

Onderzoek lange termijn productie en inzet groen gas

Definitief rapport

13 Maart 2024

Opgesteld voor:



Ministerie van Klimaat en
Groene Groei

Ingediend door:

Guidehouse Netherlands B.V.
Stadsplateau 15
3521 AZ Utrecht
+31 30 662 3300
guidehouse.com

Projectnummer: 226850

Auteurs: Sjoerd Pernot, Jabbe van Leeuwen, Michèle Koper

Afkortingen

BEV	Batterij-elektrisch voertuig
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilisation
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
DAC	Direct Air Capture
DRI	Direct Reduced Iron
GvO	Garantie van Oorsprong
HVO	Hydrotreated vegetable oil
II3050	Integrale energiesysteemverkenning 2030-2050
LNG	Liquefied Natural Gas
NPE	Nationaal Plan Energiesysteem
WKK	Warmte Kracht Koppeling

Samenvatting

Groen gas kan een onmisbare bijdrage leveren aan een schoon, robuust en gediversifieerd Nederlands energiesysteem en is daarmee een belangrijke bouwsteen in het energie- en klimaatbeleid. Het kabinet heeft de ambitie dat er per 2030 jaarlijks minstens twee miljard kubieke meter (2 bcm) groen gas geproduceerd wordt in Nederland. In 2022 is er een bijmengverplichting groen gas aangekondigd om de opschaling van groen gas in Nederland te stimuleren, die als doel heeft om 3,8 Mton aan ketenemissiereductie te realiseren, wat naar verwachting in 2030 resulteert in ongeveer 1,1 bcm aan groen gas productie.¹

Het is vooralsnog onduidelijk hoeveel groen gas er na 2030 beschikbaar is, in welke sectoren dit het beste ingezet kan worden en of de bijmengverplichting na 2030 verlengd moet worden of dat er andere beleidsinstrumenten beter passen bij de gewenste inzet van groen gas na 2030. Dit onderzoek heeft als hoofddoel om het Ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) te ondersteunen bij het opzetten van een toekomstvisie rond lange termijn productie en inzet van groen gas. Voor dit doel is een inschatting gemaakt van het groen gas aanbod in 2035, 2040 en 2050. Daarnaast is een inschatting gemaakt van de mogelijke volumevraag van groen gas uit verschillende onderdelen van sectoren en de meer/minderkosten van de inzet van groen gas ten opzichte van andere verduurzamingsalternatieven voor deze sectordelen. Tenslotte wordt er ingegaan op beleidsinstrumenten die een sturing (kunnen) hebben op de inzet van groen gas in bepaalde sectoren.

Beschikbaarheid van groen gas

Het potentiële aanbod van groen gas bestaat uit verschillende delen: productie van groen gas in Nederland uit nationale grondstoffen, productie van groen gas in Nederland uit geïmporteerde grondstoffen en import van groen gas uit het Europese gasnetwerk. Deze schatting resulteert in een groeiend potentieel aanbod van 4,9 bcm in 2035 tot 10,9 bcm in 2050 (Tabel A). Daarnaast zou nog bio-LNG uit verdere geografische locaties aangetrokken kunnen worden. Vanwege grote onzekerheden met betrekking tot welk deel van het wereldpotentieel aan bio-LNG aangetrokken kan worden door Nederland, is dit kwalitatief beschreven, maar niet kwantitatief meegenomen in deze studie.

¹ Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. 9 februari 2024. [Kamerbrief aanpassingen bijmengverplichting groen gas](#). & Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. 4 juli 2022. [Kamerbrief bijmengverplichting groen gas](#).

Tabel A: Groen gas aanbod potentieel uit nationale grondstofstromen, geïmporteerde grondstoffen, import uit het Europees gasnetwerk en import van bio- en synthetisch LNG

Herkomst (alle volumes in bcm)	2035	2040	2050
Nationale grondstofstromen	1,4	2,0	2,8
- Waarvan vergisting	1,1	1,5	1,9
- Waarvan vergassing	0,3	0,6	0,9
Geïmporteerde grondstoffen (medium scenario)	0,2	0,5	0,7
- Laag scenario	0,1	0,2	0,4
- Hoog scenario	0,5	1,0	1,5
Import Europese gasnetwerk (medium scenario)	3,3	4,7	7,4
- Laag scenario	2,5	3,5	5,5
- Hoog scenario	6,7	9,4	14,8
Totaal	4,9	7,2	10,9

In de schatting van het groen gas aanbod richting 2050 zijn er verschillende onzekerheden aanwezig, onder andere met betrekking tot: 1) de selectie van grondstoffen meegenomen in de inschattingen; 2) concurrerende werking vanuit andere toepassingen, en; 3) technologische ontwikkelingen in conversietechnieken. Daarnaast zijn de importvolumes die uiteindelijk gerealiseerd zullen worden sterk afhankelijk van de willingness to pay in Nederland (ten opzichte van andere landen). Deze studie geeft het import potentieel aan voor verschillende scenario's, maar biedt geen diepere analyse van de willingness to pay.

Inzet van groen gas

Dit potentiële aanbod is afgezet tegen een inschatting van de mogelijke vraag naar groen gas uit verschillende (sub)sectoren. Hiervoor zijn subsectoren binnen de industrie, gebouwde omgeving, mobiliteit en overige sectoren meegenomen (deze inschatting omvat dus niet alle (sub)sectoren waar groen gas inzet mogelijk is). Deze zijn geselecteerd op basis van huidig gasgebruik en verduurzamingsmogelijkheden. De mogelijke totale vraag vanuit deze subsectoren indien deze zouden overstappen op een groen gas verduurzamingsalternatief telt op tot 19,2 bcm in 2035, en daalt naar 17,9 bcm in 2040 en 16,2 bcm in 2050. Ter referentie: de totale aardgasvraag in Nederland was 30 bcm in 2024.² De potentiële vraag naar groen gas in Nederland is daarmee ruim groter dan het potentiële aanbod van groen gas, en resulteert in de vraag waar het beschikbare groen gas dan het best toegepast kan worden.

² CBS. 2025. [Gasverbruik niet veranderd in 2024](#).

De verwachte totale vraag naar groen gas is aan meerdere onzekerheden onderworpen. Deze is in sterke mate afhankelijk van hoe de totale vraag naar energie zich gaat ontwikkelen in de toekomst. Daarnaast is in deze studie niet elke sector waar groen gas inzet mogelijk zou zijn volledig gemodelleerd. Er zouden dus andere sectoren kunnen zijn waar op termijn groen gas ingezet kan worden (bijvoorbeeld nieuwe toepassingen in de chemie). Bovendien zijn er toepassingen van biograndstoffen die concurreren om dezelfde grondstoffen, waardoor de vraag naar deze grondstoffen nog groter kan zijn dan enkel op basis van de sectoren die een vraag naar groen gas hebben (hoewel deze vraag al wel ten dele is meegenomen in de aanbodpotentieanalyse hierboven).

Voor de analyse in welke (sub)sector groen gas het best toegepast kan worden, is voor elke subsector een kwantitatieve inschatting gemaakt van de meer- of minderkosten van de inzet van groen gas ten opzichte van de andere voor die subsector mogelijke verduurzamingsalternatieven op basis van nationale kosten (Figuur A). Ook is de inzet op basis van een selectie aan kwalitatieve criteria beoordeeld. De meegenomen kwalitatieve criteria zijn de hoogwaardigheid van inzet van koolstof, het risico op 'stranded assets'³, de mogelijkheid tot het leveren van piekvermogen en de mogelijkheid tot het realiseren van negatieve emissies. Om een eindbeeld te vormen met betrekking tot de inzet van groen gas, zijn de meer- / minderkosten van groen gas op basis van nationale kosten als startpunt gebruikt. Daarnaast zijn de kwalitatieve criteria meegenomen om verdere duiding te geven aan hoe logisch groen gas inzet is vanuit een bredere kwalitatieve context, en is – waar relevant – sectorspecifieke context (bijvoorbeeld grote diversiteit binnen een sector) meegenomen om tot de uiteindelijke categorisatie te komen.

Deze analyse geeft het eindbeeld dat inzet van groen gas het meest logisch lijkt in de piekvoorziening elektriciteit, in de piekvoorziening voor warmtenetten, in de keramiek sector en de staal sector (Tabel B). In deze subsectoren is waterstof vaak vrijwel het enige andere verduurzamingsalternatief naast groen gas inzet. De beide piekvoorziening sectoren en de keramiek sector komen naar voren als de drie subsectoren waar inzet van groen gas het meest voordelig is op basis van de delta in nationale kosten, zie ook Figuur A (het verschil in nationale kosten t.o.v. het eerstvolgend goedkoopste alternatief is het grootst in deze drie subsectoren). De staal sector is in de 'logische inzet' categorie toegevoegd vanwege de hoogwaardige inzet van koolstof. Ook in geval van inzet van het andere meegenomen verduurzamingsalternatief (waterstof), zal er namelijk nog steeds een deel groen gas nodig zijn om de koolstofbehoefte in het staal productieproces te vervullen.

³ 'Stranded assets' refereert in deze context naar installaties die hun waarde verliezen doordat ze niet meer (op een economisch rendabele manier) ingezet kunnen worden, en daardoor voor het einde van hun eigenlijke levensduur al afgeschreven moeten worden.

Tabel B: Eindbeeld inzet van groen gas per subsector, op basis van de methode en scope van deze studie.

Logische inzet van groen gas	Inzet van groen gas afhankelijk van specifieke factoren	Minder logische inzet van groen gas
Piekvoorziening elektriciteit	Gebouwde omgeving ⁴	Wegtransport
Piekvoorziening voor warmtenetten	Ureum	Methanol
Keramiek	Binnenvaart	Cement
Staal	Maritieme sector	Voedsel
	Glastuinbouw	Papier

Het inzetten van groen gas in de gebouwde omgeving, ureum, binnenvaart, maritieme sector en glastuinbouw kan onder bepaalde voorwaarden logisch zijn. Deze voorwaarden zijn afhankelijk van locatiespecifieke elementen (zoals de duur en technische mogelijkheden van het aanleggen van infrastructuur) of van het internationale karakter.

In de gebouwde omgeving is groen gas inzet (in combinatie met een hybride warmtepomp) over het algemeen voor alle meegenomen woningtypen het voordeligste verduurzamingsalternatief op basis van nationale kosten. Vanuit een kwalitatief perspectief wordt er in de gebouwde omgeving geen hoogwaardige inzet van koolstof, afroepbaar piekvermogen, of negatieve emissies gerealiseerd, en dus lijkt inzet van groen gas in de gebouwde omgeving op basis van de kwalitatieve criteria minder logisch. Binnen deze sector speelt diversiteit daarnaast een grote rol. De nationale kosten zijn op een geaggregeerde manier meegenomen om een globale inschatting te geven van hoe de verduurzamingsopties zich tot elkaar verhouden in de verschillende woningtypen. In de praktijk verschillen de kosten per specifieke woning en zijn deze erg locatieafhankelijk. Vanwege de grote invloed van diversiteit binnen deze sector (sectorspecifieke context) is de gebouwde omgeving in de middencategorie 'Inzet van groen gas afhankelijk van specifieke factoren' geplaatst. Het is wel van belang in acht te nemen dat er woningen zullen zijn welke enerzijds niet goed genoeg geïsoleerd kunnen worden om over te stappen op een all-electric warmtepomp en waarvan anderzijds de locatie niet geschikt is voor een warmtenet. Voor zulke woningen kan een hybride warmtepomp met groen gas hoe dan ook een logische keuze zijn. Hoofdstuk 3 geeft de nuancerings voor inzet van groen gas in alle 'middencategorie' subsectoren in meer detail weer.

Voor de subsectoren wegtransport, methanolproductie, cement, voedsel en papier lijken alternatieve verduurzamingsopties zoals respectievelijk elektrisch vervoer, directe vergassing van biograndstoffen, of warmtepompen ter voorziening van lage temperatuur warmte aantrekkelijker dan groen gas door lagere kosten en technische beschikbaarheid.

⁴ In de gebouwde omgeving wordt inzet van groen gas in alle cases meegenomen in combinatie met een hybride warmtepomp.

Instrumenteringsopties en interacties tussen beleidsinstrumenten

De analyse van het potentiële aanbod en de potentiële vraag naar groen gas, geeft aan dat beleidssturing op de inzet van groen gas gewenst kan zijn om het naar de (sub)sectoren te sturen waar inzet logisch is. In de analyse welk beleidsinstrument ingezet kan worden, is de trekkracht voor groen gas van bestaande of geplande instrumenten - de bijmengverplichting groen gas (in voorbereiding), ETS1 en ETS2 (in voorbereiding) - beoordeeld op basis van huidige prijsprognoses.

Op de korte termijn (tot aan 2030) is de bijmengverplichting het beleidsinstrument met de grootste trekkracht aan het inzetten van groen gas, terwijl de SDE++ een belangrijke drijvende kracht is voor het opschalen van de productie van groen gas. Binnen beide ETS systemen zal er – op basis van de huidige prijsprognoses – tot aan 2030 maar een beperkte trekkracht specifiek voor groen gas productie en consumptie gerealiseerd worden. Het is namelijk in veel gevallen goedkoper voor marktpartijen om een ETS recht te kopen dan om de meerkosten van de gemiddelde groenwaarde⁵ van groen gas te betalen.

De door de bijmengverplichting beoogde 3,8 Mton aan ketenemissiereductie zal naar verwachting rond de 1,1 bcm groen gas in 2030 realiseren. Dit omvat een groot deel van de in deze studie gevonden 1,4 bcm binnenlands productiepotentieel in 2035. Hierdoor is er slechts een beperkt additioneel volume beschikbaar voor sectoren die buiten de bijmengverplichting vallen (bijvoorbeeld ETS1 sectoren). Aangezien de groen gas trekkracht vanuit ETS1 nog beperkt zal zijn voor 2030, zou dat geen groot spanningsveld hoeven te creëren. Echter kan dit er wel toe leiden dat bepaalde ETS1 sectoren waar groen gas inzet logisch is pas op een later moment groen gas zullen aantrekken.

Aangezien de productiekosten verschillen per type groen gas (via verschillende conversieroutes en met verschillende grondstoffen), verschillen de meerkosten van de groenwaardes van deze verschillende typen groen gas ook. Voor groen gas uit slibvergisting (relatief goedkoop om te produceren) zijn de meerkosten van de groenwaarde namelijk op dit moment bijvoorbeeld al lager dan de ETS1 (en verwachte ETS2) prijs. Voor kleinschalige monomest vergisting is de prijs van de groenwaarde echter flink hoger dan de gemiddelde meerkosten van de groenwaarde van groen gas.

Binnen de ETS systemen krijgen de verschillen in ketenemissiereductiepotentieel tussen deze typen groen gas geen waardering, waardoor binnen deze systemen het goedkoopste groen gas als eerst ingezet zal worden. Binnen de bijmengverplichting worden de verschillen in ketenemissiereductiepotentieel wel gewaardeerd. Inzet van groen gas uit vergisting van mest levert daar meer ketenemissiereductie op dan vergisting van andere grondstoffen, waardoor er minder volume aan groen gas ingezet

⁵ De groenwaarde van groen gas is het verschil tussen de groen gas productieprijs en de aardgasprijs. Dat is de extra prijs die marktpartijen betalen voor de voordelen (het rekenen van nul emissies) van het groen gas ten opzichte van aardgas.

hoeft te worden. In het geval van bijvoorbeeld kleinschalige monomest vergisting, zijn de productiekosten van groen gas hoger dan gemiddeld in EUR / m³, maar de kosten in EUR / vermeden ton CO₂ op basis van ketenemissiereductie lager dan gemiddeld.

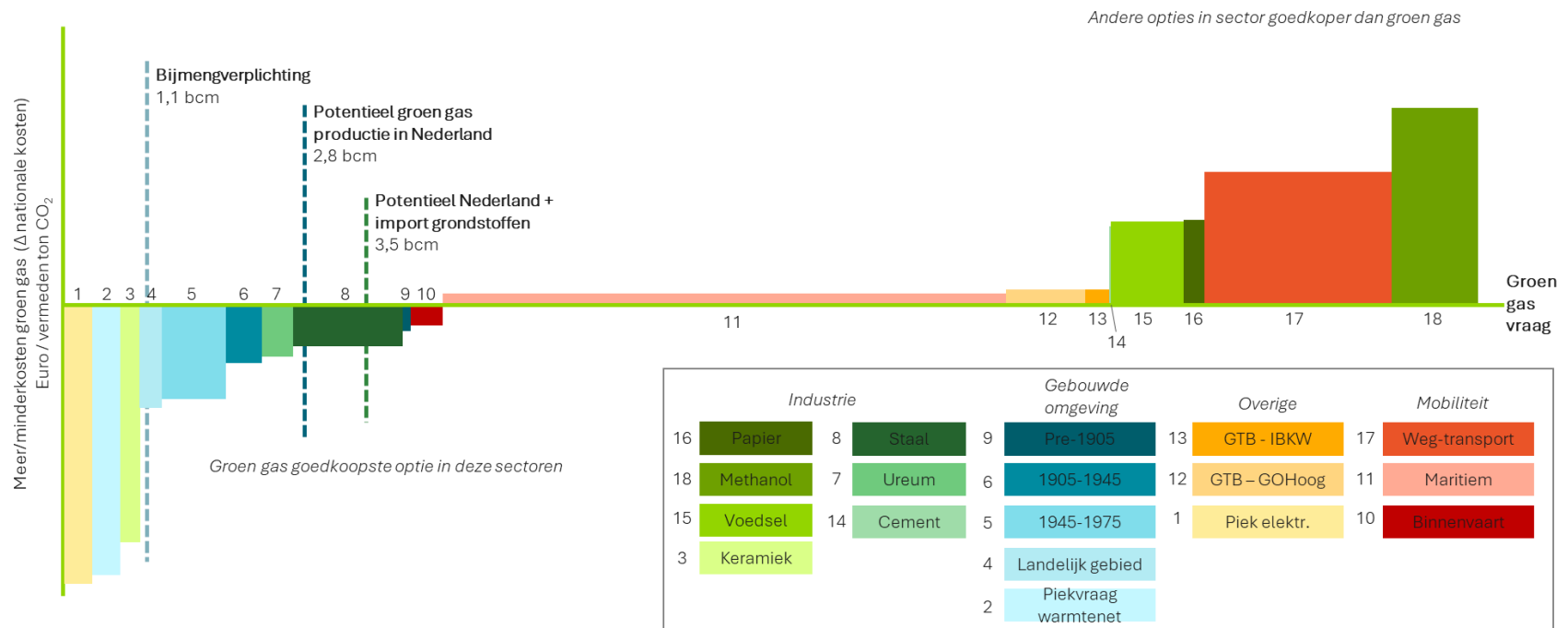
Na 2030 kan een nieuwe balans in de interacties tussen de beleidsinstrumenten ontstaan. De exacte invulling van de bijmengverplichting groen gas na 2030 is nog onzeker aangezien er nog geen beslissing is genomen over de wijze van voortgang na 2030, terwijl de trekkracht van beide ETS sectoren afhankelijk is van de ETS prijzen, de aardgasprijs en van de meerkosten van de groenwaarde van groen gas in de markt. Om de ETS1 of ETS2 prijs gelijk te laten zijn aan de gemiddelde meerkosten van de groenwaarde van groen gas (0,33 EUR / m³), zouden deze moeten stijgen tot 183 EUR / vermeden ton CO₂ (op basis van puntemissies). Dit is de prijs die PBL in de KEV ongeveer schat als ETS1 prijs in 2040 (184 EUR / vermeden ton CO₂ (op basis van puntemissies)). In 2030 wordt een ETS1 prijs van 108 EUR / vermeden ton CO₂ (op basis van puntemissies) verwacht volgens PBL.⁶ Deze prijs biedt ruimte voor meerkosten van de groenwaarde van groen gas van 0,19 EUR / m³. Dit is 25% lager dan de huidige gemiddelde productiekosten (bij een constante aardgasprijs van 0,23 EUR / m³). In het geval dat de ETS1 en ETS2 prijzen dus niet meer dan op dit moment verwacht stijgen, en er geen 25% reductie van de groen gas productiekosten plaatsvindt voor 2030 (bij gelijkblijvende prijs van aardgas), zal er een gat vallen tussen trekkracht aan groen gas vanuit de ETS systemen.

Het is dus van belang om de productieprijs van groen gas en de meerkosten van de groenwaarde in de markt te blijven monitoren (en hoe deze zich verhoudt tot de ETS en aardgasprijzen). Op basis daarvan kan aanvullend beleid dat als doel heeft om dit gat in trekkracht te overbruggen afgestemd worden op de veranderingen in de grootte en verwachte duur van dit gat in trekkracht in de toekomst.

Concluderend, tot 2030 is er een additionele groen gas trekkracht vanuit de bijmengverplichting te verwachten die sterker is dan de trekkracht uit de ETS systemen. Na 2030 is de rol van de bijmengverplichting onzeker aangezien er nog geen beslissing is genomen over de wijze van voortgang na 2030, en is de mate van trekkracht vanuit de ETS systemen sterk afhankelijk van een eventuele stijging van de ETS prijzen of daling van de productiekosten voor groen gas. In alle gevallen sturen de ETS systemen niet op ketenemissiereductie en bieden dus geen additionele impuls voor grondstoffen met een hoog ketenemissiereductiepotentieel. Daarom zou een andere vorm van aanvullend beleid na 2030 kunnen focussen op het stimuleren van groen gas productie op basis van grondstoffen met een hoog ketenemissiereductiepotentieel. De bijmengverplichting (eventueel in aangepaste vorm) of de SDE++ zouden deze rol in de tijdshorizon na 2030 kunnen vervullen.

⁶ PBL, 2024. [Klimaat- en Energieverkenning 2024](#).

Onderzoek lange termijn productie en inzet groen gas



Figuur A: Meer/minderkosten ladder voor inzet van groen gas ten opzichte van het verduurzamingsalternatief met eerstvolgende laagste kosten, voor de gedefinieerde cases (dus omvat alleen subsectoren die in deze studie zijn meegenomen)

Horizontaal zijn weergegeven de 2050 groen gas vraag volumes per sector, het volume zoals aangegeven in de bijmengverplichting, het productiepotentieel van nationale biomassa en het productiepotentieel met geïmporteerde biomassa.

Inhoudsopgave

Afkortingen	1
Samenvatting.....	2
Inhoudsopgave.....	0
1 Introductie	2
2 Beschikbaarheid van groen gas in Nederland	4
2.1 Methodologie.....	4
2.2 Vergisting en vergassing met nationale biomassa	9
2.3 Vergassing en vergisting met geïmporteerde biomassa.....	12
2.4 Import van groen gas uit het Europese gasnetwerk en via bio-LNG	13
2.4.1 Europese gasnetwerk	13
2.4.2 Bio-LNG	16
2.5 Consolidatie beschikbaar potentieel aan groen gas	18
3 Inzet van groen gas in Nederland.....	19
3.1 Methodologie.....	19
3.2 Potentiële groen gas vraag vanuit de verschillende sectoren	25
3.3 Kwantitatieve beoordeling: Nationale kosten vergelijkingen	27
3.3.1 Gevoeligheidsanalyse.....	34
3.4 Kwalitatieve beoordeling: Aan de hand van vier criteria	38
3.4.1 Hoogwaardige inzet van koolstof	39
3.4.2 Risico op ‘stranded assets’	40
3.4.3 Levering piekvermogen	41
3.4.4 Negatieve emissies.....	41
3.5 Consolidatie kwantitatieve en kwalitatieve inzichten	42
3.5.1 Sectoren waar inzet van groen gas logisch lijkt	42
3.5.2 Sectoren waar groen gas inzet afhankelijk is van specifieke factoren ...	44
3.5.3 Sectoren waar inzet van groen gas minder logisch lijkt	47
3.6 Vergelijking van groen gas beschikbaarheid en inzet volgend uit andere bronnen	48
4 Instrumenteringsopties voor opschaling van groen gas na 2030	50
4.1 Groen gas productie stimulering	50
4.2 Groen gas inzet sturing via specifieke beleidsinstrumenten	51
4.2.1 Invloed van EU ETS 1 en 2	51
4.2.2 Meerwaarde groen gas bijmengverplichting	54
4.2.3 Invloed van andere beleidsinstrumenten	56
4.3 Prijnsinteracties groen gas tussen de verschillende beleidsinstrumenten	57
4.4 Consolidatie inzichten in interactie tussen beleidsinstrumenten.....	65
5 Conclusie	70
Appendix A. Groen gas productie potentieel inschattingen.....	74

1.	Grondstoffen voor vergisting	74
2.	Grondstoffen voor vergassing	77
3.	Geïmporteerde grondstoffen	79
Appendix B.	Nationale kosten inschattingen	81
1.	Algemene aannames	81
2.	Industrie	83
3.	Gebouwde omgeving	86
4.	Mobiliteit	88
5.	Overige.....	90

1 Introductie

De productie van groen gas kan een onmisbare bijdrage leveren aan een schoon, robuust en gediversifieerd Nederlands energiesysteem en is daarmee een belangrijke bouwsteen in het energie- en klimaatbeleid. Groen gas is een gasmengsel dat geproduceerd is door de vergisting of vergassing van biograndstoffen en dat, na reiniging en opwerking tot de juiste kwaliteit, dezelfde samenstelling heeft als aardgas. Groen gas kan worden ingezet als vervanger van aardgas. Het kan zowel als brandstof dienen, maar ook als grondstof in sectoren waar er een bron van ‘groene koolstof’ benodigd is.

Het kabinet heeft de ambitie uitgesproken om per 2030 jaarlijks minstens twee miljard kubieke meter (2 bcm) groen gas te willen produceren in Nederland.⁷ In 2022 is er een bijmengverplichting groen gas aangekondigd om de opschaling van groen gas in Nederland te stimuleren. Deze bijmengverplichting richt zich op levering van gas aan de ETS2 sectoren, waarvan het overgrote deel uit energieleveranciers bestaat die gas leveren aan de gebouwde omgeving. De hoogte van de bijmengverplichting loopt jaarlijks op van 0,8 Mton CO₂-ketenemissiereductie in 2026 tot 3,8 Mton CO₂-ketenemissiereductie in 2030 (naar verwachting gelijk aan ca. 1,1 bcm groen gas).

De huidige in voorbereiding zijnde bijmengverplichting loopt in principe tot 2030 en richt zich zoals gezegd op levering van gas aan de ETS2-sectoren. Door vrije markt dynamiek kan er natuurlijk nog steeds groen gas verkocht worden aan andere sectoren. Het betekent echter wel dat deze andere sectoren, zoals de industrie, zullen moeten concurreren met de waarde van groen gas binnen de bijmengverplichting.

Het is vooralsnog onduidelijk hoeveel groen gas er na 2030 beschikbaar is, in welke sectoren dit het beste ingezet kan worden en of de bijmengverplichting na 2030 verlengd moet worden of dat er andere beleidsinstrumenten beter passen bij de gewenste inzet van groen gas na 2030. Zoals deze onduidelijkheden aangeven is er behoefte aan een toekomstbeeld voor groen gas na 2030. Dit onderzoek heeft als hoofddoel om het Ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) te ondersteunen bij het opzetten van een toekomstvisie rond lange termijn productie en inzet van groen gas.

Hoofdstuk 2 verkent de beschikbaarheid van groen gas in Nederland in 2035, 2040 en 2050. Hierin worden productie van groen gas uit nationale biomassa, geïmporteerde biomassa en import van groen gas meegenomen. Hoofdstuk 3 analyseert de potentiële groen gas vraag in Nederland voor de jaren 2035, 2040 en 2050 en vergelijkt de inzet van groen gas tussen verschillende sectoren op een kwantitatieve en kwalitatieve

⁷ Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. 4 juli 2022. [Kamerbrief bijmengverplichting groen gas](#).

manier. Daarna vergelijkt hoofdstuk 4 de inzichten uit de vorige twee hoofdstukken met een aantal van de huidige instrumenteringsopties. De focus hierbij ligt op de bijmengverplichting, ETS1 en ETS2. Als laatste vergelijkt hoofdstuk 1 de conclusies uit deze studie met een aantal andere studies en reflecteert op groen gas inzet richtingen die als meest logisch naar voren komen.

2 Beschikbaarheid van groen gas in Nederland

Dit hoofdstuk verkent de potentiële beschikbaarheid van groen gas in Nederland in 2035, 2040 en 2050. Productie van groen gas in Nederland met nationale biomassa, productie van groen gas in Nederland met geïmporteerde biomassa en import van groen gas worden hierin meegenomen.

2.1 Methodologie

Het is essentieel om te vermelden dat er veel onzekerheden zijn met betrekking tot de ontwikkeling van grondstofstromen en hun beschikbaarheid richting 2050 en ook met betrekking tot markt- en beleidontwikkelingen om dit potentieel te realiseren. Deze studie verkent de potentiële beschikbaarheid van groen gas in Nederland op basis van de methodologie zoals geschetst in deze sectie.

In de inschattingen voor het groen gas potentieel uit nationale grondstoffen hebben we de methodiek en selectie van grondstoffen zoals toegepast in Guidehouse & EBA 2024⁸ aangehouden als startpunt. Voor een aantal grondstoffen zijn hierop aanpassingen gemaakt in aannames na input vanuit de betrokken klankbordgroepen, ministeries en RVO.

