omdraaien: met een groener wordende elektriciteitsmix, dalen de CO₂-emissies en daarmee de additionele ketenkosten van de elektrische boiler, tot onder die van de groengasboiler.

Voor de verwarming van gebouwen in oude binnensteden is groengas de meest kosteneffectieve toepassing. Groengas in een hr-ketel heeft de laagste additionele ketenkosten ten opzichte van de andere duurzame alternatieven. Ook een hybridewarmtepomp met groengas kent lage additionele ketenkosten. Door de lagere gasvraag van de hybride-warmtepomp is dit een aantrekkelijk alternatief voor de hr-ketel op groengas. Als er voor een hybridewarmtepomp wordt gekozen, kan met dezelfde hoeveelheid groengas immers een groter aantal woningen worden verwarmd.

Er is aangenomen dat geen isolatie vereist is, behalve bij een warmtenet en een lucht-waterwarmtepomp. Als er wel isolatie nodig is (isolatienorm, lichtgekleurd in Figuur 1) zijn de additionele ketenkosten significant hoger, behalve voor de alternatieven met waterstof. Dit komt omdat de emissies van waterstof door de elektriciteitsmix van 2030 dusdanig hoog zijn, dat vermeden emissies door isolatie de kosten per vermeden ton CO₂ drukken. Voor geothermie en de luchtwaterwarmtepomp is standaard isolatie naar MT- respectievelijk LT-niveau vereist. Er is nog veel onduidelijkheid en weinig praktijkkennis over de toepassing van hybridewarmtepompen in Nederland. Benadrukt moet worden dat deze casussen niet uitputtend zijn; verder onderzoek moet uitwijzen of het verschil in kosten per vermeden ton CO₂ nog groter is bij andere toepassingen.

Draagvlak

Voor alle drie sectoren zijn de kosten een belangrijke reden, dan wel een obstakel, voor het overstappen naar een duurzaam alternatief. Toch zijn er verschillen tussen de sectoren: in de industrie zijn de prijs van de techniek, de CO₂-prijs en de kosten van energie doorslaggevend. Daarnaast kunnen aanpassingen aan het proces, of aan de infrastructuur een obstakel vormen om over te stappen. Voor de gebouwde omgeving (vanuit het perspectief van de bewoners) geldt dat de kosten voor de eindgebruiker laag moeten zijn. Een andere motivatie is duurzaamheid: het alternatief moet klimaatverandering tegengaan. Ook moeten alternatieven niet te veel gedoe opleveren, en het liefst blijft er keuzevrijheid. Voor de zeescheepvaart zijn de kosten doorslaggevend. Tenzij regelgeving eisen stelt aan de kwaliteit van de brandstof/restricties oplegt aan de emissies.

De gebouwde omgeving is wat betreft draagvlak het meest verspreid: het gaat om veel mensen, met veel verschillende motivaties. Dit maakt dat draagvlak voor alternatieven in de gebouwde omgeving lager kan zijn dan in de andere sectoren, waar een financiële overweging de doorslag geeft.

Allocatie

De vraag naar groengas is groter dan het aanbod. De vraag *per casus* is zelfs groter dan de ambitie van 70 PJ groengas aanbod (zie Tabel 1). In heel Nederland wordt in hoogstedelijk gebied in woningen die gebouwd zijn voor 1945 zo'n 2 bcm (70 PJ) aan aardgas gebruikt. Voor het totaal aan oude binnensteden wordt ongeveer 105 PJ aan aardgas gebruikt. Bij de inzet van hybridewarmtepompen is de vraag naar groengas lager dan bij de inzet van groengas in hr-ketels. Als vooraf geïsoleerd wordt, neemt de vraag naar primaire energie voor verwarming verder af, en kan de beperkt beschikbare hoeveelheid groengas mogelijk ingezet worden voor energievoorziening in oude binnensteden.

Tabel 1 - De vraag naar groengas per casus

Warmtegebruik (PJ)		2019	2030	Bron
Oude binnensteden	Totaal gasgebruik	105		(CE Delft, 2015)
Industriële boiler	Geschat potentieel warmtegebruik uit boiler	174	160	(CE Delft, 2021b)
Scheepvaart op LNG	LNG-bunkering wereldwijd	19	576	(S&P, 2020)

1 Inleiding

Groengas heeft een hoge potentiële toegevoegde waarde als verduurzamingsmogelijkheid. Omdat de eigenschappen van groengas identiek zijn aan die van aardgas kan een significante CO₂-reductie gerealiseerd worden zonder significante aanpassingen bij de eindgebruiker of aan het transport- en distributienetwerk. Er is echter maar een beperkte hoeveelheid groengas beschikbaar, ook in 2030. Uit Nederlandse biomassa-reststromen zal in een optimistische scenario niet meer dan 2 bcm (70 PJ) groengas kunnen worden geproduceerd in 2030. Dat is een kleine 5% van het huidige aardgasgebruik.

Voor het gebruik van groengas wordt momenteel met name naar de gebouwde omgeving en zwaarwegtransport gekeken vanwege de aantrekkelijke prijs per vermeden ton CO₂ ten opzichte van alternatieven. In het huidige energiesysteem vervangt groengas aardgas en via SDE-subsidies wordt gestuurd op productie van groengas. Verplichtingen (zoals HBE) en belastingen (energiebelasting, ODE, accijnzen) spelen vervolgens een belangrijke rol in de allocatie van groengas. Er zijn daarentegen ook andere toepassingen waar de beperkte hoeveelheid groengas meerwaarde kan bieden.

In deze studie is de maatschappelijke waarde van groengas bepaald voor drie casussen in verschillende sectoren. Maatschappelijke waarde wordt gedefinieerd als de grootste toegevoegde waarde van groengas gebaseerd op ketenkosten, CO₂-reductie en publiek draagvlak. Kennis over de toegevoegde waarde per toepassing is nodig om beleid te realiseren dat optimale inzet van groengas borgt. Daarnaast kan er door onderzoek naar de maatschappelijke waarde van groengas planmatig gekeken worden naar aanpassingen van de infrastructuur voor groengas of andere energiedragers.

1.1 Drie casussen geven inzicht in de maatschappelijke waarde

Er zijn drie casussen geselecteerd in drie verschillende sectoren. De casussen zijn geselecteerd op basis van verwachte toegevoegde waarde ten opzichte van andere duurzame alternatieven. Voor iedere casus geldt een fossiele variant als referentie. De geselecteerde casussen zijn:

1. **Industrie - industriële boiler:** Een boiler met een thermisch vermogen van 20 MW thermisch levert voor 8.000 vollasturen per jaar warmte aan een industrieel proces.
2. **Gebouwde omgeving - verwarming binnenstad:** De verwarming van een fictionele binnenstad van 25.000 woningen met oude rijtjes- en gestapelde woningen.
3. **Mobiliteit - zeescheepvaart:** Een groot containerschip met een capaciteit van 14.000 TEU en een nuttig energieverbruik van 0,625 PJ per jaar.

Zoals gezegd zal groengas ook in 2030 schaars zijn. Het belang van het allocatievraagstuk blijkt uit de totale energievraag van de geselecteerde toepassingen. In Tabel 2 is de energievraag van alle drie de casussen weergegeven om een gevoel van orde grootte te bieden. In 2030 hebben alle toepassingsmogelijkheden een energievraag van minstens 70 PJ; de volledige Nederlandse groengasproductie kan dus in theorie worden weggezet binnen een deelsector.

Tabel 2 - Overzicht energiegebruik sectoren

Warmtegebruik (PJ)		2019	2030	Bron
Woningen	Verbruik aardgas (temperatuur gecorrigeerd)	280	234	(PBL, 2020b)
	Levering warmte	12	17	
	Verbruik hernieuwbaar (exclusief zonnestroom)	22	32	
	Totaal warmteverbruik	314	283	
Oude binnensteden	Totaal gasgebruik	105 ³		(CE Delft, 2015)
Industrie	Finaal verbruik warmte	416	392	(PBL, 2020b)
Industriële boiler	Geschat potentieel warmtegebruik uit boiler	174	160	(CE Delft, 2021b)
Scheepvaart	Totaal gebunkerde brandstof Rotterdam	318	-	(Port of Rotterdam, 2021)
Scheepvaart op LNG	LNG-bunkering wereldwijd	19	576	(S&P, 2020)

Het kwantitatieve deel van de maatschappelijke waarde is bepaald door voor iedere casus verschillende verduurzamingsmaatregelen te identificeren en daarvoor de ketenkosten en de ketenemissies te berekenen. Vervolgens is voor elk alternatief de additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂ bepaald. In dit rapport is gewerkt met maatschappelijke kosten en dus niet met kosten voor een individuele eindgebruiker. Maatschappelijke kosten zijn kosten voor Nederland als geheel, en vormen daarmee een betere maat voor beleidsafwegingen⁴. Een belangrijk verschil tussen de kosten voor de eindgebruiker en de maatschappelijke kosten, is dat in het laatste geval met een (lage) maatschappelijke discontoet wordt gerekend, in plaats van met een (hoge) WACC-factor die de vereiste return on capital op bedrijfsniveau weerspiegelt. Alle kosten die worden gepresenteerd in het kwantitatieve deel van dit rapport zijn weergegeven in constante prijzen, prijspeil 2019.

Dit rapport start met de beschrijving en kwantitatieve doorrekening van de drie casussen in Hoofdstukken 2, 3 en 4. Aan het eind van elk hoofdstuk wordt draagvlak toegelicht. Een toelichting op de methodologie en een gedetailleerd overzicht van de aannames zijn opgenomen in Bijlage A. Hoofdstuk 5 omvat de sectoroverstijgende interpretatie en conclusie van de kwantitatieve component van de maatschappelijke waarde. Hoofdstuk 6 beschrijft allocatiebeleid en uitvoerbaarheid voor groengas.

1.2 Infrastructuur: additionele kosten ten opzichte van huidige netten worden meegenomen

De berekende en gevisualiseerde kosten voor de infrastructuur in deze studie zijn de additionele kosten naast het in stand houden van het huidige elektriciteits- en aardgasnetwerk. De exacte kosten voor het in stand houden van de bestaande infrastructuur zijn niet exact bekend voor, en toe te rekenen aan, de specifieke casussen.

³ Totaalgasgebruik gebaseerd op woningtypen (peiljaar 2014) zie Paragraaf 3.1.

⁴ Het hier gehanteerde maatschappelijke kostenbegrip komt grotendeels overeen met het begrip van nationale kosten (PBL & CPB, 2020). Het enige verschil is dat onder nationale kosten ook kosten voor emissierechten binnen het EU ETS meetellen. Omdat van de geselecteerde sectoren momenteel alleen de industrie onder het EU ETS valt, en het onduidelijk is of in 2030 ook de mobiliteit en gebouwde omgeving een CO₂-prijs betalen, zou dit mogelijk een scheve vergelijking tussen de casussen opleveren. Er is daarom besloten om de CO₂-prijs voor de industrie alleen in de gevoeligheidsanalyses mee te nemen en te spreken van maatschappelijke kosten in plaats van nationale kosten.

De kosten zijn bijvoorbeeld niet te specificeren naar een oude binnenstad. Daarnaast verwachten we dat voor 2030 in (bijna) alle gevallen het elektriciteits- en gasnetwerk in stand gehouden wordt, waardoor de kosten voor alle alternatieven vereist en gelijk zijn.

Een mogelijke methode om de huidige kosten van de netbeheerder te reflecteren is door middel van de huidige nettarieven. Het toerekenen van de reguliere netkosten aan de verwarmingstechnieken is daarentegen subjectief. Huishoudens bijvoorbeeld hebben altijd een elektriciteitsaansluiting nodig en de kosten zijn gelijk als men een gas-hr-ketel of een (hybride-)warmtepomp bezit. Als een huishouden een warmtepomp installeert is een gasaansluiting niet langer vereist, maar als het gasnetwerk intact gehouden moet worden voor andere gebruikers, blijven de maatschappelijke kosten gelijk. De kosten verdwijnen niet, maar zijn niet toe te rekenen aan het huishouden met warmtepomp. Daarnaast zijn de netkosten niet maatschappelijke kosten en zijn deze gebaseerd op een commerciële in plaats van maatschappelijke WACC. Voor alle kosten in deze studie hanteren we de *maatschappelijke WACC*, waardoor de netkosten een overschatting zouden zijn. De kosten voor het in stand houden van de netwerken zijn om deze redenen niet meegenomen in de ketenkostenberekeningen voor de casussen.

De meegenomen kosten voor infrastructuur in deze studie zijn de additionele kosten voor netverzwaringen voor elektriciteit en additionele kosten om het aardgasnetwerk geschikt te maken voor groengas of waterstof. Doordat de kosten van het in stand houden van de bestaande infrastructuur niet worden opgenomen zijn de totale ketenkosten iets lager dan de werkelijkheid. De vergelijking tussen casussen wordt beperkt beïnvloed omdat deze kosten in alle casussen niet worden meegenomen. De weergegeven additionele kosten in de figuren is dus wel lager dan de totale (huidige en additionele) kosten voor de infrastructuur. In het kader hieronder worden de nettarieven berekend in €/GJ zodat deze vergeleken kunnen worden met de totale ketenkosten.

Nettarieven per GJ en ketenkosten per GJ

De ketenkosten worden in deze studie uitgedrukt in euro per GJ. De huidige nettarieven kunnen ook vertaald worden naar deze eenheid. De kleinverbruikerstarieven van Enexis voor gasgebruik zijn € 2,7/GJ. De huidige nettarieven elektriciteit gedeeld door de warmtevraag zijn € 3,8/GJ. De huidige nettarieven elektriciteit zijn inclusief elektriciteitsgebruik voor andere huishoudelijke toepassingen (~ 2500 kWh per jaar). Een warmtepomp gebruikt ongeveer 3.500 kWh per jaar.

De grootverbruikerstarieven zijn lager doordat de absolute tarieven lager zijn, maar ook doordat het aantal vollasturen significant hoger zijn. De industriële partij krijgt dus veel meer energie uit haar aansluiting. De relatieve nettarieven zijn € 1,7/GJ voor elektriciteit en € 1,4/GJ voor aardgas.

De ketenkosten voor de alternatieven in de gebouwde omgeving en industrie zijn tussen de 20 en 80 €/GJ. Met 1,4 tot 3,8 €/GJ zijn de nettarieven maximaal 5%. Belangrijk is daarbij om te benoemen dat als de nettarieven zouden worden berekend met de maatschappelijke WACC, zoals de andere kosten in deze studie, de nettarieven nog significant lager zullen zijn.

2 Casus industrie: boiler

2.1 Motivatie casus industrie

De verduurzamingsopgave van de industrie is groot en breed: verschillende processen moeten aangepast worden en er moet gekeken worden naar alternatieve grondstoffen. De huidige warmtevraag in de industrie is 416 PJ (finaal verbruik, zie Tabel 2), en de huidige vraag naar grondstoffen is 526 PJ⁵.

De meeste industrieën zijn businesscasegedreven en willen graag continue processen draaien. Groengas in de industrie zal daarom de hoogste toegevoegde waarde hebben waar alternatieven kostbaar en ingrijpend zijn. We verwachten dat dit het geval zal zijn bij industriële boilers voor midden- en hogetemperatuurprocessen ($T > 250\text{ °C}$).

Aardgas is één van de grondstoffen die nu gebruikt worden. Groengas, wat nagenoeg dezelfde chemische samenstelling heeft, zou daar een vervanger voor kunnen zijn. Het is dan ook gelijk het enige alternatief, en maakt daarmee de vergelijking in een casus minder interessant. Waterstof uit elektrolyse in combinatie met afgevangen CO₂ lijkt in eerste instantie ook een alternatief. Middels methanisering kunnen waterstof en CO₂ omgezet worden in methaan. De afgevangen CO₂ die gebruikt wordt voor methanisatie, komt doorgaans van de verbranding van fossiele brandstoffen. Je zou dan ook direct waterstof kunnen gebruiken voor een verbrandingsproces, i.p.v. de methanisering stap introduceren. Ook de vergelijking met biomassa zorgt voor cirkelredeneringen, omdat dezelfde biomassa als input kan dienen voor de productie van groengas.

Voor een aantal processen wordt aardgas gebruikt om waterstof te produceren. In dat geval zou waterstof uit elektrolyse als alternatief kunnen gelden. Tegelijkertijd is groengas dan een minder logische vergelijking, omdat uit biogas ook direct waterstof geproduceerd zou kunnen worden, zonder opwaardering naar groengas.

Het is daarmee niet gezegd dat groengas als grondstof voor de industrie niet interessant zou zijn. Integendeel, er kan sprake zijn van grote toegevoegde waarde omdat het in sommige processen als enige alternatief zal gelden. Wel is de inschatting dat de industrie niet snel de feedstock zal aanpassen naar een hernieuwbaar alternatief. Dit speelt met name tot aan 2030: richting 2050 zullen circulaire alternatieven ingezet worden. Continuïteit en kwaliteit van het product staan voorop. Daarbij zijn er niet voldoende (financiële) regels voor de overstap naar een duurzaam alternatief.

2.2 Beschrijving casus

Voor de sector industrie is de vervanging van een aardgasboiler als casus geselecteerd. Deze boiler wordt volcontinu gebruikt en kent daarom 8.000 vollasturen. De boiler voorziet in de primaire warmtevraag van een (relatief kleine) industriële partij. Voor de berekening is een referentie grootte van 20 MW thermisch vermogen geselecteerd. De boiler is aangesloten op het distributiegasnetwerk of middenspanningselektriciteitsnetwerk.

⁵ Voor het jaar 2018 (PBL, 2020b).



2.3 Aannames casus

Naast de algemene aannames, zoals beschreven in Bijlage A, kent deze casus nog additionele specifieke aannames. De gehanteerde data zijn afkomstig van de Danish Energy Agency (Energinet, 2016). De kosten voor de boilers op groengas en waterstof zijn gelijk verondersteld aan die van een aardgasboiler. De kostprijs voor de elektrische boiler is gebaseerd op het PBL-advies voor de SDE++ (PBL, TNO, DNV GL, et al., 2021). De kostenaannames zijn weergegeven in Tabel 3.

Tabel 3 - Overzicht aannames casus industrie

	Eenheid	Gasboiler	Elektrische boiler
Efficiency	%	90%	99%
CAPEX	€/kW_th	63,68	60,00
Vaste O&M	€/kW_th/jaar	2,07	1,14
Variabele O&M	€/MWh_th	1,17	0,53

Zoals opgenomen in de methodologie wordt voor al het elektriciteitsgebruik gerekend met één uniforme emissiefactor elektriciteit. De aannames voor de emissies van energiedragers zijn opgenomen in Bijlage A.4.

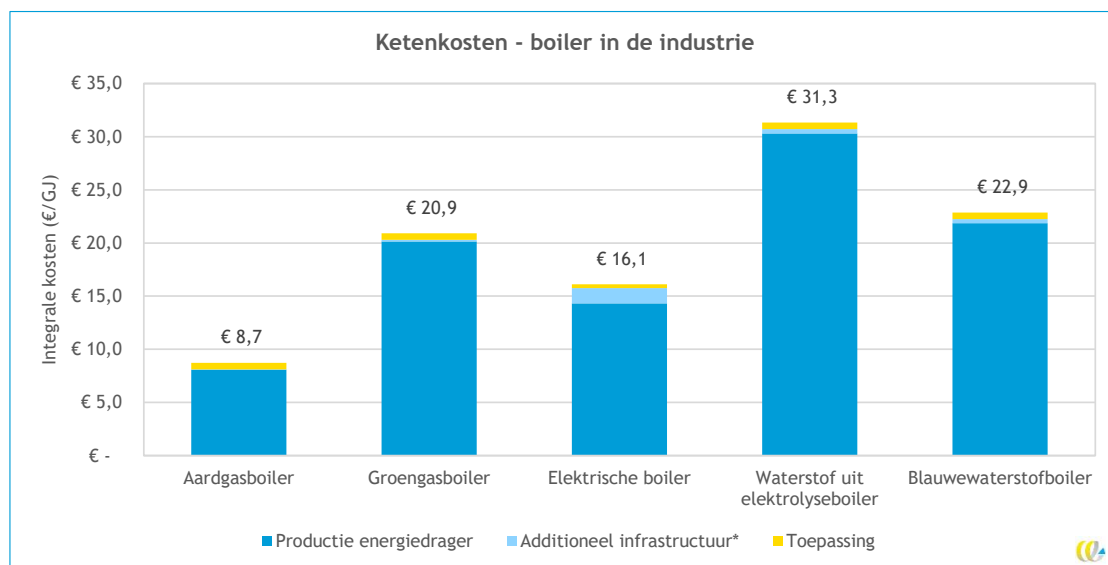
Voor de industrie is gerekend met een WACC van 2,3% in lijn met de maatschappelijke discontovoet voor investeringen (Werkgroep Discontovoet, 2020). De afschrijftermijn is gesteld op vijftien jaar waardoor de kapitaallastfactor uitkomt op 7,9%.