Grondstoffen en conversiepaden

Groen gas kan via verschillende conversiepaden geproduceerd worden. Over het algemeen zijn ‘natte’ grondstofstromen geschikt voor vergisting en zijn meer houtachtige grondstofstromen geschikt voor (thermische) vergassing⁹. In de praktijk zouden bepaalde (delen van) grondstofstromen ook tot groen gas omgezet kunnen worden via beide conversietechnologiën.¹⁰

De grondstoffen die zijn meegenomen in de analyse worden weergegeven in Tabel 1. Om dubbeltelling te voorkomen is elke grondstof ingedeeld onder één conversietechnologie. Vergisting is op dit moment de meest gebruikte en verst ontwikkelde conversietechnologie. In 2023 werd er in Nederland 0,28 bcm aan groen gas geproduceerd¹¹, voornamelijk door vergisting.

⁸ Guidehouse & EBA. 2024. [Biogases towards 2040 and beyond](#).

⁹ Het uiteindelijke potentieel van de vergassingsconversieroute is onzeker en is nog sterk afhankelijk van de technologische ontwikkeling van deze conversieroute.

¹⁰ Superkritische watervergassing is een derde conversietechnologie die potentie heeft om een hogere groen gas opbrengst te realiseren uit dezelfde hoeveelheid ‘natte’ biograndstoffen. Deze techniek is echter nog is een vroeg ontwikkelstadium, en maakt gebruik van dezelfde grondstofstromen als de vergistingstechnologie. Superkritische watervergassing wordt daarom niet meegenomen in de analyse.

¹¹ Platform Groen Gas. 2024. [Groen gasproductie stijgt in 2023 met 22%](#).

Tabel 1: Grondstoffen die zijn meegenomen in de analyse.

Vergisting	Vergassing
Stro Gedroogde stengels van graanrassen die op het veld achterblijven bij het oogsten van gewassen	Bosresiduen Primaire residuen uit dunningshout of residuen van houtkap, uit loof- en naaldbomen
Onbewerkte mest Mest geproduceerd door veehouderijen	Reststromen uit natuur- en landschapsbeheer Reststromen uit beheer van natuur- en landschappen, o.a. langs (spoor)wegen en uit parken en tuinen.
Bio-reststromen GFT stromen geproduceerd door huishoudens en bedrijfsleven	Organisch afval uit huishoudens en bedrijven (HDO) De niet-gescheiden afvalstroom die voornamelijk vanuit huishoudens maar ook door bedrijven gegenereerd kan worden.
Industrieel afvalwater Afvalwater van specifieke industriën waarbij vergisting gebruikt zou kunnen worden als voorbehandeling van verwerking	Bijproducten industrie Afvalstromen uit houtverwerkende industrie, papierindustrie en bouw.
Vanggewassen (Sequential crops) Het planten van een tweede gewas na de oogst van het hoofdgewas in plaats van braakligging	Cacao doppen Houtachtige wand van de cacao boon die als restproduct vrijkomt bij de cacao verwerking.
Bermgras¹² Bermgras resulterend uit maaiactiviteiten langs wegen	B-hout Gebruikt hout dat behandeld is (e.g. geveerd of verlijmd), maar dat niet is geïmpregneerd.
Zuiveringsslib RWZI/AWZI Reststromen die voortkomen uit afvalwaterzuiverings installaties	
Glycerine / glycol Nevenproduct bij de productie van biodiesel en zeep.	

Zeewier en algen zijn niet als grondstoffen meegenomen omdat er nog veel onderzoek en ontwikkeling nodig is voor grootschalige economische productie. Beide grondstoffen zijn in een brede set aan sectoren en in verschillende toepassingen inzetbaar: levensmiddelen, (dier)voeding, cosmetica en mogelijk ook chemie. Daarom is het ook onzeker wat de beschikbaarheid van deze grondstoffen voor groen gas productie zou zijn.¹³

Verder neemt deze studie de scope van de grondstoffen aan als in lijn met het huidige beleid. Specifiek met betrekking tot de beschikbare hoeveelheid mest, wordt de beschikbare hoeveelheid mest als een uitkomst van beleid gezien, en niet als een te bereiken doel ten behoeve van het beschikbaar stellen van grondstoffen voor het produceren van groen gas. Daarnaast worden voedsel- en voedergewassen niet meegenomen als grondstoffen voor de productie van groen gas, aangezien productie van biobrandstoffen uit deze grondstoffen niet verder gestimuleerd wordt. Binnen de

¹² Het vereist verdere technologische ontwikkeling om bermgras geschikt te maken voor vergisting (vanwege de aanwezigheid van verontreinigingen en de (vezel)structuur van het materiaal).

¹³ Stuurgroep Routekaart Nationale Biograndstoffen. (2020). [Routekaart nationale biograndstoffen](#).

jaarverplichting energie vervoer wordt inzet van biobrandstoffen op basis van deze grondstoffen bijvoorbeeld al gelimiteerd.

Voor elke grondstof zijn de volgende stappen genomen in het bepalen van het groen gas potentieel, Appendix A biedt gedetailleerdere beschrijvingen van de gehanteerde aannames per grondstof.

- 1) Bepalen van het volume van het hoofdproduct (bijvoorbeeld: tarweproductie aantallen, veestapel aantallen)
- 2) Prognose ontwikkelen voor deze hoofdproduct stroom voor de jaren 2035, 2040, 2050
- 3) Omzetting van hoofdproduct tot restproduct dat geschikt is voor vergisting of vergassing
- 4) Mogelijk aanpassing van beschikbaarheid restproduct op basis van 'gebruik voor andere toepassingen' (niet zijnde energie toepassingen, dus bijvoorbeeld gebruik voor materialen en voedsel wordt hier van de beschikbare stroom afgetrokken)
- 5) Omzetting van beschikbaar volume restproduct tot groen gas
- 6) Uiteindelijke groen gas potentieel op basis van aangenomen percentage gebruik van het maximale potentieel voor jaren 2035, 2040, 2050

Verschillende grondstoffen worden op dit moment al gebruikt in de sector waar ze vrijkomen. Vaak worden deze verbrand voor verwarmingsdoeleinden. Cacao doppen en bio-reststromen worden bijvoorbeeld vaak in-sector gebruikt voor verwarming van productieprocessen. Binnen deze studie nemen we aan dat het deel van de grondstof dat voor energie toepassing beschikbaar is (stap 4), ingezet kan worden voor groen gas productie. Dit wil zeggen dat delen van grondstofstromen die op dit moment worden verbrand of voor interne biogasconsumptie worden gebruikt, wel in de potentieelinschatting zijn meegenomen.

Tekstbox 1 later in dit hoofdstuk gaat nog dieper in op specifieke aanname afstemmingen, en vergelijkt een aantal aannames met de CE Delft studie 'Scenariostudie groengasproductie rond 2030'¹⁴.

Import van biomassa

In de context van het produceren van groen gas in Nederland uit geïmporteerde biomassa hebben het type grondstof en de geografische ligging van het land van oorsprong van deze grondstof invloed op de technische en economische haalbaarheid van een dergelijke handelsstroom.

Meerdere stromen worden daarom niet meegenomen in de inschatting van het groen gas productie potentieel uit geïmporteerde grondstoffen, omdat de stroom over het algemeen te nat is om te verplaatsen, een te lage energiedichtheid heeft waardoor het

¹⁴ CE Delft. 2024. [Scenariostudie groengasproductie rond 2030](#).

te volumineus en niet economisch rendabel is om te verplaatsen, of te wijdverspreid beschikbaar komt waardoor het niet op grote schaal te verplaatsen valt. Hierdoor worden bij import de volgende stromen buiten beschouwing gelaten: onbewerkte mest, bio-reststromen, industrieel afvalwater, bermgras, zuiveringsslib RWZI/AWZI, reststromen uit natuur- en landschapsbeheer. Daarnaast wordt organisch afval uit huishoudens en bedrijven (HDO) niet meegenomen in verband met de restricties die kunnen gelden voor het 'over de grens' transporteren van afval; worden cacao doppen niet meegenomen aangezien de cacao bonen al worden geïmporteerd en het onwaarschijnlijk is dat alleen de doppen geïmporteerd zouden worden; en wordt B-hout niet meegenomen vanwege een gebrek aan detail productiegegevens voor andere landen (zou wel geïmporteerd kunnen worden).

De stromen die wel worden meegenomen in de inschatting van het groen gas productie potentieel uit geïmporteerde grondstoffen zijn dus: stro, vanggewassen (sequential crops), glycerine - glycol, bosbouw residuen en bijproducten industrie.

Qua geografische origine van de stromen worden in de inschatting alleen stromen die dicht bij Nederland hun herkomst vinden meegenomen. Hoe verder de stromen getransporteerd moeten worden, hoe hoger de transportkosten zullen zijn. Dit beïnvloedt de economische haalbaarheid negatief. Daarom worden alleen de grondstoffen uit België (100% van Belgische grondstoffen aangenomen), West-Duitsland (25% van Duitse grondstoffen aangenomen) en Noord-Frankrijk (25% van Franse grondstoffen aangenomen) meegenomen in onze inschatting voor mogelijke export naar Nederland.

Als laatste stap wordt er voor drie scenario's (5%, 10%, 20%) aan import aandelen (aandeel van de beschikbare grondstoffen die Nederland kan importeren) geschat hoe veel groen gas productie hierdoor in Nederland gerealiseerd kan worden. Deze import aandelen zijn indicatieve scenario's. Appendix A geeft de verdeling van deze geïmporteerde stromen verdeling weer per land en per grondstofstroom.

In aanvulling op de bovengenoemde grondstoffen en landen van herkomst zouden ook andere grondstoffen geïmporteerd kunnen worden (bijvoorbeeld bagasse of houtige biomassa) en zouden andere landen van herkomst ontsloten kunnen worden (ook van buiten de EU). Dit is voornamelijk relevant voor grondstoffen die in pelletvorm getransporteerd kunnen worden, aangezien deze makkelijk en economisch rendabel in bulk vervoerd kunnen worden. Een voorbeeld hiervan zou de import van houtpellets of houtsnippers uit de Baltische staten kunnen zijn, welke op dit moment al plaatsvindt (voornamelijk ter verbranding in biomassacentrales). Deze additionele import van biograndstoffen heeft een substantieel potentieel op wereldschaal, het is echter erg onzeker welk deel van deze stromen naar Nederland zou kunnen komen. Daarom is deze additionele import niet meegenomen in deze analyse.

Import van groen gas en bio-LNG

Naast het importeren van grondstoffen en daar in Nederland groen gas uit produceren, kan er ook groen gas naar Nederland geïmporteerd worden. Na invoeding van groen gas in het Europese aardgasnetwerk, kan dit groen gas door middel van Garanties van Oorsprong (GvOs) verhandeld worden.

Als methode voor de analyse van het import potentieel uit het Europese aardgasnetwerk worden verschillende groen gas productie potentieel studies beschreven, die een inschatting geven voor het potentieel aan groen gas productie in de EU. Op basis van deze studies wordt een basiswaarde gedefinieerd op EU niveau, waar - om dubbeltelling te voorkomen - de Nederlandse productie van groen gas, en de productie van groen gas in Nederland op basis van geïmporteerde grondstoffen van af worden getrokken.

Met betrekking tot het resterende EU groen gas productie potentieel worden voor drie scenario's (3,7%, 5%, 10%) aan import aandelen (aandeel van het resterende EU groen gas productie potentieel dat naar Nederland zou worden geïmporteed) geschetst hoeveel groen gas productie hierdoor naar Nederland aangetrokken zou kunnen worden. Als startpunt voor deze import aandelen is 1/27^e (= 3,7%) genomen, om een gelijke verdeling per EU lidstaat te benaderen. Vanwege de verwachte netto groen gas import positie in Nederland, wordt er ook voor twee hogere aandelen van import (5% en 10%) een benadering gegeven.

In toevoeging op import van groen gas in gasvorm via het Europese gasnetwerk, kan groen gas ook in vloeibare vorm (bio-LNG) vanuit een nog bredere markt geïmporteed worden. Ter context van het volume bio-LNG dat door Nederland aangetrokken zou kunnen worden, worden drie perspectieven geschetst: 1) De wereldwijde groen gas productie, 2) de wereldwijde (bio-)LNG productie (liquefactie) capaciteit en 3) de huidige Nederlandse LNG import terminal capaciteit. De volumes bio-LNG import die gerealiseerd zullen worden moet binnen deze context passen, maar zal uiteindelijk afhankelijk zijn van de economische haalbaarheid. Een beoordeling van de wereldwijde willingness-to-pay voor bio-LNG richting 2050 is echter buiten de scope van deze studie, waardoor geen schatting van de bio-LNG import gegeven zal worden.

Afgezien van productie en import van groen gas, kan er ook e-methaan geproduceerd worden en in het gasnetwerk worden ingevoed als directe vervanger van aardgas. E-methaan wordt geproduceerd door het combineren van hernieuwbare waterstof en CO₂. Echter vanwege: 1) de hoge mate van onzekerheid met betrekking tot productiekosten; 2) competitie tussen het ontwikkelen van verschillende typen synthetische brandstoffen (e-fuels) en; 3) de wisselwerking tussen de additionele elektriciteitsvraag van synthetische brandstofproductie en het verduurzamen van de elektriciteitsproductie (competitie m.b.t. inzet van hernieuwbare energiebronnen), is het erg complex om dit potentieel op een realistische kwantitatieve manier in te schatten, laat staan een realistische inschatting te maken van welk deel van dit potentieel op Europees of wereldniveau door Nederland aangetrokken kan worden. Daarom wordt dit buiten scope gelaten.

Alhoewel export van specifieke batches van nationale grondstoffen en export van individuele batches aan geproduceerd groen gas mogelijk is (voornamelijk in grensregio's), valt een analyse hiervan buiten de scope van deze studie. Naar verwachting zal Nederland als geheel meer groen gas nodig hebben dan dat er geproduceerd kan worden uit nationale grondstoffen (zoals ook blijkt uit het gecombineerde beeld van dit hoofdstuk en het volgende hoofdstuk). Het is dus aannemelijk dat Nederland netto-importeur van groen gas / biograndstoffen zal worden.

2.2 Vergisting en vergassing met nationale biomassa

Op basis van de methodologie zoals beschreven in sectie 2.1, geven Tabel 2 en Tabel 3 het groen gas productiepotentieel in Nederland weer op basis van vergisting en vergassing van nationale grondstofstromen. Appendix A beschrijft de achtergrond en aannames voor elke grondstof in detail. Gezamenlijk telt het potentieel van de twee conversieroutes op tot 2,8 bcm aan groen gas productiepotentieel uit Nederlandse grondstofstromen in 2050. In 2040 komt het gezamenlijke potentieel neer op 2,0 bcm en in 2035 op 1,4 bcm.

Tabel 2: Groen gas productie potentieel op basis van vergisting van nationale grondstofstromen.

Grondstof	2035 (bcm)	2040 (bcm)	2050 (bcm)
Stro	0,034	0,039	0,049
Onbewerkte mest	0,630	0,767	1,011
Bio-reststromen	0,110	0,084	0,084
Industrieel afvalwater	0,070	0,112	0,140
Vanggewassen (sequential crops)	0,084	0,294	0,434
Bermgras	0,019	0,019	0,019
Zuiveringsslib RWZI/AWZI	0,070	0,070	0,070
Glycerine – glycol	0,057	0,075	0,094
Totaal	1,073	1,460	1,901

Tabel 3: Groen gas productie potentieel op basis van vergassing van nationale grondstofstromen.

Grondstof	2035 (bcm)	2040 (bcm)	2050 (bcm)
Bosbouw	0,001	0,002	0,004
Reststromen uit natuur- en landschapsbeheer	0,023	0,043	0,077
Organisch afval uit huishoudens en bedrijven (HDO)	0,245	0,385	0,623
Bijproducten industrie	0,001	0,002	0,004
Cacao doppen	0,005	0,009	0,016
B-hout	0,062	0,113	0,206
Totaal	0,337	0,554	0,931

Zoals eerder vermeld bieden de bovenstaande waarden een inschatting van het mogelijke groen gas productiepotentieel op basis van nationale grondstoffen in Nederland, maar is de realisatie van dit potentieel en de beschikbaarheid van de grondstofstromen aan veel verschillende factoren onderhevig. Een aantal belangrijke nuances en gevoeligheden (ten opzichte van het ‘standaard scenario’ zoals beschreven in de tabellen hierboven) zijn hieronder beschreven. Daarnaast wordt in Tekstbox 1 een

korte vergelijking van de grootste verschillen met de CE Delft studie 'Scenariostudie groengasproductie rond 2030' beschreven.

- Voor **onbewerkte mest** is een gemiddelde waarde gebruikt van twee scenario's: Een 'laag mest beschikbaarheid' scenario waar een reductie van de melk- en fokveestapel van 50% wordt aangenomen en een 'hoog mest beschikbaarheid' scenario waar een reductie van de melk- en fokveestapel van 10% wordt aangenomen. Voor 2050 heeft de gemiddelde waarde van 1,011 bcm een bereik van 0,808 bcm tot 1,214 bcm (+/- 0,203 bcm). Daarnaast zou aanzuring een mogelijkheid kunnen bieden tot verhoogde groen gas opbrengst.¹⁵
- Voor **zuiveringsslib RWZI/AWZI** gaat het standaard scenario uit van plaatsing van groen gas productie installaties bij 75% van de RWZI's, vergisting van alle slib, en gebruik van een deel van het biogas om de slibgisting te verwarmen.¹⁶ In het geval dat er bij alle RWZI's een groen gas productie installatie geplaatst zou worden, alle slib vergist wordt, en de verwarming van de slibgisting op een andere manier dan met biogas wordt gerealiseerd, kan het productiepotentieel oplopen tot 0,119 bcm (+ 0.049 bcm).
- Voor **bio-reststromen** is de inschatting op 0,084 bcm aan groen gas productie ook redelijk conservatief ten opzichte van bijvoorbeeld CE Delft (2024)¹⁷, welke een potentieel van 0,318 bcm aangeeft (+ 0,234).
- Het potentieel van **vergassing** van grondstoffen tot groen gas is nog erg onzeker en afhankelijk van de technologische ontwikkeling van deze conversieroute. In het geval dat opschaling van deze technologie langzamer tot stand zou komen dan verwacht, zou het productie potentieel negatief worden beïnvloed. Voor 2050 zou dit kunnen betekenen dat als maar 55% (in het standaard scenario aangenomen voor 2040) van de beschikbare grondstoffen vergast kan worden in plaats van 100% (in het standaard scenario aangenomen voor 2050), er maar een potentieel van 0,441 bcm groen gas in plaats van 0,725 bcm zou zijn (-0,284 bcm).
- Voor **vanggewassen (sequential crops)** is niet gewerkt met een laag en een hoog scenario, maar is wel een substantiële onzekerheid aanwezig met betrekking tot de hoeveelheid vanggewassen die geteeld zullen worden en welk deel hiervan beschikbaar kan komen voor vergisting. Deze onzekerheid is meegenomen in de potentieel inschatting.
- Voor meerdere grondstoffen geldt dat na conversie tot **biogas** (via de vergistingsroute) of **syngas** (via de vergassingsroute), deze gassen ook al direct ingezet kunnen worden (en dus de opwaarderingsstap tot groen gas

¹⁵ Zie bijvoorbeeld: HAS. 2024. [Biologisch aanzuren van dierlijke mest](#).

¹⁶ TAUW. 2022. [Locatieonderzoek groen gas rwzi's](#). (Scenario C vs Scenario E)

¹⁷ CE Delft. 2024. [Scenariostudie groengasproductie rond 2030](#).

overgeslagen zou kunnen worden). Dit verlaagt het uiteindelijke groen gas potentieel van deze grondstoffen (bijvoorbeeld onbewerkte mest), maar tegelijkertijd verlaagt het ook de energievraag uit sectoren waarin dit biogas dan al direct gebruikt wordt (bijvoorbeeld de levensmiddelenindustrie).

- **Biograndstoffen** in het algemeen kunnen in de toekomst competitie verwachten wat betreft inzet en toepassing. Naast groen gas productie, kunnen biograndstoffen nodig zijn voor het produceren van vloeibare biobrandstoffen, voor materialen in de bouw en als grondstof voor de chemische industrie (ter vervanging van koolstof in chemische producten die op dit moment aardolie gebruiken als koolstofbron). Deze competitie kan leiden tot een prijsopdrijvend effect van de grondstoffen en kan de beschikbaarheid van grondstoffen voor groen gas productie beperken. De indirecte impact van dit prijsopdrijvend effect op het productiepotentieel groen gas is echter buiten de scope van deze studie.

Tekstbox 1: Vergelijking van productie potentieel inschattingen voor het jaar 2035 met 'Scenariostudie groengasproductie rond 2030' van CE Delft

Qua methodiek en selectie van grondstoffen in de inschattingen voor groen gas potentieel uit nationale grondstoffen is de Guidehouse & EBA 2024 studie¹⁸ aangehouden als startpunt. Daarop aanvullend zijn hier voor een aantal grondstoffen aanpassingen gemaakt in aannames na input vanuit de betrokken klankbordgroepen, ministeries en RVO.

De potentieel inschatting voor 2035 komt lager uit dan de inschatting zoals gemaakt door CE Delft voor 2030¹⁹. Dit wordt mogelijk veroorzaakt door verschillen in de gemaakte projecties, detailaannames voor beschikbaarheid of groen gas productiepotentieel per grondstof of de exacte selectie van grondstoffen en industrieën meegenomen. Het is hierbij goed om op te merken dat kleine verschillen in aannames mogelijk kunnen zorgen voor een cumulatief effect in eindinschattingen en dat er voor alle aannames een aanzienlijke mate van onzekerheid in acht genomen moet worden.

De grootste verschillen tussen de twee inschattingen zitten in de categorieën mest (0,12 bcm hoger in CE Delft studie), industriële reststromen (0,07 bcm hoger in CE Delft studie), organisch afval uit huishoudens (0,19 bcm lager in de CE Delft studie) en verder kleinere verschillen in de overige categorieën.

Specifiek met betrekking tot mest, is voor deze studie in overleg met RVO & LVVN een set detail aannames vastgesteld, waaronder aannames rond de krimp van de veestapel. Mogelijke verschillen met de CE Delft studie zouden kunnen liggen in inschatting gebruik mest voor vergisting in 2030/2035 (waarbij deze studie net als de kamerbrief uitgaat van 45% terwijl er 75% wordt meegenomen in de CE Delft studie), en projecties gebruikt voor

¹⁸ Guidehouse & EBA. 2024. [Biogases towards 2040 and beyond](#).

¹⁹ CE Delft. 2024. [Scenariostudie groengasproductie rond 2030](#).

inkrimping van de veestapel meegenomen in de analyse (wij nemen na overleg alleen melk- en fokvee mee).

Verschillen voor de industriële reststromen zouden veroorzaakt kunnen worden door verschillen in onderliggende sectoren/industrieën die meegenomen zijn (deze studie neemt bijvoorbeeld reststromen uit de tabak en visverwerkende industrieën niet mee) of in detail aannames rond groen gas productie potentieel of projecties.

Verschillen in het groen gas potentieel uit organisch afval zou deels veroorzaakt kunnen worden doordat deze studie uitgaat van vergassing (en daarbij waarschijnlijk een grotere fractie van het afval meeneemt en hogere groen gas productie per kg afval aanneemt). Het is onduidelijk hoe projecties mogelijk verschillen.

Tot slot zouden er naast de bovengenoemde gevoeligheden ook nog additionele grondstoffen beschikbaar kunnen komen of juist weg kunnen vallen en zijn andere factoren zoals groen gas productiecapaciteit, verlening van vergunningen, infrastructuraansluitingen en nog mogelijke andere factoren van invloed op het uiteindelijk wel of niet realiseren van het productie potentieel.

Als we de kwantitatief benoemde opwaartse gevoeligheden bij elkaar optellen (+0,486 bcm) en de neerwaartse gevoeligheden bij elkaar optellen (-0,487 bcm), komt er een gevoeligheidsrange van +/-0,5 bcm in beide richtingen naar voren. Voor het jaar 2050 komt dus een Nederlands groen gas productie potentieel inschatting naar voren van 2,3 tot 3,3 bcm uit vergisting en vergassing van nationale grondstoffen.

2.3 Vergassing en vergisting met geïmporteerde biomassa

Om de beschikbaarheid van biomassa voor vergisting en vergassing te verhogen, kunnen er grondstoffen uit andere landen naar Nederland geïmporteerd worden. Van deze grondstoffen kan dan in Nederland groen gas worden geproduceerd. Op basis van de methodologie zoals beschreven in sectie 2.1, geeft Tabel 4 de inschatting weer van het additionele groen gas productiepotentieel in Nederland uit geïmporteerde grondstoffen, voor drie verschillende scenario's. Appendix A geeft een gedetailleerder inzicht in de hoeveelheden groen gas uit de meegenomen grondstoffen en landen. Elk scenario neemt een ander percentage aan wat betreft het deel dat naar Nederland geëxporteerd wordt van de in aanmerking komende grondstoffen. Aangezien er geen uniform beeld is over hoeveel van deze biograndstoffen in de toekomst naar Nederland aangetrokken kunnen worden, zijn deze import aandelen bedoeld om een benadering te geven.

Tabel 4: Additioneel groen gas productie potentieel in Nederland door vergisting en vergassing van geïmporteerde grondstoffen.

Grondstof import scenario	2035 (bcm)	2040 (bcm)	2050 (bcm)
Laag (5%)	0,1	0,2	0,4
Medium (10%)	0,2	0,5	0,7
Hoog (20%)	0,5	1,0	1,5

De glycerine – glycol grondstof zou eventueel geschikt kunnen zijn om over langere afstanden te transporteren, vanwege haar hoge energiedichtheid. Het additionele groen gas productie potentieel op basis van geïmporteerde glycerine – glycol vanuit de hele EU zou op kunnen lopen tot zo'n 0,8 bcm. Echter is het onwaarschijnlijk dat al deze grondstoffen volledig naar Nederland komen.

In aanvulling op de grondstoffen en landen van herkomst die meegenomen zijn in deze analyse (die verder beschreven zijn in sectie 2.1 en in Appendix A) zouden ook andere grondstoffen geïmporteerd kunnen worden (bijvoorbeeld bagasse of houtige biomassa) en zouden andere landen van herkomst ontsloten kunnen worden (ook van buiten de EU). Deze worden vanwege grote onzekerheden wat betreft het bepalen van het deel van deze stromen dat naar Nederland zou kunnen komen niet meegenomen, zoals uitgelegd in sectie 2.1.

2.4 Import van groen gas uit het Europese gasnetwerk en via bio-LNG

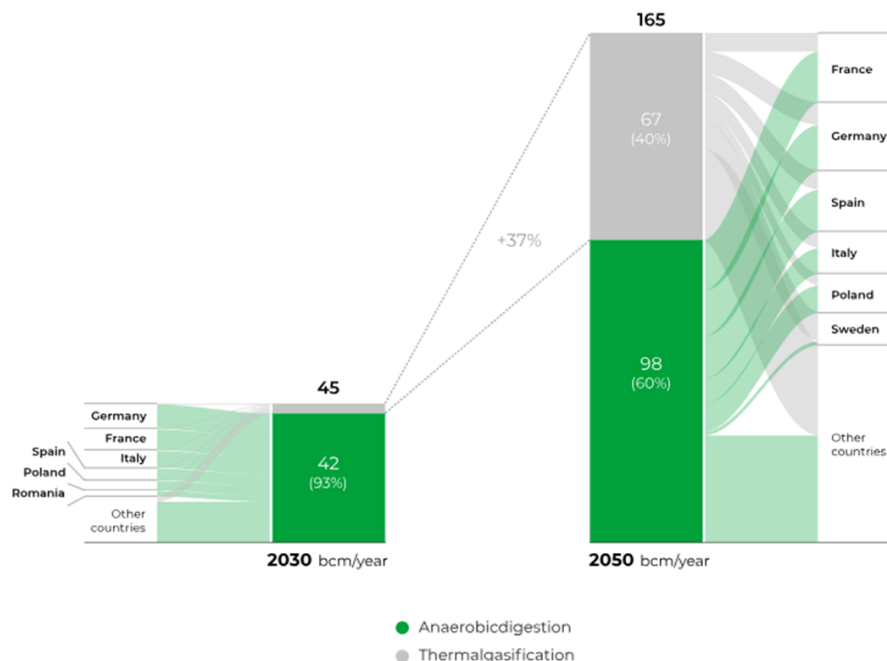
Naast het importeren van biomassa en daarvan in Nederland groen gas produceren, kan er ook direct groen gas vanuit andere landen worden geïmporteerd. In Europa is er een goed ontwikkeld netwerk van pijpleidingen waar aardgas door getransporteerd wordt. Via dit Europese gasnetwerk kan Nederland ook groen gas importeren wat elders in Europa in het net geïnjecteerd is. Daarnaast kan er ook groen gas per schip worden getransporteerd in de vorm van bio-LNG. De volgende secties beschrijven het mogelijke potentieel aan groen gas dat via deze routes geïmporteerd zou kunnen worden.

Het is belangrijk om te realiseren dat de rol en invloed van import van groen gas naar Nederland twee kanten heeft. Aan de ene kant kan import competitie vormen voor binnenlands geproduceerd groen gas en mogelijk tot een 'verdringingseffect' leiden. Aan de ander kant zal de Nederlandse inzet en vraag naar groen gas ook richting 2050 hoger blijven dan het binnenlandse productie potentieel. Daarom is een bepaalde vorm en mate van groen gas import op termijn noodzakelijk.

2.4.1 Europese gasnetwerk

Op Europees niveau is er een substantieel potentieel om de productie van groen gas op te schalen tussen nu en 2050. Figuur 1 geeft het groen gas productie potentieel weer in

Europa, voor de jaren 2030 en 2050, op basis van Gas for Climate (2022).²⁰ Dit komt neer op een potentieel van 45 bcm in 2030 en 165 bcm in 2050. Als alleen de EU27 lidstaten mee worden genomen komt de inschatting uit op 41 bcm in 2030 en 151 bcm in 2050.



Figuur 1: 2030 en 2050 groen gas potentieel in Europa, Bron: Gas for Climate.²¹

Deze orde van grootte voor 2030 wordt bevestigd door meerdere andere studies.²² Deze andere studies komen uit op een potentieel inschatting tussen de 31,5 tot 44 bcm. Daarnaast liggen deze inschattingen ook in lijn met de RePowerEU doelstelling van 35 bcm groen gas productie in 2030.²³

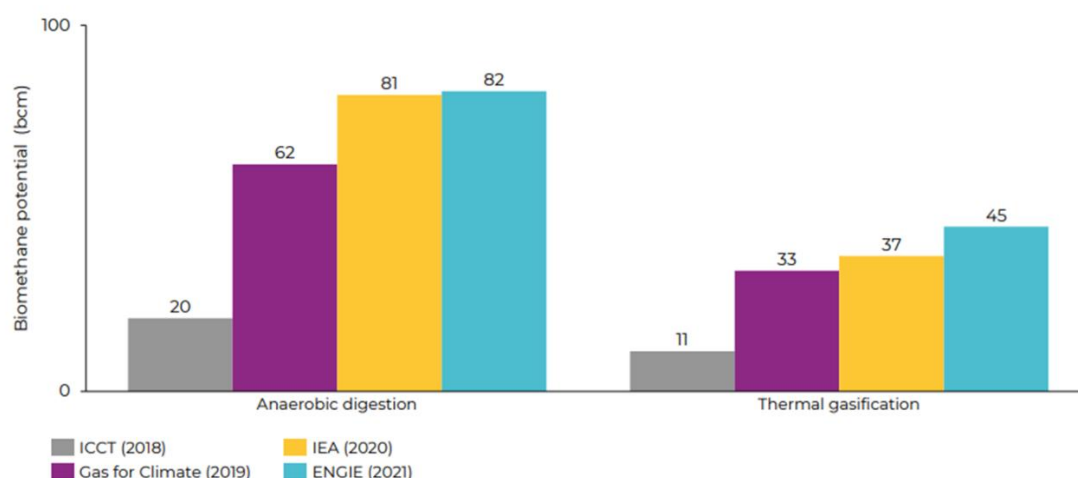
Voor 2050 is de mate van onzekerheid beduidend groter. De meeste studies gaan uit van een substantiële opschaling, maar er is een groter verschil qua bereik. Figuur 2 geeft een vergelijking weer van de groen gas potentieel inschattingen in Europa voor 2050 per conversietechnologie, op basis van vier verschillende studies. De totaal inschattingen van deze studies variëren van 31 bcm tot 127 bcm. In het algemeen komen deze inschattingen dus enigszins lager uit dan de 2050 waarde van de Gas for Climate studie zoals hierboven weergegeven.

²⁰ Gas for Climate. 2022. [Biomethane](#).

²¹ Gas for Climate. 2022. [Biomethane](#).

²² Gas for Climate. 2022. [Biomethane Potentials in the EU](#). Pagina 20 vergelijkt inschattingen van o.a. de Europese Commissie, Gas for Climate, en CE Delft.

²³ Europese Commissie. n.d. [Biomethane](#).



Figuur 2: Vergelijking van 2050 groen gas potentieel inschattingen in Europa per conversie technologie.
Bron: Gas for Climate.²⁴

De Gas for Climate getallen in deze figuur zijn gebaseerd op de 2019 versie van de studie, terwijl de Gas for Climate getallen zoals weergegeven in de eerdere Figuur 1 gebaseerd zijn op de 2022 versie.

Om een beeld te vormen van het groen gas import potentieel uit het Europese aardgas netwerk voor deze studie, wordt een lineaire interpolatie toegepast op de getallen voor 2030 en 2050 zoals ingeschat door Gas for Climate voor de EU27 lidstaten (respectievelijk 41 bcm en 151 bcm). Tabel 5 geeft allereerst deze totaal inschattingen van het Europese groen gas potentieel weer voor de jaren 2035, 2040 en 2050.

Daarnaast geeft Tabel 5 ook weer hoeveel bcm aan groen gas er potentieel door Nederland aangetrokken kan worden. Het deel van het Europese potentieel dat naar Nederland geïmporteerd zou kunnen worden is afhankelijk van de 'willingness to pay' van Nederlandse afnemers ten opzichte van afnemers in andere landen en is dus onzeker. Daarom geeft de tabel het resulterende potentieel weer voor drie scenario's (3,7%, 5% en 10%) van importpercentages uit de gehele beschikbaarheid.

²⁴ Gas for Climate. 2022. [Biomethane Potentials in the EU](#).

Tabel 5: Scenario inschattingen voor mogelijke import van groen gas uit het Europese gasnetwerk.

	2035 (bcm)	2040 (bcm)	2050 (bcm)
Totale inschattingen aan groen gas potentieel			
EU27	68,5	96,0	151,0
EU27 exclusief Nederlands potentieel	67,2	94,1	148,4
EU27 exclusief Nederlands potentieel & exclusief grondstof import scenario midden	67,0	93,6	147,7
Import scenario's			
Laag (3,7%)	2,5	3,5	5,5
Medium (5%)	3,3	4,7	7,4
Hoog (10%)	6,7	9,4	14,8

Groen gas dat wordt ingebracht in het Europese gasnetwerk kan door middel van Garanties van Oorsprong (GvOs) verhandeld worden met afnemers. Fysieke import- of exportcapaciteit is dus geen beperkende factor. Het is wel belangrijk om hierbij te vermelden dat op dit moment GvOs van groen gas dat in het buitenland is geproduceerd momenteel niet gebruikt kunnen worden om te rapporteren aan verplichtingen zoals de bijmengverplichting, de REDIII, de Jaarverplichting energie vervoer en het ETS.²⁵ In de praktijk maakt dit het importeren van groen gas vanuit andere landen via het Europese gasnetwerk minder aantrekkelijk. In de toekomst zouden GvOs van buiten Nederland mogelijk wel toegelaten kunnen worden.

2.4.2 Bio-LNG

Naast het importeren van (groen) gas uit Europese pijpleidingen, kan er ook gas geïmporteerd worden van buiten Europa. Over het algemeen wordt dit gas dan vloeibaar gemaakt (LNG) en per schip getransporteerd als LNG. LNG kan ook uit hernieuwbare bronnen worden geproduceerd. Als groen gas (geproduceerd via vergisting of vergassing van biomassa-grondstoffen) vloeibaar gemaakt wordt, wordt dit bio-LNG genoemd.

Het import potentieel van bio-LNG in Nederland is afhankelijk van het wereld groen gas productiepotentieel, de wereld LNG productie (liquefactie) capaciteit en de LNG import capaciteit in Nederland.

Aangezien bio-LNG per schip geïmporteerd wordt, kan het uit de hele wereld gehaald worden. De wereld productie van groen gas heeft een groot potentieel waarvan op dit moment 38 bcm (30 Mt bio-LNG equivalent) gerealiseerd is.²⁶ Het IEA schat in dat er op

²⁵ Overheid.nl. 2023. [Kamerbrief Kabinetsaanpak Klimaatbeleid](#). Dossier- en ondernummer 32813 nr. 1283.
+ NEa. 2024. [Garanties van Oorsprong in het EU ETS](#).

²⁶ SEA-LNG. 2023 [Bio-LNG fact sheet](#)

wereld niveau ongeveer 300 bcm aan groen gas uit agrarische reststromen geproduceerd kan worden en worden geïnjecteerd in nabijgelegen gasnetwerken.²⁷ Na de productie van het groen gas, vergt het vloeibaar maken wel specifieke infrastructuur (liquefactie installaties). De huidige conventionele (op aardgas gebaseerde) liquefactie capaciteit was in 2023 658 bcm.²⁸ Specifieke bio-LNG productie faciliteiten zijn sterk groeiend, met een verwachte 107 productielocaties met een gezamenlijke capaciteit van 1,58 bcm (15,4 TWh) eind 2025 in Europa alleen.²⁹

Om de geproduceerde LNG in Nederland te importeren zijn LNG terminals nodig. Op dit moment zijn er twee LNG-terminals operationeel in Nederland: de Gate terminal op de Tweede Maasvlakte in Rotterdam en de EemsEnergyTerminal in Eemshaven. De Gate terminal heeft een huidige capaciteit van 12 bcm per jaar en zal rond 2026 uitgebreid zijn naar 20 bcm per jaar.³⁰ De EemsEnergyTerminal heeft een huidige capaciteit van 8 bcm per jaar, maar wordt gradueel uitgebreid tot 10 bcm per jaar. In principe is de EemsEnergyTerminal gecontracteerd tot september 2027, echter Gasunie, Vopak en het Ministerie van EZ / KGG zijn gezamenlijk aan het onderzoeken of dit verlengd kan worden.³¹ Op de korte termijn is deze importcapaciteit dus gewaarborgd, maar op de lange termijn kan deze veranderen, zeker met het in acht nemen van mogelijke toekomstige ombouw van (delen van) terminal capaciteit naar andere energiedragers (bijvoorbeeld waterstof of ammoniak).

De wereldwijde groen gas productie, liquefactie capaciteit en Nederlandse (bio-)LNG import capaciteit geven het beeld van een bio-LNG import die, afhankelijk van het aandeel wat naar Nederland komt, en substantiële toevoeging kan zijn op de binnenlandse productie en import via het Europese gasnetwerk. Het beschikbaar hebben van importcapaciteit is echter geen verzekering dat er ook daadwerkelijk bio-LNG naar Nederland zal komen. De economische factor moet daarvoor ook in acht worden genomen; Nederland zal een hogere willingness to pay dan andere landen moeten tonen. Het moet economisch gezien aantrekkelijk zijn om de bio-LNG naar Nederland te sturen in plaats van naar andere landen. Het bepalen van de willingness to pay voor bio-LNG in Nederland en andere landen tot aan 2050 is echter complex en omvat vele onzekerheden. Een analyse van de wereldwijde willingness to pay voor bio-LNG richting 2050 is buiten de scope van deze studie, en daarom is in deze studie geen kwantitatieve schatting gegeven van de mogelijke bio-LNG import in Nederland in 2035, 2040 en 2050.

²⁷ IEA. 2024. [World Energy Outlook](#).

²⁸ Strategy&. 2024. [Onderzoek langetermijnbehoefte LNG in Nederland](#).

²⁹ S&P Global. 2024. [Bio-LNG to follow LNG path to Europe's net-zero future](#) (based on EBA data)

³⁰ Gate terminal. 2024. [Capacities](#).

³¹ Gasunie. 2024. [EemsEnergyTerminal may be kept at Eemshaven for longer for security of energy supply and the energy transition](#).

2.5 Consolidatie beschikbaar potentieel aan groen gas

De consolidatie van het in Nederland beschikbaar potentieel aan groen gas is weergegeven in Tabel 6. Het productie potentieel op basis van nationale grondstofstromen loopt op van 1,4 bcm in 2035 tot 2,8 bcm (range van 2,3 tot 3,3 bcm) in 2050. Daarnaast kan de beschikbaarheid van groen gas in Nederland verhoogd worden door het importeren van grondstoffen, en door het importeren van groen gas. Als de medium scenarios van grondstoffen import en groen gas import gerealiseerd zouden worden, zou er tot aan 10,9 bcm aan groen gas beschikbaar kunnen zijn in Nederland. De mate van realisatie van deze import is sterk afhankelijk van de willingness to pay (en de verhouding daarvan tot andere landen), welke complex is om in te schatten.

Tabel 6: Groen gas aanbod potentieel uit nationale grondstofstromen, geïmporteerde grondstoffen en import uit het Europees gasnetwerk

Herkomst (alle volumes in bcm)	2035	2040	2050
Nationale grondstofstromen	1,4	2,0	2,8
- Waarvan vergisting	1,1	1,5	1,9
- Waarvan vergassing	0,3	0,6	0,9
Geïmporteerde grondstoffen (medium scenario)	0,2	0,5	0,7
- Laag scenario	0,1	0,2	0,4
- Hoog scenario	0,5	1,0	1,5
Import Europese gasnetwerk (medium scenario)	3,3	4,7	7,4
- Laag scenario	2,5	3,5	5,5
- Hoog scenario	6,7	9,4	14,8
Totaal	4,9	7,2	10,9

Alhoewel export van specifieke batches van nationale grondstoffen en export van individuele batches aan geproduceerd groen gas mogelijk is (voornamelijk in grensregio's), valt een analyse hiervan buiten de scope van deze studie. Naar verwachting zal Nederland als geheel meer groen gas nodig hebben dan dat er geproduceerd kan worden uit nationale grondstoffen (zoals ook blijkt uit het gecombineerde beeld van dit hoofdstuk en het volgende hoofdstuk). Het is dus aannemelijk dat Nederland netto-importeur van groen gas / biograndstoffen zal worden.

3 Inzet van groen gas in Nederland

Dit hoofdstuk analyseert de potentiële groen gas vraag in Nederland voor de jaren 2035, 2040 en 2050 en vergelijkt de inzet van groen gas tussen verschillende sectoren.

Na het beschrijven van de methodologie, wordt eerst een beeld geschetst van het mogelijke benodigde volume aan groen gas in Nederland. Daarna worden de verduurzamingsalternatieven op een kwantitatieve manier beoordeeld, door de nationale kosten van elk alternatief door te rekenen op basis van EUR / ton vermeden CO₂. Aansluitend volgt een kwalitatieve beoordeling aan de hand van vier criteria: hoogwaardige inzet koolstof, risico op stranded assets, levering piekvermogen en negatieve emissies. Deze wordt gevolgd door een consolidatie van de kwantitatieve en kwalitatieve inzichten.

3.1 Methodologie

In deze methodologie sectie wordt op hoofdlijnen de selectie van de (sub)sectoren en verduurzamingsalternatieven, de keuze en methode van de nationale kosten systematiek voor de kwantitatieve analyse en de meegenomen kwalitatieve criteria beschreven.

Sectoren en verduurzamingsalternatieven

Als startpunt, geeft Tabel 7 een overzicht van de (sub)sectoren die in de analyse worden meegenomen (deze omvatten niet alle subsectoren waar groen gas inzet mogelijk is) en van de bijbehorende groen gas case en alternatieve verduurzamingscases. In de tekst onder de tabel wordt kort toelichting gegeven op de subsectoren en cases. Appendix B biedt gedetailleerdere case beschrijvingen en geeft een overzicht van de gehanteerde aannames.

Tabel 7: Overzicht van groen gas en alternatieve verduurzamingscases per subsector.

Subsector	Groen gas case	Alternatieve cases
Industrie		
Ureum	• Toepassing groen gas in huidige ammoniak en ureum productie	• Ammoniakproductie uit electrolyse/waterstof • Ammoniakproductie via gasificatie
Staal	• DRI-productie op basis van 100% groen gas	• DRI-productie op basis van 80% waterstof & 20% groen gas
Cement	• Groen gas fornuizen	• Warmtepomp • Waterstof fornuizen
Papier	• Groen gas boiler	• Warmtepomp • Elektrische boiler • Waterstof boiler
Methanol	• Toepassing groen gas in huidige methanol productie via aardgas	• Methanolproductie via gasificatie • Waterstof en CO₂
Voedsel	• Groen gas boilers	• Warmtepomp • Elektrische boiler
Keramiek	• Groen gas ovens	• Waterstof ovens • Aardgas met CCS
Gebouwde omgeving		
Pre-1905, 1905 – 1945, 1945 – 1975, Landelijk gebied	• Hybride warmtepomp - groen gas boiler (gebouwschillabel D+)	• Elektrische warmtepomp (gebouwschillabel B+) • Hybride warmtepomp – waterstof boiler (gebouwschillabel D+) • Warmtenet (gebouwschillabel D+)
Piekvoorziening warmtenet	• Groen gas boiler	• Waterstof boiler
Mobiliteit		
Wegtransport	• Bio-LNG	• HVO diesel - Hydrotreated Vegetable Oil (HVO) • Elektrisch - Batterij-elektrisch voertuigen (BEV)
Binnenvaart	• Bio-LNG	• HVO diesel • Waterstof-elektrisch
Maritiem	• Bio-LNG	• HVO diesel • Ammoniak • Methanol
Overige		
Glastuinbouw – IBKW	• Groen gas in warmtekrachtkoppeling (WKK)	• Warmtepomp i.c.m. externe CO₂
Glastuinbouw – GO Hoog	• Groen gas in warmtekrachtkoppeling (WKK)	• Warmtepomp i.c.m. externe CO₂
Piekvoorziening elektriciteit	• Groen gas – Combined Cycle Gas Turbine (CCGT)	• Waterstof - CCGT

In de **industrie** sector worden zeven industrieën meegenomen: ureum, staal, cement, papier, methanolproductie, voedsel en keramiek. Er is gekozen om alleen subsectoren mee te nemen met verduurzamingsroutes waarvan nu al een inschatting gemaakt kan worden van kosten en vraag. Er zijn dus industrieën buiten beschouwing gelaten, waar mogelijk in de toekomst wel groen gas (of inzet van biograndstoffen via een andere route) ingezet kan worden (bijvoorbeeld in de chemie of in de raffinage). Deze groen gas of biograndstoffen vraag zou kunnen concurreren met de inzet in de subsectoren zoals op dit moment meegenomen in de analyse. Voor de chemie wordt dit verder toegelicht in Tekstbox 2 later in dit hoofdstuk.

In de **gebouwde omgeving** sector worden vijf subsector cases meegenomen om de verscheidenheid aan type woningen (e.g. locaties, vloeroppervlakten, isolatiegraden en resulterende energievragen) weer te geven, aangezien deze een impact hebben op de kosten van de verschillende verduurzamingsalternatieven. Binnen de stedelijke woningtypen zijn deze onderverdeeld in pre-1905, 1905-1945 en 1945-1975; de

landelijk gebied case aggregereert de woningtypen uit verschillende bouwjaren, aangezien het de meest onderscheidende factor van zulke woningen (ten opzichte van de stedelijke woningen) de lagere woningdichtheid is. Een uitgebreidere beschrijving van de indeling en methodologie van deze vier subsectoren wordt gegeven in Appendix B.³² Daarnaast wordt de piekvoorziening voor warmtenetten ook als aparte case geanalyseerd.

In de **mobilititeit** sector worden drie subsector cases meegenomen: wegtransport, binnenvaart en maritiem. Groen gas wordt in deze subsectoren meegenomen in de vorm van bio-LNG.

In de **overige** sectoren worden drie subsector cases meegenomen, namelijk piekvoorziening elektriciteit en twee cases³³ voor de glastuinbouw. De piekvoorziening elektriciteit neemt alleen capaciteit en energie van CCGTs mee als laatste vorm van piekvoorziening. Vraagsturing en andere vormen van flexibiliteit zijn al afgetrokken van deze piek aan capaciteits- en energiebehoefte.³⁴ Voor de glastuinbouw worden de cases: GOHoog (Gemiddelde energievraag, Onbelicht, Hoge CO₂ vraag), die 32% van het sectoroppervlak vertegenwoordigd en IBKW (Intensieve energievraag, Belicht, Hoge CO₂ vraag), die als referentie van de energie-intensievere glastuinbouw wordt meegenomen.

Kwantitatieve methodologie

Om het kwantitatief vergelijken van de groen gas inzet in de verschillende (sub)sectoren mogelijk te maken, maakt deze studie gebruik van de nationale kosten methodiek. Het nationale kostensaldo is een maatstaf die de jaarlijkse directe financiële effecten van maatregelen of beleidsinstrumenten vanuit een nationaal perspectief weergeeft.³⁵ De methodiek omvat het berekenen van directe kosten, zoals (geannualiseerde) investeringen, operationele kosten (o.a. energiekosten, onderhouds- en beheerkosten) en het aftrekken van de directe besparingen of opbrengsten. Indirecte en externe financiële effecten (zoals belastingen en subsidies) worden niet meegenomen.

Er is gekozen voor de nationale kosten methode omdat deze kan uitwijzen welke maatregelen (in dit geval verduurzamingsmaatregelen) het meest voordelig zijn vanuit nationaal perspectief om bepaalde doelen (in dit geval verduurzaming door middel van het vermijden van CO₂ uitstoot) te realiseren. Hierdoor kan er in kaart gebracht worden

³² Voor de 4 woningtype gebaseerde gebouwde omgeving cases is de [PBL Startanalyse](#) uit 2020 als bron gebruikt voor het kwantitatieve deel van de analyse. In 2025 zal er een update van deze Startanalyse gepresenteerd worden, waarin de kosten van de verschillende alternatieven (waaronder groen gas) aangepast zijn. Het was niet mogelijk om deze update binnen de tijdlijn van deze studie mee te nemen.

³³ De glastuinbouw categorisatie is overgenomen uit: Berenschot & Kalavasta. 2024. [Tariefstudie CO₂-heffing glastuinbouw](#).

³⁴ Capaciteits- en energie-behoefte van de piekvoorziening elektriciteit zijn gebaseerd op [ENTSO-E TYNDP](#) (2024). Voor meer detail zie Appendix B.

³⁵ CE Delft. 2023. [Werkwijzer Nationale Kosten. Uitgangspunten bij berekeningen van het PBL](#).

welke verduurzamingsroutes leiden tot de laagst mogelijke kosten voor Nederland als geheel. Het PBL gebruikt bijvoorbeeld de nationale kosten methode in de Startanalyse aardgasvrije buurten³⁶ en CE Delft heeft een werkwijzer ontwikkeld met uitgangspunten bij berekeningen volgens deze methode³⁷.

Qua interpretatie van de uitkomsten van de nationale kostenberekeningen, is het van belang om te realiseren dat in de praktijk de eindgebruikerskosten en/of overheidskosten (en ook de verschillen hiervan tussen verduurzamingsalternatieven) anders uit kunnen vallen dan het nationale perspectief, en hiermee dus ook de keuzes gemaakt door eindgebruikers beïnvloeden.

Tabel 8 beschrijft het stappenplan dat in deze studie gehanteerd is voor het toepassen van de kwantitatieve beoordeling, door middel van het doorrekenen van de nationale kosten van elk verduurzamingsalternatief per subsector (in EUR / vermeden ton CO₂).

Tabel 8: Algemene beschrijving van de methode voor de kwantitatieve beoordeling.

Stap	Beschrijving aanpak
1. Groen gas/alternatieve energievraag	• Waar beschikbaar zijn subsectorprojecties het uitgangspunt voor toekomstige groen gas / alternatieve energievraag. • Voor alle subsector projecties die uit andere studies zijn overgenomen geldt dat er in zulke studies bepaalde prijsaannames en andere aannames gedaan zijn, waarop de uiteindelijke groen gas / energievraag gebaseerd is. Die aannames kunnen afwijken van de aannames zoals in deze studie worden meegenomen. Dit kan dus leiden tot een • Als er geen subsector projecties beschikbaar zijn, wordt de productie in de toekomst gelijk gesteld aan de huidige productie. Bepaling van de groen gas vraag is dan op basis van huidige gasvraag (directe vervanging) of op basis van huidige productie (bij verandering van brandstof naar groen gas). • Voor energievraag van alternatieve cases wordt rekening gehouden met veranderingen in efficiëntie (bijvoorbeeld van gasboiler naar warmtepomp).
2. Vermeden emissies	• Bepaling van de vermeden fossiele emissies door toepassing van groen gas of alternatieven. • Als uitgangspunt worden huidige fossiele emissies gebruikt, welke vermeden worden door toepassing van groen gas of verduurzamingsalternatieven. • Waar mogelijk is gebruik gemaakt van specifieke emissies van gasverbruik en als alternatief subsector emissies. • Wat betreft de scope van de emissies wordt de IPCC methodiek (kijkend naar 'schoorsteenemissies') gehanteerd. Verschillen in emissiereductie van groen gas in de keten (e.g. door verschillende grondstoffen) worden buiten beschouwing gelaten in dit deel van de analyse. Hetzelfde geldt voor emissiereductie van andere verduurzamingsalternatieven. Op deze manier kan de vergelijking tussen subsectoren focussen op de vermeden emissies 'uit de schoorsteen' in elke subsector. • In geval van groen gas zijn de vermeden CO₂ emissies door deze methodiek onafhankelijk van het type grondstof dat voor de groen gas productie gebruikt wordt (er worden nul emissies aan alle inzet van groen gas toegekend). In de praktijk speelt ketenemissiereducties een belangrijke rol, voornamelijk voor de waarde van specifieke groen gas grondstoffen. Hoofdstuk 4 gaat dieper in op de toepassing van ketenreductieemissies. • In subsectoren waar koolstof als grondstof wordt gebruikt (en dus wordt opgeslagen in het product), wordt het deel van het gas dat nodig is als grondstof niet meegenomen in de emissieberekening (er komt namelijk geen CO₂ vrij voor dit deel van het gasgebruik). Een

³⁶ PBL. 2022. [Startanalyse aardgasvrije buurten 2020](#).

³⁷ CE Delft. 2023. [Werkwijzer Nationale Kosten. Uitgangspunten bij berekeningen van het PBL](#).

	uitzondering hierop is de ureum sector, waar de koolstof wel in het ureum wordt opgeslagen, maar bij gebruik als kunstmest weer op korte termijn vrijkomt. Daarom worden voor de ureum sector de emissies van het gas dat als grondstof gebruikt wordt wel meegerekend als vermeden emissies.
3. Nationale kosten	• Voor elk van de groen gas en alternatieve cases bestaat de kosteninschatting uit investeringskosten, onderhoudskosten, grondstofkosten en brandstofkosten (inclusief infrastructuur- en transportkosten). • Bepaling van de nationale kosten voor brandstof (groen gas, elektriciteit, CO₂, etc.) zijn gedaan op basis van energievraag en algemene energiekosten. • Bepaling van de totale benodigde investeringskosten voor vervanging van productietechnologie (CAPEX van fabrieken/branders/ec.), zijn verdisconteerd over de levensduur met behulp van de maatschappelijke discontovoet. • Waar beschikbaar en relevant worden onderhoudskosten (O&M) meegenomen. • De methode voor het toepassen van de nationale kosten methodiek door het PBL is gevolgd, in de werkwijzer is ook meer informatie over de nationale kosten aanpak beschikbaar: Werkwijzer nationale kosten (2024). • De gevoeligheidsanalyse in sectie 3.3.1 schetst de meest impactvolle gevoeligheden van mogelijke stijging of daling van kosten.
4. Meer/minderkosten groen gas	• Voor elke case (groen gas en andere verduurzamingsalternatieven) worden de nationale kosten (in euro) van elk alternatief gedeeld door de vermeden emissies (in ton vermeden CO₂). • In elke subsector wordt de groen gas case gebruikt als referentie, waarmee de meer/minderkosten (in euro/ton vermeden CO₂) van groen gas inzet ten opzichte van de verduurzamingsalternatieven kan worden bepaald. • Indien groen gas de laagste verduurzamingskosten heeft: het kostenverschil met de eerstvolgende goedkoopste optie zijn de minderkosten van groen gas. • Indien groen gas niet de laagste verduurzamingskosten heeft: het kostenverschil met de goedkoopste optie zijn de meerkosten van groen gas.

Kwalitatieve methodologie

In aanvulling op de kwantitatieve beoordeling op basis van de verduurzamingskosten wordt de inzet van groen gas daarnaast beoordeeld op vier kwalitatieve criteria. De kwalitatieve criteria die worden meegenomen zijn:

- **Hoogwaardige inzet van koolstof:** Gebruik van groen gas als grondstof (niet-energetisch), in plaats van als brandstof.
- **Risico op 'stranded assets':** Lock-in van groen gas verduurzamingsalternatief op specifieke assets die geen gebruik kunnen maken van andere typen grond- of brandstoffen.
- **Levering piekvermogen:** Het leveren van afroepbaar piekvermogen dat elektriciteit kan opwekken.
- **Negatieve emissies:** Mogelijkheid om bij toepassing van groen gas door CO₂ afvang en opslag (CCS) negatieve emissies te creëren.

Hoogwaardige inzet van koolstof

De inzet van biogrondstoffen voor de chemie en in materialen is een hoogwaardige toepassing. Voor dit criterium 'Hoogwaardige inzet van koolstof' is een kwantitatieve benadering niet logisch, dit criterium zal worden beoordeeld door het gebruik van het groen gas kwalitatief te classificeren als grondstof of brandstof.

Risico op stranded assets

In bepaalde subsectoren kan er na implementatie van het groen gas verduurzamingsalternatief nog steeds makkelijk op een later moment overgestapt worden op een ander verduurzamingsalternatief, aangezien (voor het grootste deel) dezelfde assets gebruikt kunnen worden. Voor andere subsectoren is dit niet het geval en hebben investeringen in het groen gas verduurzamingsalternatief een groter risico op stranded assets, mocht in de toekomst toch de inzet van een ander verduurzamingsalternatief (met andere benodigde assets) logischer worden. Deze context wordt op een kwalitatieve manier geschetst in het criterium 'Risico op stranded assets'.