Er is aangenomen dat de boiler is aangesloten op het MS-energievervalsnetwerk of distributiegasnetwerk.

2.4 Resultaten casus

De resultaten voor deze casus omvatten de kosten en emissies per ketenstap en de additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂. In Figuur 2 zijn de kosten per ketenstap weergegeven. De kosten van de energiedrager zijn zeer dominant binnen de casus industrie. De kosten per MWh zijn het laagst voor aardgas (de fossiele referentieoptie), waardoor de aardgasboiler erg goedkoop is. De additionele kosten voor de infrastructuur zijn het hoogste voor de elektrische boiler door de uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk. In totaliteit zijn de kosten voor de elektrische boiler echter wel het laagst van alle duurzame alternatieven vanwege de lage productiekosten van elektriciteit.

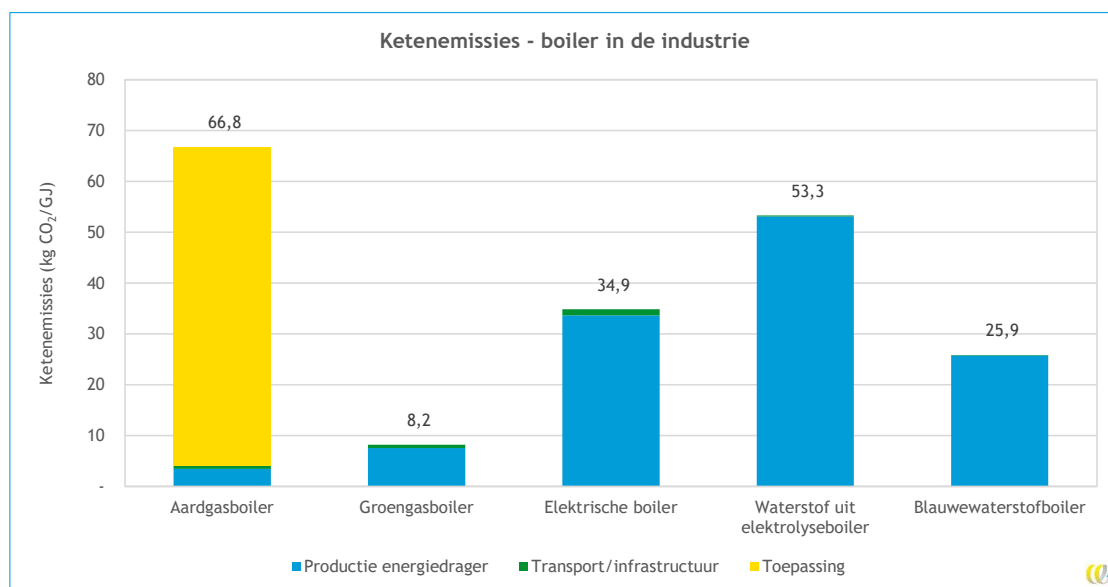
Figuur 2 - Resultaten ketenkosten - boiler in de industrie



* De kosten voor de infrastructuur zijn de additionele kosten naast het in stand houden van het elektriciteits- en aardgasnetwerk. Een uitgebreide toelichting is opgenomen in Paragraaf 1.2.

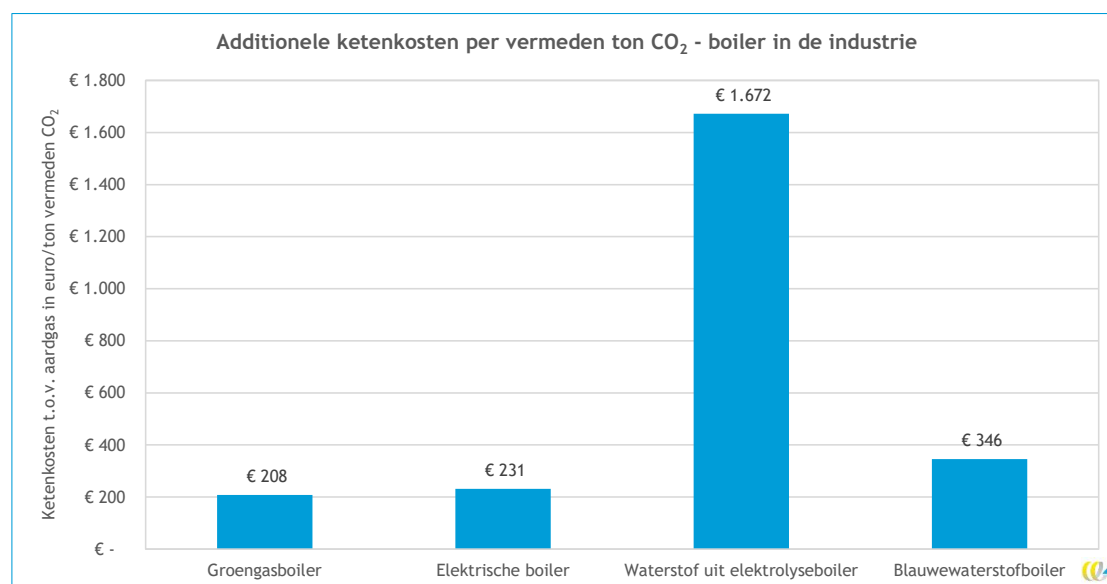
In Figuur 3 zijn de resultaten voor de ketenemissies weergegeven. Bij aardgas vinden de meeste emissies plaats in de toepassingsfase, oftewel wanneer het aardgas verbrand wordt. In 2030 kent elektriciteit nog een relatief hoge emissiefactor waardoor verwarming met een elektrische boiler of waterstofboiler (op waterstof uit elektrolyse) flinke ketenemissies veroorzaakt. De verwachting is dat dit richting 2050 verandert. De groengasboiler heeft daardoor in 2030 de laagste emissies met 8,2 kg CO₂ per GJ.

Figuur 3 - Resultaten ketenemissies - boiler in de industrie



De kosten en emissies per ketenstap kunnen vertaald worden naar de additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂ ten opzichte van een aardgasboiler. Deze kosten zijn weergegeven in Figuur 4.

Figuur 4 - Additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂ - boiler in de industrie



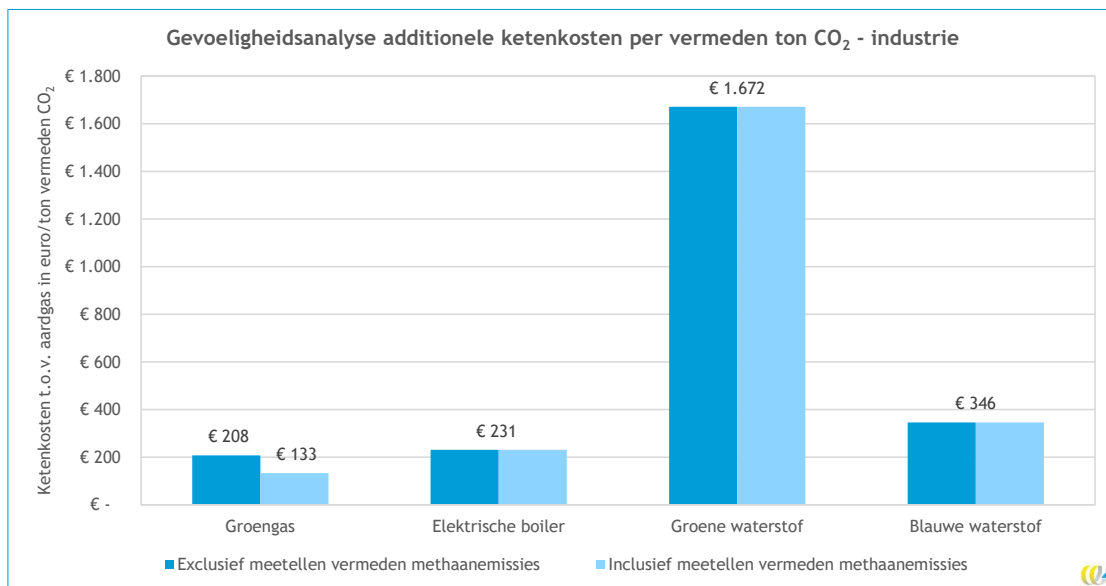
2.5 Gevoeligheidsanalyse casus

In de gevoeligheidsanalyse worden drie casussen doorgerekend, zoals uitgebreid beschreven in A.6 De drie casussen zijn:

1. Negatieve methaanemissies door gebruik van mest worden meegenomen.
2. Inzet van Wind Op Zee (WOZ) voor productie van groene waterstof en de elektrische boiler.
3. Meenemen van een CO₂-prijs van € 125/ton voor de industriële eindgebruiker.

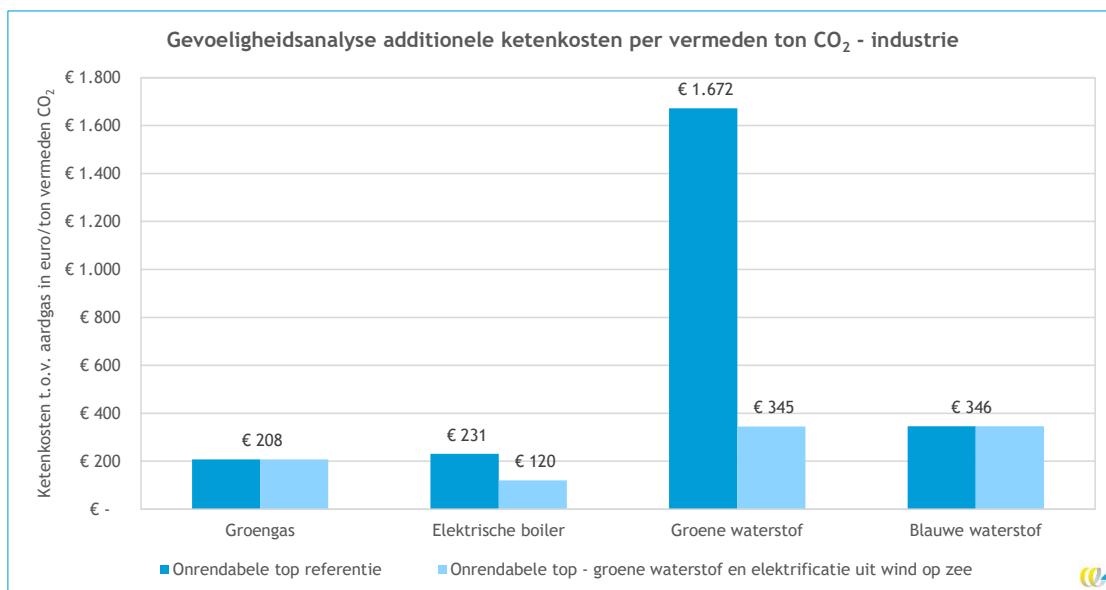
In Figuur 5 zijn de resultaten op de additionele ketenkosten weergegeven als de vermeden methaanemissies worden meegeteld. De emissiereductie van groengas wordt significant groter waardoor de additionele ketenkosten dalen van € 208 naar € 133 per ton CO₂.

Figuur 5 - Gevoeligheidsanalyse meetellen negatieve methaanemissies



In Figuur 6 is weergegeven wat het effect is als de emissiefactor van wind op zee wordt aangenomen voor elektrificatie en de productie van waterstof uit elektrolyse. Waterstof wordt hier uit volledig groene stroom geproduceerd en is daarmee *groene waterstof*. Voor groene waterstof is ook een andere kostprijs van de waterstof gehanteerd vanwege een lager aantal vollasturen. De resultaten laten een significante daling van de additionele ketenkosten zien door een sterke afname van de emissies. De relatieve verandering is groter voor groene waterstof doordat het verschil in emissies tussen aardgas en groene waterstof origineel groter was dan voor de elektrische boiler, zoals zichtbaar Figuur 3.

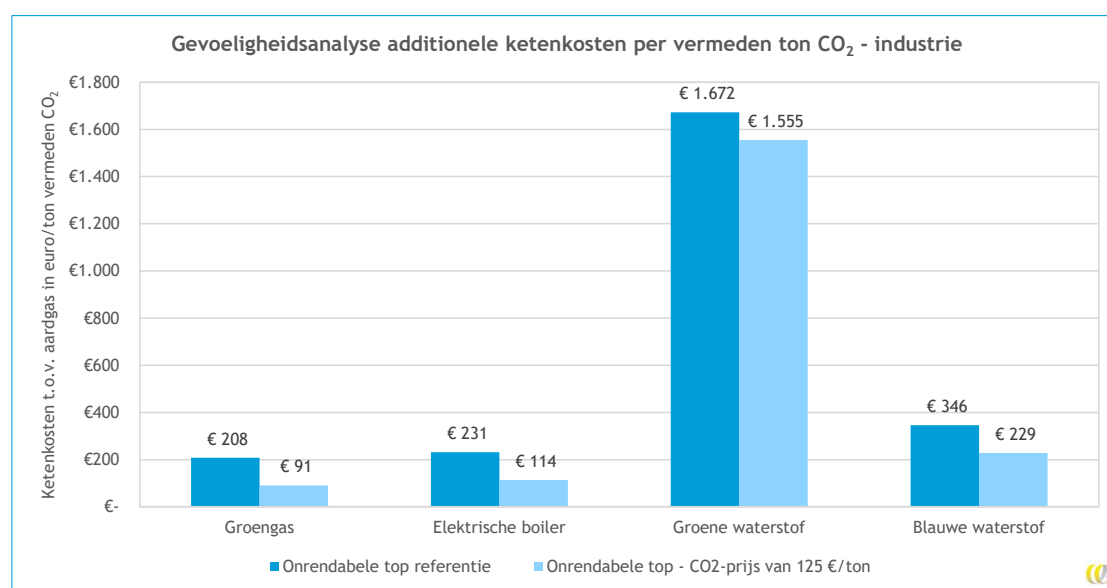
Figuur 6 - Gevoeligheidsanalyse inzet wind op zee voor elektrificatie en groene waterstof



In de laatste gevoeligheidsanalyse is het effect meegenomen van het EU ETS. Er is aangenomen dat eindgebruikers in de industrie in 2030 een CO₂-prijs van € 125/ton betalen, in lijn met de CO₂-heffing in 2030. Wanneer emissies worden gereduceerd, levert dit dus ook direct een kostenreductie op.

In Figuur 7 is het effect van de CO₂-prijs weergegeven. Ongeveer 93% van de emissies van aardgas komen vrij bij de eindgebruiker en deze dient hiervoor dus CO₂-rechten af te dragen. Daardoor dalen de additionele ketenkosten met € 117/ton voor de verschillende toepassingen.

Figuur 7 - Gevoeligheidsanalyse CO₂-prijs van € 125/ton



2.6 Draagvlak

Tijdens een workshop over de maatschappelijke waarde van groengas is opgehaald welke mogelijke motivaties de industrie kan hebben om te verduurzamen. Daarbij is onderscheid gemaakt tussen de verschillende alternatieven: welk alternatief zou een voorkeur dienen en waarom? Wat naar voren kwam: de voornaamste motivatie vanuit de industrie om over te stappen in de industrie is de prijs van de techniek, de CO₂-prijs en de kosten van energie. Daarnaast kunnen aanpassingen aan het proces, of aan de infrastructuur een obstakel vormen om over te stappen. Dit kan 'gedoe' betekenen met ombouw. Deels zit er overlap tussen beide argumenten. Aanpassingen kunnen immers kostbaar zijn. Een andere motivatie voor de keuze van een hernieuwbaar alternatief is regelgeving. Regelgeving is een breed begrip. Het omvat financiële maatregelen zoals heffingen, beprijzen of subsidies, maar ook restricties.

Groengas vraagt geen aanpassingen, maar is nog steeds duurder dan aardgas. Regelgeving zou hier een rol kunnen spelen in het vergroten van draagvlak in de industrie. De elektrische boiler vraagt wel aanpassingen ten opzichte van een gasboiler. Dit betekent dat deze optie interessant wordt bij een natuurlijk moment van vervanging. Wanneer een boiler vervangen dient te worden, zal op dat moment een financiële afweging gemaakt worden over de levensduur van de nieuwe boiler. Als deze keuze richting 2030 gemaakt moet worden, wordt de elektrische boiler interessanter: de ketenkosten zijn relatief laag. Daarbij nemen de additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂ af richting 2050 met een hoger aandeel hernieuwbare elektriciteit. Dit effect komt naar voren in de gevoeligheidsanalyse (zie Figuur 6). Bij een toename van de CO₂-prijs neemt de kostprijs van de elektrische boiler richting 2050 verder af. Waterstof, met name uit elektrolyse, is in 2030 waarschijnlijk te kostbaar als alternatief voor aardgas in een industriële boiler. Voor het gebruik van waterstof in boilers zijn minimale aanpassingen nodig. Waar dit argument zwaar weegt, wordt blauwe waterstof mogelijk als alternatief overwogen.



3 Casus gebouwde omgeving: oude binnenstad

3.1 Motivatie casus gebouwde omgeving

De opgave voor het verduurzamen van de warmtevraag in de gebouwde omgeving is omvangrijk en complex. De huidige warmtevraag in de gebouwde omgeving is 314 PJ (Tabel 2). De complexiteit komt onder meer door een grote variëteit: er zijn oude binnensteden, nieuwbouwwijken, landelijkgebied met verspreide oude woningen, of nieuwe woningen. Daarbij is er een groot aantal opties voor hernieuwbare warmtevoorziening, zoals warmtenetten met verschillende bronnen; hybridewarmtepompen; all-electric-warmtepompen en hr-ketels op groengas of waterstof. Bij het overstappen op een hernieuwbare warmtevoorziening is de beste oplossing afhankelijk van de situatie.

Groengas kan ingezet worden ter vervanging van aardgas in een hr-ketel. Dat is met name interessant op plekken waar aanpassingen aan infrastructuur kostbaar zijn en isolatie van de woningen relatief kostbaar is. Isoleren is in alle gevallen wenselijk, omdat het de warmtevraag reduceert. Groengas kan hogetemperatuurwarmte leveren, en kan daarom ingezet worden waar isolatie het kostbaarste is/moelijkst te realiseren is. Woningen van voor 1945 zijn doorgaans slecht geïsoleerd, en kostbaar om te isoleren (bijvoorbeeld door de afwezigheid van spouwmuren). In oude binnensteden vinden we een hoge concentratie van deze woningen. In heel Nederland wordt in hoogstedelijkgebied in woningen die gebouwd zijn voor 1945 zo'n 2 bcm (70 PJ) aan aardgas gebruikt (CE Delft, 2015). Oude binnensteden bestaan doorgaans uit gebouwen met verschillende bouwjaren. Waaronder buurten met gebouwen uit de jaren 1945 tot 1990. De totale warmtevraag in Nederland voor deze gebouwen in hoogstedelijkgebied komt neer op iets meer dan 1 bcm (35 PJ).

Groengas kan ook een hoge maatschappelijke waarde hebben in buitengebieden met verspreide oude woningen. Door de spreiding zijn daar minder collectieve alternatieven zoals bijvoorbeeld warmtenetten mogelijk ter vergelijking. Er is daarom gekozen voor een casus in oude binnensteden. Het gezamenlijke gasgebruik voor oude gebouwen (gebouwd voor 1900) in buitengebieden in Nederland is meer dan 2 bcm (70 PJ)(CE Delft, 2015).

3.2 Beschrijving casus

Voor de gebouwde omgeving is als casus een binnenstad van een middelgrote stad gekozen, die volledig overstapt op een hernieuwbare warmtevoorziening. Deze binnenstad bestaat uit 25.000 woningen (vergelijkbaar met steden als Delft en Den Bosch) met een onderverdeling naar type en bouwjaar, zoals weergegeven in Tabel 4. De verdeling over bouwjaar is ook gebaseerd op dit type wijken.

Deze casus is geselecteerd omdat we hier een hoge toegevoegde waarde van groengas verwachten. In binnensteden met een hoog aantal oude woningen zijn de kosten van isolatie gemiddeld aanzienlijk hoger dan bij nieuwere woningen. Isolatie van oudere panden vereist flinke investeringen. Voor een aantal alternatieven is isolatie vooraf een vereiste. Dit is niet voor alle alternatieven het geval, maar isolatie is altijd wenselijk. Daarnaast is in een oude binnenstad de aanleg van een warmtenet doorgaans lastig uitvoerbaar. Groengas kan vol-



gens deze redenatie ook ingezet worden in andere typen wijken met relatief veel oude huizen. Deze studie beperkt zich tot één casus.

Tabel 4 - Overzicht aantal woningen in casus gebouwde omgeving

	Bouwjaar	Percentage	Aantal
Rijwoningen	Totaal	30%	7.500
	Voor 1945	70%	5.250
	1945-1991	30%	2.250
Gestapelde woningen	Totaal	70%	17.500
	Voor 1945	70%	12.250
	1945-1991	30%	5.250

De woningen zijn aangesloten op het laagspanningsnetwerk en distributiegasnetwerk.

De geselecteerde technieken zijn:

- Conventionele hr-ketel op aardgas (fossiele referentie).
- Conventionele hr-ketel op groengas. De installatiekosten zijn hetzelfde als die voor de hr-ketel op aardgas. Dit systeem kan hoge temperaturen genereren, wat nodig is voor slecht geïsoleerde woningen. Het effect van een isolatienorm naar MT-niveau is indicatief doorgerekend.
- Hybridewarmtepomp op elektriciteit en groengas. Voor deze installatie is aangenomen dat het hoge temperaturen kan leveren, nodig voor slecht geïsoleerde woningen. Hierover is nog veel onzekerheid. Het effect van een isolatienorm naar MT-niveau is indicatief doorgerekend.
- All-electric-luchtwaterwarmtepomp die gebruik maakt van buitenlucht en elektriciteit voor warmteproductie. Dit gebeurt met lagetemperatuurwarmte (LT-warmte); de woning moet naar LT-niveau geïsoleerd worden en laagtemperatuurradiatoren zijn vereist.
- Collectief MT-warmtenet (middentemperatuur) gebaseerd op geothermie. Hiervoor is isolatie vereist naar een MT-niveau schilisolatie. Er is 20-30% bijstook vereist waarvoor groengas ingezet wordt.
- Hr-ketel op waterstof uit elektrolyse. Dit systeem kan hoge temperaturen genereren, wat nodig is voor slecht geïsoleerde woningen.

3.3 Aannames casus

Voor deze casus is zoveel mogelijk aangesloten bij bekende cijfers uit het CEGOIA-model⁶, dat gebruikt wordt binnen CE Delft om de toekomstige warmtevoorziening van wijken en gemeentes door te rekenen op energievraag en kosten. De kostenaannames worden beschreven in de tabellenbijlage (CE Delft, 2020a). De algemene aannames die gelden voor elke casus zijn opgenomen in Bijlage A, waaronder de kosten en emissies voor energiedragers en transport.

3.3.1 Algemene aannames

In navolging van het CEGOIA-model is aangenomen dat een gemiddelde rijwoning in de binnenstad een oppervlakte van 120 m² heeft en een gestapelde woning een oppervlakte van 80 m². In Tabel 5 zijn de aannames voor de kapitaallastfactoren weergegeven voor verschillende technieken.

⁶ [Een uitgebreide beschrijving van het CEGOIA-model.](#)

Tabel 5 - Aannames kapitaallastfactoren

	Eenheid	Isolatie	Warmtetechniek	Infrastructuur
Afschrijftermijn	jaar	25	15	30
Algemene discontovoet	%	2,3%	2,3%	1,6%
Capital recovery factor	-	5,3%	7,9%	4,2%

De warmtevraag per type woning is gebaseerd op cijfers uit CEGOIA en is weergegeven in Tabel 6. Voor één huishouden is gerekend met een vraag naar warmtapwater van 10 GJ. Daarmee komt in de huidige situatie van het gemiddeld gasgebruik uit op 1.750 m³ aardgas per jaar. In Tabel 6 is de warmtevraag weergegeven voor de verschillende woningtypen en mate van isolatie.

Tabel 6 - Warmtevraag voor ruimteverwarming

Warmtevraag ruimteverwarming (kWh/m ²)		Huidig	MT-niveau isolatie	LT-niveau isolatie
Gestapelde woningen	T/m 1945	109	70	50
	1946-1991	90	70	50
Rij	T/m 1945	114	70	50
	1946-1991	95	70	50

Bron: (CE Delft, 2020a).

Tabel 7 geeft de vereiste isolatiekosten per vierkante meter weer voor isolatie van de verschillende typen woningen naar de twee isolatieniveaus. De isolatiepakketten gaan uit van afwezigheid van spouwmuren bij woningen t/m 1945 (Merosch, 2020).

Tabel 7 - Kosten isolatie

Kosten isolatie (€/m ²)		Naar MT-niveau	Naar LT-niveau
Gestapelde woningen	T/m 1945	€ 96	€ 261
	1946-1991	€ 62	€ 151
Rij	T/m 1945	€ 114	€ 252
	1946-1991	€ 96	€ 183

Bron: (CE Delft, 2020a).

3.3.2 Techniekaannames

Voor de technieken zijn de belangrijkste aannames weergegeven in Tabel 8. Belangrijk is dat alleen voor de all-electric-warmtepomp, hybridewarmtepomp en geothermieopties geïsoleerd hoeft te worden.

Tabel 8 - Overzicht aannames technieken gebouwde omgeving

	Investering (€)	OPEX (%)	Additionele aannames
Aardgas-hr-ketel	€ 1.850	4%	
Groengas-hr-ketel	€ 1.850	4%	

	Investering (€)	OPEX (%)	Additionele aannames
Hybridewarmtepomp	€ 5.000	2%	Ruimteverwarming heeft een aandeel van 47% ⁷ . COP voor ruimteverwarming is 4 voor tapwater is die 2,3. Geen isolatie vereist.
Geothermie - bij klant	€ 2.000	2,5%	
Geothermie - netwerk	€ 43.455	3%	Zie toelichting onder tabel.
All-electric-warmtepomp	€ 8.500	0,5%	COP voor ruimteverwarming is 4, voor tapwater is die 2,3 en voor koeling 5.
Mechanische ventilatie	€ 1.500	2%	COP van 1.
LT-radiatoren	€ 35/m ²	0%	
Waterstofketel	€ 3.350	4%	Rendement van 104% ten opzichte van lower heating value van waterstof.

Bron: (CE Delft, 2020a).

Geothermiekosten

De kosten van de geothermieoptie zijn bepaald aan de hand van modelberekeningen in CEGOIA. Er is gerekend met een vermogen van 9 kW per grondgebondenwoning en 7,5 kW per gestapelde woning, waarvoor respectievelijk € 10.000 en € 6.000 aan aansluitkosten is verondersteld. Gegeven de beschreven woningmix vertaalt zich dat in een gemiddelde kostenpost van € 7.250. Een gelijktijdigheidsfactor van 50% is gebruikt voor productie, waardoor in totaal 104 MW vermogen vereist is voor de 25.000 huishoudens. Voor de geothermiebron is gerekend met investeringskosten van € 1.818/kW en operationele kosten van 3%.

De kosten voor de leidingen zijn afhankelijk van het totale vermogen. Gebaseerd op kostenformules is berekend dat de kosten per meter warmtenetleiding € 2.669/meter bedragen. Voor de operationele kosten is gerekend met een percentage van 3%. In binnensteden is de lengte per woning ongeveer 5 meter voor de distributieleidingen en 5,8 meter voor transportleidingen. De kosten voor de leidingen zelf komen daarmee op € 28.756. Het leidingverlies is 15%.

De totale infrastructurele kosten voor geothermie bestaan dus uit aansluitkosten (€ 7.250), de geothermiebron (€ 7.499) en warmteleidingen (€ 28.756) en komen daarmee uit op € 43.455 per woning.

3.4 Resultaten casus

De resultaten voor deze casus omvatten de kosten en emissies per ketenstap en de additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂. Figuur 8 geeft de ketenkosten weer gedeeld door de *originele* vereiste warmtevraag. Door isolatie neemt de warmtevraag af. Per GJ primaire warmtevraag kan dan meer warmte geleverd worden, en wordt er minder CO₂ uitgestoten. Er kunnen dus meer woningen verwarmd worden met eenzelfde alternatief wanneer geïsoleerd is. De resultaten zijn gepresenteerd per originele warmtevraag voor een eerlijke vergelijking van de technieken.

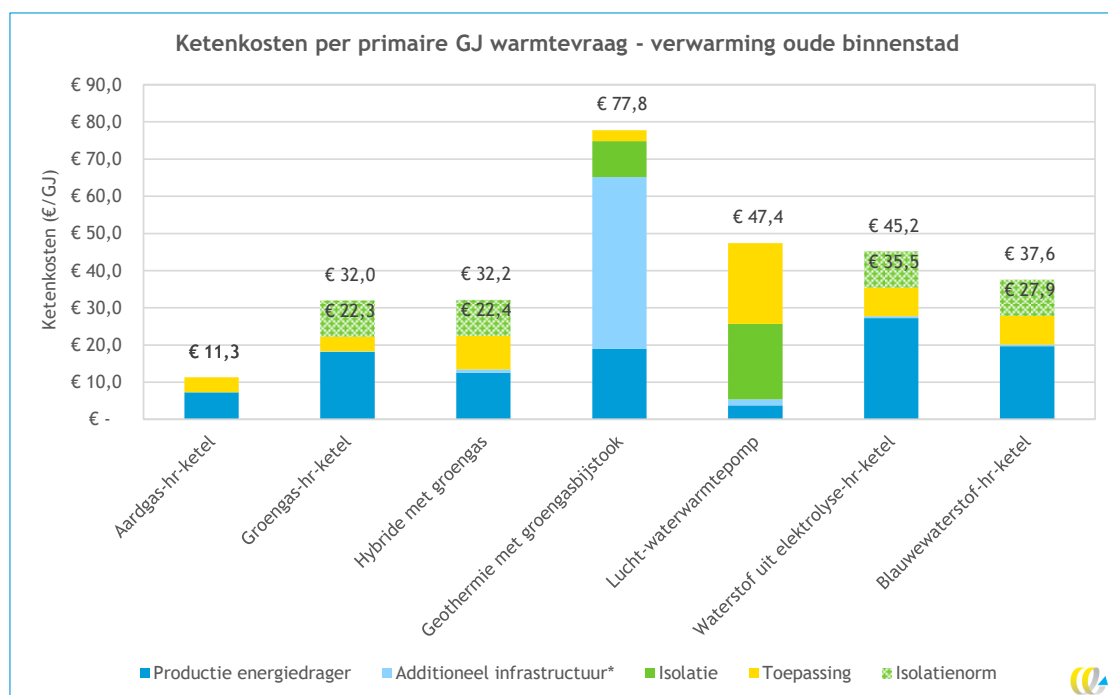
De kosten van de aardgas-hr-ketel zijn het laagste, gevolgd door de groengas-hr-ketel. Geothermie kent hoge kosten door de grote investeringen in het nieuwe leidingwerk en de aansluitingen. Deze kosten zijn mede hoog omdat deze, anders dan bij gas- en elektrici-

⁷ Overeenkomend met woning met gemiddelde van isolatielabel C en D (CE Delft, 2019a).

teitsleidingen, niet nationaal gesocialiseerd worden. Daarnaast valt de grote invloed op van isolatie. Voor de hybridewarmtepomp, de hr-ketel op groengas of waterstof is isolatie als optie meegenomen bij de komst van een isolatienorm.

Disclaimer: De kosten en vraagreductie voor isolatie zijn indicatief, gebaseerd op bouwjaar en type woning (Merosch, 2020). Aangenomen is dat woningen voor 1945 geen spouwmuur hebben en woningen na 1945 wel. De werkelijke kosten en de resulterende warmtevraag zijn woningspecifiek.

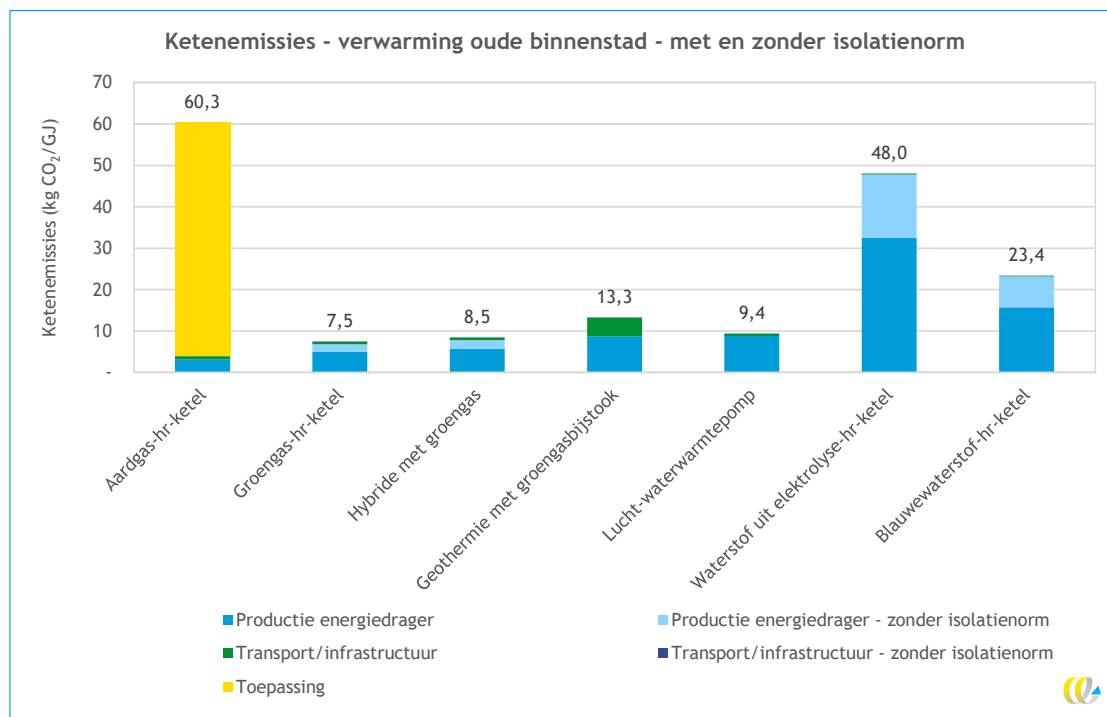
Figuur 8 - Ketenkosten voor casus verwarming oude binnenstad. De grafiek toont de kosten per originele GJ warmtevraag (zonder isolatie). Voor geothermie en een luchtwaterwarmtepomp is isolatie een vereiste. Voor de andere alternatieven is isolatie vooraf wenselijk, omdat bij isolatie de warmtevraag afneemt en energie bespaard wordt. Op dit moment is er geen isolatieverplichting of isolatienorm.



* De kosten voor de infrastructuur zijn de additionele kosten naast het in stand houden van het elektriciteits- en aardgasnetwerk. Een uitgebreide toelichting is opgenomen in Paragraaf 1.2.

Figuur 9 geeft de ketenemissies voor de verschillende technieken weer. De groengas-hr-ketel kent de laagste emissies gevolgd door een hybridewarmtepomp met groengas en de luchtwaterwarmtepomp. De emissies zijn lager bij aanwezigheid van een isolatienorm omdat de warmtevraag afneemt. Per GJ primaire originele warmtevraag (aardgas-hr-ketel) kan dan meer warmte geleverd worden, en wordt er minder CO₂ uitgestoten. Zonder isolatienorm zijn de emissies van de alternatieven hoger, behalve voor geothermie en de luchtwaterwarmtepomp, omdat hier standaard isolatie geldt. De hr-ketel op waterstof uit elektrolyse kent hoge emissies doordat er is gerekend met de gemiddelde elektriciteitsmix. Het effect van het gebruik van groene stroom wordt onderzocht in de gevoeligheidsanalyse.

Figuur 9 - Ketenemissies voor casus verwarming oude binnenstad. De emissies zijn lager bij aanwezigheid van een isolatienorm omdat de warmtevraag afneemt. Per GJ primaire originele warmtevraag (aardgas-hr-ketel) kan dan meer warmte geleverd worden, en wordt er minder CO₂ uitgestoten. Zonder isolatienorm zijn de emissies van de alternatieven hoger, behalve voor geothermie en de luchtwaterwarmtepomp, omdat hier standaard isolatie geldt.

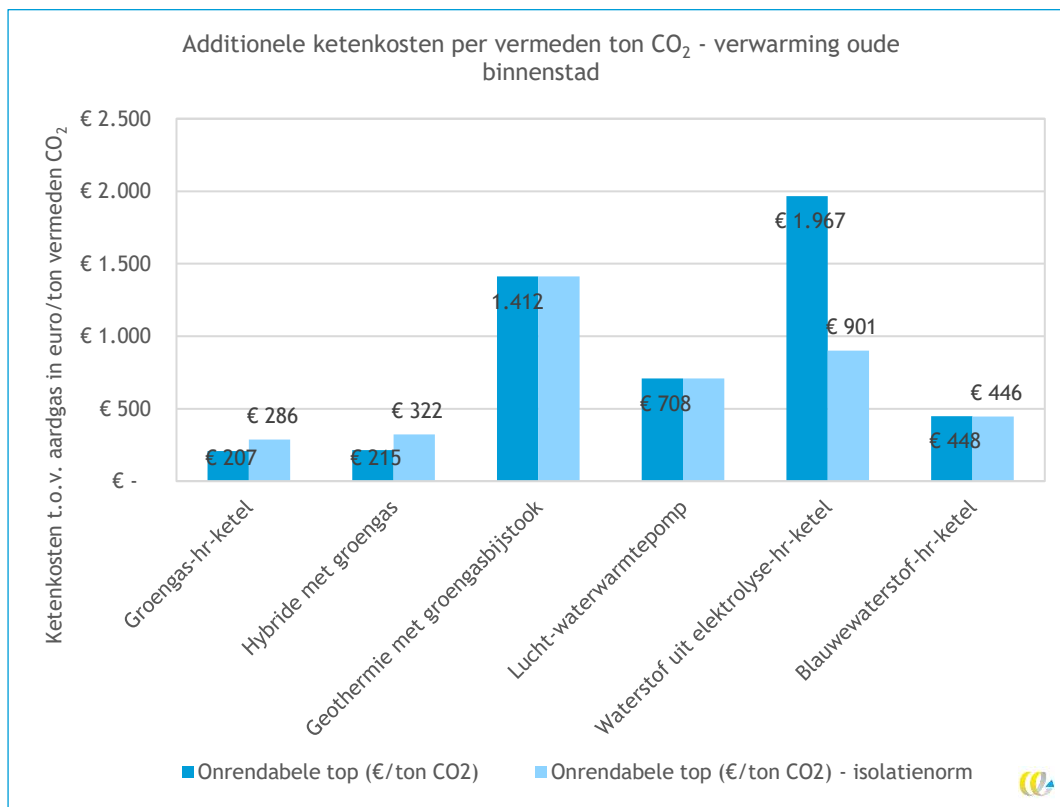


Figuur 10 geeft de additionele ketenkosten in €/ton CO₂ weer ten opzichte van het aardgas-alternatief. De groengas-hr-ketel kent de laagste additionele kosten. De hr-ketel heeft zowel lage ketenkosten als een lage emissiefactor. Ook de hybridewarmtepomp op groengas is een aantrekkelijke optie - temeer omdat deze een kleinere gasvraag heeft en dus meer woningen gebruik kunnen maken van de beschikbare hoeveelheid groengas. Als er daarbij een isolatienorm wordt gesteld neemt de warmtevraag per woning verder af. Zo kunnen meer woningen met groengas verduurzaamd worden.

De andere duurzame opties kennen fors hogere additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂. Met name de geothermieoptie en de hr-ketel op waterstof uit elektrolyse kennen hoge additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂. Waterstof uit elektrolyse hebben lagere additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂ wanneer vooraf geïsoleerd wordt (isolatienorm). Dat komt doordat de *vermeden* ketenemissies ten opzichte van aardgas toenemen. Waterstof uit elektrolyse uit de elektriciteitsmix van 2030 heeft een aanzienlijke CO₂-footprint. Deze is lager als er geïsoleerd wordt, omdat er door isolatie minder waterstof nodig is om de woning te verwarmen.