Levering piekvermogen

Invulling van afroepbaar piekvermogen in de elektriciteitssector is essentieel om leveringszekerheid van elektriciteit te waarborgen. In sommige subsectoren kunnen specifieke assets niet alleen gebruikt worden voor het verduurzamen van de respectievelijke subsector, maar kunnen deze ook nog een bijdrage leveren aan het leveren van afroepbaar piekvermogen in de elektriciteitssector. Deze mogelijkheid en de unieke toegevoegde waarde hiervan wordt beknopt kwalitatief beschreven in het criterium 'Levering piekvermogen'.

Negatieve emissies

Koolstofverwijdering (ofwel negatieve emissies) is van belang voor een klimaatneutrale samenleving. In sommige subsectoren bestaat er de mogelijkheid om CO₂ af te vangen en op te slaan (CCS), voornamelijk in het geval van geconcentreerde en grootschalige uitstootpunten. Het criterium 'Negatieve emissies' beschrijft deze mogelijkheid op een kwalitatieve manier.

In de beoordeling van deze kwalitatieve criteria wordt er een tijdshorizon van 2050 aangenomen. Dit betekent dat er verondersteld wordt dat bepaalde elementen die nu nog een barrière kunnen zijn voor specifieke verduurzamingsalternatieven, zoals bijvoorbeeld netcongestie, tegen die tijd geen barrière meer vormen. Daarnaast richt de kwalitatieve beoordeling zich op elementen die gelden voor een subsector in algemene zin en zijn (lokale) praktische factoren niet meegenomen. Uiteraard kunnen in de praktijk barrières optreden voor de implementatie van een verduurzamingsoptie op een specifieke locatie (bijvoorbeeld gerelateerd aan maatschappelijke acceptatie, vergunningen, locatie afhankelijke technische factoren). Dit is voornamelijk van toepassing op de gebouwde omgeving subsectoren, waar implementatie van een verduurzamingsoptie in een specifieke straat afhankelijk is van veel lokale factoren. Deze lokale factoren zijn cruciaal om implementatie van een verduurzamingsoptie te bewerkstelligen, echter is het binnen de scope van deze studie niet mogelijk deze in detail op subsectorniveau mee te nemen. Deze worden daarom alleen – waar relevant – als sectorspecifieke context beschreven in de uiteindelijke consolidatie van de analyse (sectie 3.5).

3.2 Potentiële groen gas vraag vanuit de verschillende sectoren

In het geval dat de huidige energie- en koolstofvraag van de in deze studie meegenomen (sub)sectoren volledig vervangen zou worden door groen gas, zou er tussen de 16 en 19 bcm aan groen gas nodig zijn. Het is niet de verwachting dat groen gas in al deze subsectoren een logische en de enige verduurzamingsoptie is. In de kwantitatieve en kwalitatieve analyses later in dit hoofdstuk komt dit ook naar voren. Het geaggregeerde totaal van mogelijke groen gas vraag dient dus ook puur als referentiekader.

Tabel 9 geeft de geaggregeerde verwachte groen gas vraag weer voor de vier sectoren (omvat niet alle (sub)sectoren waar groen gas inzet mogelijk is). De uitgangspunten wat betreft energie- en koolstofvraag per subsector zijn in Appendix B beschreven. Voor subsectoren waar prognoses betreffende de energie- en koolstofvraag voor de jaren 2035, 2040 en 2050 beschikbaar zijn, zijn deze ook gebruikt. Als deze niet beschikbaar zijn, is een constante vraag over de drie jaartallen aangenomen.

Voor de **industrie** sector komt dit neer op een gelijkblijvende energie- en koolstofvraag. Voor de methanol sector wordt de huidige productiecapaciteit als constant in de toekomst aangenomen. Echter naar verwachting kan methanol in de lange termijn toekomst een belangrijke rol spelen als koolstofdrager in de chemie en als waterstofdrager. Tekstbox 2 later in dit hoofdstuk beschrijft deze context in meer detail.

Voor de **gebouwde omgeving** sector representeert de verwachte vraag naar groen gas de vraag vanuit de piekvoorziening warmtenetten samen met de vraag vanuit de vier meegenomen woningtypen cases als deze om zouden schakelen op een hybride warmtepomp met groen gas (het 'referentie groen gas scenario'). Voor de vier meegenomen woningtypen cases komt dit gezamenlijk neer op 1,5 bcm.³⁸ Voor de piekvoorziening warmtenetten komt dit neer op een verwachte benodigde vraag van 0,35 bcm.

In de **mobiliteit** sector wordt er voornamelijk in de maritieme sector een daling van de energievraag verwacht (van 8,16 bcm in 2035 naar 6,45 bcm in 2050). Deze daling is gebaseerd op het midden van de bandbreedte die geschetst wordt in TNO, PBL en CE Delft (2024)³⁹, waarin ontwikkelingen in de vervoersefficiëntie, vervoersvolumes en de positie van de Nederlandse bunkermarkt mee worden genomen.

In de **overige** sectoren wordt er bij de piekvoorziening elektriciteit een sterke daling van de energievraag verwacht (van 1,46 bcm in 2035 naar 0,32 bcm in 2050) en een lichte daling voor beide glastuinbouwcases (gezamenlijk van 1,33 bcm in 2035 naar 1,19 bcm in 2050).

³⁸ In de [PBL Startanalyse](#) wordt er van uit gegaan dat er 1,5 bcm aan groen gas gealloceerd kan worden aan woningen in de gebouwde omgeving. In geval van meer / minder beschikbaarheid van groen gas, zou de verwachting van dit volume kunnen veranderen.

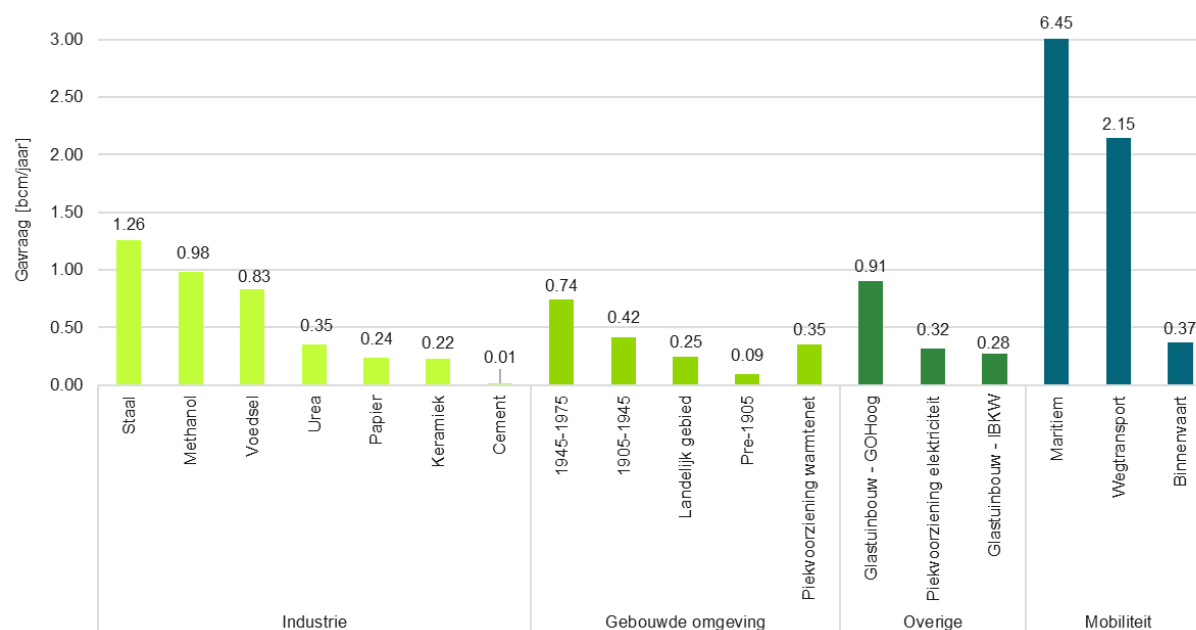
³⁹ TNO, PBL, CE Delft. 2024. [Klimaatneutrale zeescheepvaart in 2050](#).

Tabel 9: Geaggregeerde potentiële groen gas vraag per sector, in geval van volledige vervanging van het huidige energie- en koolstofverbruik van de gedefinieerde cases (dus omvat alleen de subsectoren die in deze studie zijn meegenomen).

Sector	2035 (bcm)	2040 (bcm)	2050 (bcm)
Industrie	3,9	3,9	3,9
Gebouwde omgeving	1,8	1,8	1,8
Overige	2,8	2,1	1,5
Mobiliteit	10,7	10,0	9,0
Totaal	19,2	17,9	16,2

Figuur 3 splitst de potentiële groen gas vraag (ter volledige vervanging van de huidige energie- en koolstofvraag) uit per subsector, voor het jaar 2050. Voornamelijk de maritieme sector valt op, met een hoge mogelijke vraag van 6,45 bcm aan groen gas. In deze sector is vervanging van bunkerbrandstoffen meegenomen voor bulk carriers, tankers en containerschepen (deze vertegenwoordigen 68% van de sectors huidige CO₂ emissies).⁴⁰ Vanwege het internationale karakter van deze sector, is het erg onzeker of maritieme schepen het huidige bunkergedrag op dezelfde manier zullen voortzetten in de toekomst (waar er andere, hernieuwbare brandstoffen gebunkerd zullen moeten worden). Daarnaast is het waarschijnlijk dat niet de gehele sector op één verduurzamingoptie over zal stappen, maar dat er verschillende alternatieven in parallel gebruikt zullen worden. Een volledige overstap op bio-LNG, die zou kunnen leiden tot de benoemde potentiële vraag van 6,45 bcm aan groen gas, is dus zeer onwaarschijnlijk.

⁴⁰ Europese Commissie. 2024. [2023 Report from the European Commission on CO₂ Emissions from Maritime Transport](#).



Figuur 3: Potentiële groen gas vraag in 2050 per subsector, in geval van volledige vervanging van het huidige energie- en koolstofverbruik van de gedefinieerde groen gas cases (dus omvat alleen de subsectoren die in deze studie zijn meegenomen).

3.3 Kwantitatieve beoordeling: Nationale kosten vergelijkingen

Na het toepassen van de methode zoals geschetst in sectie 3.1 en aan de hand van de algemene en subsectorspecifieke aannames zoals vermeldt in Appendix B, geven Figuur 4, Tabel 10 en Tabel 11 de uitkomsten van de kwantitatieve analyse op basis van nationale kosten weer.

Tabel 10 geeft de absolute nationale kosten per verduurzamingsalternatief (in EUR / vermeden ton CO₂) weer. Aangezien niet elk alternatief voor elke sector is meegenomen (of überhaupt mogelijk is), zijn meerdere cellen leeg. In deze tabel kan de orde grootte aan nationale kosten verschillen tussen alle verduurzamingsalternatieven in een sector vergeleken worden.

Voor sommige subsectoren is de scope wat betreft absolute nationale kosten niet helemaal vergelijkbaar met andere subsectoren.⁴¹ Specifiek voor de maritieme sector worden alleen brandstofkosten meegenomen en vallen investeringen in nieuwe aandrijvingen of nieuwe schepen buiten de scope aangezien deze door internationale

⁴¹ Voor de binnenvaart en ureum sectoren zijn bovendien enkele kosten niet meegenomen (kosten van de brandstofcel voor de binnenvaart waterstof verduurzamingsoptie, en kosten van de ammoniak fabriek voor alle drie de ureum verduurzamingsalternatieven). Deze hebben geen impact op de nationale kosten delta tussen het goedkoopste en een na goedkoopste alternatief, maar wel op een mogelijke vergelijking van de absolute nationale kosten.

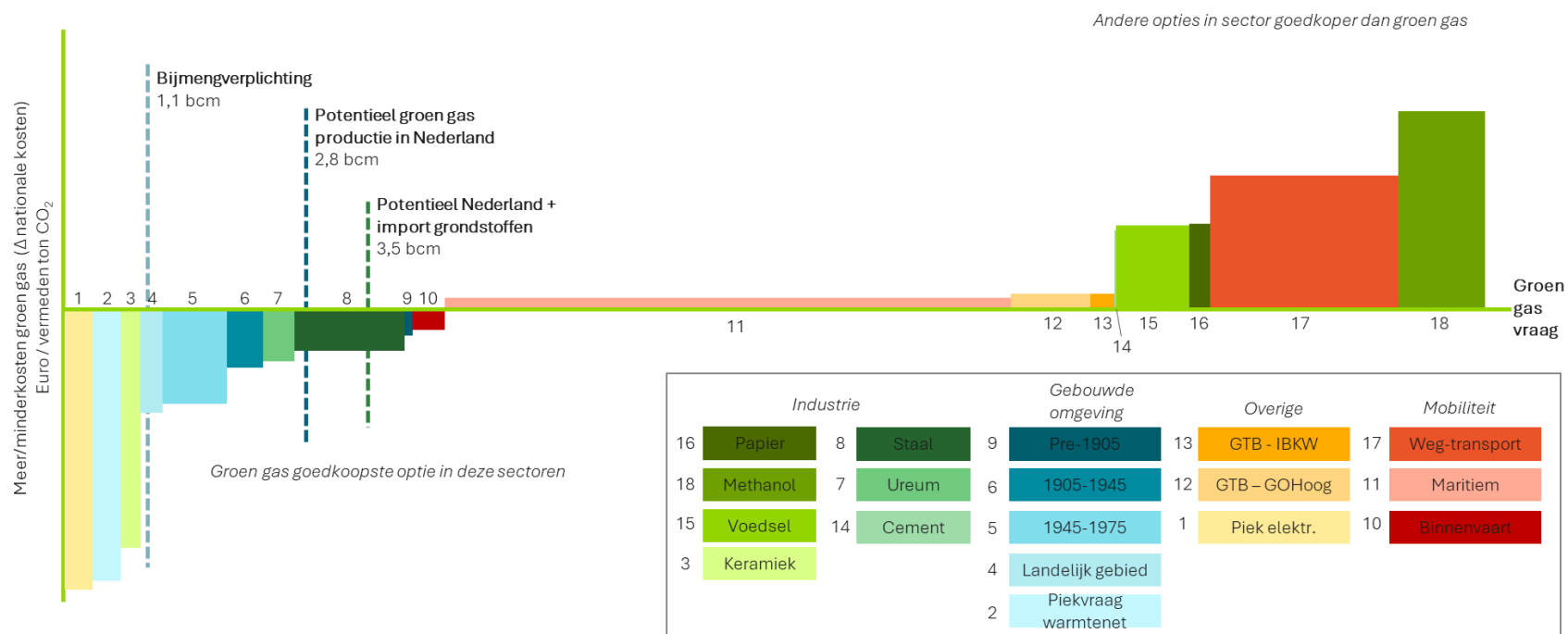
rederijen gedaan moeten worden en niet (of maar voor een deel) als nationale kosten aan Nederland toegerekend zouden kunnen worden. Deze studie focust daarom op een vergelijking van het verschil (de delta) in nationale kosten tussen groen gas en het verduurzamingsalternatief met de eerstvolgende laagste kosten per subsector en gaat niet verder in op de absolute nationale kosten van elke case.

Figuur 4 en Tabel 11 geven een vergelijking weer van het verschil in nationale kosten tussen groen gas (het referentiepunt) en het verduurzamingsalternatief met de eerstvolgende laagste kosten. Als deze delta negatief is (linkerkant van de grafiek), betekent dit dat groen gas het goedkoopste verduurzamingsalternatief is in die subsector vanuit een nationale kosten perspectief. De delta geeft dan de 'minderkosten' van groen gas ten opzichte van het eerstvolgende alternatief met de laagste kosten aan. Als deze delta positief is (rechterkant van de grafiek), betekent dit dat een ander alternatief dan groen gas het goedkoopste verduurzamingsalternatief is in die subsector vanuit een nationale kosten perspectief. De delta geeft dan de 'meerkosten' van groen gas ten opzichte van dit goedkoopste alternatief aan.

Tabel 10: Absolute nationale kosten in EUR / vermeden ton CO₂ per verduurzamingsalternatief.

Categorie	Subsector	Groen gas (Base case)	Warmte- pomp	Waterstof	E-boiler	Vergassing	CCS	Warmtenet	HVO diesel	BEV	Ammoniak	Methanol
Industrie	Ureum	325		559		440						
	Staal	129		220								
	Cement	320	142	815								
	Papier	320	127	815	313							
	Methanol	1681		2995		1231						
	Voedsel	313	125		306							
	Keramiek	330		825			898					
Gebouwde Omgeving	Pre-1905	278	379	427				334				
	1905-1945	346	557	649				475				
	1945-1975	344	558	643				590				
	Landelijk gebied	349	582	586				1268				
	Piekvoorziening warmtenet	389		1007								
Overig	Glastuinbouw - IBKW	719	687									
	Glastuinbouw - GOHoog	277	244									
	Piekvoorziening elektriciteit	2103		2741								
Mobiliteit	Wegtransport	862							710	558		
	Binnenvaart	349		569					392			
	Maritiem	175							200		256	152

Onderzoek lange termijn productie en inzet groen gas



Figuur 4: Meer/minderkosten ladder voor inzet van groen gas ten opzichte van het verduurzamingsalternatief met eerstvolgende laagste kosten, voor de gedefinieerde cases (dus omvat alleen desubsectoren die in deze studie zijn meegenomen)

Horizontaal zijn weergegeven de 2050 groen gas vraag volumes per subsector, het volume zoals aangegeven in de bijmengverplichting, het productiepotentieel van nationale biomassa en het productiepotentieel met geïmporteerde biomassa.

Tabel 11 geeft in een tabel dezelfde informatie weer als bovenstaande Figuur 4, zodat de waardes en de rangorde beter te zien zijn.

Tabel 11: Meer/minderkosten groen gas en potentiële groen gas vraag op volgorde van meer/minderkosten per sector (dus omvat alleen de subsectoren die in deze studie zijn meegenomen).

Subsector	Meer/minderkosten groen gas	Potentiële groen gas vraag
-	[EUR / ton CO ₂]	[bcm]
Piekvoorziening elektriciteit	-638	0,32
Piekvoorziening warmtenet	-618	0,35
Keramiek	-495	0,22
Landelijk gebied	-233	0,25
1945-1975	-214	0,74
1905-1945	-129	0,42
Ureum	-114	0,35
Staal	-92	1,26
Pre-1905	-55	0,09
Binnenvaart	-43	0,37
Maritiem	22	6,45
Glastuinbouw - GOHoog	33	0,91
Glastuinbouw - IBKW	33	0,28
Cement	178	0,01
Voedsel	189	0,83
Papier	193	0,24
Wegtransport	304	2,15
Methanol	450	0,98

In de subsectoren waar groen gas als beste alternatief naar voren komt (linkerkant van de grafiek, minderkosten groen gas) vindt het grootste kostenverschil tussen inzet van groen gas en inzet van het andere goedkoopste alternatief plaats bij de **piekvoorziening van zowel elektriciteit als van warmtenetten**. Op basis van nationale kosten alleen zou groen gas het best in deze sectoren ingezet kunnen worden. Voor beide sectoren komt naast groen gas waterstof als enige andere alternatief in aanmerking, waarbij de waterstof opties relatief duur zijn. Dit verklaart de grote delta wat betreft 'minderkosten' van groen gas inzet.

De **keramiek** sector komt naar voren als volgende sector waar inzet van groen gas op basis van nationale kosten het best in gezet kan worden. Groen gas wordt hier ingezet in hoge temperatuurprocessen in de regionale industrie, waar de waterstof en CCS

alternatieven beiden als significant duurder naar voren komen. Aangezien keramiek fabrieken niet binnen de industriële clusters vallen, is er aangenomen dat er geen directe connectie met infrastructuur is. Voor het waterstof alternatief houdt dit in dat er aangenomen wordt dat een 10km pijpleiding additioneel moet worden aangelegd. Dit komt neer op ~6% van de nationale kosten van het waterstof alternatief. Voor CCS wordt ook het transport en de opslag van de afgevangen CO₂ meegenomen in de doorrekening. Dit komt neer op ~24% van de nationale kosten van het CCS alternatief.

In de subsectoren waar een ander alternatief dan groen gas als beste naar voren komt (rechterkant van de grafiek, meerkosten groen gas) vindt het grootste kostenverschil plaats in de **methanol** productie. Op basis van nationale kosten is inzet van groen gas in de methanolproductie niet gunstig. Het vergassingsalternatief komt hier als substantieel goedkoper alternatief naar voren, voornamelijk doordat de grondstofkosten van houtsnippers relatief laag zijn en er geen opwerking naar groen gas nodig is. Dit betekent dat direct gebruik van syngas na vergassing van biograndstoffen in deze sector een logischere optie is en dat gebruik van groen gas hier beter vermeden kan worden. Voor methanol productie (en ook breder voor verduurzaming van de koolstofvraag in de chemiesector – zie Tekstbox 2) zal er dus waarschijnlijk concurrentie plaatsvinden met betrekking tot de biograndstoffen die geschikt zijn voor vergassing en niet met betrekking tot het product groen gas.

In de gebouwde omgeving komt de hybride warmtepomp met groen gas als meest voordelige alternatief naar voren voor alle woningtypen. Voor het **landelijk gebied** is de nationale kosten delta tussen een hybride warmtepomp met groen gas en het eerstvolgende goedkoopste alternatief het grootst. De warmtenet optie is erg duur voor deze woningen en de waterstof optie is – zoals bij alle woningtypen – ook vrij duur. Hierdoor wordt het all-electric warmtepomp alternatief (in combinatie met extra isolatiemaatregelen tot gebouwschillabel B+) het eerstvolgend goedkoopste alternatief.

In alle drie de stedelijke woningtypen komt een hybride warmtepomp met waterstof als duurste optie naar voren. Er is wel een verschil in eerstvolgend goedkoopste alternatief voor groen gas inzet tussen de **1905 - 1945** en **pre-1905** woningtypen aan de ene kant (waar een warmtenet het eerstvolgend goedkoopste alternatief is) en de **1945 – 1975** woningtypen aan de andere kant waar de all-electric warmtepomp (in combinatie met extra isolatiemaatregelen tot gebouwschillabel B+) het eerstvolgend goedkoopste alternatief is. Aangezien de nationale kosten van het warmtenet alternatief en het hybride warmtepomp met groen gas alternatief in geval van de 1905 - 1945 en pre-1905

woningtypen vrij dicht bij elkaar liggen (en de meer/minderkosten delta dus kleiner is), komen deze 'later' op de meer/minderkosten ladder terecht.⁴²

In de **ureum** sector komt groen gas inzet ook als goedkoopste alternatief naar voren. Het waterstof verduurzamingsalternatief is het duurst en het vergassingsalternatief zit daar tussen in. Als vermeden emissies zijn in de ureum sector naast de schoorsteenemissies ook de emissies meegerekend van het deel van het gas dat de koolstof (grondstof) levert. Reden hiervoor is dat bij gebruik als kunstmest deze koolstof weer binnen een korte termijn vrijkomt. In het geval dat deze emissies niet meegerekend zouden worden, dan zou de volgorde en verhouding van nationale kosten verschillen tussen verduurzamingsopties in de ureum sector hetzelfde blijven, echter de delta tussen groen gas en het vergassingsalternatief in absolute zin wordt dan groter. Daardoor zou ureum in de meer/minderkostenladder naar links opschuiven en op de vierde plek van de ladder terecht komen.

Voor de **staal** sector komt inzet van 100% groen gas als meest voordelige optie naar voren. Het andere alternatief waar 80% van het aardgas door waterstof vervangen wordt is aanmerkelijk duurder. Wel zou ook in dat alternatief nog steeds 20% groen gas nodig zijn om de koolstofbehoefte in te vullen.

In de **binnenvaart** is bio-LNG (het groen gas alternatief) het goedkoopste alternatief. HVO komt als tweede beste optie naar voren, met een relatief kleine delta. Het waterstof alternatief substantieel duurder. Voor de **maritieme** sector is methanol het goedkoopste alternatief, met bio-LNG (het groen gas alternatief) als tweede en HVO als derde, met telkens een kleine delta. Op wat meer afstand volgt ammoniak als alternatieve brandstof.

Voor beide **glastuinbouw** sectoren komt de warmtepomp als beste alternatief naar voren. In het geval van het gebruik van de warmtepomp als verduurzamingsalternatief is er rekening gehouden met inkoop van CO₂. CO₂ beschikbaarheid, infrastructuur en prijzen kunnen in de praktijk locatie afhankelijk zijn.

Ook in de **cement**, **voedsel** en **papier** sectoren is de elektrische warmtepomp het goedkoopste alternatief. Het waterstofalternatief (bij cement en papier) is significant duurder en de e-boiler (bij papier en voedsel) is net als de warmtepomp goedkoper dan het groen gas alternatief.

⁴² Voor de 4 woningtype gebaseerde gebouwde omgeving cases is de [PBL Startanalyse](#) uit 2020 als bron gebruikt voor het kwantitatieve deel van de analyse. In 2025 zal er een update van deze Startanalyse gepresenteerd worden, waarin de kosten van de verschillende alternatieven (waaronder groen gas) aangepast zijn. Het was niet mogelijk om deze update binnen de tijdlijn van deze studie mee te nemen.

In **wegtransport** komt het elektrische alternatief eveneens als voordeligst naar voren. Hier is bio-LNG (groen gas alternatief) zelfs het duurste alternatief en valt inzet van HVO diesel hier tussen.

Op basis van de uitkomsten van de nationale kosten analyse kunnen enkele overkoepelende conclusies worden getrokken: 1) In (sub)sectoren waar relatief grote en constante volumes aan laagwaardige warmte gevraagd wordt komt elektriciteit als meest logische en haalbare alternatief naar voren; 2) In (sub)sectoren waar er naast groen gas waterstof als (vrijwel) enige verduurzamingsalternatief mogelijk is, komt de inzet van groen gas naar voren als meest kosteneffectief op basis van nationale kosten.

3.3.1 Gevoeligheidsanalyse

De uitkomsten van de nationale kosten analyse zijn afhankelijk van de aangenomen inputwaardes wat betreft de investeringskosten, onderhoudskosten, grondstofkosten en brandstofkosten (inclusief infrastructuur- en transportkosten). Voornamelijk de prijzen van grond- en brandstoffen zijn onzeker in de toekomst en hebben een grote impact op de nationale kosten delta. De gevoeligheidsanalyse zal daarom focussen op het testen van de brand- en grondstofprijisgevoeligheid van de nationale kosten per subsector. Ten algemene zijn er vaak prijsinschattingen voor grond- en brandstofkosten gebruikt die gelden voor 2030 of 2040. Richting 2050 zullen deze voor vele grond- en brandstoffen aan verandering onderhevig zijn. Een inschatting van de impact van verhoging of verlaging van deze prijzen wordt daarom hieronder geschetst. Verdere context over de aannames en bronnen wordt beschreven in Appendix B.

De **infrastructuur- en transportkosten** zijn in het basisscenario meegenomen, maar deze maken in de meeste gevallen maar een beperkt deel uit van het totaal aan nationale kosten van de verschillende verduurzamingsopties. In het geval van elektriciteit hebben de infrastructuurkosten wel een substantiële impact: de totale elektriciteitsprijs zou bijna 20% lager zijn als de infrastructuurkosten voor netverzwaring niet meegenomen zouden worden. In geval van batterij elektrische voertuigen (voor de wegtransport sector) is de impact van infrastructuurkosten nog groter: als de kosten voor netwerkversterking en laadpaal plaatsing niet meegenomen zouden worden, zou de totale elektriciteitsprijs meer dan 50% lager worden. Desalniettemin komt elektrificatie van wegtransport nog steeds als goedkoopste alternatief op basis van nationale kosten naar voren.

Voor waterstof specifiek zijn de aangenomen infrastructuurkosten relatief laag. Beschikbaarheid van bronnen die de nationale kosten voor nieuw aan te leggen waterstofinfrastructuur inschatten is zeer beperkt. CE Delft neemt als verandering van de gasnetwerkkosten naar waterstof additionele nationale kosten van 0,0032 EUR / m³

mee.⁴³ In geval van aanleg van een nieuw netwerk zullen deze kosten substantieel hoger zijn. In deze studie is de waarde voor waterstofinfrastructuurkosten uit de studie van CE Delft overgenomen, aangezien er geen bronnen beschikbaar waren die een indicatie konden geven van de extra nationale kosten van een nieuw aan te leggen waterstofnetwerk. Aangezien de productieprijs van waterstof vrij hoog is (ten opzichte van andere brandstofprijzen), komt waterstof in de meeste subsectoren toch al naar voren als duurste verduurzamingsoptie.

Als er **blauwe waterstof** in plaats van groene waterstof wordt meegenomen in de analyse, worden de waterstofalternatieven minder duur. Bij een aanpassing van de gebruikte waarde voor waterstof productiekosten van 6,125 EUR / kg waterstof (gemiddelde van groene waterstof door 50% nationale productie en 50% import) naar 2,5 EUR / kg voor blauwe waterstof⁴⁴, vinden er enkele aanpassingen in de volgorde van de meer/minderkostenladder plaats. Deze hebben met name betrekking op de industrie subsectoren keramiek, ureum en staal. In de keramiek sector wordt de delta van nationale kosten ten opzichte van het groen gas alternatief kleiner, maar resulteert de inzet van groen gas nog steeds in de laagste nationale kosten. Voor de ureum en staal sectoren wordt het waterstof alternatief in geval van blauwe waterstof zelfs het alternatief met de laagste nationale kosten. Voor staal wordt de nieuwe delta t.o.v. groen gas inzet 3 EUR / vermeden ton CO₂ en voor ureum wordt deze 40 EUR / vermeden ton CO₂. Voor de piekvoorziening elektriciteit en piekvoorziening warmtenetten vinden grote veranderingen van de delta plaats (waterstof is daar naast groen gas het enige meegenomen alternatief – dus de delta wordt substantieel kleiner bij verlaging van de waterstofkosten), maar zij blijven nog steeds de twee sectoren waar de inzet van groen gas de grootste negatieve delta heeft (m.a.w. ze blijven helemaal links op de meer/minderkosten ladder staan).