Figuur 10 - Additionele ketenkosten voor casus verwarming oude binnenstad



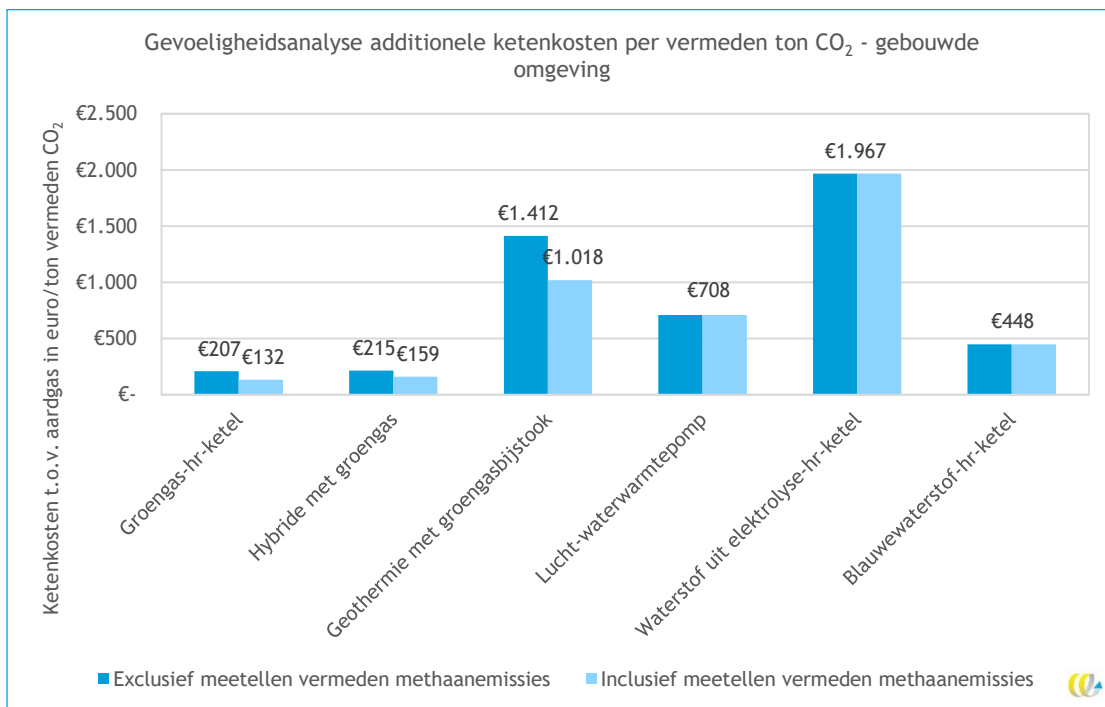
3.5 Gevoeligheidsanalyse casus

In de gevoeligheidsanalyse worden twee casussen doorgerekend, zoals uitgebreid beschreven in Bijlage A op Pagina 57. De twee casussen zijn:

1. Negatieve methaanemissies door gebruik van mest worden meegenomen.
2. Inzet van Wind Op Zee (WOZ) voor productie van groene waterstof.

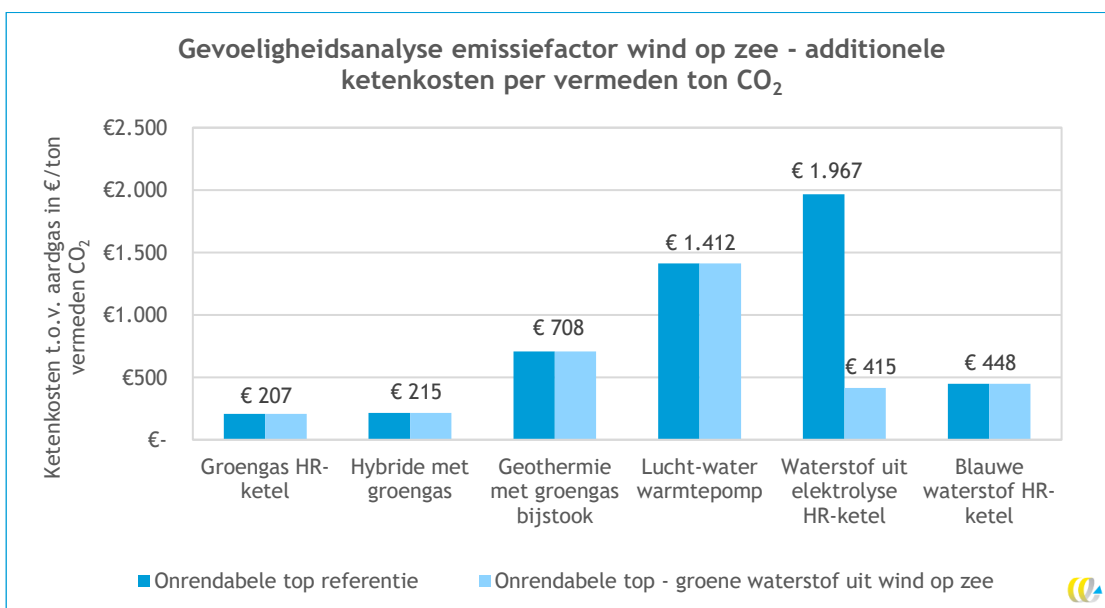
In Figuur 11 zijn de resultaten weergegeven als de vermeden methaanemissies door gebruik van mest voor groengasproductie wordt meegenomen. Dit resulteert in een grotere emissie-reductie waardoor de opties die groengas gebruiken, lagere ketenkosten per vermeden ton CO₂ realiseren. De additionele kosten voor een groengashybridewarmtepomp en hr-ketel dalen naar respectievelijk € 132 en € 163/ton CO₂.

Figuur 11 - Resultaten gevoeligheidsanalyse meetellen vermeden methaanemissies



In Figuur 12 zijn de resultaten weergegeven voor groenwaterstofproductie uit wind op zee, oftewel wanneer additionele elektriciteit met een lagere emissiefactor wordt gebruikt. Door een sterke daling van de emissies van 48,0 naar 6,2 kg CO₂/GJ is ook een sterke daling zichtbaar in de additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂. Echter is groene waterstof nog steeds duurder dan de hybridewarmtepomp met groengas en groengasketel.

Figuur 12 - Resultaten gevoeligheidsanalyse groene waterstof uit wind op zee



3.6 Draagvlak

Tijdens een workshop over de maatschappelijke waarde van groengas is opgehaald welke mogelijke motivaties in de gebouwde omgeving leven kan om te verduurzamen. Daarbij is onderscheid gemaakt tussen de verschillende alternatieven: welk alternatief zou een voorkeur dienen en waarom? We beperken ons tot het perspectief van de bewoner. Voor de meeste bewoners geldt dat de kosten voor de eindgebruiker laag moeten zijn. Het merendeel van de Nederlanders wil meewerken aan de energietransitie mits het financieel voordelig is (Motivaction, 2019). Een andere motivatie is duurzaamheid: het alternatief of de bron moeten iets opleveren voor het milieu/bijdragen tegen klimaatverandering. Daarnaast moet de techniek of het alternatief het liefst niet teveel gedoe meebrengen of aanpassingen vragen. Het kan daarbij helpen als het mensen makkelijk gemaakt wordt. Barrières die mensen ervaren zijn onder andere hoge kosten, onduidelijkheid vanuit de overheid en snelle technische ontwikkelingen (Motivaction, 2019). Behoud van keuzevrijheid speelt ook een rol in de motivatie voor duurzame alternatieven.

Groengas, ingezet in een hr-ketel, of in een hybridewarmtepomp heeft, voor de specifieke casus van oude binnensteden, de laagste ketenkosten ten opzichte van alternatieven. Ook als we kijken naar de additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂ scoren deze twee technieken het beste. Bij de hybridewarmtepomp zijn, anders dan bij de hr-ketel, aanpassingen nodig. Dit kan mensen tegenstaan. De duurzaamheid van de hybridewarmtepomp neemt toe vanaf 2030 door een lagere emissiefactor van elektriciteit. Voor groengas, ondanks de productie uit reststromen, is er een risico dat mensen de duurzaamheid in twijfel trekken door discussies rondom biomassa.

Bij de inzet van hybridewarmtepompen is er in oude binnensteden in totaal minder groengas nodig dan bij de inzet van groengas in hr-ketels. In totaal kunnen dan meer huizen voorzien worden van deze techniek, en minder op kostbaardere alternatieven. De vraag naar warmte in oude binnensteden is groter dan de beschikbare hoeveelheid groengas. Voor de gehele opgave zou een hybridewarmtepomp daarom tot lagere maatschappelijke kosten kunnen leiden dan de inzet van groengas in hr-ketels. Draagvlak zou dan ook groter kunnen zijn voor de hybridewarmtepomp: mits de maatschappelijke kosten in de eindgebruikerskosten gereflecteerd worden; en mits kosten zwaarder wegen dan aanpassingen.

Lokaal voor lokaal zou bij groengas nog een argument kunnen zijn dat draagvlak voor binnensteden kan verlagen. De productie van groengas vindt plaats in agrarische gebieden. Het kan zijn dat bewoners het lokaal geproduceerde groene gas in willen zetten in buitengebieden. Om hier meer over te kunnen zeggen, moeten ook de additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂ voor oude gebouwen in niet-stedelijke gebieden berekend worden.

4 Casus mobiliteit: containerschip op zee

4.1 Motivatie casus mobiliteit

De opgave in de mobiliteit is groot. Het finaalverbruik van de mobiliteitssector is 512 PJ (CBS, 2019a) en de huidige vraag naar bunkerbrandstoffen in Nederland is 318 PJ (zie Tabel 2). In de mobiliteit is brandstofprijs een belangrijke parameter in de keuze voor een alternatief. Dat geldt met name bij voer- en vaartuigen die een relatief korte levensduur kennen. De prijs van elektriciteit is naar verwachting in 2030 lager dan die van biobrandstoffen (zie Tabel 17). Groengas (in de vorm van bio-LNG) zal naar verwachting de grootste toegevoegde waarde hebben waar elektriciteit geen alternatief is.

Binnen de sector mobiliteit is gekozen voor een focus op de zeescheepvaart. Hoewel groengas op korte- en middellange termijn ook waarde kan hebben voor het vrachtverkeer over de weg (in de vorm van bio-LNG), zien we vanaf 2030 meer potentie binnen de zeescheepvaart. Aan de keuze voor de zeescheepvaart liggen een aantal overwegingen ten grondslag:

- Beleid gericht op de allocatie van groengas zal niet direct in werking kunnen treden; het is daarom logischer om vanaf het zichtjaar 2030 vooruit te kijken.
- In 2025 starten Nederlandse steden met zero-emissiezones, met als doel om in 2030 volledig emissievrije binnensteden te realiseren en luchtvervuiling als gevolg van wegverkeer te reduceren. Gevolg is dat in 2030 vervoer op bio-LNG niet langer in de binnensteden gebruikt mag worden (ZES, 2021). In 2030 verwachten we daarom dat stadslogistiek voornamelijk op batterijelektrisch overstapt; bijbehorende vrachtwagens rijden immers relatief weinig kilometers en komen vaker terug op depots waar ze kunnen snelladen.
- Na 2030 zouden biobrandstoffen nog wel ingezet kunnen worden voor vrachtverkeer over lange afstanden. Dergelijk wegtransport kan in 2030 echter ook in energie voorzien worden met waterstof of batterijelektrisch, eventueel gecombineerd een Electric Road System (ERS) om de range van de vrachtwagens te vergroten (CE Delft et al., 2020). Tussen nu en 2030 speelt bio-LNG nog een belangrijke rol als alternatief voor diesel. De korte levensduur van vrachtwagens (~ 15 jaar) maakt echter dat de inpassing van alternatieven snel kan gaan door nieuwe bouw van vrachtwagens in plaats van retrofitting.
- Afgezien van de opkomst van biobrandstoffen verwachten we geen grote ontwikkelingen van duurzame alternatieven voor de zeevaart tot 2030: voor de zware zeescheepvaart is elektrificatie geen optie, vanwege de (veel) te kleine range. Gecomprimeerd waterstof zal naar verwachting ook onaantrekkelijk blijven, vanwege de ruimte die het inneemt, de veiligheidsproblemen en de hoge kosten. Ammoniak, op basis van waterstof uit elektrolyse, kan een oplossing bieden, maar zal in 2030 nog duur zijn vanwege de schaarse hoeveelheid waterstof uit elektrolyse. Waterstof heeft vanwege hoge park-emissiefactoren⁸ nog steeds een hoge CO₂-uitstoot in 2030.
- In januari 2020 is de nieuwe mondiale zwavelnorm van de International Maritime Organisation (IMO) in werking getreden. Deze verplicht schepen om brandstof te gebruiken met een zwavelpercentage van maximaal 0,5% (tegenover de oude 3,5%).

⁸ Parkemissiefactor: de gemiddelde emissie per voertuigkilometer, gebaseerd op een gewogen gemiddelde (CBS).



De nieuwe zwavelnorm heeft varen op LNG veel aantrekkelijker gemaakt – verbranding van LNG leidt tot bijna geen zwavelemissies – waardoor orders voor LNG-schepen flink zijn toegenomen. Omdat bio-LNG als drop-in-fuel kan worden gebruikt voor schepen die nu op LNG varen en zeeschepen een relatief lange levensduur kennen, maakt dit bio-LNG in de toekomst erg aantrekkelijk.

4.2 Beschrijving casus

Op basis van huidige orderboeken en recente publicaties over de Total Cost of Ownership van LNG-containerschepen (SEA\LNG, 2019), is gekozen om uit te gaan van een groot containerschip met een capaciteit van 14.000 TEU en een nuttig energieverbruik van 0,625 PJ (CE Delft, 2021a). Er zijn zes alternatieven doorgerekend, waarvan twee gebruik maken van fossiele brandstoffen, drie van biobrandstoffen en één van een e-fuel:

1. Een containerschip dat vaart op geïmporteerd Very Low Sulfur Fuel Oil (VLSFO).
2. Een containerschip dat vaart op geïmporteerd LNG.
3. Een containerschip dat vaart op bio-LNG dat in Nederland is vervaardigd uit groengas.
4. Een containerschip dat vaart op biomethanol dat in Nederland is vervaardigd uit houtige biomassa.
5. Een containerschip dat vaart op biodiesel, in Nederland geproduceerd via de Fischer-Tropsch-methode uit houtige biomassa⁹.
6. Een containerschip dat vaart op vloeibare ammoniak, geproduceerd in Nederland door middel van elektrolyse geproduceerde waterstof.

Er worden twee verschillende fossiele referenties aangehouden – niet alleen omdat een deel van de grote containerschepen in 2030 op VLSFO zal varen en een deel op LNG, maar ook om de invloed van methaanslip zichtbaar te maken.

4.3 Aannames kosten

In de analyse is uitgegaan van de brandstofprijzen in Tabel 9. Een uitgebreide toelichting op de kostprijnschattingen is te vinden in Bijlage A.3.

Tabel 9 - Aangenomen kostprijs voor de productie van de verschillende brandstoffen

Brandstof	Aangenomen kostprijs in 2030 (€/GJ brandstof)
VLSFO	11,40
LNG	8,90
Bio-LNG ¹⁰	25,50
Biomethanol	20,00
Biodiesel (FT)	20,30
Vloeibare ammoniak, op basis van waterstof uit elektrolyse	41,00

⁹ Naast geavanceerde biodiesel uit houtige biomassa kunnen containerschepen ook varen op FAME-biodiesel. Biodiesel vervaardigd via laatstgenoemde productieroute kan echter leiden tot *land use change* (bijvoorbeeld ontbossing) en heeft daarom veel hogere gemiddelde ketenemissies - soms zelf hoger dan fossiele brandstoffen (ICCT, 2020b). Om deze reden is gekozen om alleen biodiesel uit houtige biomassareststromen mee te nemen.

¹⁰ De kosten van opwaarderen en vervloeien zijn gebaseerd op een model van CE Delft (CE Delft, 2018). Investerings- en energiegebruik voor deze stappen maken bijna 30% van de kosten uit (€7,35/GJ). PBL (PBL, TNO & DNV, 2021) schat dit aandeel lager in. Voor biomethanol en biodiesel hanteren we de kostprijnschatting van (PBL, TNO & DNV, 2021).



Voor de transportkosten is uitgegaan van transport naar de Rotterdamse haven. Verondersteld is dat LNG per schip wordt geïmporteerd vanuit Qatar, en VLSFO per schip wordt geïmporteerd vanuit Saudi-Arabië. Voor de overige brandstoffen is uitgegaan van productie in Nederland en transport per truck over een afstand van 100 km. De aangenomen transportkosten zijn weergegeven in Tabel 10. Zie voor een toelichting op de aannames Bijlage A.5.

Tabel 10 - Aangenomen kosten voor het transport van de verschillende brandstoffen

Brandstof	Aangenomen transportkosten in 2030 (€/GJ brandstof)
VLSFO	1,02
LNG	2,62
Bio-LNG	0,51
Biomethanol	0,68
Biodiesel (FT)	0,29
Vloeibare ammoniak, op basis van waterstof uit elektrolyse	1,02

Omdat de brandstoffen onder een verschillende druk moeten worden opgeslagen en andere veiligheidsvoorschriften kennen voor het tanken, hebben we ook zogenaamde bunkerkosten meegenomen. Deze kosten voor het bunkeren *an sich* zijn gebaseerd op *ship-to-ship*-bunkering en zijn overgenomen uit (CE Delft, 2021a).

Tabel 11 - Bunkerkosten voor de verschillende brandstoffen

Gebunkerde brandstof	€/GJ brandstof
VLSFO	0,07
LNG	0,29
Bio-LNG	0,29
Biomethanol	0,21
Biodiesel (FT)	0,07
Vloeibare ammoniak, op basis van waterstof uit elektrolyse	0,38

Om een containerschip op een alternatieve brandstof te laten varen, zijn vaak duurdere, gespecialiseerde motoren noodzakelijk, of additionele componenten/wijzigingen. In de analyse is verondersteld dat biodiesel als drop-in-fuel gebruikt kan worden bij schepen die nu op VLSFO varen. Voor (bio-)LNG is een gespecialiseerd motorontwerp nodig, net als voor ammoniak. In theorie kan ammoniak ook als input dienen voor een brandstofcel om zo een hogere efficiëntie te bewerkstelligen, maar we gaan ervan uit dat deze techniek in 2030 nog niet op grote schaal beschikbaar is. Ammoniak wordt daarom, net als de andere brandstoffen, verbrand in een verbrandingsmotor. De verschillende motoren kennen een zeer vergelijkbaar rendement dat licht kan verschillen per merk en toepassing. We zijn daarom uitgegaan van een efficiëntie van 50% voor alle motoren, in navolging van Lindstad et al., 2020. De jaarlijkse CAPEX en OPEX voor de verschillende motoren zijn gebaseerd op CE Delft, 2021a. Hierbij is een afschrijftermijn aangenomen van 25 jaar en is gerekend met een maatschappelijke discontovoet van 2,25% om investeringskosten om te rekenen naar jaarlijkse kosten. De aangenomen bedragen zijn weergegeven in Tabel 12.

Tabel 12 - Jaarlijkse CAPEX en OPEX voor de verschillende scheepsmotoren

Brandstof	CAPEX (€ per jaar)	OPEX (€ per jaar)
VLSFO	1.420.000	404.000
LNG	2.059.000	586.000
Bio-LNG	2.059.000	586.000
Biomethanol	1.476.000	840.000
Biodiesel (FT)	1.420.000	404.000
Vloeibare ammoniak, op basis van waterstof uit elektrolyse	3.122.000	888.000

4.4 Aannames emissies

De productie van de verschillende brandstoffen leidt tot CO₂-emissies. Bij de productie van (bio-)LNG en vloeibare ammoniak, is een extra vervloeiingsstap noodzakelijk die elektriciteit vraagt en daarmee leidt tot additionele ketenemissies¹¹. In Tabel 13 zijn de verschillende componenten en de totale uitstoot weergegeven. Een toelichting bij de aangenomen emissiefactoren is gegeven in Bijlage A.4.

Tabel 13 - Emissies bij de productie van de verschillende marine fuels

Brandstof	Productie primaire energiedrager (kg CO ₂ -eq. per GJ finale brandstof)	Liquefactie (kg CO ₂ -eq. per GJ finale brandstof)	Totaal (kg CO ₂ -eq. per GJ finale brandstof)
VLSFO	12,90	-	9,90
LNG	4,82	1,59	6,41
Bio-LNG	6,81	1,59	8,40
Biomethanol	11,22	-	11,22
Biodiesel (FT)	3,22	-	3,22
Vloeibare ammoniak, op basis van waterstof uit elektrolyse	67,74	0,32	68,06

Ook het transport van de verschillende brandstoffen leidt tot CO₂-uitstoot. De aangenomen emissiefactoren zijn weergegeven in Tabel 14. Een toelichting op de gebruikte emissiefactoren is te vinden in Bijlage A.4.

Tabel 14 - Transportemissies van de verschillende marine fuels

Brandstof	Emissies door transport (kg CO ₂ -eq. per GJ brandstof)
VLSFO	3,00
LNG	3,00
Bio-LNG	0,36
Biomethanol	0,96
Biodiesel (FT)	0,41
Vloeibare ammoniak, op basis van waterstof uit elektrolyse	0,96

¹¹ Tijdens de liquefactie kan ook methaanemissies optreden; deze emissies zijn meegenomen in de aparte post 'methaanslip'.

Ten slotte treedt bij de productie van VLSFO en (bio-)LNG methaanslip op. Ook bij onvolledige verbranding van (bio-)LNG in scheepsmotoren komt methaan vrij. Deze methaanemissies zorgen vanwege de grote *global warming potential* (GWP) van methaan voor een significante bijdrage aan de ketenemissies in CO₂-eq.¹². Schattingen van de methaanemissies gedurende de gehele levenscyclus van de brandstoffen zijn overgenomen uit (ICCT, 2020a) en weergegeven in Tabel 15. In de hoofdanalyse zijn we ervan uitgegaan dat de containerschepen die varen op (bio-)LNG gebruik maken van een Low Pressure Dual Fuel Engine (LPDF) omdat deze in de regel goedkoper is dan een zogenaamde High Pressure Dual Fuel Engine (HPDF-motor). Een LPDF-motor leidt echter tot meer methaanslip dan een HPDF-motor. Om dit effect inzichtelijk te maken is een gevoeligheidsanalyse opgenomen waarin de LNG-varianten gebruik maken van een HPDF-motor.

Tabel 15 - Methaanslip bij de productie en onvolledige verbranding van marine fuels

Brandstof	Methaanemissies per GJ brandstof in kg CO ₂ -eq.
VLSFO	3,70
LNG	23,00
Bio-LNG	22,31
Biomethanol	-
FT-diesel	-
Vloeibare ammoniak, op basis van waterstof uit elektrolyse	-

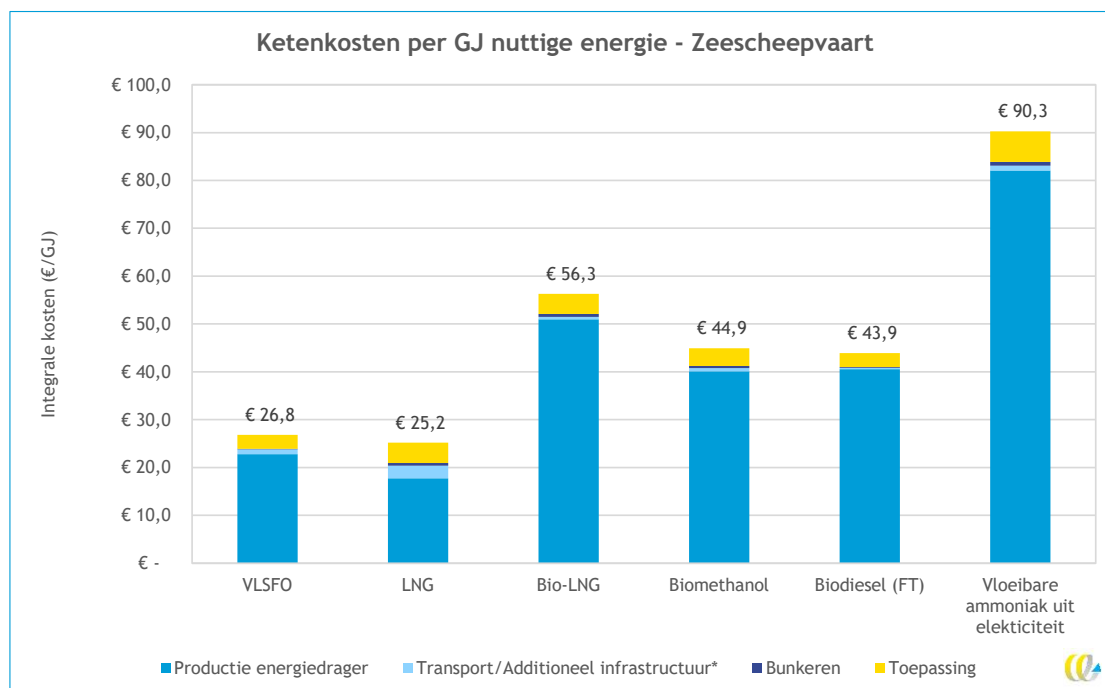
Ten slotte treden bij de verbranding van VLSFO en LNG CO₂-emissies op. Hiervoor is gerekend met 75,6 kg CO₂-eq. per GJ VLSFO en 56,4 kg CO₂-eq. per GJ LNG op basis van ICCT, (2020a).

4.5 Resultaten casus

De resultaten voor deze casus omvatten de kosten en emissies per ketenstap en de additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂. In Figuur 13 zijn de kosten per ketenstap weergegeven.

¹² In deze studie is uitgegaan van een 100-jaar-GWP van 36, wat betekent dat één kilogram methaan evenveel opwarming veroorzaakt over een periode van honderd jaar als 36 kg CO₂.

Figuur 13 - Ketenkosten casus mobiliteit per GJ nuttige energie

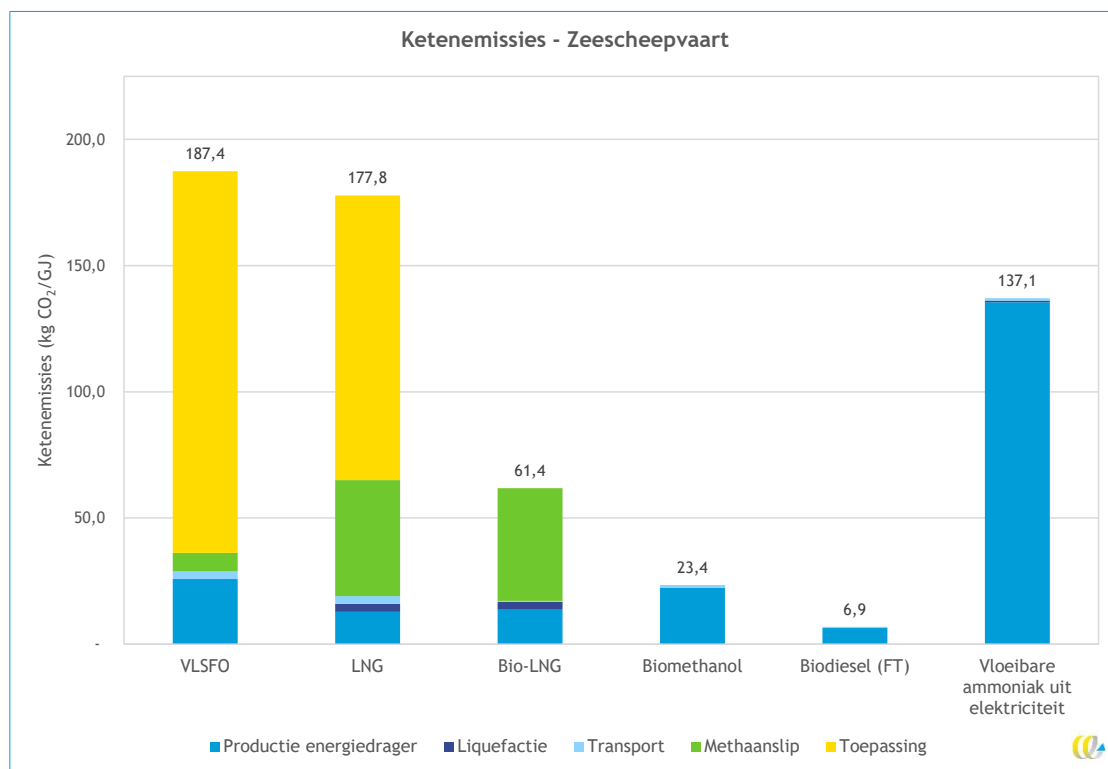


* De kosten voor de infrastructuur zijn de additionele kosten naast het in stand houden van het elektriciteits- en aardgasnetwerk. Een uitgebreide toelichting is opgenomen in Paragraaf 1.2.

Zoals duidelijk is te zien, zijn net als bij de industrie de kosten van de energiedrager dominant. De fossiele opties – VLSFO en LNG – hebben de laagste maatschappelijke kosten per GJ nuttige energie, gevolgd door biodiesel, biomethanol en bio-LNG. De kosten voor vloeibare ammoniak (op basis van waterstof uit elektrolyse met een elektriciteitsmix in 2030) zijn meer dan drie keer zo hoog als de kosten van de fossiele opties VLSFO en LNG. Dit is grotendeels te wijten aan de grote investeringen en elektriciteitsuitgaven die gepaard gaan met het produceren van waterstof middels elektrolyse – de belangrijkste input van deze ammoniak.

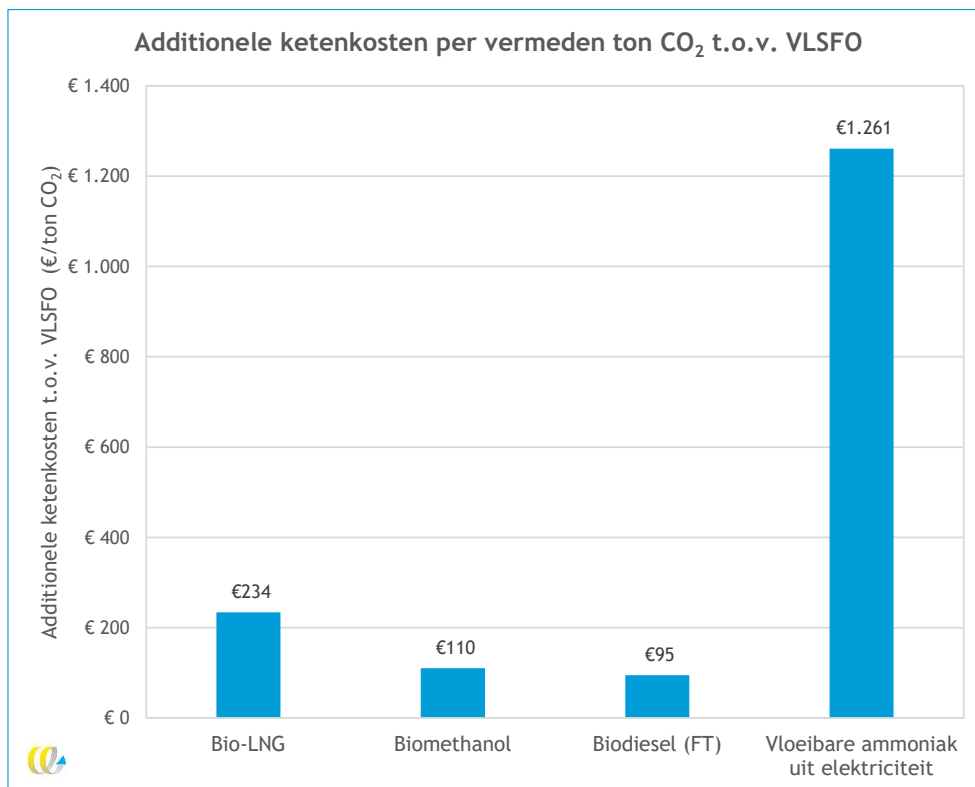
In Figuur 14 zijn de ketenemissies voor de verschillende technieken weergegeven. De ketenemissies zijn – zoals verwacht – het grootst bij de fossiele technieken. De bijdrage van methaanslip is significant, en zorgt ervoor dat LNG bijna even hoge ketenemissies kent als VLSFO. Ook zorgen methaanemissies ervoor dat biomethanol lagere ketenemissies kent dan bio-LNG. Biodiesel heeft de laagste ketenemissies, deels omdat bij de productie van biodiesel groene stroom wordt geproduceerd die terug wordt geleverd aan het net. Vloeibare ammoniak op basis van waterstof uit elektrolyse kent verreweg de hoogste ketenemissies van de duurzame alternatieven. Deze hoge emissies zijn het gevolg van de grote elektriciteitsvraag en de aangenomen gemiddelde parkemissiefactor. In de gevoeligheidsanalyse wordt onderzocht wat het effect op de emissies en kosten zijn als uit wordt gegaan van productie van groene ammoniak met behulp van additionele stroom uit wind op zee. Ook wordt in de gevoeligheidsanalyse nader ingegaan op gebruik van een HPDF-scheepsmotor die de onvolledige verbranding van methaan reduceert.

Figuur 14 - Ketenemissies casus mobiliteit per GJ nuttige energie

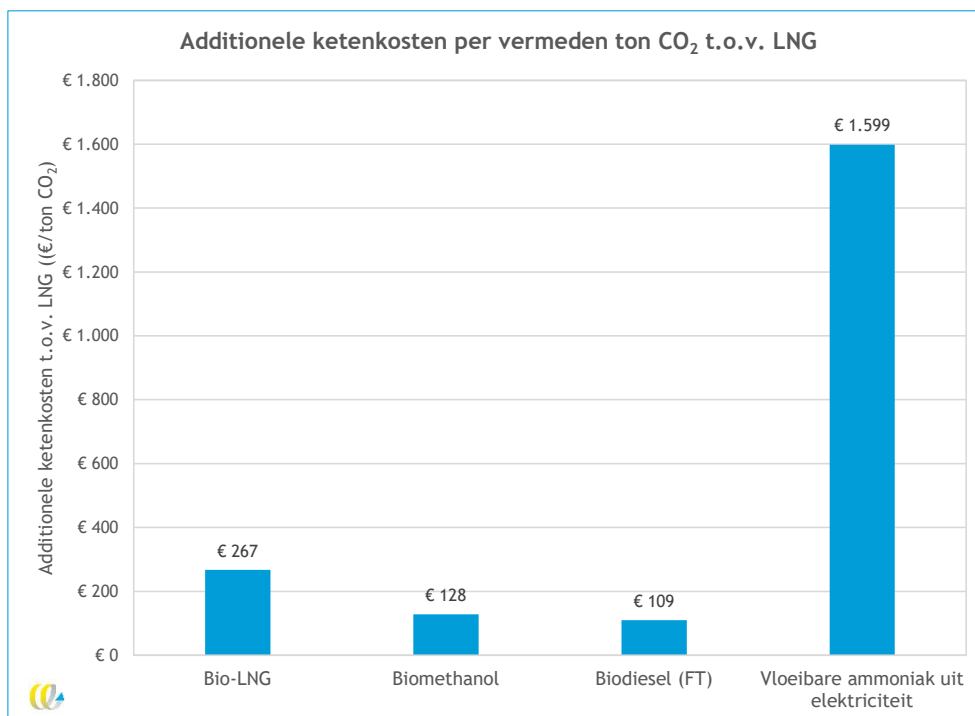


In Figuur 15 en Figuur 16 zijn de additionele ketenkosten in €/ton CO₂-eq. weergegeven ten opzichte van respectievelijk VLSFO en LNG. Biodiesel en biomethanol kennen de laagste ketenkosten per vermeden ton CO₂, vanwege de relatief lage productiekosten en beperkte ketenemissies. Omdat LNG lagere ketenemissies per GJ kent dan VLSFO, zijn de additionele ketenkosten lager als VLSFO als referentie wordt genomen. Bio-LNG scoort slechter dan de andere biobrandstoffen als gevolg van de hogere kosten en methaanemissies. Vloeibare ammoniak kent erg hoge additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂, voornamelijk vanwege de hoge emissies door gebruik van de gemiddelde parkemissiefactor.

Figuur 15 - Additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂ ten opzichte van VLSFO



Figuur 16 - Additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂ ten opzichte van LNG



4.6 Gevoeligheidsanalyse casus

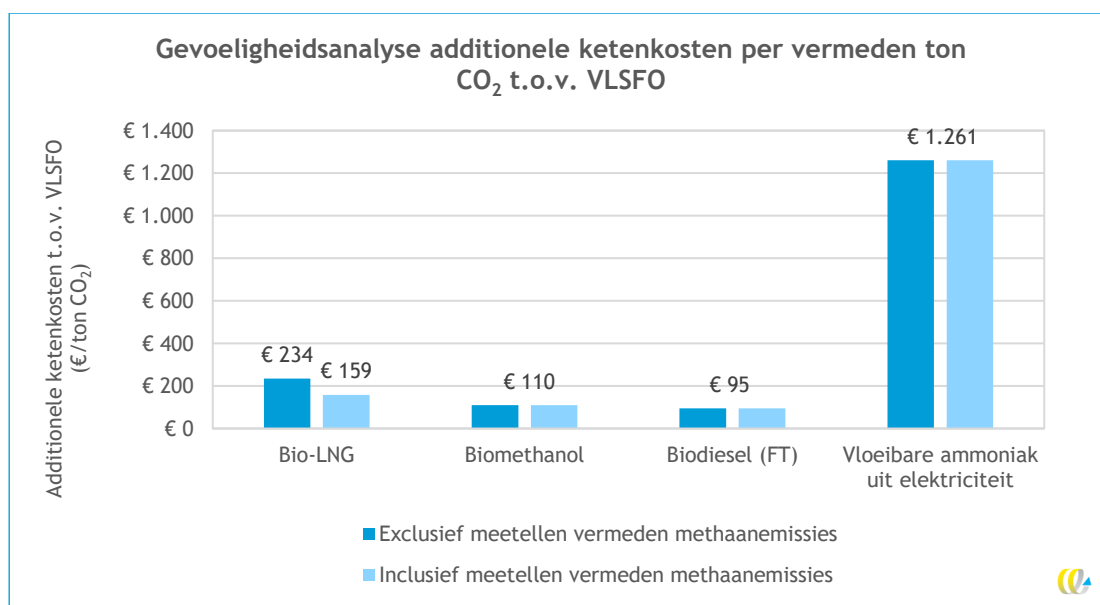
In de gevoeligheidsanalyse worden drie casussen doorgerekend, zoals uitgebreid beschreven in Bijlage A. De drie casussen zijn:

1. Negatieve methaanemissies door gebruik van mest worden meegenomen.
2. Bij de LNG-opties wordt gebruik gemaakt van een HPDF-motor met minder methaanslip.
3. Inzet van Wind Op Zee (WOZ) voor productie van groene ammoniak.

De drie gevoeligheidsvarianten worden in het kader van de leesbaarheid alleen weergegeven ten opzichte van VLSFO.

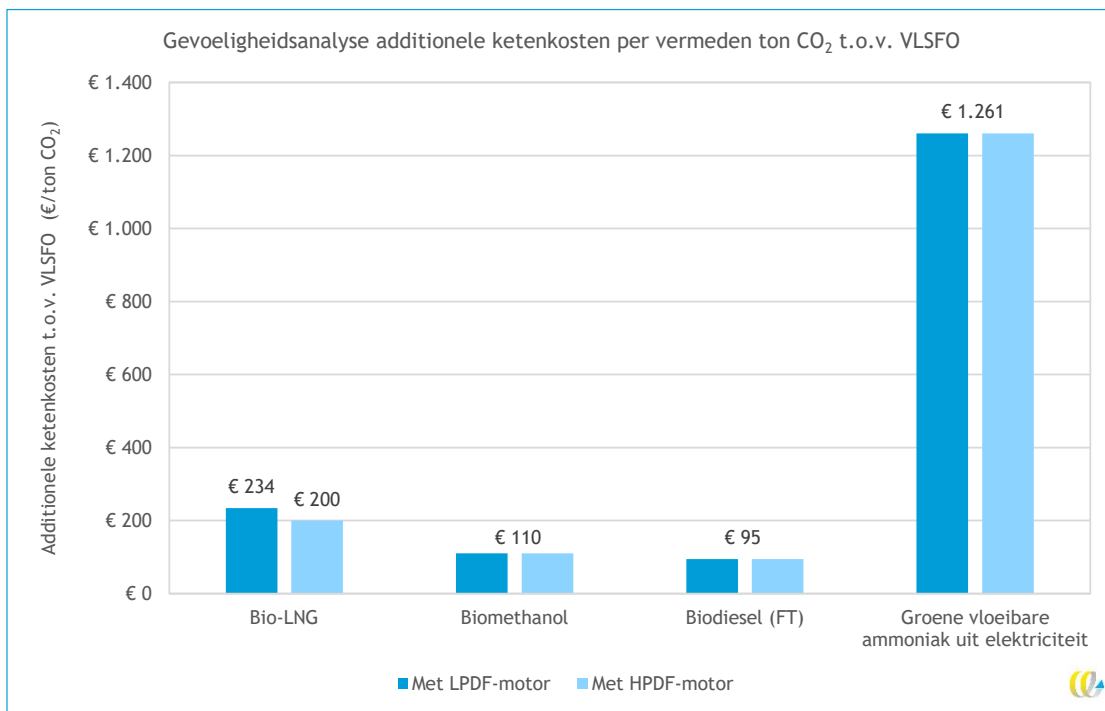
In Figuur 17 zijn de resultaten weergegeven als de vermeden methaanemissies door gebruik van mest voor groengasproductie worden meegenomen. Dit resulteert in een grotere emissiereductie waardoor bio-LNG lagere ketenkosten per vermeden ton CO₂ kent. De andere biobrandstoffen blijven echter kosteneffectiever.