Als de productiekosten van **groen gas** substantieel zouden dalen (50% lager t.o.v. de meegenomen 0,56 EUR / m³ – die uitgaat van 2030), bijvoorbeeld door snelle opschaling van thermische of superkritische water vergassing, worden de kosten voor de groen gas alternatieven lager. Met betrekking tot de rangorde heeft dit voornamelijk een impact op de glastuinbouw en methanol sectoren. De nieuwe delta voor de methanol sector wordt dan -177 EUR / vermeden ton CO₂ en voor beide glastuinbouw sectoren -99 EUR / vermeden ton CO₂. Als de prijs van groen gas daarentegen substantieel hoger zou worden (50% hoger t.o.v. de meegenomen 0,56 EUR / m³), bijvoorbeeld door tragere opschaling van de vergassingstechnologien en sterke competitie en dus een verhoogde prijs van biograndstoffen, zijn de posities op de meer/minderkosten ladder vrij stabiel. De delta's veranderen uiteraard wel, deze worden kleiner voor de subsectoren waar groen gas als goedkoopste optie naar voren komt en

⁴³ CE Delft. 2021. [Maatschappelijke waarde groengas](#).

⁴⁴ PBL. 2024. [Productie, import, transport en opslag van waterstof in Nederland](#).

groter voor de opties waar een ander alternatief als goedkoopste naar voren komt. Er zijn twee subsectoren (ureum en binnenvaart) waar het groen gas alternatief in het basiscenario het goedkoopste alternatief op basis van nationale kosten was, maar waar in geval van de groen gas prijs verhoging een ander alternatief als voordeliger naar voren komt (deze 'flippen' om de x-as van een negatieve naar een positieve waarde). Echter de volgorde van de subsectoren op de rangorde blijft nagenoeg hetzelfde.

Aanpassing van de **CO₂** prijs heeft voornamelijk een impact op de glastuinbouw sectoren. Hoe hoger CO₂ inkoop kosten worden, hoe minder voordelig het warmtepomp (in combinatie met CO₂ inkoop) alternatief wordt en hoe voordeliger juist het groen gas alternatief wordt. In het basisscenario wordt er 160,78 EUR / ton CO₂ meegenomen⁴⁵. In het geval dat deze prijs lager zou worden dan het basisscenario, zou de positie van de glastuinbouw op de meer/minderkosten ladder hetzelfde blijven en zou het warmtepomp (in combinatie met CO₂ inkoop) alternatief als nog voordeliger naar voren komen op basis van nationale kosten (grotere positieve delta). Inkoop kosten van CO₂ kunnen echter erg locatie afhankelijk zijn. Als de glastuinbouw locatie zich dicht bij een industriële installatie bevindt waar een goedkope vorm van CCS toegepast kan worden, kan deze inkoop prijs een stuk lager uitvallen. Een ander uiterste zou toepassing van direct air capture (DAC) installaties kunnen zijn (op locaties waar andere vormen van CO₂ beschikbaarheid beperkt zijn). DAC CO₂ prijzen kunnen juist weer een stuk hoger uitvallen. De CO₂ inkoop prijs aanpassingen hebben ook een impact op de kosten van het waterstof alternatief (waar er CO₂ ingekocht moet worden als koolstofbron) voor de ureum en methanol sectoren. Echter, het waterstof alternatief blijft nog steeds het duurste alternatief voor deze sectoren, zelfs in geval van nul inkoopkosten voor CO₂.

Over het algemeen kan gesteld worden dat de meer/minderkosten posities van de piekvoorziening elektriciteit, piekvoorziening warmtenetten, cement, papier, voedsel, wegtransport en gebouwde omgeving subsectoren vrij stabiel zijn, ook bij veranderingen van brand- en grondstofprijzen zoals hierboven geschetst. De positie van de methanol en glastuinbouw sectoren daarentegen zijn gevoeliger voor prijzen en dus erg afhankelijk van de prijsverhoudingen tussen de verschillende brand- en grondstoffen. Voor de methanol sector is er naast de gevoeligheid wat betreft prijsverhoudingen, ook nog een gevoeligheid wat betreft het totale verwachte volume aan methanolproductie. De reden hiervoor is de verwachting dat in de toekomst methanol een belangrijke rol zal spelen als koolstofdrager in de chemie sector. Tekstbox 2 hieronder beschrijft de impacts en onzekerheden van deze verduurzaming van de koolstofvraag in de chemie.

⁴⁵ Op basis van [PBL Eindadvies basisbedragen SDE++ 2024](#) - voor nieuwe post-combustion CO₂ afvang bij nieuwe industriële installaties met gasvormig transport via een nieuwe of uitbreiding van een bestaande pijpleiding.

Tekstbox 2: Verduurzaming koolstofvraag uit de chemie - impacts en onzekerheden

Naast de methanol en ureum sectoren die in dit onderzoek zijn beschouwd zullen ook andere chemie sectoren een vervanger nodig hebben voor fossiel koolstof dat als grondstof gebruikt wordt. Voornamelijk producten die op dit moment aardolie als basisgrondstof gebruiken (bijvoorbeeld ethyleenproductie) zullen uit moeten wijken naar bijvoorbeeld biograndstoffen of daaruit geproduceerd groen gas als grondstof. Aangezien het op dit moment nog onduidelijk is welke (innovatieve) routes en productieprocessen hiervoor in de toekomst gebruikt zullen worden, wat de nationale kosten van deze routes zullen zijn en of alle productiestappen in deze routes in Nederland plaats zullen (blijven) vinden, is het niet mogelijk om deze additionele routes of sectoren in de chemie mee te nemen in de hoofdanalyse van deze studie.

Om toch een beeld te kunnen schetsen van de mogelijke impact van verduurzaming van andere chemiesectoren op de biograndstofstromen / groen gas inzet, kan de methanol sector (die wel is uitgewerkt in de hoofdanalyse van deze studie) als voorbeeld genomen worden. Naar verwachting zal methanol binnen de chemische sector een belangrijke rol gaan spelen als koolstofdrager. In deze case blijkt dat vergassing van houtige biomassa (zonder opwerking naar groen gas) het meest kosteneffectieve verduurzamingsalternatief is op basis van nationale kosten. Dit zou dus niet leiden tot inzet en vraag naar groen gas, maar wel tot inzet en vraag naar biograndstoffen. Deze additionele vraag zou dus wel een prijsopdrijvend effect kunnen hebben van de biograndstoffen en kan de beschikbaarheid van grondstoffen voor groen gas productie beperken.

Zoals beschreven in de toelichting bij de uitkomsten van de methanol sector eerder in dit hoofdstuk, zijn er bij productie van methanol (en andere chemieproducten) relatief homogene en schone stromen aan houtachtig materiaal benodigd voor de vergassing. Mogelijk kan hierdoor de impact op het groen gas productiepotentieel beperkt worden, vanwege het gebruik van andere, waarschijnlijk geïmporteerde, grondstoffen (bijvoorbeeld houtpellets of houtsnippers) dan die zijn meegenomen in de productie potentieel berekeningen in Hoofdstuk 2.

Om een beknopt kwantitatief beeld te schetsen van de mogelijke impact van verduurzaming van de koolstofvraag in de chemie op de beschikbaarheid van biograndstoffen voor groen gas potentieel, kan er gekeken worden naar de huidige aardolievraag van deze sector. In 2023, had de petrochemie in Nederland een finaal (energetisch + niet-energetisch) verbruik van 9.825 miljoen kg aardolie.⁴⁶ Dit is gelijk aan 420 PJ. In de praktijk zal ook een deel van de verduurzaming van het koolstofgebruik in de chemie ingevuld worden via recyclaat en CCU. Daarnaast beïnvloeden de technologische route en locatie van productie ook de uiteindelijke energie- en koolstofvraag van de petrochemie in Nederland. Het is dus onwaarschijnlijk dat deze volledige vraag vervangen gaat worden door biograndstoffen / groen gas, maar dit geeft wel een beeld van de omvang van deze mogelijke additionele vraag.

⁴⁶ CBS. 2025. [StatLine – Aardoliegrondstoffen- en aardolieproductenblaans; aanbod en verbruik.](#)

3.4 Kwalitatieve beoordeling: Aan de hand van vier criteria

In aanvulling op de kwantitatieve beoordeling van de nationale kosten van verduurzamingsalternatieven, wordt in deze sectie kwalitatieve elementen van de inzet van groen gas geanalyseerd. De kwalitatieve criteria waarvan de invloed wordt beschreven zijn:

- Hoogwaardige inzet van koolstof
- Risico op 'stranded assets'
- Levering piekvermogen
- Negatieve emissies

Een overzicht van de beoordeling op de kwalitatieve criteria is gegeven in Tabel 12. In de secties hieronder volgt een toelichting van de beoordelingen voor de sectoren voor elk van de criteria.

Tabel 12: Beoordeling van de sectoren op de kwalitatieve criteria

Sector	Hoogwaardige inzet van koolstof	Levering piekvermogen	Negatieve emissies	Risico op 'stranded assets'
Industrie				
Ureum	✓		✓	✓
Staal	✓		✓	
Cement			✓	
Papier			✓	
Methanol	✓		✓	✓
Voedsel				
Keramiek				
Gebouwde omgeving				
Pre-1905, 1905 – 1945, 1945 – 1975, Landelijk gebied				
Piekvoorziening warmtenet				
Mobiliteit				
Wegtransport				
Binnenvaart				✓
Maritiem			✓	✓
Overige				
Glastuinbouw – IBKW	✓	✓		
Glastuinbouw – GO Hoog	✓	✓		
Piekvoorziening elektriciteit		✓		
Score op deze kwalitatieve criteria is positief			Score op dit criterium is negatief	

3.4.1 Hoogwaardige inzet van koolstof

Het criterium hoogwaardige inzet van koolstof is gedefinieerd als nuttige (niet-energetische) toepassing van de koolstof aanwezig in groen gas. Hierbij gaat het vaak om een rol van groen gas als grondstof, in contrast met het alleen inzetten van groen gas als brandstof. Dit is ook in lijn met het Duurzaamheidskader Biograndstoffen van de Nederlandse overheid.⁴⁷ In de duiding zoals beschreven in de paragrafen hieronder wordt er nog een verder onderscheid gemaakt met betrekking tot de tijdsduur van de koolstofvastlegging (kortdurend vs langdurend).

In het overgrote deel van de meegenomen subsectoren wordt groen gas toegepast als energieleverancier en speelt de in het groene gas aanwezige koolstof geen andere nuttige rol. Groen gas kan in vier subsectoren⁴⁸ (deels) als grondstof worden toegepast (beide glastuinbouwsectoren als één geteld):

- In de **ureum** sector is een koolstofbron essentieel in het productieproces. In geval van verduurzaming door inzet van groen gas, kan groen gas deze koolstof leveren. Bij de voor groen gas alternatieve productieroutes, zal een andere bron van (hernieuwbare) koolstof gebruikt moeten worden. In geval van ureum in gebruik als kunstmest is de vastlegging van koolstof voor het grootste deel kortdurend en komt deze weer vrij op korte termijn bij het gebruik van de kunstmest. Een deel kan mogelijk als organische koolstof in de bodem opgenomen worden.
- In de **methanol** sector is er ook een bron van koolstof nodig in het productieproces. Groen gas kan deze rol vervullen, maar zoals uit de nationale kosten analyse blijkt, is het logischer om biograndstoffen voor vergassing in te zetten zonder de opwaarderingsstap tot groen gas. Afhankelijk van de toepassing van de geproduceerde methanol kan de vastlegging langdurend of kortdurend zijn. Als de methanol gebruikt wordt als grondstof voor kunststof producten met een lange levensduur, is de vastlegging langdurend. In geval van het gebruik van methanol als brandstof is de vastlegging kortdurend.
- In de productie van **staal** speelt koolstof een belangrijke rol om de gewenste producteigenschappen te bereiken. Een deel van het koolstof in groen gas wordt hiermee voor lange duur vastgelegd in het staal. Het is op te merken dat niet al het gas hiervoor nodig is, een minimum van 20% groen gas voldoet. Hiermee is de inzet van groen gas in de alternatieve productieroute (DRI op basis van 80% waterstof en 20% groen gas) ook hoogwaardig.

⁴⁷ Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat en Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. 2020. [Kamerstuk 32813 nr. 617](#).

⁴⁸ Op dit moment heeft in de keramiek sector (de koolstof in) het aardgas ook een rol die bijdraagt aan de productkwaliteit. Aangezien we voor de kwalitatieve tijdshorizon kijken naar 2050, nemen we aan dat de ontwikkeling van de verduurzamingsalternatieven in deze sector zo ver ontwikkeld zijn dat dezelfde productkwaliteit behaald kan worden via de alternatieve verduurzamingsroutes.

- In de **glastuinbouw** wordt de in groen gas aanwezige koolstof gebruikt als voedingsbron voor extra plantgroei via het verhogen van de CO₂-concentratie in de kassen. Een deel van de CO₂ wordt hiermee opgenomen door planten. De koolstof zal bij verwerking van de planten (nuttig deel en verwerking van plantresten) weer vrijkomen, waardoor het nuttige gebruik maar van korte duur is. Daarnaast komt een groot deel van de CO₂ tijdens het gebruik in de kas direct in de lucht terecht.

3.4.2 Risico op ‘stranded assets’

Dit criterium omvat het risico op stranded assets, dat gecreëerd wordt door investering in en gebruik van specifieke assets in geval van groen gas inzet. In sommige gevallen zal een keuze voor groen gas als verduurzamingsoptie het namelijk moeilijker maken om op een later moment op een andere verduurzamingsoptie over te stappen en zou hierdoor kunnen leiden tot stranded assets. Hierbij zijn in overweging genomen:

- Technische mogelijkheid om installaties die groen gas gebruiken in de toekomst naar een andere brandstof (zoals bijvoorbeeld waterstof) om te bouwen of flexibel (in wisselende verhoudingen groen gas/alternatieve brandstof) in te zetten.
- Levensduur van groen gas toepassingen, een lange levensduur bemoeilijkt de kans om op een later moment over te stappen naar alternatieven. Een kortere levensduur, of meerdere natuurlijke vervangingsmomenten verkleint het risico op stranded assets.

Voor een aantal subsectoren bestaat de kans dat de toepassing van groen gas een verhoogd risico op stranded assets creëert:

- Voor **ureum** en **methanol** hebben productie-installaties een grote schaal (hoog productieniveau) en een lange levensduur. Daarbij is een eventuele overstap naar vergassing (een mogelijke alternatieve verduurzamingsoptie) met deze installaties niet mogelijk of eenvoudig. Toepassing van groen gas kan ertoe leiden dat er niet geïnvesteerd wordt in opbouw van productiecapaciteit op basis van alternatieven. Dit kan, eenmaal gekozen voor groen gas, leiden tot stranded assets als groen gas (op termijn) niet competitief blijkt met andere alternatieven.
- Voor de **binnenvaart** is de levensduur van een schip lang en moeten deze ontworpen zijn op de eisen die elke verduurzamingsoptie aan motoren en ruimte voor energieopslag (bijvoorbeeld LNG tanks) stelt. Dit bemoeilijkt een eventuele overstap naar alternatieven, mocht een schip eenmaal uitgerust zijn voor bio-LNG als brandstof. Mochten andere verduurzamingsopties in de toekomst toch goedkoper uitpakken, zou dit kunnen leiden tot stranded assets voor de schepen die uitgerust zijn om op bio-LNG te varen. Daarnaast moeten de bunkerings- en toeleveringsketen afgestemd zijn op de gebruikte brandstoffen.
- Voor de **maritieme** sector gelden dezelfde effecten als voor de binnenvaart. Daarbij komt als extra complicerende factor het internationale karakter, waarbij keuzes voor verduurzamingsopties binnen de sector vanuit verschillende landen en rederijen gemaakt worden. Bovendien heeft de maritieme sector de

mogelijkheid voor bunkering uit te wijken naar andere aangedane havens (landen), als de gewenste brandstof ergens niet aanwezig is.

Voor de overige subsectoren is het risico op stranded assets kleiner. Aan de ene kant kan dit komen door de mogelijkheid tot relatief flexibel gebruik van installaties die (eventueel met beperkte aanpassingen) ook van een andere brandstof of grondstof gebruik kunnen maken. Dit is bijvoorbeeld het geval voor de beide piekvoorzieningen en de staal sector, waar de installaties relatief makkelijk zouden kunnen omschakelen van groen gas naar waterstof. Aan de andere kant kan dit komen doordat er geen of minder afhankelijkheid is van infrastructuur die specifiek voor de verduurzamingsoptie aangelegd moet worden en waar er meerdere natuurlijke vervangingsmomenten zijn. Dit is bijvoorbeeld het geval voor de gebouwde omgeving subsectoren, waar vanwege de grote aantallen, wijdverspreidheid en verschillende installatiemomenten makkelijker bijgestuurd kan worden om een volledige portfolio aan stranded assets te voorkomen.

3.4.3 Levering piekvermogen

De levering van (afroepbaar) piekvermogen of de levering van variabele vraag kunnen beiden bijdragen aan het in balans houden van vraag en opwek van elektriciteit en zo waarborgen van de leveringszekerheid. In geval van het inzetten van flexibele vraag kan er op piekmomenten elektriciteitsvraag vermeden worden. In het algemeen is te stellen dat er (technische) mogelijkheden zijn voor alle subsectoren, maar de mogelijke hoeveelheid hiervan is buiten de scope van deze studie.

Voornamelijk de mogelijkheid tot levering van afroepbaar piekvermogen biedt een additionele toegevoegde waarde, aangezien na het toepassen van flexibele vraag en andere vormen van flexibiliteit in sommige gevallen nog steeds aan de aanbod kant van het elektriciteitsstelsel extra stroom geleverd moet kunnen worden. In het geval van de inzet van groen gas in twee subsectoren, kan er een bijdrage geleverd worden aan de levering van zulk afroepbaar piekvermogen. Dit is bij inzet van groen gas in een WKK in de glastuinbouw en (per definitie) in de piekvermogen elektriciteit sector door middel van inzet in een CCGT.

3.4.4 Negatieve emissies

Het criterium negatieve emissies beschouwt de mogelijkheid om bij toepassing van groen gas door CO₂ afvang en opslag (CCS) negatieve emissies te creëren. In het algemeen is te stellen dat industriële, stationaire bronnen van emissies een voorkeursoptie zijn voor CCS. Daarbij zijn grootschalige uitstootpunten door schaalgrootte aantrekkelijker om CCS op toe te passen. Geografische ligging in de buurt van CO₂ infrastructuur of in industrieclusters (waarvoor is aangenomen dat er richting 2050 CO₂ infrastructuur beschikbaar is) maakt mogelijke CCS toepassing extra aantrekkelijk. Deze factoren verlagen de kosten van afvang respectievelijk transport van CO₂. Uitgezonderd de voedsel (minder grootschalige uitstootpunten) en keramiek (grotere afstand tot infrastructuur) sectoren, voldoet elke industrie subsector aan beide factoren.

Op kleinschalige of mobiele uitstoot zoals door de gebouwde omgeving, wegverkeer of binnenvaart lijkt CCS technisch en economisch niet haalbaar. Een toekomstige mogelijkheid is dat CCS in de maritieme sector toegepast zou kunnen worden.

3.5 Consolidatie kwantitatieve en kwalitatieve inzichten

Door het samenvoegen van de kwantitatieve en kwalitatieve inzichten kan er een eindbeeld van de inzet van groen gas in de verschillende (sub)sectoren worden gevormd. Op deze manier kan er per subsector aangegeven worden of inzet van groen gas logisch of minder logisch is binnen de methode en scope van deze studie. De volgende secties formuleren deze eindconclusies voor elke subsector.

De kwantitatieve nationale kosten component wordt hierin als basis genomen en de kwalitatieve criteria samen met extra subsector specifieke context worden gebruikt ter verfijning van het beeld per subsector. Tabel 13 geeft het eindbeeld weer van de subsectoren die meegenomen zijn in deze studie. Dit eindbeeld is geen absoluut beeld en sluit de inzet van groen gas in 'minder logische' subsectoren niet uit. Het dient puur als consoliderend beeld van de inzichten uit deze studie. Veranderingen in brandstof/grondstof prijzen, technologische ontwikkelingen, eindgebruikerskeuzes en locatie-specifieke belemmeringen (e.g. vergunningen, infrastructuur aanwezig-/afwezigheid, regionale beschikbaarheid) kunnen dit eindbeeld sterk beïnvloeden.

Tabel 13: Eindbeeld inzet van groen gas per subsector, op basis van de methode en scope van deze studie.

Logische inzet van groen gas	Inzet van groen gas afhankelijk van specifieke factoren	Minder logische inzet van groen gas
Piekvoorziening elektriciteit	Gebouwde omgeving	Wegtransport
Piekvoorziening voor warmtenetten	Ureum	Methanol
Keramik	Binnenvaart	Cement
Staal	Maritieme sector	Voedsel
	Glastuinbouw	Papier

3.5.1 Sectoren waar inzet van groen gas logisch lijkt

De beperkte aanwezigheid van verduurzamingsalternatieven heeft een grote impact op het mogelijke nut van groen gas inzet in de **piekvoorziening voor elektriciteit** en **piekvoorziening voor warmtenetten** sectoren. Vrijwel het enige andere alternatief is waterstof, wat als een substantieel duurder alternatief naar voren komt in de nationale kostenanalyse. In beide sectoren is het risico op stranded assets in geval van groen gas inzet ook beperkt. Mocht waterstof in de toekomst toch goedkoper worden, kan er waarschijnlijk relatief makkelijk omgeschakeld worden en kunnen dezelfde installaties gebruikt blijven worden.

In specifieke situaties kan er binnen deze twee sectoren wellicht nog naar mogelijke andere alternatieven gekeken worden, die op algemeen landelijk niveau niet logisch zijn, maar in specifieke locaties en situaties mogelijk anders kunnen uitpakken. Voor de piekvoorziening van warmtenetten zou hierbij gedacht kunnen worden aan warmteopslag, elektrische boilers (al zou de elektriciteit op zulke momenten zeer waarschijnlijk duur zijn en deels worden opgewekt door de piekvoorziening in de elektriciteitssector), of biomassa gestookte installaties. Voor elektriciteit zou hierbij gedacht kunnen worden aan lange termijn opslag, additionele vraagsturing en biomassa verbrandingscentrales. Echter voor de elektriciteit piekvoorziening zijn deze alternatieven ook al meegenomen in de berekening van de benodigde energiehoeveelheid waar de uiteindelijke piekvoorziening voor nodig zou zijn (bijvoorbeeld gebruik van vraagsturing is al afgetrokken van de totale benodigde resterende capaciteit op piekmomenten). Voor beide piekvoorziening sectoren is het volume aan benodigde inzet van groen gas vrij beperkt, aangezien deze alleen nodig is om pieken op te vangen en dus maar een zeer beperkt deel van de totale elektriciteit- en warmtevraag in hoeft te vullen. Daarom kan het logisch zijn om groen gas in te zetten voor beide piekvoorzieningen.

In de **keramiek** sector wordt de aanwezige koolstof in groen gas niet op een hoogwaardige manier ingezet, maar komt de inzet van groen gas wel naar voren als een logische verduurzamingsoptie volgens de nationale kostenanalyse. Inzet van groen gas vindt in deze sector plaats in hoge temperatuurprocessen. Aangezien keramiek niet geproduceerd wordt in of nabij de grote industrieclusters, zal deze sector verder afgelegen zijn van nieuw aan te leggen hoofdinfrastructuur (waterstof, CO₂). Als voorgesorteerd wordt op verduurzaming van de keramiek sector via groen gas, is het wel belangrijk om te realiseren dat aansluiting op deze andere infrastructuur zeer onwaarschijnlijk zal worden en deze sector dus een verhoogd risico op stranded assets heeft, in het geval dat andere verduurzamingsopties in de toekomst toch aantrekkelijker zouden worden. Vanwege de hogere kosten van aansluiting op deze nieuw aan te leggen infrastructuur (zoals ook meegenomen in de nationale kosten analyse) lijkt het dus logisch om groen gas in te zetten in de keramiek sector.

DRI-productie van **staal** door middel van 100% groen gas is op basis van nationale kosten de goedkoopste manier om deze sector te verduurzamen. Een deel (20%) van het groen gas wordt hier ook op een hoogwaardige manier ingezet, aangezien koolstof een belangrijke rol speelt om de gewenste producteigenschappen van het staal te bereiken. Een mogelijke alternatieve manier om (een deel van) de benodigde koolstof te realiseren is door het gebruiken van staal schroot (recyclaat), aangezien in deze staal al koolstof zit. Dit schroot kan ook geïmporteerd worden om voldoende grondstoffen beschikbaar te maken. Inzet van groen gas in de staal sector heeft een relatief beperkt risico op stranded assets, aangezien een DRI installatie ook door middel van waterstof bedreven kan worden (in combinatie met een koolstof bron – welke nog steeds door groen gas ingevuld kan worden). Vanwege de hoogwaardige inzet van koolstof, en het feit dat ook in het andere meegenomen verduurzamingsoptief (waterstof) een deel

groen gas nodig zal zijn om de koolstofbehoefte in het staal productieproces te vervullen, is inzet van groen gas in de staal sector als logisch gepositioneerd.

In het geval dat de DRI installatie volledig op groen gas zou draaien, zou deze wel een substantieel deel van het Nederlandse beschikbare volume aan groen gas gebruiken (1,26 bcm). Aan de ene kant kan zou dit een verdringingseffect kunnen hebben op andere sectoren waar groen gas inzet wenselijk is, aan de andere kant is de staal sector hierdoor wel geschikt om lange termijn contracten af te sluiten met groen gas producenten en zou hierdoor marktzekerheid en een stimulans aan de productie kunnen bieden.

3.5.2 Sectoren waar groen gas inzet afhankelijk is van specifieke factoren

In de (woningentypen gebaseerde) **gebouwde omgeving** subsectoren komt inzet van groen gas naar voren als meest voordelige verduurzamingsalternatief op basis van nationale kosten. Het is belangrijk om te realiseren dat de inzet van groen gas in de gebouwde omgeving eigenlijk ook een piekvoorziening betreft: in geval van het groen gas verduurzamingsalternatief wordt namelijk uitgegaan van een hybride warmtepomp met groen gas. De totale vraag naar groen gas uit deze meegenomen sectoren als deze overstappen op een hybride warmtepomp met groen gas (1,5 bcm) is dus relatief beperkt ten opzichte van de huidige aardgasvraag uit de gebouwde omgeving (deze was 9,4 bcm in 2023).⁴⁹ De huidige aardgasvraag omvat wel een bredere range aan woningtypen dan de ranges, bijvoorbeeld ook de huizen die gebouwd zijn na 1975, welke niet als sectoren in deze studie mee worden genomen).

De implicaties van deze piekvraagvoorziening direct bij de woningen ten opzichte van de piekvoorziening elektriciteit en warmtenetten zijn wel zeer verschillend. Bij de piekvoorziening elektriciteit en warmtenetten hoeft de infrastructuur maar voor enkele piekvoorziening installaties in stand te blijven (in geval van groen gas) of aangepast te worden (in geval van waterstof). In geval van de woningen met een hybride warmtepomp daarentegen, moet voor het groen gas het gehele gasinfrastructuurnetwerk tot aan de woningen behouden blijven, of moet in geval van een waterstof alternatief een uitgebreide nieuwe (of aanpassingen van de huidige) infrastructuur gerealiseerd worden. Qua implementatie van een waterstofalternatief zou het dus makkelijker kunnen zijn om een beperkt aantal leidingen met nieuwe infrastructuur aan te leggen naar de gecentraliseerde piekvoorziening installaties, vergeleken met het aanleggen van een veelvoud aan nieuwe (of aanpassingen aan huidige) infrastructuur voor de grote aantallen woningen. Dit zou een grote infrastructurele opgave zijn, die vanwege de locatie specifieke situaties en afhankelijkheden lang kan duren om te realiseren.

Voor het all-electric warmtepomp alternatief ligt het punt met betrekking tot de impact van infrastructurele implementatie wat genuanceerder, omdat elke woning sowieso een

⁴⁹ CBS. 2024. [Gasverbruik Nederland opnieuw lager](#).

aansluiting tot het elektriciteitsnetwerk heeft. Verzwaring van dit netwerk (en op korte termijn het oplossen van netcongestie) is ook een grote infrastructurele opgave, maar deze moet ook gebeuren in het licht van andere ontwikkelingen zoals PV en elektrische voertuigen.