Figuur 17 - Resultaten gevoeligheidsanalyse meetellen vermeden methaanemissies



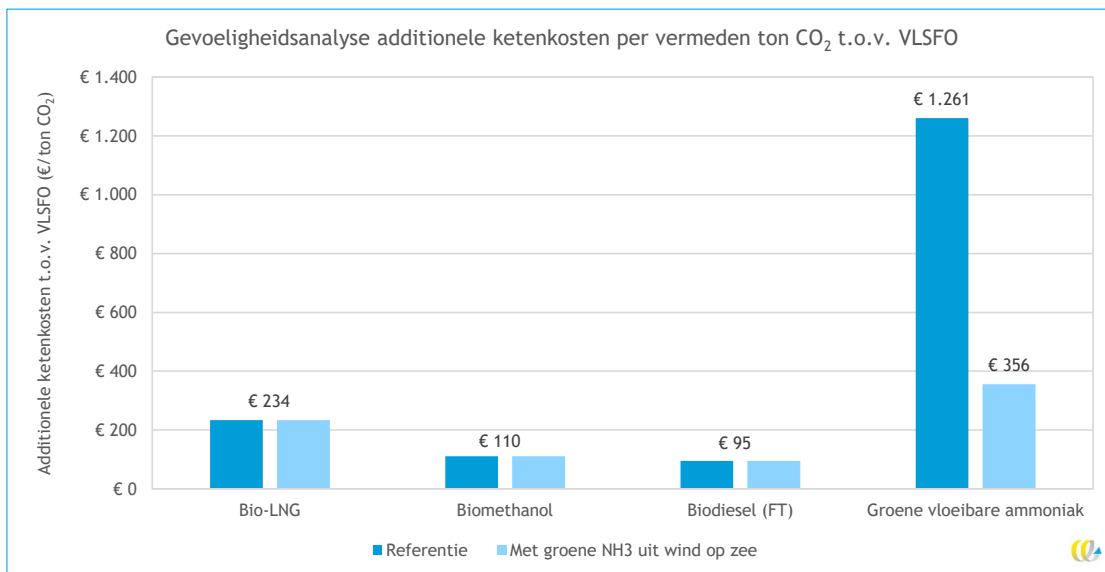
In Figuur 18 zijn de resultaten weergegeven wanneer de LNG-varianten gebruik maken van een HPDF-motor met minder methaanslip. Een dergelijke motor leidt tot grotere investeringskosten, maar de resultaten laten zien dat de vermeden methaanslip zwaarder weegt. Toch blijven de andere bio-opties kosteneffectiever. Zelfs wanneer gebruik wordt gemaakt van een HDPF-motor en negatieve methaanemissies bij de productie van groengas worden meegeteld (een combinatie van de twee gevoeligheidsvarianten) scoren de andere biobrandstoffen beter.

Figuur 18 - Resultaten gevoeligheidsanalyse gebruik HPDF-motor



In Figuur 19 zijn de resultaten weergegeven wanneer wordt gerekend met een lagere emissiefactor voor elektriciteit, die overeenkomt dedicated wind op zee. De emissies vallen in dit geval fors lager uit, en het laatstgenoemde effect zorgt voor significant lagere additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂. Toch blijven de biobrandstoffen goedkoper per vermeden ton CO₂.

Figuur 19 - Resultaten gevoeligheidsanalyse groene ammoniak uit wind op zee



4.7 Draagvlak

Voor de zeescheepvaart geldt dat er in principe voor de goedkoopste brandstof wordt gekozen, tenzij regelgeving eisen stelt aan de kwaliteit van de brandstof/restricties oplegt aan de emissies. De internationale scheepvaart valt op dit moment niet onder nationale emissies, en ook niet onder het ETS-handelssysteem¹³. De huidige prijs van fossiele brandstoffen is aanzienlijk lager dan de hernieuwbare alternatieven. Aankomende regelgeving is daarom leidend in het draagvlak. De mogelijkheid tot uitdragen van duurzaamheid kan een rol spelen in de motivatie voor hernieuwbare alternatieven in de mobiliteit. Dit speelt op dit moment een grotere rol bij wegtransport dan binnenvaart, en dan zeescheepvaart.

Lokaal voor lokaal kan in de zeescheepvaart een barrière zijn voor draagvlak van groengas ingezet als bio-LNG. De perceptie van lokale kosten voor internationale baten, zeker gezien de geringe beschikbaarheid van groengas, kan ervoor zorgen dat bio-LNG uit in Nederland geproduceerd groengas niet maatschappelijk geaccepteerd wordt.

¹³ In Fit for 55 heeft de EC plannen voorgelegd om het Europese emissiehandssysteem EU ETS uit te breiden naar de Europese zeescheepvaart. Hiermee wordt een prijsstijging verwacht voor fossiele brandstoffen voor de scheepvaart binnen Europa.

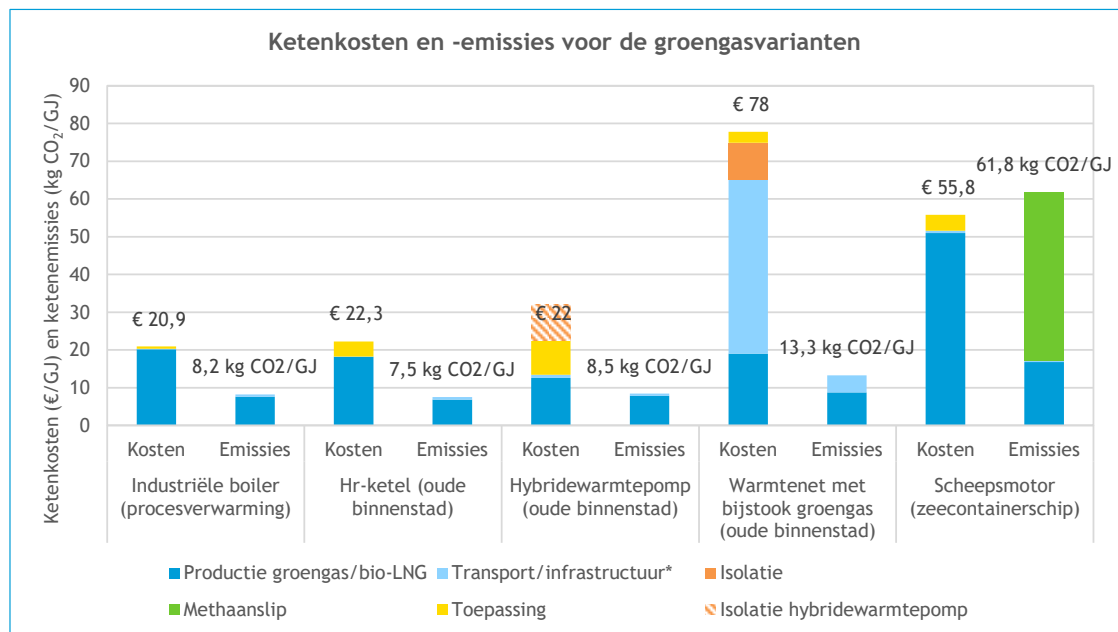
5 Conclusies maatschappelijke waarde groengas

In Hoofdstuk 2, 3 en 4 zijn de ketenkosten en -emissies bepaald voor elk van de drie casussen. De emissies en kosten bepalen gezamenlijk de additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂. Deze benadering maakt een sectoroverstijgende vergelijking mogelijk.

5.1 Groengas per casus

Ten eerste kan een vergelijking gemaakt worden tussen de emissies en kosten van de groengasopties in de verschillende sectoren. In Figuur 20 zijn de ketenkosten en ketenemissies weergegeven voor de drie groengastoepassingen met laagste additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂. De kosten voor de groengasboiler in de industrie en hr-ketel in de gebouwde omgeving zijn ongeveer gelijk. De brandstofkosten zijn lager voor de hr-ketel omdat de efficiëntie hoger is. De jaarlijkse kosten van een hr-installatie zijn echter weer hoger dan die van een industriële boiler. De kosten voor productie van bio-LNG zijn significant hoger. De omzetting naar bio-LNG vraagt veel energie, voornamelijk in de vorm van elektriciteit, en investeringen in een installatie. Daarnaast is een scheepsmotor minder efficiënt waardoor er relatief meer energie vereist is om één GJ nuttige energie te leveren.

Figuur 20 - Ketenkosten en -emissies voor de groengasvarianten



* De kosten voor de infrastructuur zijn de additionele kosten naast het in stand houden van het elektriciteits- en aardgasnetwerk. Een uitgebreide toelichting is opgenomen in Paragraaf 1.2.

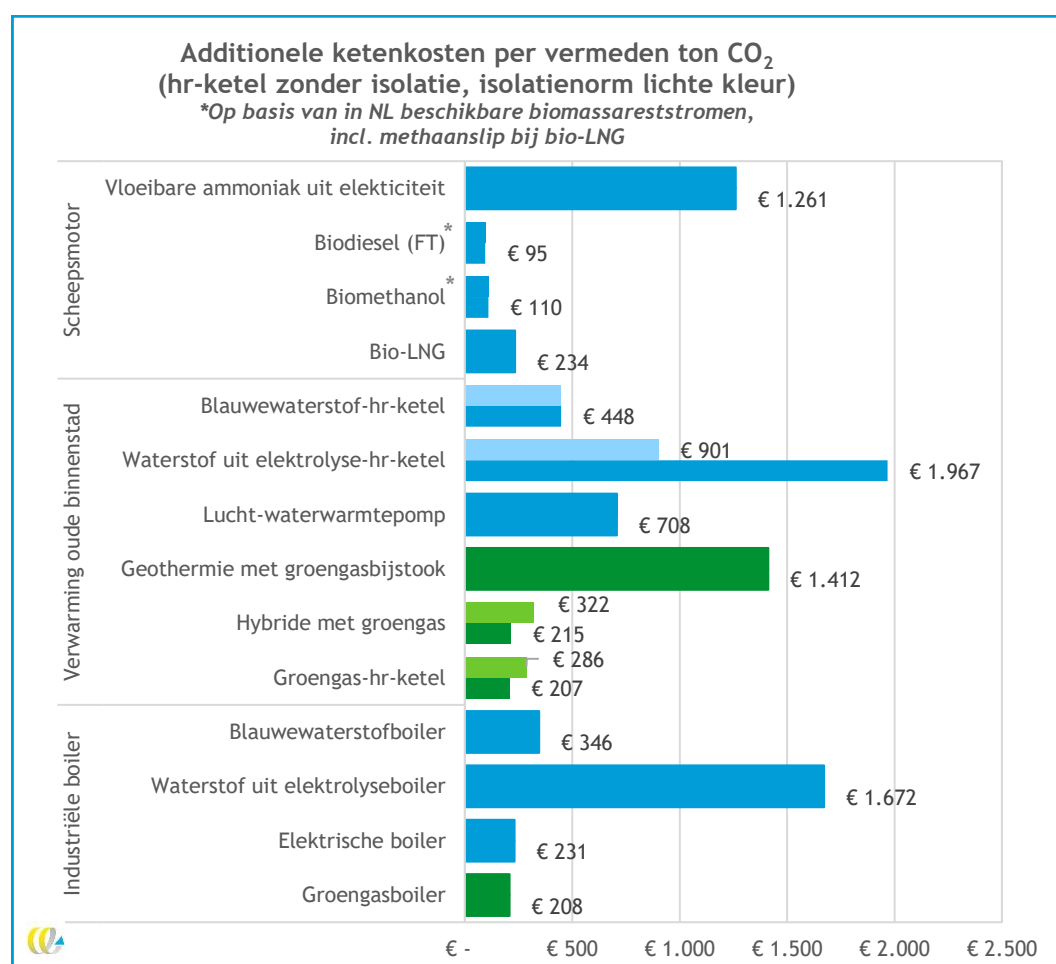


Figuur 20 toont ook de emissies voor de drie groengascasussen in de verschillende sectoren. De emissies voor de industriële boiler en hr-ketel zijn opnieuw vergelijkbaar. De emissies voor de hr-ketel zijn iets lager vanwege de hogere efficiëntie. Door de lagere efficiëntie van de bio-LNG scheepsmotor (50%) zijn de emissies voor productie van de energiedrager ongeveer twee keer zo hoog. Daarnaast vindt er in de motor methaanslip plaats, waardoor de totale emissies van deze casus fors hoger liggen. Daarbij is het wel van belang dat de fossiele referenties binnen de casus scheepsmotor ook een significant hogere uitstoot kennen dan de fossiele referenties in de industrie en gebouwde omgeving.

5.2 Additionele ketenkosten maatregelen

Om de toegevoegde waarde van groengas te vergelijken is een overzicht gemaakt van de additionele ketenkosten van alle maatregelen in Figuur 21. De groengasalternatieven hebben allen vergelijkbare additionele ketenkosten van rond de € 200/ton CO₂.

Figuur 21 - Additionele ketenkosten van alle maatregelen



De figuur maakt het mogelijk om de toegevoegde waarde van groengas in de verschillende sectoren te vergelijken. Daarin is niet zo zeer leidend in welke sectoren de additionele ketenkosten van groengas het laagste zijn; belangrijker is wat de ketenkosten van groengas zijn ten opzichte van andere duurzame alternatieven.

In de scheepvaart is groengas niet het goedkoopste alternatief en komen zowel biodiesel als biomethanol goedkoper uit de berekening. Deze biobrandstoffen concurreren in zekere mate om grondstoffen met groengas, en zullen dus ook maar beperkt beschikbaar zijn. In de industrie heeft groengas wel de laagste ketenkosten, snel gevolgd door de elektrische boiler. In de toekomst, met een groener wordende elektriciteitsmix, zullen de emissies en daardoor additionele ketenkosten van de elektrische boiler echter dalen tot onder die van de groengasboiler.

Gebaseerd op de additionele ketenkosten is groengas voor de verwarming van oude binnensteden de meest kosteneffectieve toepassing van groengas. Groengas in een hr-ketel heeft de laagste additionele ketenkosten van de alternatieven, en ook een hybridewarmtepomp met groengas kent lage additionele ketenkosten. Vanwege de lagere gasvraag maakt dit de hybridewarmtepomp op groengas erg aantrekkelijk. Als er voor een hybridewarmtepomp wordt gekozen, kan met dezelfde hoeveelheid groengas een groter aantal woningen worden verwarmd (al vereist dit wel additionele elektriciteit). Benadrukt moet worden dat deze casussen niet uitputtend zijn; nader onderzoek moet uitwijzen of het verschil in additionele ketenkosten per vermeden ton CO₂ nog groter is bij andere toepassingen.

6 Allocatie en beleid

6.1 Het belang van allocatie

Voor het realiseren van de hoogste maatschappelijke waarde moet groengas ingezet worden waar de meerwaarde ten opzichte van alternatieven het grootst is. In deze studie is gekeken naar drie casussen, één per sector. Hieruit concluderen we dat er een verschil in meerwaarde van groengas is, in ieder geval tussen de casussen.

In het kader van dit onderzoek hebben we een workshop gehouden met nationale en regionale beleidsmakers en experts op het gebied van groengasbeleid. Hierin kwam naar voren dat allocatie naar de juiste sector van belang is voor de realisatie van de maatschappelijke waarde die we zien. Daar staat tegenover dat allocatie pas plaats kan vinden als het doel van 2 bcm in 2030 inderdaad gerealiseerd is. De vraag naar groengas is in alle sectoren groter dan het aanbod. Daarom is het belangrijk om alternatieven in te zetten waar het (nu al) kan, en in de toekomst groengas te alloceren waar nodig. Tijdens de workshop zijn aan de hand van discussies beleidsmaatregelen verkend met betrekking tot allocatie van groengas. Een analyse van deze maatregelen is geen onderdeel van deze studie.

6.2 Verkenning van beleidsmaatregelen

Tijdens de workshop zijn een aantal beleidsmaatregelen verkend. Paragraaf 6.2.1 omschrijft de huidige beleidsmaatregelen. Paragraaf 6.2.2 geeft een samenvatting van de discussie rondom toekomst beleid.

6.2.1 Huidige beleidsmaatregelen

De beleidsmaatregelen die met name van invloed zijn op de productie van groengas zijn de SDE++. De SDE++ is een push-stimulering: de productie wordt gestimuleerd middels een subsidie die de producent aan kan vragen. Een gebruiker kan daarna middels virtuele Garantie Van Oorsprong (GVO)-certificaten aan een CO₂-reductie-eis of -wens voldoen. Daarnaast is er een pull-stimulering: de Jaarverplichting Hernieuwbare Energie Vervoer (HBE), die invulling geeft aan de huidige bestaande wetgeving (Besluit Energie Vervoer en Regeling Energie Vervoer). Nederland implementeert hiermee de Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED2). Een leverancier krijgt één of meerdere HBE('s) als deze één GJ energie (bijvoorbeeld in de vorm van bio-LNG) levert die aan de voorwaarden voldoet. Daarmee kan aan de bijmengverplichting worden gedaan. Dit maakt de inzet van groengas voor bio-LNG aantrekkelijk.

6.2.2 Toekomstige beleidsmogelijkheden

In de workshop kwam naar voren dat als kader voor beleid rondom groengas het duurzaamheidskader van biomassa meegenomen moet worden. Energiebesparing werd genoemd als voorwaarde om de vraag naar de schaarse hoeveelheid groengas te beperken. Daarbij kan gedacht worden aan een isolatienorm, of een verplicht energielabel. Daarnaast is oog voor energie-armoede een belangrijk element om rekening mee te houden in de effecten van beleid. Beleid kan gemaakt worden door middel van normeren, verbieden, beprijzen tussen sectoren, of door algehele hernieuwbare energie verplichting.

Voorbeelden van beleid dat bij kan dragen aan de opschaling van groengas naar 2 bcm / de allocatie van groengas:

- ETS-prijs in de industrie;
- bijmengverplichting in de gebouwde omgeving;
- nationale CO₂-heffing;
- schotten in de SDE++ (reservering voor groengas, apart van alternatieve energiedragers);
- normering hernieuwbare energie op gebouwniveau;
- beleid voor opschaling van alternatieven;
- stimuleren van groengas productie vanuit het ministerie van landbouw;
- verplicht energielabel;
- nationaal isolatieprogramma;
- wederzijdse erkenning van GvO's in de EU;
- multipliers voor de gebouwde omgeving.