Binnen de gebouwde omgeving speelt de diversiteit en het grote aantal woningen binnen de sector een grote rol. Over het algemeen is groen gas inzet (in combinatie met een hybride warmtepomp) voor alle meegenomen woningtypen dus het voordeligste verduurzamingsalternatief op basis van nationale kosten. Binnen de kwantitatieve analyse zijn de nationale kosten echter op een geaggregeerde manier meegenomen om een globale inschatting te geven van hoe de verduurzamingsopties zich tot elkaar verhouden in de verschillende woningtypen. In de praktijk verschillen de kosten per specifieke woning en zijn deze erg locatieafhankelijk. De 'Startanalyse aardgasvrije buurten' van het PBL⁵⁰ biedt een gedetailleerder en locatie specifiek beeld van de nationale kosten van verduurzamingsopties op buurt niveau. Vanuit een kwalitatief perspectief wordt er in de gebouwde omgeving daarnaast geen hoogwaardige inzet van koolstof, afroepbaar piekvermogen, of negatieve emissies gerealiseerd, en dus lijkt inzet van groen gas in de gebouwde omgeving op basis van de kwalitatieve criteria minder logisch. Vanwege de grote invloed van diversiteit binnen deze sector is de gebouwde omgeving in de midden categorie 'Inzet van groen gas afhankelijk van specifieke factoren' geplaatst. Het is wel van belang in acht te nemen dat er woningen zullen zijn welke enerzijds niet goed genoeg geïsoleerd kunnen worden om over te stappen op een all-electric warmtepomp en waarvan anderzijds de locatie niet geschikt is voor een warmtenet. Voor zulke woningen kan een hybride warmtepomp met groen gas hoe dan ook een logische keuze zijn.

In de **ureum** sector wordt de aanwezige koolstof in groen gas op een hoogwaardige manier ingezet in het productieproces en komt groen gas inzet ook naar voren als goedkoopste verduurzamingsalternatief op basis van nationale kosten. Inzet van groen gas heeft wel een sterk risico op stranded assets, voornamelijk aan het begin van de productieketen waar ammoniak geproduceerd wordt. Voor de ammoniak productie via groen gas kunnen de huidige installaties gebruikt worden, maar voor alle verduurzamingsalternatieven (gebaseerd op vergassing en waterstof) zijn andere installaties nodig. Daarnaast is het belangrijk om aan te geven dat de huidige verduurzamingsrichtingen van de ureum producenten in Nederland groen gas niet meenemen als vooraanstaande optie, maar dat deze focussen op CCS en waterstof.⁵¹ Naast het uitvoeren van de gehele ureum productieketen in Nederland (van grondstof, via ammoniak, tot ureum), zou ammoniak ook als tussenproduct geïmporteerd kunnen worden. Dan is er nog steeds een koolstofbron nodig om de uiteindelijke processtap tot

⁵⁰ PBL. 2022. [Startanalyse aardgasvrije buurten 2020](#). (Update verwacht in 2025).

⁵¹ TNO & PBL. 2024. [Update report: Decarbonisation options for the Dutch fertilizer industry](#).

ureum te realiseren, maar is de energievraag van ureum productie in Nederland substantieel lager.

Groen gas inzet in de **binnenvaart** sector scoort kwantitatief nog net als het goedkoopste verduurzamingsalternatief op basis van nationale kosten, terwijl in de **maritieme** sector methanol als meest voordelig naar voren komt. In beide sectoren vindt geen hoogwaardige inzet van koolstof plaats. Wel heeft groen gas inzet in beide sectoren een verhoogd risico op stranded assets: de levensduur van schepen is lang en deze moeten ontworpen zijn op de technische eisen die bio-LNG voortdrijving stelt. Bovendien moeten de brandstoftoeleveringsketens afgestemd zijn op de geselecteerde typen brandstoffen. Dual-fuel mogelijkheden in maritieme schepen bieden wel weer een additionele vorm van flexibiliteit.

Voor de maritieme sector komt daar nog bij dat het internationale speelveld en karakter een extra complicerende factor zijn aangezien keuzes voor verduurzamingsalternatieven vanuit verschillende rederijen, havens en landen gemaakt moeten worden en er een hoge mate van internationale competitie aanwezig is. Op dit moment vindt een groot deel van de wereldbunkering plaats in de Rotterdamse haven. Hoe het bunkergedrag van maritieme schepen zich in de toekomst zal ontwikkelen blijft onzeker, zeker aangezien deze schepen eenvoudig kunnen wisselen van bunkerlocatie.

Deze onzekerheid betreft dus ook de verwachte vraag naar bunkerbrandstoffen (waaronder mogelijk bio-LNG) in de Nederlandse havens. In potentie zou de maritieme sector dus een grote vraag naar groen gas en / of andere vormen van biograndstoffen kunnen ontwikkelen. In geval van methanolgebruik in schepen zou deze namelijk indirect ook een additionele vraag naar biograndstoffen kunnen creëren, aangezien vergassing van biomassa als voordeligste verduurzamingsoptie op basis van nationale kosten in de methanol sectie naar voren komt (zie de volgende sectie 3.5.3). Het is dus complex om in te schatten hoe de inzet van groen gas en biograndstoffen voor de maritieme sector in de toekomst uit zal pakken. Het lijkt wel onwaarschijnlijk dat de volledige huidige vraag omgezet zal worden in bio-LNG in Nederlandse havens. De potentiële berekende groen gas vraag van 6,45 bcm is dus voornamelijk ter indicatie.

Op basis van de nationale kostenanalyse komt naar voren dat inzet van groen gas niet de meest kosteneffectieve verduurzamingsroute voor de **glastuinbouw** sectoren is. Binnen de glastuinbouw wordt gas op dit moment gebruikt voor levering van warmte, stroom en CO₂. Voor het (laagwaardige) warmtedeel van groen gas inzet is een ander verduurzamingsalternatief (namelijk via elektrische warmtepompen) logischer dan inzet van groen gas. Voor het CO₂ deel is dit echter complexer. Hiervoor kunnen CO₂ netten worden ontwikkeld, of deze kunnen per vrachtwagen geleverd worden. In hoeverre deze alternatieven voor het leveren van CO₂ haalbaar zijn, kan afhangen van het type glastuinbouw en de specifieke locatie en de afstand tot zulke CO₂ infrastructuur. Het is wel van belang om te realiseren dat als er nu voor inzet van groen gas gekozen zou worden en er dus geen alternatieve infrastructuur voor CO₂ wordt aanlegd, het in de toekomst moeilijker wordt om om te schakelen naar een alternatief waarbij CO₂ op een ander manier moet worden ingekocht. Daarnaast kunnen de glastuinbouw sectoren als

enige sectoren (naast piekvermogen elektriciteit) ook een bijdrage leveren aan het leveren van piekvermogen aan de elektriciteitssector.

3.5.3 Sectoren waar inzet van groen gas minder logisch lijkt

In het **wegtransport** zou groen gas ingezet worden als brandstof voor zwaar wegtransport door middel van bio-LNG. Bio-LNG zou in deze sector ingezet worden als brandstof en er vindt geen hoogwaardige inzet van koolstof plaats. Het batterij-elektrische verduurzamingsalternatief lijkt echter een logischere verduurzamingsoptie voor deze sector. Batterij-elektrische voertuigen zijn nu al haalbaar voor lichter wegtransport (bijvoorbeeld distributie) en na 2035 en richting 2050 is de verwachting dat deze ook voor het zware wegvervoer beschikbaar kan zijn. Uit de nationale kostenanalyse blijkt ook dat dit batterij-elektrische verduurzamingsalternatief als goedkoper naar voren komt. Inzet van groen gas in wegtransport lijkt dus niet een logische verduurzamingroute.

In de **methanolproductie** sector wordt het koolstof in groen gas op een hoogwaardige manier ingezet. Er moet dus rekening gehouden worden met het feit dat de andere verduurzamingsalternatieven nog steeds een koolstofbron nodig hebben. In deze sector kan er sprake zijn van een verhoogd risico op stranded assets, aangezien het methanolproductieproces via groen gas andere installaties gebruikt dan via vergassing. Uit de nationale kostenanalyse blijkt dat direct gebruik van het syngas na vergassing van biomassa een kosteneffectievere route is voor methanolproductie dan met het toevoegen van een opwaarderingsstap naar groen gas. Directe inzet van groen gas is dus niet logisch, maar inzet van biograndstoffen (die ook voor groen gas productie gebruikt zouden kunnen worden) is wel noodzakelijk. Het type en de geografische origine van de gebruikte biograndstofstroom zullen de mogelijke competitie met groen gas productie beïnvloeden.

Voor het vergassingsalternatief voor methanol productie is een homogene stroom aan vrij schoon houtachtig materiaal nodig. In de praktijk zal dit waarschijnlijk voornamelijk ingevuld worden door houtsnippers of houtpellets (de doorgerekende case gaat uit van houtsnippers). Deze grondstoffen komen zeer goed in aanmerking voor import over langere afstanden. Dit kan namelijk in bulk en vindt al grootschalig plaats. Op deze manier zou concurrentie naar biograndstoffen vanuit de methanolproductie (op basis van vergassing) ten opzichte van vraag naar biograndstoffen voor vergassing tot groen gas (vanuit nationale zowel als geïmporteerde biograndstoffen) beperkt kunnen worden. Import van houtsnippers en pellets wordt namelijk niet meegenomen in de productiepotentieel berekeningen en kan dus additioneel geïmporteerd worden uit andere landen.

Naar verwachting zal methanol binnen de chemie sector een belangrijke rol gaan spelen als koolstofdrager. Afhankelijk van waar de productie van methanol plaats zal gaan vinden, kan het productievolume van methanol en dus de totale biograndstoffenvraag van deze sector substantieel groter worden. Tekstbox 2 eerder in

dit hoofdstuk schetst een beeld van de impacts en onzekerheden met betrekking tot de verduurzaming van de koolstofvraag in de chemie.

In de industriële subsectoren **cement**, **papier** en **voedsel** zou groen gas ingezet worden voor het verwarmen op relatief lage temperaturen en wordt er geen hoogwaardige inzet van koolstof gerealiseerd. Uit de nationale kostenanalyse blijkt dat de elektrische warmtepomp hier een economisch voordeliger verduurzamingsalternatief is. Het lijkt dus niet logisch om groen gas in te zetten in deze subsectoren.

3.6 Vergelijking van groen gas beschikbaarheid en inzet volgens uit andere bronnen

De in deze studie geschatte beschikbaarheid en beoordeelde sectorale inzet van groen gas worden hier vergeleken met een aantal andere bronnen. Aangezien elke studie een andere scope (qua subsectoren) en methodologie heeft zijn resultaten niet direct vergelijkbaar en is deze sectie vooral bedoeld om een aantal hoofdpunten te schetsen.

In de Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050 (PBL)⁵² worden biograndstoffen meegenomen als een onderdeel van het toekomstige Nederlandse energiesysteem. De Trajectverkenning neemt een breed perspectief op trajecten naar klimaatneutraliteit in Nederland in 2050, en omvat de productie en het gebruik van brand- en grondstoffen, en de voorziening van warmte en elektriciteit. De beschikbaarheid van biograndstoffen binnen Nederland wordt in deze studie voor 2050 geschat op 125 tot 230 PJ (3,75 tot 6,9 bcm aan groen gas). Met import van verhandelbare grondstoffen, stijgt dit potentieel naar 635 tot 1231 PJ (19 tot 37 bcm aan groen gas). Deze schatting is hoger dan de resultaten uit deze studie, maar verklaarbaar doordat de trajectverkenning een bredere scope gebruikt qua grondstoffen, namelijk door ook aanbod uit primaire productie in landbouw en houtproductie mee te nemen. Daarnaast worden deze grondstoffen in de studie ook aangewend als grondstof voor andere producten dan groen gas, bijvoorbeeld in de industrie en als grondstof voor vloeibare brandstoffen. De trajectverkenning ziet toepassing in de gebouwde omgeving alleen wenselijk onder bepaalde voorwaarden, zoals meevallende beschikbaarheid van groen gas en dalend gasverbruik door inzet van verbeterde hybride warmtepompen. Als achterliggende reden geeft de trajectverkenning hiervoor aan dat vanwege de schaarste van groen gas en waterstof een hoge prijs (ver boven de productiekosten) voor deze gassen verwacht wordt. Hierdoor wordt in de integrale analyse het kostenverschil tussen groen gas en andere verduurzamingsalternatieven nihil. In deze studie concluderen komt naar voren dat groen gas op basis van nationale kosten het goedkoopste verduurzamingsalternatief in de gebouwde omgeving subsectoren is, met de nuance dat in geval van groen gas schaarste (delen van) deze sector wel mogelijkheden heeft om uit te wijken naar andere alternatieven. De verkenning ziet ook een beperkte mate van groen gas inzet in

⁵² [Trajectverkenning klimaatneutraal 2050, PBL \(2024\)](#)

elektriciteitsproductie. Dit beperkte gebruik is in lijn met alleen een rol voor groen gas in de piekvoorziening, in lijn met deze studie.

De integrale energiesysteemverkenning 2030-2050 (II3050) beschouwt ook de productie en inzet van groen gas. Deze studie komt op een vraag naar groen gas van 14 – 80 TWh in 2050 (1,43 – 8,19 bcm), waarvan deze bovengrens voor ongeveer de helft voldaan kan worden met productie uit nationale grondstoffen. Het overige is aangevuld met import van groen gas. De volumes groen gas uit binnenlandse productie zijn daarmee in lijn met de uitkomsten van deze studie. De toepassing van groen gas binnen de II3050 is afhankelijk van het gekozen scenario. In de decentrale en nationale scenario's komt het merendeel van de vraag uit gebouwde omgeving, waar groen gas toegepast wordt in piekvoorziening van warmtenetten en voor hybride warmtepompen. In de Europese en internationale scenario's bestaat de vraag voornamelijk vanuit de industrie. In deze scenario's wordt groen gas voornamelijk toegepast in raffinage en staal productie. Daarnaast is een deel van de ingevulde vraag in de papier en voedselindustrie. De toepassing voor levering van piekwarmte komt overeen met de in deze studie als logisch geziene toepassing. In deze studie is de raffinage sector buiten scope, echter de mogelijke volumes in de II3050 in acht nemende, kan deze sector een grote impact op de uiteindelijke mogelijke vraag hebben.

Het Nationaal Plan Energiesysteem⁵³ (NPE) neemt een integrale aanpak voor het energiesysteem in Nederland richting 2050. Hierin is niet alleen aandacht voor energie, maar ook toepassing van koolstofdragers als levering voor koolstof in de industrie. Het NPE maakt in principe geen onderscheid in welke typen koolstofdragers worden ingezet in een bepaalde sector, behalve in het geval van groen gas voor de gebouwde omgeving omdat het hier bijmenging in het gasnet betreft. Het NPE schetst een beeld dat de inzet van koolstofdragers zoveel mogelijk afbouwt in de sectoren waar koolstofvrije alternatieven beschikbaar zijn. Met betrekking tot de gebouwde omgeving benoemt het NPE een beperkte inzet van groen gas (als sluitstuk alleen daar waar alternatieven niet haalbaar zijn), zodat er zo veel mogelijk groen gas beschikbaar blijft voor andere sectoren. Voor inzet in de gebouwde omgeving wordt efficiënte inzet benadrukt, dus in combinatie met hybride warmtepompen. Dit is in lijn met de in deze studie benoemde inzet van groen gas in de gebouwde omgeving. Het NPE ziet wel een belangrijke rol voor koolstofdragers in de internationale mobiliteit en chemie, mogelijk in de vorm van groen gas, om huidige fossiele brandstoffen en grondstoffen te vervangen. Daarmee is de scope van de vraagsectoren waar het NPE naar kijkt breder dan in deze studie (vanwege de grote vraag vanuit de chemie die in het NPE is meegenomen). In tegenstelling tot deze studie ziet het NPE geen voorkeursrol voor groen gas binnen het regelbaar vermogen (al piekvoorziening) in de elektriciteitssector. In plaats van groen gas voorziet het NPE een rol voor waterstof in deze sector.

⁵³ [Nationaal Plan Energiesysteem](#), Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (2023)

4 Instrumenteringsopties voor opschaling van groen gas na 2030

Dit hoofdstuk reflecteert op de inzichten uit de vorige twee hoofdstukken en vergelijkt deze met een aantal van de huidige instrumenteringsopties. De focus hierin ligt op de beleidsinstrumenten die invloed hebben op de inzet van groen gas (o.a. de bijmengverplichting groen gas, ETS1 en ETS2). In de reflectie wordt gekeken of de sturing met betrekking tot de inzet van groen gas die volgt uit deze beleidsinstrumenten, overeenkomt met de conclusies uit de consolidatie van de kwantitatieve en kwalitatieve beoordelingen.

4.1 Groen gas productie stimulering

Op dit moment richten zich twee beleidsinstrumenten direct op het stimuleren van de productie van groen gas uit vergisting en vergassing van nationale en geïmporteerde grondstoffen. Dat zijn de SDE++ (Stimulering Duurzame Energietransitie) en de DEI+ (Demonstratie Energie- en Klimaatinnovatie).

Groen gas productie door vergisting en vergassing kan via de SDE++ in aanmerking komen voor subsidie. In het 'Eindadvies basisbedragen SDE++ 2024' van het PBL⁵⁴, wordt voor verschillende clusters aan vergistings- en vergassingsroutes aangegeven wat de basis SDE++ subsidiebedragen zijn.

Voor vergisting zijn dit: Vergisting van uitsluitend dierlijke mest, vergisting van RWZI slib, allesvergisting⁵⁵ en verlenging van de levensduur van huidige biomassavergistingsinstallaties. Sinds 2024 is het ook voor kleinere bedrijven aantrekkelijk om mest te vergisteren door de toevoeging van de categorie monomestvergisting door kleinschaligere veehouders.⁵⁶ Aangezien onbewerkte mest de grondstof is met het grootste groen gas productiepotentieel, is het positief dat groen gas productie uit vergisting van mest al actief gestimuleerd wordt.

Voor vergassing zijn dit: productie van groen gas uit biomassa en productie van groen gas uit afval. Zoals beschreven in de Kamerbrief van 1 maart 2024 valt vergassing van huishoudelijk afval (dit omvat zowel een biogene als een niet-biogene fractie) echter

⁵⁴ PBL. 2024. [Eindadvies basisbedragen SDE++ 2024](#).

⁵⁵ Onder allesvergisting wordt verstaan: “biologische afbraakreacties van biomassa als bedoeld in de NTA 8003:2017, met uitzondering van de nummers 400, 410, 420, 500, 550 tot en met 559, waarvan de biogasopbrengst van de ingaande stroom ten minste 25 Nm3 aardgasequivalent per ton bedraagt;” Staatscourant. 16 juli 2024. [Nr. 21599](#). Paragraaf 1, Artikel 1.

⁵⁶ RVO. 2024. [Veranderingen in SDE++ 2024](#).

nog niet binnen de SDE++ regeling, onder andere vanwege de nog innovatieve status van de technologie, vanwege de diversiteit aan gebruikte grondstofstromen, vanwege de mogelijke variatie in het eindproduct en toepassing en vanwege het nog te bepalen effect op het afvalbeleid.⁵⁷ Mogelijk zal deze stroom wel in volgende jaren toegevoegd worden. De specifieke aandacht die in de Kamerbrief uitgaat naar vergassing van huishoudelijk afval is in lijn met de categorie organisch afval uit huishoudens en bedrijven (HDO) dat binnen de vergassingsconversieroute het grootste groen gas potentieel heeft. Vergassing van huishoudelijk afval valt wel al onder de DEI+ regeling.⁵⁸

Qua grondstoffen scope is de actieve stimulering van groen gas productie dus in lijn met de grondstoffen die met een grote potentie naar voren komen in Hoofdstuk 2. Aangezien de mogelijke inzet van en vraag naar groen gas in Nederland een stuk hoger is dan het Nederlandse productiepotentieel, is opschaling van de groen gas productie essentieel. De actieve stimulering van groen gas productie door middel van de SDE++ en DEI+ is daarbij een passend instrument (en past in aanvulling op de trekkracht van de groen gas vraag kant die vanuit de bijmengverplichting zal komen). Sectie 4.4 geeft een korte verdere doorkijk op een mogelijke rol van de SDE++ en DEI+ richting 2050.

4.2 Groen gas inzet sturing via specifieke beleidsinstrumenten

Naast het direct stimuleren van groen gas productie middels subsidieinstrumenten, is het verzekeren van een stabiele vraag naar groen gas een sterke alternatieve prikkel die de productie van groen gas kan helpen opschalen. De meest invloedrijke huidige beleidsinstrumenten waar een waarde aan de inzet van groen gas wordt toegekend zijn het ETS1, ETS2 op EU niveau en de bijmengverplichting groen gas op Nederlands niveau. De invloed van deze beleidsinstrumenten wordt in de volgende twee secties beschreven. Daarna schetst sectie 4.2.3 kort de mogelijke invloed van enkele andere beleidsinstrumenten.

4.2.1 Invloed van EU ETS 1 en 2

Zowel ETS1 als ETS2 zijn emissiehandelsystemen, waar marktpartijen emissierechten kunnen ontvangen, kopen, verkopen en uiteindelijk moeten overhandigen aan de emissieautoriteiten. Voor elke ton aan CO₂ uitstoot moet er een ETS recht overhandigd worden. De waarde van groen gas inzet komt hier tot recht doordat er bij inzet van groen gas met een emissiefactor van 0 voor dat deel van het gasverbruik gerekend mag

⁵⁷ Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. 1 maart 2024. [Openstelling SDE++ 2024](#).

⁵⁸ RVO. 2024. DEI+: [Vergassing van reststromen](#).

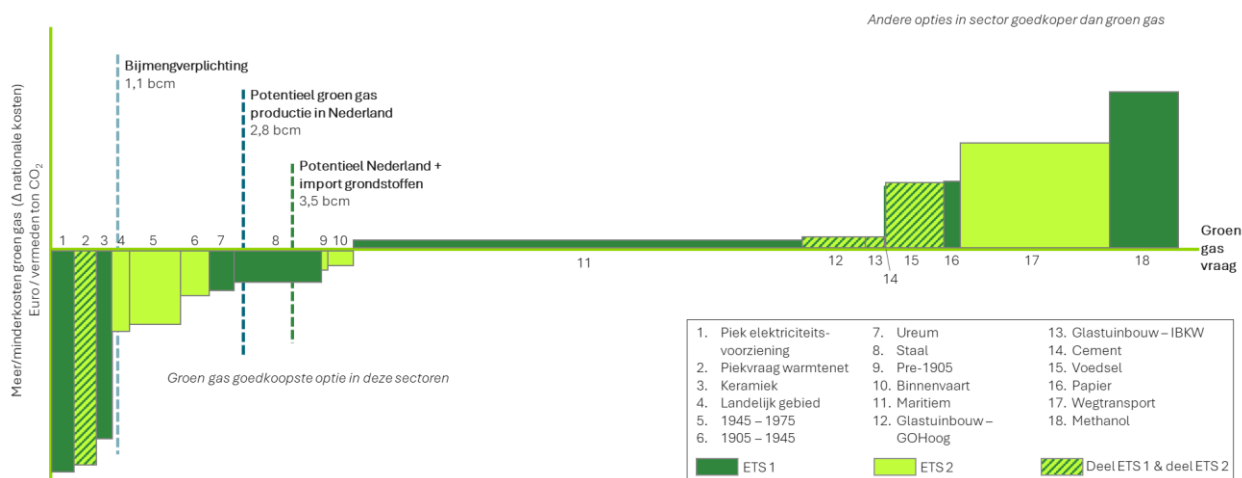
worden.⁵⁹ Vanwege de basis van generieke emissiereductie, geven ETS1 en ETS2 dus geen directe sturing op specifieke verduurzamingsalternatieven.

Het ETS1 richt zich qua sectoren op elektriciteits- en warmteproductie, energie-intensieve industrieën, de luchtvaartsector en de maritieme sector. In bepaalde sectoren betreft het alleen marktpartijen boven een bepaalde minimum grootte (installatiegrootte van >20 MW wordt als generieke richtlijn gebruikt, maar er zijn sector specifieke richtlijnen). Het ETS1 is van toepassing op de entiteit die de brandstof verbrandt / energie verbruikt en de CO₂ uitstoot. Het ETS2 daarentegen richt zich qua sector scope op de gebouwde omgeving, wegtransport en additionele sectoren. Aangezien de fysieke CO₂ uitstoot in deze sectoren zeer verspreid plaatsvindt, is het ETS2 van toepassing op de entiteit die de brandstof of energie levert.

Figuur 5 geeft een overzicht weer van welke ETS (voor het grootste deel) van toepassing is op welke sector. Vanwege de minimum installatie grootte voor ETS1, kan het zo zijn dat delen van bedrijven (en sectoren) onder ETS1 vallen, terwijl andere delen van dat bedrijf (en sector) niet onder een ETS of indirect (via de energieleveranciers) onder ETS2 komen te vallen.

De figuur geeft weer dat de toepassing van zowel ETS1 als ETS2 is verspreid over de sectoren, onafhankelijk van de wenselijkheid van groen gas inzet in deze sector. Er is dus geen sturing richting specifieke sectoren, elke sector krijgt evenveel stimulans voor CO₂ reductie (door groen gas of een ander verduurzamingsalternatief) uit het ETS waar de sector (voor het grootste deel) onder valt.

⁵⁹ Als het groen gas voldoet aan de RED duurzaamheidscriteria.



Figuur 5: Overzicht van welke sectoren voor het grootste deel onder welk ETS vallen*.

**Let wel: de glastuinbouw subsectoren zijn hier ingedeeld als deel ETS 1 en deel ETS 2, terwijl de definitieve allocatie nog onduidelijk is.*

Het ETS1 focust op energie-intensieve industrieën (in deze studie: keramiek, ureum, staal, cement, papier, methanol) en omvat ook de piekvoorziening van elektriciteit en de maritieme sector.⁶⁰ Het ETS2 richt zich voornamelijk op de gebouwde omgeving en wegtransport, maar omvat ook andere (delen van) sectoren die nog niet binnen het ETS1 vallen⁶¹. De Nederlandse overheid heeft aangegeven de 'opt-in' voor de binnenvaart sector toe te willen passen, welke hierdoor ook onder het ETS2 zal vallen.

Voor een aantal sectoren is er een diverse set aan bedrijfstypen binnen de sector waarvan een deel binnen ETS1 valt en een ander deel binnen ETS2 (voedsel en glastuinbouw) of is het nog onduidelijk onder welk ETS deze precies zal vallen (piekvoorziening warmtenetten). Voor de glastuinbouwsectoren is het gas dat wordt gebruikt voor "het groeiproces van tuinbouwproducten in de kas" voorlopig uitgezonderd van ETS2.⁶²

De start van ETS1 gaat terug tot 2005 en de toevoeging van de meest recente nieuwe sector (maritiem) heeft plaatsgevonden in 2024.⁶³ Het ETS2 daarentegen zit nog in een voorbereidende fase. Sectoren hoeven pas actief emissierechten in te leveren vanaf 2027.⁶⁴ Het is dan ook nog onzeker wat het effect van ETS2 op de inzet van groen gas

⁶⁰ European Commission. 2024. [Scope of the EU ETS](#).

⁶¹ European Commission. 2024. [ETS2: buildings, road transport and additional sectors](#).

⁶² NEa. 2024. [Deelnamercriteria ETS-2](#).

⁶³ European Commission. 2024. [EU Emissions Trading System \(EU ETS\)](#).

⁶⁴ European Commission. 2024. [ETS2: Buildings, road transport and additional sectors](#).

zal zijn. Wat betreft de competitie van groen gas inzet tussen ETS1 en ETS2 sectoren is het prijsverschil tussen de emissierechten in beide handelssystemen een belangrijke factor in het bepalen waar groen gas uiteindelijk terecht komt. Sectie 4.3 gaat in meer detail in op de prijsinteracties tussen de verschillende beleidsinstrumenten.

Naast de prijsinteracties die op de korte termijn al een directe invloed hebben zijn, is de afbouw van de hoeveelheid emissierechten in beide systemen ook van belang. Het totaal aan beschikbare emissierechten in beide ETS systemen zal worden afgebouwd naar nul. Voor ETS1 is de huidige verwachting dat dit rond 2039 bereikt zal worden⁶⁵, terwijl voor ETS2 de huidige verwachting is dat dit rond 2044 bereikt zal worden.⁶⁶ Het exacte moment waarop er geen emissierechten meer beschikbaar zullen zijn is echter onzeker, aangezien dit afhangt van onder andere reductiefactoren, rechten die uit de markt worden genomen, en mogelijke herzieningsmomenten. Het uitzicht op het verdwijnen van de beschikbaarheid van emissierechten zal er waarschijnlijk voor zorgen dat marktpartijen eerder verduurzamingsmaatregelen nemen. Een mogelijke maatregel hiervoor is het inzetten van groen gas. De exacte voorwaartse druk tot verduurzaming die dit met zich mee brengt is echter complex om te bepalen.

4.2.2 Meerwaarde groen gas bijmengverplichting

Er zijn een aantal elementen van de bijmengverplichting die van meerwaarde zijn ten opzichte van de ETS systemen. De groen gas bijmengverplichting verplicht energieleveranciers om jaarlijks een bepaalde hoeveelheid groen gas te leveren aan specifieke sectoren. In tegenstelling tot de ETS1 en ETS2 emissiereductie handelssystemen die een generieke verduurzamingsprikkel bieden, heeft de bijmengverplichting dus een actieve focus op groen gas inzet. Dit creëert voor producenten een verzekerde vraag, wat als doel heeft om investeringen in nieuwe productiecapaciteit te stimuleren. Deze trekkracht komt onvoldoende uit de ETS systemen (zoals verder beschreven in sectie 4.3). Binnen de ETS systemen is het voor partijen mogelijk om actie tot verduurzaming langer uit te stellen, bijvoorbeeld door ETS rechten te kopen. De bijmengverplichting zorgt voor meer trekkracht en actie op de korte termijn.