7 Literatuur

- CBS. 2019a. *Statline: Energieverbruik in Nederland, 2019* [Online]. CBS. Available: <https://www.energiein nederland.nl/feiten-en-cijfers/uitgebreid/2019/energieverbruik> [Accessed 2021].
- CBS. 2019b. *Statline: Herkomst en samenstelling input co-vergisting* [Online]. CBS. Available: <https://www.cbs.nl/nl-nl/maatwerk/2019/10/herkomst-en-samenstelling-input-co-vergisting> [Accessed 2-21].
- CE Delft, 2015. Op weg naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving 2050. Delft, CE Delft.
- CE Delft, 2018. Verkenning BioLNG voor transport : Fact finding, marktverkenning, businesscases. Delft, CE Delft.
- CE Delft. 2019a. *Alle warmtetechnieken voor bewoners : factsheet Hybride Warmtepomp* [Online]. Available: https://ce.nl/wp-content/uploads/2021/04/06_Factsheet-Hybride-warmtepomp_DEF.pdf [Accessed 2021].
- CE Delft, 2019b. CO2-balansen groengasketens: Vergisting en vergassing. Delft, CE Delft.
- CE Delft, 2020a. Bijlage modelparameters. Delft, CE Delft.
- CE Delft, 2020b. Potentieel van lokale biomassa en invoedlocaties van groengas : Een verkenning voor 2030. Delft, CE Delft.
- CE Delft, 2021a. Impact of FuelEU Maritime on the Dutch Maritime Sector. Delft, CE Delft.
- CE Delft, 2021b. Windenergie voor elektrificatie. Delft, CE Delft.
- CE Delft, TNO & Connekt, 2020. Outlook Hinterland and Continental Freight 2020. Delft, Topsector logistiek.
- Daniëls & Koelemeijer, 2016. Rapport IBO Kostenefficiëntie van beleidsmaatregelen ter vermindering van broeikasgasemissies. Petten, ECN.
- Energinet, 2016. Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation. Copenhagen, Danish Energy Agency.
- Enexis Groep, 2021. Door Energie in verbinding : Jaarverslag 2020. 's-Hertogenbosch, Enexis Holding N.V.
- Gasunie. 2021. *Jaarverslag 2020* [Online]. Available: [https://www.gasuniereport2020.nl/downloaden-als-pdf/\\$1894/\\$1895](https://www.gasuniereport2020.nl/downloaden-als-pdf/$1894/$1895) [Accessed 2021].
- ICCT. 2020a. *The climate implications of using LNG as a marine fuel* [Online]. Washington DC: International Council on Clean Transportation (ICCT). Available: <https://theicct.org/publications/climate-impacts-LNG-marine-fuel-2020> [Accessed].
- ICCT. 2020b. *The potential of liquid biofuels in reducing ship emissions, working paper* [Online]. International Council on Clean Transportation (ICCT). Available: [https://theicct.org/publications/marine-biofuels-sept2020#:~:text=Results%20show%20that%20feedstock%20is,1\)%20fatty%20acid%20methyl%20ester](https://theicct.org/publications/marine-biofuels-sept2020#:~:text=Results%20show%20that%20feedstock%20is,1)%20fatty%20acid%20methyl%20ester) [Accessed 2021].
- ISPT, Nuon, Stedin, OCI Nitrogen, CE Delft, Proton Ventures, TU Delft, Twente, AkzoNobel & ECN, 2017. Power to ammonia. Feasibility study for the value chains



- an business cases to produce CO₂-free ammonia suitable for various market applications. Amersfoort, ISPT.
- JRC, 2020. JEC Well-to-Tank report v5 : JEC well-to-wheels analysis : well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context. Luxembourg, Publications Office of the European Union.
- KIWA. 2018. *Toekomstbestendige Gasdistributienetten* [Online]. Apeldoorn: Kiwa Technology B.V. Available: https://www.netbeheernederland.nl/_upload/RadFiles/New/Documents/Kiwa%20-Toekomstbestendige%20gasdistributienetten%20-%20GT170272%20-%202018-07-05%20-D...pdf [Accessed September 2021].
- Lindstad, Eskeland, Rialland & Valland, 2020. Decarbonizing Maritime Transport: The Importance of Engine Technology and Regulations for LNG to Serve as a Transition Fuel. *Sustainability*, 12.
- Motivaction. 2019. *Hoe gaan Nederlanders om met de energietransitie?* [Online]. Motivaction. Available: www.motivaction.nl/kennisplatform/nieuws-en-persberichten/hoe-gaan-nederlanders-om-met-de-energietransitie [Accessed].
- Nayak-Luke & Bañares-Alcántara, 2020. Techno-economic viability of islanded green ammonia as a carbon-free energy vector and as a substitute for conventional production. *Energy & Environmental Science*, 13, 2957-2966.
- Netbeheer Nederland, 2019. Basisinformatie over energie-infrastructuur : opgesteld voor de Regionale Energie Strategieën. Den Haag, Netbeheer Nederland.
- Panteia, 2020. Cost Figures for Freight Transport = Kostenkengetallen voor Goederenvervoer - eindrapportage. Zoetermeer, Panteia.
- PBL, 2020a. Conceptadvies SDE++ 2021 Waterstofproductie via Elektrolyse. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PBL, 2020b. Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2020. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PBL & CPB, 2020. Kosten en -batenbegrippen in klimaatbeleid : Methodologisch achtergrondrapport. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) en Centraal Planbureau (CPB).
- PBL, TNO & DNV, 2021. Conceptadvies basisbedragen SDE++ 2022. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PBL, TNO, DNV GL, Guidehouse & Witteveen+Bos, 2021. Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- Port of Rotterdam. 2021. *Bunkeren in Rotterdam* [Online]. Port of Rotterdam. Available: <https://www.portofrotterdam.com/nl/logistiek/lading/natte-bulk/rotterdam-bunker-port> [Accessed 18-8- 2021].
- RVO, 2020. Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO₂ emissiefactoren, januari 2020. Den Haag, Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO).
- S&P. 2020. *LNG bunkering forecast to grow thirtyfold to 30 mil mt by 2030: Pavilion Energy* [Online]. Singapore: Platts. Available: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/091120-lng-bunkering-forecast-to-grow-thirtyfold-to-30-mil-mt-by-2030-pavilion-energy> [Accessed 2021].



SEA\LNG. 2019. *LNG as a Marine Fuel : the Investment Opportunity* [Online]. Available: https://sea-lng.org/wp-content/uploads/2020/04/190123_SEA-LNG_InvestmentCase_DESIGN_FINAL.pdf [Accessed].

Werkgroep Discontovoet, 2020. Rapport Werkgroep discontovoet 2020. Den Haag, Ministerie van Financiën.

ZES. 2021. *Kamerbrief van 5 oktober aan de Tweede Kamer mbt. de contouren toegangsregime zeroemissiezones* [Online]. Zero Emissie Stadslogistiek (ZES). Available: <https://opwegnaarzes.nl/kamerbrief> [Accessed].



A Aannames en methodologie

In deze Bijlage worden de belangrijkste aannames en de methodologie voor de berekeningen toegelicht en onderbouwd. De aannames zijn gesplitst in verschillende thema's vanaf Bijlage A.2.

A.1 Methodologie

De methodologie voor het vaststellen van maatschappelijke kosten en emissies bestaat uit verschillende stappen:

- Selectie en definitie van de casussen om vervolgens de verschillende technieken per casus uit te werken.
- Vaststellen algemene aannames voor productie en transport van de verschillende energiedragers (aardgas, groengas, waterstof, elektriciteit), zoals beschreven in Bijlage A.3, A.4 en A.5. Dit zijn aannames over de kosten en emissies voor de energiedragers en de netwerkkosten en verliezen per energiedrager.
- Vaststellen aannames per techniek per casus zoals beschreven in de verschillende hoofdstukken voor de casussen.
- Berekening van kosten en emissies per techniek per casus. Dit wordt gedaan aan de hand van een energiebalans voor de specifieke casus, waarmee de kosten en emissies vervolgens berekend kunnen worden.

Vervolgens wordt de maatschappelijke waarde van groengas bepaald. Dit wordt gedaan door sectoroverstijgend de maatschappelijke kosten, emissies en andere criteria te beoordelen. Hieruit volgt gebaseerd op een workshop een afweging over het toepassingskader van groengas in de verschillende sectoren. De laatste stap in dit onderzoek is een analyse van het beleidskader groengas en in hoeverre dit aansluit bij het toepassingskader.

A.2 Financieel algemeen

Alle kosten in dit rapport zijn weergegeven in constante prijzen, prijspeil 2019. Voor de berekening van de kapitaallasten is gerekend met algemene cijfers uit de SDE++ en het Rapport Werkgroep Discontovoet 2020, tenzij anders aangegeven. Investeringskosten zijn, in lijn met een recent advies van het PBL&CPB, (2020), omgerekend naar jaarlijkse kosten met behulp van een kapitaallastfactor. Deze kapitaallastfactor volgt direct uit de afschrijfstermijn en de discontovoet. De aannames zijn weergegeven in Tabel 16.

Tabel 16 - Aannames algemene kapitaallastfactor

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron	Toelichting
Afschrijfstermijn	<i>jaar</i>	15	SDE++ (PBL,TNO,DNV GL, et al., 2021)	
Discontovoet	%	2,25%	(Werkgroep Discontovoet, 2020)	
Kapitaallastfactor	-	7,9%		Berekening aan de hand van discontovoet en afschrijfstermijn

Voor infrastructurele investeringen wordt conform de het advies van de Werkgroep Discontovoet gewerkt met een discontovoet van 1,6% (Werkgroep Discontovoet, 2020) en is een afschrijftermijn van 30 jaar aangenomen. Dit vertaalt zich in een kapitaallastfactor van 4,2%. Alle prijzen en resultaten in deze studie zijn exclusief belastingen, heffingen en subsidies.

A.3 Energieprijzen en CO₂-prijs

De gehanteerde prijzen voor energie en CO₂ zijn weergegeven in Tabel 17. De gehanteerde energieprijzen zijn gelijk voor alle casussen en sectoren. Als er een directe bron gebruikt is, wordt er geen verdere toelichting gegeven. Als er een berekening is uitgevoerd wordt dit toegelicht in de opvolgende paragrafen.

Tabel 17 - Aannames energieprijzen in 2030

Parameter	Prijs (€/MWh)	Bron	Toelichting
Elektriciteit	€ 51,00	KEV (PBL, 2020b)	Gebaseerd op parkgemiddelde
Aardgas	€ 26,16	KEV (PBL, 2020b)	Afkomstig van: Overige CO ₂ -reducerende opties
LNG	€ 31,87	(CE Delft, 2021a)	Exclusief transportkosten
VLSFO	€ 40,97	(CE Delft, 2021a)	Exclusief transportkosten
Groengas	€ 65,30	PBL achtergronddocument startanalyse (op basis van SDE++)	Zie toelichting in Bijlage A.3.1
Bio-LNG	€ 91,77	PBL achtergronddocument startanalyse (op basis van SDE++) en (CE Delft, 2018)	Zie toelichting in Bijlage A.3.3
Biomethanol	€ 72,18	Berekening op basis van SDE++	Zie toelichting in Bijlage A.3.5
Biodiesel (FT)	€ 72,99	Berekening op basis van SDE++	Zie toelichting in Bijlage A.3.4
Blauwe waterstof	€ 74,12	(ElementEnergie & CE Delft, 2021)	Studie nog niet gepubliceerd. Kosten en emissies zijn overgenomen.
Waterstof uit elektrolyse	€ 108,11	Berekening	Zie toelichting in Bijlage A.3.2
Ammoniak, op basis van waterstof uit elektrolyse	€ 147,73	Berekening	Zie toelichting in Bijlage A.3.6
CO ₂	€ 125,00	Waarde van nationale CO ₂ -heffing in 2030	Alleen gebruikt in gevoeligheidsanalyse

A.3.1 Kostprijs groengas

Voor de kostprijs van groengas is uitgegaan van een gewogen gemiddelde van kostprijzen per productieroute. De aangenomen productievolumes zijn overgenomen uit het nog ongepubliceerde achtergronddocument van de Startanalyse Aardgasvrije Buurten van het PBL¹⁴. Een groot deel van de voorzien productie in 2030 vindt plaats via superkritische watervergassing (SKW). Deze techniek is nog in ontwikkeling maar belooft substantiële efficiëntievoordelen te bieden ten opzichte van reguliere vergassing.

¹⁴ Data verkregen middels persoonlijke correspondentie.

Tabel 18 - Productievolumes groengas per productieroute

Productieroute	Productievolume in 2030 (miljoen m ³)
Verbeterde slibvergisting	99
Monomestvergisting < 400 kW gas	118
Monomestvergisting > 400 kW gas	21
Allesvergisting	222
Houtvergassing	188
Superkritische watervergassing	1.055
Vergassing biomassa	256
Totaal	1.959

Zoals Tabel 18 laat zien, tellen de verschillende productieroutes op tot bijna 2 bcm. In deze studie is uitgegaan van exact 2 bcm, en zijn de productievolumes omgezet naar aandelen. In Tabel 19 zijn de productiekosten per eenheid groengas weergegeven voor de verschillende productieroutes. Kostprijzen zijn eveneens overgenomen uit het genoemde – nog ongepubliceerde – achtergronddocument van het PBL.

Tabel 19 - Kosten per eenheid groengas voor de verschillende productieroutes

Productieroute	Kosten in € ct/m ³
Verbeterde slibvergisting	24,65
Monomestvergisting < 400kW gas	64,71
Monomestvergisting > 400kW gas	67,80
Allesvergisting	53,41
Houtvergassing	44,17
SKW	61,63
Vergassing biomassa	61,63
Gewogen gemiddelde	57,41

Wanneer de verschillende kostprijzen worden gecombineerd met de veronderstelde productieaandelen, leidt dit tot een gemiddelde kostprijs van € 0,57 per m³ in 2030.

A.3.2 Prijs waterstof uit elektrolyse

Voor waterstof is gerekend met een verbruik van 47,8 kWh/kg waterstof in 2030, oftewel een efficiëntie van 70%. De kosten zijn gebaseerd op een eerdere studie van CE Delft over inzet van elektriciteit en waterstof in de industrie (CE Delft, 2021b). De kostprijzaanname zijn weergegeven in Tabel 20.

Tabel 20 - Aannames voor berekening kostprijs waterstof uit elektrolyse

Parameter	Eenheid	Waarde	Toelichting
CAPEX - elektrolyser	€/kW	€ 700	
OPEX - vervanging na 40.000 uur	€/kW/jaar	€ 39	Uitgaande van 4.500 vollasturen. 50% van originele CAPEX
OPEX - operationeel	%/jaar	2%	Als percentage van CAPEX
Netkosten	€/kW/j	€ 49,00	PBL, (2020a)
Vollasturen	Uur/jaar	4.500	
Waterstofprijs	€/kg	€ 3,60	Berekening
	€/Nm ³	€ 0,324	

De aangenomen elektriciteitsprijs is de gemiddelde elektriciteitsprijs in 2030 volgens de KEV, zoals opgenomen in Tabel 17.

A.3.3 Prijs bio-LNG

Voor de kostprijs van bio-LNG is uitgegaan van binnenlandse productie uit groengas. Hiervoor moet het groengas eerst verder worden opgewerkt naar een methaanpercentage van 99% (groengas heeft een methaanpercentage van 90%) en vervolgens worden vervloeid. De meerkosten voor deze twee stappen zijn gebaseerd op het rekenmodel uit (CE Delft, 2018). De totale meerkosten voor het opwaarderen en vervloeien komen uit op € 7,35/GJ, waardoor de totaalprijs neerkomt op € 18,14 + € 7,35 = € 25,49.

A.3.4 Prijs biodiesel (FT)

Voor de kostprijs van biodiesel, geproduceerd via de Fischer-Tropsch methode, is gebruik gemaakt van het Conceptadvies SDE++ 2022 (PBL, TNO & DNV, 2021). Het basisbedrag uit de SDE++ is aangepast zodat deze correspondeert met een maatschappelijke discontovoet van 2,25% en er is geen vennootschapsbelasting meegenomen (belastingen worden binnen deze studie gezien als overdrachten en dragen niet bij aan de maatschappelijke kosten).

A.3.5 Prijs biomethanol

Voor de kostprijs van biomethanol is gebruik gemaakt van het Conceptadvies SDE++ 2022 (PBL, TNO & DNV, 2021). Het basisbedrag uit de SDE++ is aangepast zodat deze correspondeert met een maatschappelijke discontovoet van 2,25% en er is geen vennootschapsbelasting meegenomen (belastingen worden binnen deze studie gezien als overdrachten en dragen niet bij aan de maatschappelijke kosten).

A.3.6 Prijs ammoniak, op basis van waterstof uit elektrolyse

Voor de kostprijs van ammoniak is aangenomen dat de productie plaatsvindt in Nederland op basis van in Nederland middels elektrolyse geproduceerde waterstof. Op basis van (Nayak-Luke & Bañares-Alcántara, 2020) is aangenomen dat in Europa in 2030 zo'n 65% van de productiekosten van groene ammoniak bestaan uit de kosten van de productie van groene waterstof. Hierbij is aangenomen dat de elektriciteit afkomstig is van wind op zee. Voor een correctie tot de elektriciteitsmix van 2030 gebruiken we kostenschattingen voor groene waterstof en de elektriciteitsprijs voor stroom uit wind op zee; en de elektriciteitsprijs van de gemiddelde elektriciteitsmix in 2030. De prijs voor ammoniak is geschat op € 41,04 per GJ, op basis van waterstof uit elektrolyse met een gemiddelde elektriciteitsmix in 2030.

A.4 Emissiefactoren

Voor de emissiefactoren is gerekend met de waardes zoals opgenomen in Tabel 21. Er is gekozen voor één universele emissiefactor voor elektriciteit. Ook voor gebruik van elektriciteit voor elektrificatie of productie van waterstof uit elektrolyse is deze factor gebruikt. Er is geen gebruik gemaakt van een lage emissiefactor voor wind- of zonenergie aangezien de directe link en additionaliteit onzeker is. Om een eerlijke vergelijking mogelijk te maken is gekozen voor één emissiefactor. Het effect van een andere emissiefactor is opgenomen in de gevoeligheidsanalyse, zoals toegelicht in Bijlage A.4.1.

Als er een directe bron gebruikt is, wordt er geen verdere toelichting gegeven. Als er een berekening is uitgevoerd wordt dit toegelicht in de opvolgende paragrafen.



Tabel 21 - Aannames emissiefactoren

Parameter	Uitstoot in kg CO ₂ -eq./ GJ	Bron	Toelichting
Elektriciteit	33,3	KEV (PBL, 2020b)	Integrale methode 2030
Aardgas - eindgebruiker	56,4	RVO, (2020)	Emissies bij verbranding
Aardgas - WTT	3,1	RVO, (2020)	Emissies bij productie en transport
VLSFO - eindgebruiker	75,6	ICCT, (2020a)	Emissies bij verbranding
VLSFO WTT	16,6	ICCT, (2020a)	(Methaan)emissies bij productie en transport
LNG - eindgebruiker	56,4	RVO, (2020)	Emissies bij verbranding
LNG - WTT	32,4	ICCT, (2020a)	(Methaan)emissies bij productie en transport, vervloeiing en onvolledige verbranding
Groengas	6,8	Berekening	Zie toelichting in Bijlage A.4.1
Bio-LNG	31,3	Berekening	Zie toelichting in Bijlage A.4.3
Biomethanol	12,2	Berekening	Zie toelichting in Bijlage A.4.4
Biodiesel (FT)	3,6	Berekening	Zie toelichting in Bijlage A.4.5
Blauwe waterstof	23,2	(ElementEnergie & CE Delft, 2021)	Studie nog niet gepubliceerd. Kosten en emissies zijn overgenomen.
Waterstof uit elektrolyse	47,8	Berekening	Zie toelichting in Bijlage A.3.2
Ammoniak, op basis van waterstof uit elektrolyse	69,0	Berekening	Zie toelichting in Bijlage A.4.6

A.4.1 Emissies groengas

Bij de productie en het transport van groengas wordt fossiele energie gebruikt waar emissies uit vrij komen. Bij de emissieberekening van groengas wordt de CO₂ die vrijkomt bij verbranding niet meegerekend, omdat deze (biogene) CO₂ tijdens de groei van de biomassa is onttrokken aan de atmosfeer.

De emissies voor groengas zijn vastgesteld voor verschillende routes aan de hand van een eerder model voor de studie 'CO₂-balansen groengasketens' (CE Delft, 2019b). Hierbij is een indicatieve analyse gemaakt en niet een gedetailleerde analyse aan de hand van bijvoorbeeld een Levens Cyclus Analyse (LCA). In het originele model zijn twee wijzingen aangebracht:

- Er wordt gerekend met een emissiefactor van 0,12 kg CO₂/kWh voor elektriciteit. Dit is de gemiddelde emissie in 2030 volgens de KEV (PBL, 2020b). Dit resulteert in de grootste verandering ten opzichte van eerdere studie.
- Transport van biomassa is meegenomen. Hiervoor zijn data gebruikt van de JEC-database. Voor mest neemt de JEC aan dat de transportafstand 5 kilometer is en voor reststromen biomassa 20 kilometer. De JEC-waardes zijn weergegeven in Tabel 22.

Tabel 22 - Aannames emissies door transport biomassa

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron	Toelichting
Mest vergisting (5 km)	kg CO ₂ /GJ	0,84	JEC (2020)	Route: OWLG21/2
Gerst/mais (20 km)	kg CO ₂ /GJ	0,45	JEC (2020)	Route: OWLG21/2

De efficiëntie van vergisting is ongeveer 35%. Onze inschatting is dat superkritische watervergassing ongeveer twee maal zo efficiënt is. Er is dus 50% minder feedstock nodig waardoor de emissies door transport voor de SKW-vergassingsroutes lager liggen, dus 0,42 en 0,22 kg CO₂/GJ respectievelijk.

Er kan ook CCS toegepast worden bij groengasproductie (pre-combustion) of bij de verbranding van aardgas (post-combustion). In deze studie is aangenomen dat CCS niet wordt toegepast.