De bijmengverplichting neemt ketenemissiereductie als basis in plaats van puntemissies (zoals de beide ETS systemen). Dit is in lijn met de nieuw voorgestelde methodiek van de vernieuwde jaarverplichting energie vervoer voor het stimuleren van hernieuwbare energie in de mobiliteit sector.⁶⁷ Hierdoor wordt er een financiële waarde toegekend aan het bereiken van CO₂ reductie in de keten (bijvoorbeeld aan vermeden

⁶⁵ European Scientific Advisory Board on Climate Change. 2024. [Towards EU climate neutrality](#).

⁶⁶ Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. 2023. [EU ETS2](#).

⁶⁷ N.d. [Memorie van toelichting – jaarverplichting groen gas](#). (via [internetconsultatie](#))

methaanemissies in geval van mestvergisting). Binnen de ETS systemen gebeurt dit niet en wordt dezelfde financiële waardering gegeven aan groen gras uit verschillende grondstoffen met verschillende ketenemissiereducties. Binnen de ETS systemen zal dus het 'goedkoopste' groen gas het meest aantrekkelijk zijn, terwijl binnen de bijmengverplichting duurder groen gas nog steeds aantrekkelijk kan zijn, als het leidt tot een grotere ketenemissiereductie.

Qua sector scope wordt de bijmengverplichting zover mogelijk gelijk getrokken met de ETS2 sectoren.⁶⁸ De bijmengverplichting biedt een actieve sturing naar deze sectoren voor de inzet van groen gas. Het is nog onzeker of en hoe de bijmengverplichting van toepassing zal zijn op de glastuinbouwsectoren. De meerwaarde van de bijmengverplichting voor sectorsturing is niet volledig in lijn met het totaal beeld van de sectoren op basis van nationale kosten. Uit hoofdstuk 3 blijkt dat de top drie sectoren waar groen gas op basis van nationale kosten als meest kosteneffectieve verduurzamingsoptie naar voren komt de piekvoorziening elektriciteit, piekvoorziening warmtenetten, en keramiek zijn. In het huidige wetsvoorstel wordt de bijmengverplichting opgelegd aan energieleveranciers die gas leveren aan ETS2 sectoren en is er dus een risico dat de huidige vorm van de bijmengverplichting groen gas 'wegstuurt' van inzet in de sectoren die hoog scoren op basis van de nationale kosten in deze studie. Een belangrijke sturende factor hierin zal de verhouding tussen de 'buy-out' prijs van de bijmengverplichting en de prijs van emissierechten binnen ETS1 zijn. Sectie 4.3 gaat dieper in op deze mogelijke prijsinteracties tussen de verschillende beleidsinstrumenten. Omdat de bijmengverplichting stimuleert dat groen gas in het bestaande aardgasnet wordt gevoed zijn benodigde investeringen in infrastructuur minimaal waardoor het risico op een lock-in beperkt is. Op termijn zou het dus relatief eenvoudig zijn om groen gas in andere sectoren in te zetten, eventueel onder andere mechanismes dan de bijmengverplichting.

Uit hoofdstuk 3 blijkt dat binnen de ETS2 sectoren de gebouwde omgeving het beste scoort op de meer-/minderkostenladder wat betreft de nationale kosten. De bijmengverplichting stuurt hier grotendeels op, doordat de eindgebruikersgroep die door de bijmengverplichting beoogd wordt voor 72% onder de gebouwde omgeving valt.⁶⁹

Daarnaast is het van belang om te realiseren dat in het bredere perspectief van biograndstoffen gebruik, de bijmengverplichting mogelijk biograndstoffen wegtrekt van andere verduurzamingsroutes die ook biograndstoffen gebruiken maar waar er geen bijmengverplichting geldt. Bijvoorbeeld ten opzichte van sectoren waar vergassing van biomassa (o.a de methanol sector), een logisch verduurzamingsalternatief is. Het

⁶⁸ Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. 9 februari 2024. [Kamerbrief aanpassingen bijmengverplichting groen gas](#).

⁶⁹ Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. 9 februari 2024. [Kamerbrief aanpassingen bijmengverplichting groen gas](#).

toepassen van de bijmengverplichting op één type koolstofdrager (groen gas) kan dan een marktversturende werking hebben op de andere sectoren waar inzet van biograndstoffen gunstig lijkt. Echter, dit kan ook een positief effect hebben als biograndstoffen worden 'weggestuurd' van sectoren waar deze grondstoffen nu gebruikt worden voor laagwaardige warmteproductie (waarvoor alternatieve verduurzamingsopties logischer zijn).

4.2.3 Invloed van andere beleidsinstrumenten

Naast de ETS1 en ETS2 systemen en de bijmengverplichting groen gas, zijn er meerdere andere beleidsinstrumenten op EU en Nederlands niveau die een trekkkracht en/of sturend effect op de inzet van groen gas kunnen hebben.

Voor de mobiliteit sector is er bijvoorbeeld de Jaarverplichting energie vervoer, welke de Nederlandse implementatie van het vervoer deel van de REDII en REDIII vormgeeft.⁷⁰ Hierin moeten brandstofleveranciers aan de verschillende subsectoren binnen mobiliteit aan specifieke (sub)verplichtingen voldoen om hun geleverde brandstofmix te verduurzamen. De voorgenomen vorm van de jaarverplichting die vanaf 2026 in zal gaan, zal op basis van ketenemissiereductie zijn. Brandstofleveranciers moeten dan emissiereductie eenheden (EREs) overhandigen om aan de verplichtingen te voldoen. Inzet van groen gas in vloeibare vorm (bio-LNG) is hierbinnen mogelijk, en zou dus groen gas aan kunnen trekken naar de mobiliteit sector.

Specifiek voor de maritieme sector is er op EU niveau ook de FuelEU Maritime Verordening, die rederijen verplicht om de broeikasgasemissie-intensiteit van brandstofgebruik in hun vloot in stappen te reduceren. Deze is in 2025 van start gegaan met een verplichting van 2% reductie ten opzichte van het broeikasgasemissie-intensiteit gemiddelde in 2020, en werkt toe naar 80% reductie in 2050.⁷¹ Ook hier is inzet van bio-LNG mogelijk, waardoor er groen gas aangetrokken kan worden door de maritieme sector.

Daarnaast wordt er in Nederland voor de grootste industriële uitstoters gewerkt aan een maatwerkaanpak verduurzaming industrie.⁷² Hierin worden er individuele afspraken gemaakt met een aantal grote industriële partijen. Binnen deze maatwerkafspraken zou er specifieke sturing op groen gas (of juist op een ander verduurzamingsalternatief) gegeven kunnen worden.

Deze beleidsinstrumenten kunnen dus een invloed hebben op de (sub)sectoren waar groen gas in de toekomst ingezet zal worden.

⁷⁰ Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat. 26 april 2024. [Kamerbrief Voortgang implementatie RED-III vervoer](#).

⁷¹ European Commission. n.d. [Decarbonising maritime transport – FuelEU Maritime](#).

⁷² Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. N.d. [Maatwerkaanpak industrie](#).

4.3 Prijsinteracties groen gas tussen de verschillende beleidsinstrumenten

Zoals beschreven in de bovenstaande secties, wordt de waarde van groen gas in de verschillende beleidsinstrumenten dus anders gewaardeerd. Terwijl de bijmengverplichting vermeden ketenemissies meeneemt, kijken de ETS systemen alleen naar vermeden puntemissies. Bovendien verschilt de prijs (en de manier waarop deze bepaald wordt) die de verschillende beleidsinstrumenten aan (het voorkomen van) uitstoot toerekenen ook. In de toekomst zullen deze prijzen, de verhoudingen tussen deze prijzen en de productieprijs van groen gas gaan veranderen. De vele onzekerheden in acht nemend, schetst deze sectie een doorkijk op de dynamiek van deze prijsinteracties.

Startend vanuit een gemiddelde waarde voor de productiekosten van groen gas, geeft Tabel 14 een basis inschatting van de prijs die marktpartijen zouden betalen voor de **‘groenwaarde’ van groen gas** (de emissie reducering die door middel van groen gas bereikt wordt ten opzichte van aardgas) van groen gas. We gaan in dit rekenvoorbeeld dus uit van puntemissiereductie en nemen ter simplificatie de mogelijke verschillen in ketenemissiereducties niet mee. Later in deze sectie wordt er een bandbreedte weergegeven voor de invloed van verschillen in ketenemissiereductie om de impact van verschillende grondstoffen weer te geven. Daarnaast verschillen de productiekosten van groen gas in de praktijk op basis van de gebruikte grondstof en conversietechnologie. Voor specifieke groen gas volumes kunnen deze dus afwijken van de gehanteerde waarde in het rekenvoorbeeld.

Tabel 14: Basis gemiddelde groenwaarde groen gas op de markt.

Variabele	Waarde	Bandbreedte (als beschikbaar)	Eenheid	Bron
Groen gas productiekosten - gemiddeld	0,56	-	EUR / m ³	PBL, 2022
Aardgasprijs	0,23	0,14 – 0,44	EUR / m ³	PBL, 2024
Meerkosten groenwaarde groen gas	0,33	-	EUR / m³	
ETS vermeden emissie aardgas	56,20	-	g CO ₂ (puntemissie) / MJ	RVO, 2024
Meerkosten groenwaarde groen gas per vermeden ton CO₂	186	-	EUR / ton vermeden CO₂ (puntemissie)	

Uitgaande van de groen gas en aardgasprijzen zoals weergegeven in Tabel 14, zou een marktpartij die groen gas koopt dus 0,33 EUR / m³ ‘extra’ betalen ten opzichte van het kopen van aardgas. Deze meerkosten van de groenwaarde van 0,33 EUR / m³ vermijdt de uitstoot van aardgas, wat anders had geresulteerd in een uitstoot van 56,20 g CO₂ / MJ (op basis van puntemissies). Dit komt neer op ‘meerkosten’ van 186 EUR / ton vermeden CO₂. De reden dat een marktpartij dit extra deel zou willen betalen, is dat deze hierdoor geen CO₂ emissies uitstoot, waar de marktpartij anders voor zou moeten betalen via een van de ETS systemen.

De prijs van een emissierecht in de ETS systemen is aan verandering onderhevig.

Tabel 15 geeft de inschattingen die het PBL hanteert met betrekking tot de **ETS1 en ETS2 prijzen** richting 2040. Het is erg complex om deze prijzen te voorspellen (vanwege o.a. marktwerking in het ETS systeem, handelsdynamiek tussen bedrijven en verschillen in kosten maatregelen voor emissiereducties) en de benoemde waarden bevatten een aanzienlijke mate van onzekerheid. Zeker voor het ETS2 zijn deze onzekerheden erg groot, aangezien dit systeem nog moet opstarten. Aan de ene kant zijn er marktpartijen die substantieel hogere ETS2 prijzen verwachten⁷³, aan de andere kant zijn er marktcorrectiemechanismen toegepast die in elk geval op de korte termijn hoge ETS2 prijzen kunnen mitigeren. In dit rekenvoorbeeld neemt deze studie de PBL verwachtingen aan als leidende bron.

Tabel 15: ETS1 en ETS2 prijs prognoses. *Het ETS2 zal pas actief worden vanaf 2027, er is dus nog geen huidige ETS2 prijs.

Variabele	Waarde	Bandbreedte (in-dien beschikbaar)	Eenheid	Bron
Prijzen in EUR / ton CO2 (puntmissie)				
ETS1 prijs 2023	85	-	EUR / ton CO2 (puntmissie)	PBL, 2024
ETS1 prijs verwachting 2030	108	73 - 134	EUR / ton CO2 (puntmissie)	PBL, 2024
ETS1 prijs verwachting 2035	141	96 - 175	EUR / ton CO2 (puntmissie)	PBL, 2024
ETS1 prijs verwachting 2040	184	125 - 228	EUR / ton CO2 (puntmissie)	PBL, 2024
ETS2 prijs 2023*	-	-	-	-
ETS2 prijs verwachting 2030	55	55 - 110	EUR / ton CO2 (puntmissie)	PBL, 2024
ETS2 prijs verwachting 2035	55	55 - 110	EUR / ton CO2 (puntmissie)	PBL, 2024
ETS2 prijs verwachting 2040	55	55 - 110	EUR / ton CO2 (puntmissie)	PBL, 2024
Prijzen omgerekend naar EUR / m³ - (op basis van 56,20 g CO2 (puntmissie) / MJ en 31,65 MJ / m³)				
ETS1 prijs 2023	0,15	-	EUR / m ³	
ETS1 prijs verwachting 2030	0,19	0,13 – 0,24	EUR / m ³	
ETS1 prijs verwachting 2035	0,25	0,17 – 0,31	EUR / m ³	
ETS1 prijs verwachting 2040	0,33	0,22 – 0,41	EUR / m ³	
ETS2 prijs 2023*	-	-	-	
ETS2 prijs verwachting 2030	0,10	0,10 – 0,20	EUR / m ³	
ETS2 prijs verwachting 2035	0,10	0,10 – 0,20	EUR / m ³	
ETS2 prijs verwachting 2040	0,10	0,10 – 0,20	EUR / m ³	

Als de meerkosten voor vermeden CO₂ uitstoot op basis van de huidige groenwaarde (0,33 EUR / m³ of 186 EUR / ton vermeden CO₂) worden vergeleken met de ETS1 en ETS2 prijzen, wordt het duidelijk dat het voor marktpartijen op dit moment goedkoper is om ETS emissierechten te kopen dan om fysiek groen gas in te kopen. De prijzen van emissierechten in beide emissiesystemen tot aan 2040 liggen namelijk lager dan de meerkosten voor de groenwaarde van groen gas. Op basis van dit rekenvoorbeeld, lijkt er tot aan 2040 niet voldoende trekkracht vanuit de ETS prijzen te komen om specifiek

⁷³ Zie bijvoorbeeld: Cozijnsen, J. 2024. [Of ETS-2 even effectief CO₂-doelen gaat halen valt nog te bezien](#). Energiepodium.; of Homaio. 2024. [What is the EU ETS 2 Price Forecast for 2030?](#)

het gebruik en de productie van groen gas op te schalen omdat de gemiddelde meerkosten hiervoor voor partijen hoger zijn dan het inkopen van ETS rechten. Dit is dus wel afhankelijk van onzekerheden in ETS prijzen (en de achterliggende dynamiek) en de groen gas / aardgas prijzen. Daarnaast gaat de beschikbaarheid van emissierechten op termijn naar nul. Dit uitzicht zal er waarschijnlijk voor zorgen dat marktpartijen al eerder verduurzamingsmaatregelen nemen (voor 2040). Een mogelijke maatregel hiervoor is het inzetten van groen gas.

In Nederland is er bovenop de ETS prijs ook een **nationale CO₂ heffing** ingesteld voor industrieën die onder het ETS1 vallen. Tabel 16 geeft het prijspad weer van deze nationale CO₂ heffing voor 2030. Deze heffing wordt toegepast bovenop de ETS1 prijs. Een bepaald deel van de productie van elke industrie wordt vrijgesteld door middel van 'dispensatierechten'⁷⁴. Daarnaast is de heffing in twee schijven verdeeld. Dit betekent dat een industriële marktpartij: 1) voor het 'eerste' deel van de uitstoot geen extra heffing hoeft te betalen, vanwege de vrijstelling; 2) voor het tweede deel van de uitstoot tot aan 50 kton de heffingsprijs uit de eerste schijf geldt; 3) voor het derde deel van de uitstoot boven 50 kton de heffingsprijs uit de tweede schijf geldt. De heffingsprijs moet hierin gezien worden als een minimumprijs / terugval prijs. In geval dat de ETS1 prijs hoger is dan de heffingsprijzen, dan hoeft er geen extra betaling plaats te vinden. In geval dat de ETS1 prijs lager is dan de heffingsprijzen, moet de industriële marktpartij na inkoop van een ETS1 emissierecht nog een aanvullende betaling doen tot aan de hoogte van de heffing.

Tabel 16: Prijspad nationale CO₂ heffing industrie.

Variabele	Waarde	Bandbreedte (als beschikbaar)	Eenheid	Bron
Prijzen in EUR / ton CO₂ (puntemissie)				
Nationale CO ₂ heffing voor 2030 tot 50 kton	150	-	EUR / ton CO ₂ (puntemissie)	PBL, 2024
Nationale CO ₂ heffing voor 2030 vanaf 50 kton	216	-	EUR / ton CO ₂ (puntemissie)	PBL, 2024
Prijzen omgerekend naar EUR / m³ - (op basis van 56,20 g CO₂ (puntemissie) / MJ en 31,65 MJ / m³)				
Nationale CO ₂ heffing voor 2030 tot 50 kton	0,27	-	EUR / m ³	
Nationale CO ₂ heffing voor 2030 vanaf 50 kton	0,38	-	EUR / m ³	

Ook voor industriële partijen die onder de nationale CO₂ heffing vallen is de heffing tot en met de eerste schijf niet voldoende om het gat in trekkracht aan groen gas aan te vullen. Deze prijs is nog steeds lager dan de prijs van de meerkosten van de groenwaarde (0,33 EUR / m³ of 186 EUR / ton vermeden CO₂). De tweede heffingsschijf ligt wel hoger dan de meerkosten van de groenwaarde. Dit zou dus

⁷⁴ Ministerie van Financiën, 2024. [Factsheet verhoging tarief CO₂ heffing industrie](#).

kunnen leiden tot een mate van trekkracht op groen gas (het is voor dit laatste deel van de emissies van de marktpartij voordeliger om groen gas te kopen dan om de heffing te betalen). Deze tweede heffingsschijf is echter alleen van toepassing op het deel van de uitstoot dat meer dan 50 kton buiten de vrijstelling valt.

Om meer zekerheid te bieden om de groen gas doelstelling van 2 bcm te bereiken is additioneel beleid nodig, wat in Nederland in de vorm van de bijmengverplichting groen gas is geïntroduceerd.⁷⁵ Het bijmengverplichtingsdoel is opgezet op basis van ketenemissiereductie (een reductie van 3,8 Mton aan ketenemissies in 2030), waardoor het uiteindelijke volume aan groen gas afhankelijk is van de grondstoffen die worden gebruikt voor de productie van het groen gas. In de Kamerbrief van 9 februari 2024 wordt een verwachting van een volume van 1,1 bcm aan groen gas benoemd.⁷⁶

Aangezien de productiekosten verschillen per type groen gas (via verschillende conversieroutes en op basis van verschillende grondstoffen), verschillen de meerkosten van de groenwaardes van deze verschillende typen groen gas ook. Tabel 17 geeft voor drie scenario's de meerkosten weer: 1) Voor de gemiddelde groenwaarde die in Tabel 14 beschreven wordt; 2) Voor groen gas uit slibvergisting, wat relatief goedkoop is om te produceren en waarvan de meerkosten van de groenwaarde al lager zijn dan de ETS1 (en verwachte ETS2) prijs, en; 3) Voor groen gas uit kleinschalige monomest vergisting, wat een hoge ketenemissiereductie waarde heeft, maar wat duurder is om te produceren.

⁷⁵ Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. 4 juli 2022. [Kamerbrief bijmengverplichting groen gas](#).

⁷⁶ Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. 9 februari 2024. [Kamerbrief aanpassingen bijmengverplichting groen gas](#).

Tabel 17: Bandbreedte indicatie van de impact van verschillen in ketenemissiereductie op de meerkosten van de groenwaarde van groen gas.

*Gemiddelde vermeden ketenemissies in het basis scenario zijn afgeleid uit de Kamerbrief van 9 februari 2024⁷⁷ (op basis van benoemde ketenemissiereductiedoel van 3,8 Mton en verwachte inzet van 1,1 bcm)

Variabele	Groen gas type			Eenheid	Bron
	Gemiddelde groenwaarde	Slibvergisting	Kleinschalige monomest vergisting		
Productiekosten groen gas	0,56	0,25	0,65	EUR / m3	PBL, 2022; CE Delft, 2021 Min. EZK, 2024; CE Delft, 2023
Vermeden ketenemissies	3,45*	1,79	5,16	kg CO2 (keten) / m3	
Groen gas volume benodigd per ton vermeden emissies	289	559	194	m3 / ton CO2 (keten)	
Optie 1: Meerkosten van groenwaarde groen gas betalen					
Meerkosten groenwaarde	0,33	0,02	0,42	EUR / m3	
Meerkosten groenwaarde	96	9	81	EUR / ton CO2 (keten)	
Groen gas volume benodigd ter vervulling van het 3,8 Mton ketenemissiereductie doel in de bijmengverplichting	1,1*	2,1	0,7	bcm	
Optie 2: Bijmengverplichting buy-out + EU ETS1 of EU ETS2 recht betalen					
Buy-out prijs bijmengverplichting	450	450	450	EUR / ton CO2 (keten)	Min. EZK, 2024
Buy-out prijs bijmengverplichting	1,55	0,81	2,32	EUR / m3	
EU ETS1 prijs 2030 (punt)	0,19	0,19	0,19	EUR / m3	Tabel 15
EU ETS2 prijs 2030 (punt)	0,10	0,10	0,10	EUR / m3	Tabel 15

Binnen de ETS systemen krijgen de verschillen in ketenemissiereductiepotentieel tussen deze typen groen gas geen waardering, waardoor binnen deze systemen het goedkoopste groen gas als eerst ingezet zal worden. Binnen de bijmengverplichting worden de verschillen in ketenemissiereductiepotentieel wel gewaardeerd. Inzet van groen gas uit vergisting van mest levert daar meer ketenemissiereductie op dan vergisting van andere grondstoffen, waardoor er minder volume aan groen gas ingezet hoeft te worden. In het geval van bijvoorbeeld kleinschalige monomest vergisting, zijn de productiekosten van groen gas hoger dan gemiddeld in EUR / m³, maar de kosten in EUR / vermeden ton CO₂ op basis van ketenemissiereductie lager dan gemiddeld.

⁷⁷ Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. 9 februari 2024. [Kamerbrief aanpassingen bijmengverplichting groen gas.](#)

Tijdshorizon tot aan 2030

Voor alle drie de meegenomen grondstof scenario's zijn de meerkosten van de groenwaarde lager dan de buy-out prijs van groen gas onder de bijmengverplichting. Hierdoor is het aannemelijk dat – zolang genoeg volume geproduceerd kan worden tegen deze prijzen – de bijmengverplichting fysiek met groen gas levering ingevuld zal worden.

Zolang de ETS prijzen lager zijn dan de buy-out prijs van de bijmengverplichting, zal de bijmengverplichting de grootste trekkracht op groen gas levering (en productie) hebben. Het is aannemelijk op basis van de range voor ETS prijzen zoals aangegeven in de PBL studie dat in elk geval tot 2030, de ETS prijzen niet hoger dan de bijmengverplichting buy-out prijs zullen uitkomen.

Aangezien de sectorscope van de bijmengverplichting voor het grootste deel gelijk zal zijn met het ETS2, hebben deze sectoren het voordeel dat het groen gas dat in deze periode vanwege de bijmengverplichting aangetrokken zal worden, tegelijkertijd ook onder het ETS2 ingezet kan worden (d.w.z. daar kunnen nul puntemissies voor meegerekend worden, waardoor er minder ETS2 rechten hoeven te worden gekocht). Vanwege de onduidelijkheid omtrent de applicatie van ETS2 en de bijmengverplichting op de glastuinbouwsector, is het onzeker hoe deze sector zich verhoudt tot groen gas inzet en trekkracht op basis van beleidsinstrumenten.

Als de meerkosten van de gemiddelde groenwaarde van groen gas en de ETS1 prijs tot aan 2030 met elkaar vergeleken worden, lijkt er een gat aanwezig tussen de willingness to pay binnen ETS1 sectoren (op basis van de ETS1 prijs) en de meerkosten van de gemiddelde groenwaarde van groen gas. In ETS1 sectoren waar groen gas als goedkoopste verduurzamingsalternatief naar voren komt kan er een spanningsveld tussen korte termijn afwegingen om ETS1 rechten te kopen (want op korte termijn zou het voor deze sectoren goedkoper zijn om ETS rechten te kopen, dan om fysiek groen gas in te zetten) en lange termijn afwegingen om over te schakelen op groen gas als goedkoopste verduurzamingsalternatief (vanaf het moment dat de meerkosten groenwaarde van groen gas lager is dan de ETS1 prijs). Voor die lange termijn afweging is het wel van belang om op korte termijn al groen gas inkoop voor de toekomst te waarborgen en investeringen te doen in installaties die groen gas gebruiken. Dit brengt dus een risico met zich mee dat de ETS1 sectoren waar inzet van groen gas logisch lijkt en waar groen gas op basis van nationale kosten het meest voordelige verduurzamingsalternatief is (o.a. piekvoorziening elektriciteit, keramiek en staal), pas op een later moment groen gas zullen aantrekken.

Voor groen gas uit slibvergisting geldt dit spanningsveld niet, daarvan zijn de meerkosten van de groenwaarde namelijk al lager dan de ETS1 en ETS2 prijzen. Ditzelfde geldt voor vergelijkbare typen groen gas waarvan de meerkosten van de groenwaarde onder de 0,19 EUR / m³ (voor ETS1) of zelfs onder de 0,10 EUR / m³ (voor ETS2) liggen.

Het volume aan groen gas inzet dat volgt uit de bijmengverplichting komt naar verwachting neer op 1,1 bcm in 2030. Dat is al een substantieel deel van het verwachte productiepotentieel op basis van vergisting en vergassing van nationale biograndstoffen van ongeveer 1,4 bcm in 2035 (zie Hoofdstuk 2). Na invulling van de bijmengverplichting zou er dus nog maar een beperkte hoeveelheid groen gas beschikbaar zijn voor sectoren die buiten de scope van de bijmengverplichting vallen (zoals de ETS1 sectoren). Aangezien de groen gas trekkracht vanuit ETS1 nog beperkt zal zijn voor 2030, zou dat geen groot spanningsveld hoeven te creëren. Echter dit onderschrijft het risico dat bepaalde ETS1 sectoren waar groen gas inzet logisch is pas op een later moment groen gas zullen aantrekken. Groen gas beschikbaarheid door import van grondstoffen en import van groen gas en bio- en synthetische LNG komt daar weliswaar wel nog bovenop als mogelijke groen gaspotentieel.

Tijdshorizon 2030 - 2040

Als de bijmengverplichting na 2030 zou stoppen, maar verdere opschaling van productie en inzet van groen gas wel beoogd is, dan zouden de meerkosten voor de groenwaarde van groen gas uit voldoende grondstoffen op de markt gelijk of lager moeten zijn dan de prijzen van emissierechten binnen de ETS1 en / of ETS2 systemen.

Om de ETS1 of ETS2 prijs gelijk te laten zijn aan de gemiddelde meerkosten van de groenwaarde van groen gas (0,33 EUR / m³), zouden deze moeten stijgen tot 183 EUR / vermeden ton CO₂ (op basis van puntemissies). Dit is de prijs die PBL in de KEV ongeveer schat als ETS1 prijs in 2040 (184 EUR / vermeden ton CO₂ (op basis van puntemissies) zie Tabel 14).

Anderzijds, om een verwachte ETS1 prijs in 2030 van 108 EUR / vermeden ton CO₂ (op basis van puntemissies) te evenaren zouden de gemiddelde meerkosten van de groenwaarde van groen gas verkleind moeten worden tot 0,19 EUR / m³. De gemiddelde productiekosten van groen gas zouden dan met zo'n 25% moeten dalen (bij een constante aardgasprijs van 0,23 EUR / m³).

In het geval dat de ETS1 en ETS2 prijzen dus niet meer dan op dit moment verwacht stijgen, of er geen 25% reductie van de groen gas productiekosten gerealiseerd kan worden voor 2030 (bij gelijkblijvende prijs van aardgas), zal er een gat vallen tussen trekkracht aan groen gas vanuit de ETS systemen. Het is dus van belang om de productieprijs van groen gas en de prijs van de groenwaarde in de markt te blijven monitoren (en hoe deze zich verhoudt tot de ETS en aardgasprijzen), om in te schatten of aanvullend beleid (bijvoorbeeld door een verlenging van de bijmengverplichting) nodig is om dit gat in trekkracht te overbruggen.

Op basis van de prijsverwachtingen zoals geschetst in Tabel 15, zal het ETS1 blijvend een grotere trekkracht hebben op verduurzaming (waaronder inzet van groen gas) dan ETS2. Dat hoeft niet te betekenen dat alle groen gas na 2030 naar ETS1 sectoren zal gaan. ETS1 sectoren waar een ander verduurzamingsalternatief goedkoper is dan inzet van groen gas, zullen waarschijnlijk nog steeds voor dit andere

verduurzamingsalternatief kiezen. Het is van belang om te realiseren dat deze keuzes door de marktpartijen wel op eindgebruikerskosten in plaats van nationale kosten gemaakt zullen worden. Er is dus ook een risico dat ETS1 sectoren waar inzet van groen gas minder logisch lijkt, maar waar op basis van eindgebruikerskosten groen gas wel het goedkoopste verduurzamingsalternatief is, meer groen gas zouden aantrekken dan ETS2 sectoren waar inzet mogelijk logischer is gezien de nationale kosten of de kwalitatieve criteria.

Qua sector sturing is er dus wel een mogelijk spanningsveld tussen de periode voor 2030, waar de bijmengverplichting het hardst aan groen gas zal trekken en dus inzet in ETS2 sectoren (vanwege de overlap in sector scope met de bijmengverplichting) zal stimuleren, terwijl na 2030 ETS1 waarschijnlijk het hardst aan verduurzamingsopties (waaronder groen gas) zal trekken.