Mest en methaanemissies

In deze studie is besloten de vermeden methaanemissies door het vergisten/vergassen van methaan niet mee te nemen in de hoofdanalyse, maar wel in de gevoeligheidsanalyse. Het is namelijk onzeker wat er gebeurt als de mest die wordt gebruikt voor groengasproductie niet wordt vergist of vergast. Het PBL merkt hier in de SDE++ over op:

“Bij mestvergisting verzoekt het ministerie van EZK om rekening te houden met de effecten van vermeden methaanemissie. Deze effecten zijn zeer afhankelijk van lokale omstandigheden, waarbij niet geheel duidelijk is wanneer er sprake is van keteneffecten die buiten de analysegrens vallen. In navolging van Daniëls&Koelemeijer, (2016) wordt gerekend met broeikasgasreductie bij een monomestvergisting voor hernieuwbaar-gasproductie die voor een kwart bestaat uit het voordeel van vervanging van aardgas door hernieuwbaar gas en voor driekwart uit vermeden methaanemissies door vergisting. Dit is een gevoelige doch onzekere parameter voor de rangschikking.” (PBL, TNO, DNV GL, et al., 2021)

Emissies groengas

Voor de bepaling van de emissies bij de productie van groengas is wederom uitgegaan van de productievolumes zoals gebruikt door het PBL in de Startanalyse Aardgasvrije Wijken. Er is onderscheid gemaakt tussen een emissiefactor per productieroute wanneer negatieve methaanemissies worden meegerekend, en wanneer dit niet wordt gedaan. Bij de berekening inclusief negatieve methaanemissies moesten we aannames maken over het percentage van de energieoutput die gegenereerd wordt uit mest. Voor monomestvergisting kan, zoals de naam impliceert, 100% worden aangehouden. Bij de categorieën slibvergisting, houtvergassing en vergassing van biomassa wordt geen mest gebruikt, en is een percentage van 0% aangehouden. Voor allesvergisting is uitgegaan van een percentage van 34% op basis van (CE Delft, 2020b). Bij SKW is op basis van expert judgment verondersteld dat 80% van de input-massa uit mest zal bestaan. Met behulp van data van het CBS over de energie-inhoud van verschillende inputs voor co-vergisting is berekend dat dit zich vertaalt in 44% van de energieoutput (CBS, 2019b). Op basis van eerdergenoemde emissiefactoren uit (CE Delft, 2019b) en transportemissies is vervolgens een gewogen gemiddelde bepaald. De uitkomsten zijn weergegeven in Tabel 23.

Tabel 23 - Gemiddelde emissies groengas en onderliggende aannames

Techniek	Productie-volume in 2030 (mln m ³)	Aangenomen energieoutput uit mest	Emissiefactor excl. negatieve emissies (kg CO ₂ /m ³)	Emissiefactor incl. negatieve emissies (kg CO ₂ /m ³)
Verbeterde slibvergisting	99	0%	0,41	0,41
Monomestvergisting < 400 kW gas	118	100%	0,97	-3,19
Monomestvergisting > 400 kW gas	21	100%	0,97	-3,19
Allesvergisting	222	34%	0,54	-0,87
Houtvergassing	188	0%	0,24	0,24
SKW	1055	44%	0,03	-0,89
Vergassing biomassa	256	0%	0,20	0,20
Gewogen gemiddelde			0,22	-0,73

A.4.2 Emissies waterstof uit elektrolyse

Voor waterstof is in de emissieberekening gerekend met de emissiefactor van de elektriciteitsmix in 2030, oftewel 0,12 kg CO₂/kWh. Met een elektriciteitsverbruik van 47,8 kWh/kg waterstof resulteert dat in een emissie van 5,73 kg CO₂/kg H₂, oftewel 47,8 kg CO₂/GJ.

In deze studie is gekozen om één emissiefactor te gebruiken. In de werkelijkheid zullen elektrolysers naar verwachting voornamelijk waterstof produceren uit hernieuwbare energie. Daarom rekenen we in de gevoeligheidsanalyse ook de situatie door als er wordt gerekend met een emissiefactor voor hernieuwbare elektriciteit, verder toegelicht in bijlage A.6.

A.4.3 Emissies bio-LNG

Bij de productie van bio-LNG uit groengas ontstaan additionele emissies door het verder opwaarderen van het groengas en de liquefactie. Om deze extra emissies te berekenen is gebruik gemaakt van een bestaand rekenmodel van CE Delft uit (CE Delft, 2018). Dit rekenmodel is aangepast zodat hoogwaardiger gas (met een methaanpercentage van 90%) als input dient. Vervolgens is bepaald hoeveel elektriciteit nodig is voor de opwaardering en vervloeiing, en zijn met behulp van de emissiefactor voor Nederlandse elektriciteit in 2030 de additionele emissies bepaald. Bij de productie en onvolledige verbranding van bio-LNG kan ook methaanslip optreden. Deze methaanemissies zijn overgenomen uit (ICCT, 2020a).

A.4.4 Emissies biomethanol

Productie van biomethanol vindt plaats door vergassing van houtige biomassa. Er is aangenomen dat bijbehorende emissies vergelijkbaar zijn met de emissies bij de productie van groengas middels houtvergassing. Bij de productie van biomethanol komen ook indirecte CO₂-emissies vrij door het gebruik van elektriciteit. Het elektriciteitsverbruik per GJ biomethanol is overgenomen uit de SDE++ (PBL, TNO & DNV, 2021) en vervolgens omgerekend naar een emissiefactor. De emissies voor de vergassing en het elektriciteitsgebruik zijn vervolgens opgeteld.

A.4.5 Emissies biodiesel (FT)

Er is aangenomen dat de productie van biodiesel via de Fischer-Tropsch-methode plaatsvindt door de vergassing van houtige biomassa. Net als voor biomethanol is aangenomen dat bijbehorende emissies vergelijkbaar zijn met de emissies bij de productie van groengas middels houtvergassing. Bij de productie van biodiesel met de Fischer-Tropsch-methode wordt elektriciteit opgewekt die wordt terug geleverd aan het net. Omdat het elektriciteitspark in 2030 nog een positieve emissiefactor kent, levert dit negatieve emissies op. De emissies voor de vergassing en de negatieve emissies als gevolg van elektriciteitsproductie zijn vervolgens opgeteld.

A.4.6 Emissies ammoniak op basis van waterstof uit elektrolyse

Op basis van een rapport van ISPT in opdracht van het ministerie van EZK (ISPT et al., 2017), is aangenomen dat bij de productie van vloeibare ammoniak op basis van waterstof uit elektrolyse in Nederland zo'n 10,5 MWh stroom nodig is per ton NH₃. Deze stroombehoefte vertaalt zich met de parkemissiefactor in 2030 naar een uitstoot van ruim 67 kg CO₂ per GJ vloeibare ammoniak.

A.5 Netwerken en transport

Voor de netwerken bepalen we de netwerkverliezen in het elektriciteits- en gasnetwerk en de kosten voor het in stand houden en uitbreiden van het netwerk. Voor het transport van brandstoffen bepalen we de kosten en additionele emissies als gevolg van transport.

A.5.1 Netwerkverliezen

De netwerkverliezen elektriciteit zijn weergegeven in Tabel 24. Als elektriciteit naar lagere netten worden verplaatst, worden ook de verliezen in hogere netten meegenomen.

Tabel 24 - Aannames netwerkverliezen elektriciteit

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron	Toelichting
HV - verlies	%	2,646%	JEC (JRC, 2020)	JEC is een database van de EU met data over duurzame-energieproductieroutes, berekend volgens de REDII systematiek.
MV - verlies	%	0,906%		
LV - verlies	%	3,376%		

Het netverlies van Enexis is af te leiden uit haar jaarrapport. Daaruit blijkt dat Enexis 31.176 GWh elektriciteit heeft getransporteerd en er 1.075 GWh netverlies plaats heeft gevonden (Enexis Groep, 2021). Dit komt uit op 3,45% en is dus iets lager dan de som van verliezen in het MV- en LV-netwerk.

Voor netwerkverliezen aardgas gaan we uit van de waardes zoals opgenomen in Tabel 25. De JEC heeft geen duidelijke waardes hiervoor, waardoor uitgegaan wordt van de cijfers zoals opgenomen in de jaarverslagen van Enexis en Gasunie.

Tabel 25 - Aannames netwerkverliezen aardgas

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron	Toelichting
Methaanverlies - transportnetwerk	%	0,007%	Gasunie, (2021)	Het methaanverlies was 5,3 miljoen m ³ op 78,7 miljard m ³ in 2020. Dit percentage is ook aangenomen voor 2030.
Elektriciteitsgebruik transportnetwerk	kWh/Nm ₃	0,007	Gasunie, (2021)	Huidige elektriciteitsgebruik in het netwerk van Gasunie.
Gasgebruik transportnetwerk	Nm ₃ /Nm ₃	0,0012	Gasunie, (2021)	Huidige gasgebruik in het netwerk van Gasunie.
Methaanverlies - distributienetwerk	%	0,058%	Enexis Groep, (2021)	Het methaanverlies was 3,3 miljoen m ³ op 5,6 miljard m ³ in 2020. Dit percentage is ook aangenomen voor 2030.

Enexis publiceert geen cijfers over het elektriciteits- en gasverbruik voor haar gasnetwerk. Daardoor wordt aangenomen dat de relatieve elektriciteits- en gasgebruiken gelijk zijn als in het transportnetwerk.

Voor waterstof wordt aangenomen dat de verbruiken en verliezen gelijk zijn aan de waarden voor aard- en groengas. Voor gasverlies gebeurt dit op volume basis, voor gasgebruik op energetische basis. Voor het transport van iedere energiedrager worden de emissies berekend gebaseerd op de bijpassende emissiefactoren.

A.5.2 Netwerkkosten gas

De netwerkkosten worden bepaald als additionele kosten ten opzichte van aardgas. Om investeringen aan het gasnet om te rekenen naar jaarlijkse kosten is wederom gebruikt gemaakt van een kapitaallastfactor. Omdat het infrastructurele investeringen betreffen, is conform het advies van de Werkgroep Discontovoet uitgegaan van een discontovoet van 1,6% (Werkgroep Discontovoet, 2020). Tevens is verondersteld dat de afschrijftermijn 30 jaar betreft.

Tabel 26 - Aannames kapitaallasten investeringen gasnet

Parameter	Eenheid	Waarde	Bron	Toelichting
Afschrijftermijn	jaar	30	Aanname	
WACC	%	1,6	Werkgroep Discontovoet, (2020)	
Kapitaallastfactor	-	4,2%	Berekening	Berekening aan de hand van discontovoet en afschrijftermijn.

De additionele CAPEX en OPEX zijn gebaseerd op een eigen interpretatie van de resultaten van een studie van Kiwa voor Netbeheer Nederland (KIWA, 2018). Dit zijn nog zeer grove schattingen. De data zijn per Woning Equivalent (WEQ) waarvoor een gebruik van 1.500 Nm₃ aardgas wordt aangenomen.

Tabel 27 - Aannames verandering gasnetwerkkosten voor andere energiedragers

	Eenheid	Groengas	Waterstof
CAPEX - totale investering	€/WEQ	€ 30	€ 100
CAPEX - jaarlasten	€/WEQ/jaar	€ 1,27	€ 4,22
OPEX - kosten per jaar	€/WEQ/jaar	€ 3	€ 10
Jaarlijkse additionele kosten	€/WEQ/jaar	€ 4,27	€ 14,22
Gasgebruik per WEQ	Nm ³ /jaar/WEQ	1.500	4.403
Jaarlijkse additionele kosten	€/Nm³/jaar	€ 0,00285	€ 0,00323

Bewerking van: (KIWA, 2018).

Deze cijfers worden vervolgens vertaald naar de kosten per getransporteerd Nm³ gas. Een verbruik van 1.500 Nm³ aardgas, vereist voor de verwarming van één WEQ, vereist 4.403 Nm³ waterstof vanwege de lagere energiedichtheid (31,65 MJ/Nm³ ten opzichte van 10,8 MJ/Nm³). De additionele netkosten zijn daarmee geschat op 0,00285 €/Nm³ voor groengas en 0,00323 €/Nm³ voor waterstof. Voor dezelfde hoeveelheid energie is er dus wel meer waterstofgas vereist.

A.5.3 Netwerkkosten elektriciteit

De netwerkkosten elektriciteit zijn vooral kapitaalintensief. Gebaseerd op input van Enexis en een achtergronddocument van Netbeheer Nederland (Netbeheer Nederland, 2019) is een grove schatting gemaakt van de investeringen per kW voor verschillende netonderdelen. De jaarlasten zijn bepaald aan de hand van de kapitaallastfactor zoals berekend in Tabel 26. De resulterende kosten zijn weergegeven in Tabel 28.

Tabel 28 - Aannames investeringen per netvlak

Investering per netvlak	Investering	Vermogen	Investering per kW	Jaarlasten investeringen
Eenheid	€	kW	€/kW	€/kW/jaar
EHS/HS-station	€ 100.000.000	500.000	€ 200	€ 8,4
HS-kabel	€ 25.000.000	500.000	€ 50	€ 2,1
HS/MS-station	€ 25.000.000	200.000	€ 125	€ 5,3
MS-transportnet	€ 1.000.000	20.000	€ 50	€ 2,1
MS-net	€ 1.000.000	5.000	€ 200	€ 8,4
LS-net	€ 100.000	250	€ 400	€ 16,9

De kosten per kW zijn de kosten per gelijktijdige kW. Als er meerdere bronnen op het netwerk zijn aangesloten, vragen deze vaak niet allemaal op hetzelfde moment vermogen. Daardoor is gelijktijdige belasting van bijvoorbeeld 100 huishoudens, lager dan de maximale belasting van de losse apparaten in de woning. Voor de drie casussen in deze studie zijn de aangenomen factoren voor gelijktijdigheid opgenomen in Tabel 29. Daarnaast hebben we ook een factor ingeschat voor welk gedeelte van de netverzwaring toegeschreven dient te worden aan de casus.

Tabel 29 - Aannames vertaling netkosten naar toegekende netkosten

Casus	Gelijktijdigheids-factor	Toekenning netverzwaring	Toelichting
Industrie - boiler	100%	100%	De boiler kent een bedrijfstijd van 8.000 uur, en kent daardoor een hoge gelijktijdigheid. Daarnaast is het direct verantwoordelijk voor netverzwaring op de MS-trafo.
Gebouwde omgeving	90% ¹⁵	33%	De netverzwaring wordt in gelijke mate toegekend aan drie technieken: zon-pv, elektrische auto's en warmtevoorziening.
Mobiliteit			Geen aansluiting

Per casus is in Tabel 30 opgenomen welke netvlakken verzwaard dienen te worden, als alle netvlakken waar de techniek direct verbonden is en de daarboven gelegen netten verzwaard dienen te worden. De prijzen uit Tabel 28 worden toegekend en in de laatste kolom vermenigvuldigd met de factoren uit Tabel 29. Deze meest rechter kolom geeft dus aan wat de verwachte jaarlijkse kapitaallasten zijn voor één additionele kW-vermogensvraag die resulteert in verzwaring in het netwerk.

Tabel 30 - Aannames jaarlijkse lasten voor netverzwaring

Casus	Netvlakken met verzwaring	Jaarlijkse kapitaallasten (€/kW _{gelijktijdige} belasting)	Jaarlijkse toegeschreven kapitaallasten (€/kW _{vraag})
Industrie - boiler	Hoog- en middenspanning	€ 26,4	€ 26,4
Gebouwde omgeving	Hoog, midden en laagspanning	€ 43,3	€ 12,9
Mobiliteit	Geen aansluiting		

A.5.4 Transportkosten zeescheepvaart

Voor de transportkosten van de verschillende marine fuels is gebruikgemaakt van kengetallen uit een studie van Panteia in opdracht van het Kennisinstituut voor Mobiliteitsbeleid (Panteia, 2020). De kosten voor de verschillende modaliteiten zijn door Panteia uitgedrukt per tonkilometer en hebben we omgerekend naar kosten per GJ op basis van ingeschatte gemiddelde transportafstanden. Voor VLSFO en LNG is aangenomen dat de brandstoffen geïmporteerd worden uit het buitenland, terwijl voor de overige brandstoffen is aangenomen dat deze op relatief kleine afstand (100 km) van de Rotterdamse haven worden geproduceerd. Voor transport van (bio-)LNG en vloeibare ammoniak, is speciaal vervoer nodig omdat de brandstoffen onder hoge druk en lage temperatuur moeten worden vervoerd. Daarom is voor deze brandstoffen met een opslagfactor gerekend (er wordt in het rapport van Panteia geen onderscheid gemaakt tussen normaal en speciaal vervoer). Aangezien ammoniak onder een hogere temperatuur vloeibaar is, hebben we voor ammoniak met een lagere opslagfactor gerekend. De transportkosten voor de verschillende brandstoffen en onderliggende aannames zijn weergegeven in Tabel 31.

¹⁵ Gebaseerd op: [Phase to Phase: Netten voor distributie van elektriciteit, Hoofdstuk 13](#)

Tabel 31 - Transportkosten en onderliggende aannames bij de verschillende brandstoffen

Brandstof	Transportafstand	Oorsprong	Modaliteit	Factor voor speciaal vervoer	Kosten per GJ
VLSFO	8.630 km	Saudi-Arabië	Schip	1	1,02
LNG	13.370 km	Qatar	Schip	2	2,62
Bio-LNG	100 km	Nederland	Truck	2	0,51
Biomethanol	100 km	Nederland	Truck	1	0,68
FT-diesel	100 km	Nederland	Truck	1	0,29
NH ₃	100 km	Nederland	Truck	1,5	1,02

A.5.5 Transportemissies zeescheepvaart

Voor transport per truck is uitgegaan van een emissiefactor van 0,1792 kg CO₂-eq. per tonkilometer. Deze emissiefactor is gebaseerd op informatie van de overheidswebsite [CO2emissiefactoren.nl](https://www.co2emissiefactoren.nl). Er is aangenomen dat de emissies per tonkilometer in 2030 ongeveer 30% lager zullen liggen dan in 2020. Transportemissies voor VLSFO en LNG zijn overgenomen uit (ICCT, 2020a). De veronderstelde emissiefactoren zijn weergegeven in Tabel 32.

Tabel 32 - Aangenomen emissiefactoren voor het transport per marine fuel

Brandstof	Emissies in kg CO ₂ -eq. per GJ
VLSFO	3,00
LNG	3,00
Bio-LNG	0,36
Biomethanol	0,96
FT-diesel	0,41
Vloeibare ammoniak, op basis van waterstof uit elektrolyse	0,96

A.6 Aannames gevoeligheidsanalyse

In de gevoeligheidsanalyse worden drie casussen afzonderlijk van elkaar doorgerekend. Dit zijn:

- 1. Meetellen vermeden methaanemissies:** Zoals beschreven in de tekst in Emissies groengas op Pagina 50 zijn de emissies van groengas lager als de vermeden methaanemissies door gebruik van mest worden meegenomen. In de gevoeligheidsanalyse nemen we het effect van vermeden methaanemissies mee. Daardoor verandert de emissie-reductie door groengas significant. Deze gevoeligheidsanalyse wordt toegepast op alle sectoren.
- 2. Hernieuwbare emissiefactor waterstof en elektrificatie:** De emissiefactor voor technieken op elektriciteit en groene waterstof wordt in deze gevoeligheidsanalyse gesteld op 0,015 kg CO₂/kWh. Dit is de emissiefactor voor wind op zee en een factor 8 lager dan de standaard gehanteerde emissiefactor in deze studie. De emissie van groene waterstof komt daarmee uit op 0,064 kg CO₂/Nm₃. De elektrificatie optie worden alleen doorgerekend voor de industrie, aangezien er dan alleen een directe link is. De impact op de waterstofvarianten met deze lage factor wordt bepaald voor alle sectoren.
- 3. CO₂-prijs:** De CO₂-prijs wordt niet meegenomen in deze studie omdat er gekeken wordt naar de kosten in de keten exclusief belastingen, heffingen en subsidies. Voor de industrie wordt in de gevoeligheidsanalyse gerekend met een CO₂-prijs van € 125/ton omdat de industrie onder het EU ETS valt en CO₂-reducties dus ook een kostenbesparing op het gebied van emissierechten opleveren, die anders naar het buitenland zouden kunnen vloeien. De CO₂-prijs in 2030 is gelijkgesteld aan de waarde van de Nederlandse CO₂-heffing in 2030.



4. **Methaanslip:** Deze gevoeligheidsanalyse wordt alleen toegepast op de sector mobiliteit. In de fossiele LNG-referentie wordt uitgegaan van een Low Pressure Dual Fuel Engine (LPDF) omdat deze in de regel goedkoper is dan een zogenaamde High Pressure Dual Fuel Engine (HPDF-motor). Een LPDF-motor leidt echter tot meer methaanslip dan een HPDF-motor. Om dit effect inzichtelijk te maken is een gevoeligheidsanalyse opgenomen waarin de LNG-varianten gebruik maken van een HPDF-motor.