Een bijkomend nadeel van het stoppen van de bijmengverplichting en de groen gas trekkracht overlaten aan de ETS systemen, is dat de waarde van de ketenemissiereducties dan niet meer tot uiting komt. Het is aannemelijk dat na 2030 dan eerst de makkelijk beschikbare en 'goedkope' grondstoffen (met over het algemeen lagere ketenemissiereducties) gebruikt zullen worden, aangezien de ETS systemen geen waardering geven aan hogere ketenemissiereducties. Er zou echter juist behoefte kunnen zijn aan een specifieke stimulans voor duurdere grondstofstromen als deze een grotere ketenemissiereductie kunnen realiseren.

Het zou dus waardevol kunnen zijn om additioneel beleid in te stellen om zulke duurdere grondstofstromen ook economisch beschikbaar te maken. De toegevoegde waarde van zo'n instrument focust dus op het stimuleren van groen gas uit specifieke grondstoffen.

Een verlenging van de bijmengverplichting, mogelijk in aangepaste vorm, zou een vorm van zulk additioneel beleid kunnen zijn. Het stellen van subdoelen voor groen gas uit specifieke (dure) grondstoffen met een groot ketenemissiereductiepotentieel, of limiteren van groen gas uit specifieke (goedkope) grondstoffen met een lager ketenemissiereductiepotentieel zou daarom een mogelijke aanvulling zijn op de huidige vorm van de bijmengverplichting. Qua beleidsinstrumentarium kan hiervoor als voorbeeld gekeken worden naar de implementatie van de jaarverplichting energie vervoer. Deze stelt bijvoorbeeld subdoelen voor biobrandstoffen uit Annex IX A grondstoffen en hernieuwbare brandstoffen van niet biologische oorsprong (RFNBOs: Renewable Fuels of Non-Biological Origin), terwijl inzet van biobrandstoffen uit voedsel- en voedergewassen en biobrandstoffen uit Annex IX B grondstoffen wordt gelimiteerd.

Alternatieve (vormen van) beleidsinstrumenten ter stimulering van specifiek grondstof gebruik voor groen gas productie zouden zich bijvoorbeeld kunnen richten op het ontwikkelen en implementeren van een cascaderingsprincipe of het instellen van een minimum ketenemissiereductiewaarde. Verder zou ook de SDE++ gebruik van specifieke grondstoffen voor vergisting / vergassing tot groen gas additioneel kunnen

stimuleren, of zouden er OPEX subsidies voor inzet van groen gas uit specifieke grondstoffen / groen gas met een bepaalde minimum ketenemissiereductie overwogen kunnen worden.

Om te bepalen welke vorm van zulk beleidsinstrument het meest geschikt is, welke grondstoffen het meest geschikt zijn om hier in mee te nemen en welke hoogte van deze subdoelen of limieten het meest passend zou zijn, is het van belang om de opschaling van de groen gas productie en de typen grondstoffen die hier wel en niet voor gebruikt worden nauwlettend te monitoren.

Tijdshorizon 2040 - 2050

Volgens de prijsverwachtingen zoals geschetst in Tabel 15 zal de ETS1 prijs ook in 2040 hoger blijven dan de ETS2 prijs. Qua trekkracht vanuit de ETS systemen blijven dus dezelfde redeneringen gelden zoals beschreven in de paragrafen hierboven (voor de tijdshorizon 2030 – 2040). Wel zullen er in beide ETS systemen op termijn geen emissierechten meer beschikbaar zijn. Op dit moment is de verwachting dat het ETS1 dit moment rond 2039 zal bereiken, en dat het ETS2 dit moment rond 2044 zal bereiken (zie sectie 4.2.1 voor verdere context). Dit zal de trekkracht ten opzichte van verduurzaming (waaronder groen gas) in deze tijdshorizon van 2040 – 2050 extra verhogen. In deze context, met daarnaast een opgeschaalde groen gas markt, zou er mogelijk in deze tijdshorizon geen aanvullend beleid meer nodig zijn dat levering van groen gas verplicht of stimuleert.

Bovendien is het waarschijnlijk dat het uitzicht van nul emissierechten rond 2039 / 2044 marktpartijen al eerder tot verduurzaming aan zal zetten. Als deze marktpartijen namelijk over willen stappen op een groen gas verduurzamingsalternatief, zullen ze zich al eerder moeten verzekeren van de fysieke levering hiervan. Het is echter complex om te bepalen vanaf wanneer het uitzicht op het verdwijnen van de beschikbaarheid van emissierechten genoeg aanspoort om al eerder verduurzamingsstappen te nemen.

4.4 Consolidatie inzichten in interactie tussen beleidsinstrumenten

Op basis van bovenstaande inzichten kan een totaalbeeld gevormd worden van de interactie tussen de beleidsinstrumenten in de verschillende tijdshorizonnen. Tabel 18 geeft een samenvatting weer van deze consolidatie.

Op de korte termijn (tot aan 2030) is de bijmengverplichting het beleidsinstrument met de grootste trekkracht aan groen gas. Binnen beide ETS systemen zal er – op basis van de huidige prijsprognoses – tot aan 2030 niet voldoende trekkracht voor de meeste typen groen gas gerealiseerd worden. Het is namelijk goedkoper voor marktpartijen om een ETS recht te kopen dan om de gemiddelde meerkosten groenwaarde van groen gas te betalen. Voor groen gas uit slibvergisting geldt dit niet, daarvan zijn de meerkosten van de groenwaarde namelijk al lager dan de ETS1 en ETS2 prijzen. Ditzelfde geldt voor vergelijkbare typen groen gas waarvan de meerkosten van de groenwaarde onder de 0,19 EUR / m³ (voor ETS1) of zelfs onder de 0,10 EUR / m³ (voor ETS2) liggen.

Na 2030 is de rol van de bijmengverplichting nog onzeker, aangezien er nog geen beslissing is genomen over de wijze van voortgang na 2030. De groen gas trekkracht uit de ETS systemen zal afhankelijk zijn van de ETS prijzen, de aardgasprijs en van de meerkosten van de groenwaarde van groen gas in de markt. Om de ETS1 of ETS2 prijs gelijk te laten zijn aan de gemiddelde meerkosten van de groenwaarde van groen gas (0,33 EUR / m³), zouden deze moeten stijgen tot 183 EUR / vermeden ton CO₂ (op basis van puntemissies). Dit is de prijs die PBL in de KEV ongeveer schat als ETS1 prijs in 2040 (184 EUR / vermeden ton CO₂ (op basis van puntemissies) zie Tabel 14). Anderzijds, zou er een reductie van de groen gas productiekosten nodig zijn om de meerkosten voor de groenwaarde in de markt op hetzelfde niveau te krijgen als het alternatief: het kopen van een ETS1 of ETS2 recht. In het geval dat de ETS1 en ETS2 prijzen dus niet meer dan op dit moment verwacht stijgen, of er geen 25% reductie van de groen gas productiekosten gerealiseerd kan worden voor 2030 (bij gelijkblijvende prijs van aardgas), zal er een gat vallen tussen trekkracht aan groen gas vanuit de ETS systemen. Het is dus van belang om de productieprijzen van groen gas en de meerkosten van de groenwaarde in de markt te blijven monitoren (en hoe deze zich verhouden tot de ETS en aardgas prijzen), om in te schatten of aanvullend beleid (bijvoorbeeld door een verlenging van de bijmengverplichting) nodig is om dit gat in trekkracht te overbruggen, en hoe lang dit gat verwacht is indien specifieke opschaling van productie en verduurzaming door groen gas gewenst is.

Terwijl beide ETS systemen naar nul emissierechten toewerken (waarschijnlijk rond 2040), bieden deze op korte termijn nog een mogelijkheid tot uitstel van verduurzaming, namelijk door het kopen van emissierechten. Rond de tijdshorizon van 2030 – 2040 zal echter het uitzicht op de eindigheid van het gebruik van emissierechten ook een prikkel zijn om verduurzamingsstappen te zetten. De bijmengverplichting voorkomt zulk uitstel ook al op de korte termijn, door actief de inzet van groen gas te stimuleren.

Na 2030 zou een vorm van sturing op ketenemissiereductie nog steeds relevant kunnen zijn, om groen gas productie op basis van duurdere grondstoffen met een groter ketenemissiereductiepotentieel toch een waarde te geven en dus te stimuleren. Aangezien de ETS systemen op basis van puntemissies werken, zullen deze geen specifieke trekkracht uitoefenen op het bredere perspectief van het bereiken van hogere ketenemissiereducties door groen gas productie uit bepaalde grondstoffen.

Bovendien is er nog een substantiële opschaling van het groen gas potentieel nodig na 2030. Het verwachte volume aan groen gas inzet dat volgt uit de bijmengverplichting komt neer op 1,1 bcm in 2030. Om daarna het totale potentieel van 2,8 bcm (2,3 – 3,3 bcm) te realiseren richting 2050, zou het kunnen dat juist duurdere grondstoffen benut moeten worden (aangezien het aannemelijk is dat de goedkope grondstoffen het eerst gebruikt zullen worden). Het zou dus waardevol kunnen zijn om additioneel beleid in te stellen na 2030 om duurdere grondstofstromen met een groot ketenemissiereductiepotentieel sneller economisch beschikbaar te maken, bijvoorbeeld door het verlengen van (een aangepaste vorm van) de bijmengverplichting, waarin

mogelijk voor groen gas uit specifieke grondstoffen subdoelen of limieten geïntegreerd kunnen worden. Daarnaast zou de SDE++ gebruik van specifieke grondstofstromen (met een groot ketenemissiereductiepotentieel) additioneel kunnen stimuleren.

Verder zou qua sector sturing binnen de bijmengverplichting overwogen kunnen worden om de wegtransport sector niet mee te nemen in de sector scope. In deze sector lijkt inzet van groen gas niet logisch, en verduurzaming van deze sector wordt al gestimuleerd via de jaarverplichting energie vervoer.

Op basis van huidige prijsprognoses heerst de verwachting dat het ETS1 systeem blijvend meer trekkracht op verduurzaming (waaronder groen gas) zal hebben dan het ETS2 systeem. Voor het ETS2 gaat PBL uit van een gelijkblijvende prijs van 55 EUR / vermeden ton CO₂. Binnen het ETS1 is er een stijgende prijsverwachting tot aan 184 EUR / vermeden ton CO₂ in 2040. Voor ETS1 sectoren zal de trekkracht voor verduurzaming (waaronder groen gas) dus steeds groter worden. Wel moet erkend worden dat deze prijzen een hoge mate van onzekerheid hebben, zeker voor het ETS2, aangezien deze pas van start gaat in 2027.

Parallel aan de hogere trekkracht (en de daaruit voortkomende willingness to pay) uit de ETS systemen, kunnen verdere ontwikkeling en opschaling van groen gas productie de de groen gas productie prijs lager maken, waardoor de meerkosten voor de groenwaarde in de markt steeds kleiner worden. Terwijl de verdere ontwikkelingen van de conversietechnologiën de groen gas productieprijs omlaag kunnen drukken, is er wel een risico dat de prijs van de biograndstoffen (ook door competitie met gebruik voor andere doeleinden) hoger kan worden, wat de groen gas productieprijs juist weer hoger zou maken. Het is dus ook van belang om de biograndstofprijzen zorgvuldig te blijven monitoren.

Tabel 18: Samenvatting van de trekkracht, scope en (mogelijke) vormgeving van de verschillende beleidsinstrumenten.

	ETS1	ETS2	Bijmengverplichting	SDE++
Groen gas trekkracht tot aan 2030	• Verwachte ETS1 prijs lager dan meerkosten groenwaarde groen gas → Niet voldoende trekkracht	• Verwachte ETS2 prijs lager dan meerkosten groenwaarde groen gas → Niet voldoende trekkracht	• Bijmengverplichting buy-out prijs hoger dan meerkosten groenwaarde groen gas → Trekt fysieke inzet van groen gas aan	• SDE++ stimuleert productie en geeft dus geen 'trekkracht' vanuit de inzet kant, maar 'duwkracht' vanuit de aanbod kant • SDE++ is het beleidsinstrument dat op dit moment de grootste stimulans geeft aan groen gas opschaling
Groen gas trekkracht 2030 - 2040	• Verwachte ETS1 prijs lager dan meerkosten groenwaarde groen gas → Niet voldoende trekkracht • Afbouw en uitzicht op eindigheid van emissierechten kan stimulans zijn om 'alvast' te verduurzamen	• Verwachte ETS2 prijs lager dan groen gas productie prijs → Niet voldoende trekkracht • Afbouw en uitzicht op eindigheid van emissierechten kan stimulans zijn om 'alvast' te verduurzamen	• Huidige vorm van de bijmengverplichting loopt af in 2030 • Na 2030 zou (een aangepaste vorm van) de bijmengverplichting mogelijk een bijdrage kunnen leveren aan het (blijven) geven van een waardering aan ketenemissiereducties of aan sturing van groen gas inzet naar specifieke sectoren	• SDE++ kan nog steeds een rol als duwkracht (mogelijk voor groen gas uit specifieke grondstoffen) vervullen
Groen gas trekkracht na 2040	• Beschikbare emissierechten gaan naar nul → Sterke verduurzamingsprikkel	• Beschikbare emissierechten gaan naar nul → Sterke verduurzamingsprikkel	• Zie cel hierboven • In een volwassen groen gas markt zou een bijmengverplichting niet meer nodig zijn	• SDE++ kan nog steeds een rol als duwkracht (mogelijk voor groen gas uit specifieke grondstoffen) vervullen
Sector sturing	• Algemene verduurzamingsprikkel voor elektriciteits- en warmteproductie, energie-intensieve industrieën, luchtvaart en zeevaart • Geen specifieke sturing op groen gas	• Algemene verduurzamingsprikkel voor gebouwde omgeving, wegtransport, binnenvaart, en andere sectoren • Geen specifieke sturing op groen gas	• Verplicht inzet van groen gas in sectoren die grotendeels gelijk zijn aan ETS2 (gebouwde omgeving, wegtransport, binnenvaart, en andere sectoren) • Specifieke sturing op inzet van groen gas	• N.v.t. (Focus op productie in plaats van inzet)

Grondstoffen sturing	• Groen gas uit alle grondstoffen krijgt dezelfde waardering	• Groen gas uit alle grondstoffen krijgt dezelfde waardering	• Geeft waarde aan grondstoffen met hoger ketenemissiereductiepotentieel	• Groen gas uit verschillende conversieprocessen / grondstoffen krijgt een andere basissubsidiewaarde.
Mogelijke aanpassing	• N.v.t. (EU beleidsinstrument)	• N.v.t. (EU beleidsinstrument)	• Toevoeging van subdoelen / limieten in de tijdshorizon na 2030 m.b.t. specifieke grondstoffen zou grondstoffen met een hoog ketenemissiereductiepotentieel versneld economisch beschikbaar kunnen maken	• De SDE++ zou op de langere termijn een rol kunnen spelen om gebruik van grondstoffen met een hoog ketenemissiereductiepotentieel verder te stimuleren

5 Conclusie

De in deze studie beschreven combinatie van potentiële beschikbaarheid van groen gas en mogelijke vraag naar groen gas door inzet in verschillende (sub)sectoren, geeft aan dat het potentiële aanbod van groen gas in Nederland krap is vergeleken met de mogelijke totale vraag. Sturing door beleid is daarmee van belang om het groen gas in de subsectoren toe te passen waar het de grootste toegevoegde waarde kan bieden.

Beschikbaarheid van groen gas

De verkenning van het productiepotentieel van groen gas in Nederland uit nationale biomassa toont een toenemende potentiële beschikbaarheid van groen gas van 1,4 bcm (2035), 2,0 bcm (2040) en 2,8 bcm (range van 2,3 – 3,3 bcm) (2050) uit vergisting en vergassing van nationale grondstoffen.

De beschikbaarheid van groen gas kan vergroot worden door import van biomassa om in Nederland te vergisten / vergassen en groen gas via het Europese gasnetwerk.⁷⁸ Voor deze importstromen zijn de mogelijke potentiële importwaardes weergegeven door middel van scenario's. De importvolumes die uiteindelijk gerealiseerd zullen worden zijn sterk afhankelijk van de willingness to pay in Nederland (ten opzichte van andere landen). Door middel van het importeren van bijvoorbeeld 10% (medium scenario – indicatief getal om orde grootte weer te geven) van een selecte set aan biograndstoffen uit landen dicht bij Nederland, kan er in Nederland een additioneel volume aan groen gas geproduceerd worden van 0,2 bcm (2035), 0,5 bcm (2040) en 0,7 bcm (2050). Import van groen gas via het Europese gasnetwerk kan het aanbod van groen gas ruim verhogen. In geval dat er bijvoorbeeld 5% (indicatief getal om orde grootte weer te geven) van het ingevoede groen gas in het Europese aardgasnet naar Nederland aangetrokken kan worden, zou er 3,3 bcm (2035), 4,7 bcm (2040) en 7,4 bcm (2050) additioneel beschikbaar kunnen komen. Daarnaast zou nog bio-LNG uit verdere geografische locaties aangetrokken kunnen worden. De context van wereld groen gas productie, LNG productie capaciteit en Nederlandse LNG import capaciteit is beschreven, maar vanwege grote onzekerheden met betrekking tot welk deel van het wereldpotentieel aan bio-LNG aangetrokken kan worden door Nederland is geen schatting van bio-LNG import gegeven.

Inzet van groen gas

De mogelijke inzet van groen gas in Nederland uit de (sub)sectoren die meegenomen zijn in deze studie is groter dan het potentiële aanbod uit nationale en geïmporteerde grondstoffen, met 19,2 bcm (2035), 17,9 bcm (2040) en 16,2 bcm (2050). Deze

⁷⁸ Waarbij voor de geïmporteerde grondstoffen en het geïmporteerde groen gas ruwe inschattingen zijn gemaakt over de hoeveelheid die naar Nederland getrokken kan worden.

vergelijking tussen het potentiële aanbod en de potentiële vraag naar groen gas toont dat het zinvol is in te zetten op het vergroten van de productie en dat daarnaast een (aanzienlijke) rol voor import van groen gas kan ontstaan. Daarnaast is het dus van belang om een afweging te maken in welke sectoren inzet van groen gas de meeste waarde toevoegt, en of vraagvermindering door gebruik van andere verduurzamingsalternatieven zinvol kan zijn.

Op basis van de kwantitatieve en kwalitatieve analyse in deze studie lijkt inzet van groen gas op de lange termijn (richting 2050) logisch in de pieklevering van elektriciteit, in de piekvoorziening van warmtenetten, keramiek en staal. In deze subsectoren is waterstof vaak vrijwel het enige andere verduurzamingsalternatief naast groen gas inzet. Voor de keramiek sector hebben de hoge temperatuurprocessen en grotere afstand tot hoofdinfrastructuur (vanwege de ligging buiten de industriële clusters) invloed op de beperkte mogelijkheden tot en hogere kosten van het realiseren van andere verduurzamingsalternatieven. De staal sector is in de 'logische inzet' categorie toegevoegd vanwege de hoogwaardige inzet van koolstof. Ook in geval van inzet van het andere meegenomen verduurzamingsalternatief (waterstof), zal er namelijk nog steeds een deel groen gas nodig zijn om de koolstofbehoefte in het staal productieproces te vervullen.

Het inzetten van groen gas in de gebouwde omgeving, ureum, binnenvaart, maritieme sector en glastuinbouw kan onder bepaalde voorwaarden logisch zijn.

In de gebouwde omgeving is groen gas inzet (in combinatie met een hybride warmtepomp) over het algemeen voor alle meegenomen woningtypen het voordeligste verduurzamingsalternatief op basis van nationale kosten. Vanuit een kwalitatief perspectief wordt er in de gebouwde omgeving geen hoogwaardige inzet van koolstof, afroepbaar piekvermogen, of negatieve emissies gerealiseerd, en dus lijkt inzet van groen gas in de gebouwde omgeving op basis van de kwalitatieve criteria minder logisch. Binnen deze sector speelt diversiteit daarnaast een grote rol. De nationale kosten zijn op een geaggregeerde manier meegenomen om een globale inschatting te geven van hoe de verduurzamingsopties zich tot elkaar verhouden in de verschillende woningtypen. In de praktijk verschillen de kosten per specifieke woning en zijn deze erg locatieafhankelijk. Vanwege de grote invloed van diversiteit binnen deze sector (sectorspecifieke context) is de gebouwde omgeving in de middencategorie 'Inzet van groen gas afhankelijk van specifieke factoren' geplaatst. Het is wel van belang in acht te nemen dat er woningen zullen zijn welke enerzijds niet goed genoeg geïsoleerd kunnen worden om over te stappen op een all-electric warmtepomp en waarvan anderzijds de locatie niet geschikt is voor een warmtenet. Voor zulke woningen kan een hybride warmtepomp met groen gas hoe dan ook een logische keuze zijn.

In de ureum sector wordt op dit moment door marktpartijen voornamelijk op andere verduurzamingsalternatieven gefocust (o.a. CCS en waterstof). Groen gas inzet in de binnenvaart sector scoort kwantitatief nog net als het goedkoopste verduurzamingsalternatief op basis van nationale kosten, terwijl in de maritieme sector methanol als meest voordelig naar voren komt. Voor de maritieme sector brengt het internationale speelveld en karakter additionele onzekerheden met zich mee, zowel met betrekking tot de totale vraag aan brandstoffen die in Nederland in de toekomst

gebunkerd zullen worden, als de keuze qua type(s) brandstoffen die vanuit verschillende rederijen, havens en landen gemaakt moeten worden. In de glastuinbouw sectoren zijn elektrische warmtepompen op basis van nationale kosten de effectiefste manier om deze sectoren van laagwaardige warmte te voorzien. Echter in hoeverre alternatieven voor het leveren van CO₂ haalbaar zijn, kan afhangen van het type glastuinbouw en de specifieke locatie en de afstand tot zulke CO₂ infrastructuur.

Inzet van groen gas lijkt minder logisch in de wegtransport, cement, voedsel en papier sectoren. Voor deze sectoren hebben de verduurzamingsalternatieven die gebaseerd zijn op elektriciteit lagere nationale kosten. De groen gas toepassing in de industrie sectoren papier, voedsel en cement is voor de productie van laagwaardige warmte. Voor deze toepassing zijn elektrische warmtepompen een technisch en economisch (op basis van nationale kosten) haalbare alternatieve oplossing. Ook in de methanol sector lijkt inzet van groen gas niet logisch. Door het toepassen van de vergassingroute, waar direct gebruik gemaakt wordt van het syngas dat vrijkomt door het vergassen van biomassa, kan de opwaarderingsstap naar groen gas worden vermeden. Er zijn dus wel nog steeds biograndstoffen nodig voor de verduurzaming van deze sector, welke kunnen concurreren met de biograndstoffen die voor groen gas productie kunnen worden aangewend.

Instrumenteringsopties en interacties tussen beleidsinstrumenten

De balans tussen de huidige beleidsinstrumenten van de bijmengverplichting, ETS1 en ETS2 en de groenwaarde die door deze instrumenten aan groen gas gegeven worden, geeft als richting dat tot 2030 inzet van groen gas in de bijmengverplichting de grootste trekkracht zal hebben. Binnen beide ETS systemen zal er – op basis van de huidige prijsprognoses – tot aan 2030 niet voldoende trekkracht voor de meeste typen groen gas gerealiseerd worden. Het is namelijk goedkoper voor marktpartijen om een ETS recht te kopen dan om de gemiddelde meerkosten groenwaarde van groen gas te betalen. Voor groen gas uit slibvergisting geldt dit niet, daarvan zijn de meerkosten van de groenwaarde namelijk al lager dan de ETS1 en ETS2 prijzen.

De door de bijmengverplichting beoogde 3,8 Mton aan ketenemissiereductie zal naar verwachting rond de 1,1 bcm groen gas in 2030 realiseren. Dit omvat een groot deel van de in deze studie gevonden 1,4 bcm binnenlands productiepotentieel in 2035. Hierdoor is er slechts een beperkt additioneel volume beschikbaar voor sectoren die buiten de bijmengverplichting vallen (bijvoorbeeld ETS1 sectoren). Aangezien de groen gas trekkracht vanuit ETS1 nog beperkt zal zijn voor 2030, zou dat geen groot spanningsveld hoeven te creëren. Echter kan dit er wel toe leiden dat bepaalde ETS1 sectoren waar groen gas inzet logisch is pas op een later moment groen gas zullen aantrekken.

Als de huidige vorm van de bijmengverplichting na 2030 af zou lopen, is de groen gas trekkracht uit de ETS systemen afhankelijk van de ETS prijzen, de aardgasprijs en van de meerkosten van de groenwaarde van groen gas in de markt. Op basis van de huidige prijsverwachtingen lijken ETS1 en ETS2 prijzen beide niet hoog genoeg om de

gemiddelde meerkosten van de groenwaarde van groen gas te evenaren. Om de ETS1 of ETS2 prijs gelijk te laten zijn aan de gemiddelde meerkosten van de groenwaarde van groen gas (0,33 EUR / m³), zouden deze moeten stijgen tot 183 EUR / vermeden ton CO₂ (op basis van puntemissies). Dit is de prijs die PBL in de KEV ongeveer schat als ETS1 prijs in 2040 (184 EUR / vermeden ton CO₂ (op basis van puntemissies)). In 2030 wordt een ETS1 prijs van 108 EUR / vermeden ton CO₂ (op basis van puntemissies) verwacht volgens PBL (zie Tabel 15). Deze prijs biedt ruimte voor meerkosten van de groenwaarde van groen gas van 0,19 EUR / m³. Dit is 25% lager dan de huidige gemiddelde productiekosten (bij een constante aardgasprijs van 0,23 EUR / m³). In het geval dat de ETS1 en ETS2 prijzen dus niet meer dan op dit moment verwacht stijgen, en er geen 25% reductie van de groen gas productiekosten plaatsvindt voor 2030 (bij gelijkblijvende prijs van aardgas), zal er een gat vallen tussen trekkracht aan groen gas vanuit de ETS systemen.

Verder is het aannemelijk dat na 2030 de balans van de inzet van groen gas qua sector sturing zal veranderen. Op basis van de huidige prijsverwachtingen zal het ETS1 namelijk een grotere trekkracht dan het ETS2 hebben. Dit zou een spanningsveld tussen de periode voor 2030 en na 2030 betekenen, waarbij een verschuiving van inzet uit de bijmengverplichting sectoren (grotendeels gelijk met de ETS2 sectoren) naar de ETS1 sectoren kan ontstaan.

Een bijkomend nadeel is dat in de ETS systemen geen waarde wordt gegeven aan ketenemissiereducties, wat nadelig is voor relatief dure grondstoffen die wel een groot ketenemissiereductiepotentieel kunnen bieden. Het zou dus waardevol kunnen zijn om additioneel beleid in te stellen na 2030 om duurdere grondstofstromen met een groot ketenemissiereductiepotentieel sneller economisch beschikbaar of interessanter te maken. De bijmengverplichting (eventueel in aangepaste vorm) en SDE++ zouden deze rol kunnen invullen voor de tijdshorizon na 2030.

Appendix A. Groen gas productie potentieel inschattingen

1. Grondstoffen voor vergisting

Grondstof	Aangenomen beschikbaarheid voor conversie tot groen gas t.o.v. totale reststroom	Beschrijving aanpak	Bronnen
Stro	24%	- Meegenomen zijn: Gerst, Maïs, Haver, Koolzaad, Rogge, Triticale, Tarwe - Basis grondstof productie varieert op basis van EU groeipercentages uit EC Agricultural Outlook 2023 30% gebruik voor andere doeleinden i.c.m. 34% inzamelpercentage leidt tot 24% beschikbaar voor conversie - Groen gas conversiefactor: 0,18 – 0,25 m³/kg (afhankelijk van type gewas) - Verwachte groei van gebruik van technisch potentieel: 70% in 2035, 80% in 2040, 100% in 2050	Guidehouse & EBA (2024) EC Agricultural Outlook (2023) Engie (2021) ADEME (2019) Scarlat et al. (2019) Thorenz et al. (2018)
Onbewerkte mest	50% - 90% (melk- en fokvee) 33% - 67% (pluimvee) 50% - 100% (varkens)	Voor melk- en fokveemest: - Grondstofbeschikbaarheid op basis van Rapportage Nederlands Mestbeleid 2023 (56,5 miljoen ton) - Meerdere scenario's doorgerekend: - Scenario Hoge Beschikbaarheid 2035: 10% reductie t.o.v. mestaanbod in 2023 - Scenario Lage Beschikbaarheid 2035: 20% reductie t.o.v. mestaanbod in 2023 - Scenario Hoge Beschikbaarheid 2050: 10% reductie t.o.v. mestaanbod in 2023 - Scenario Lage Beschikbaarheid 2050: 50% reductie t.o.v. mestaanbod in 2023 - Voor 2035 & 2050 wordt het gemiddelde van de Lage en Hoge Beschikbaarheidsscenario's genomen als basis waarde. - Voor 2040 waarden vindt een lineaire interpolatie plaats. - Verwachte groei van gebruik van technisch potentieel 50% in 2035, 63% in 2040 90% in 2050. (10% beweiding aangenomen) - Groen gas conversiefactor: 0,020 m³/kg Voor pluimveemest: - Grondstofbeschikbaarheid op basis van Rapportage Nederlands Mestbeleid 2023 (1,2 miljoen ton) - Deel van 33% aan 'gebruik voor andere doeleinden' (=korrelen) van beschikbare stroom afgehaald. - Verwachte groei van gebruik van technisch potentieel: 50% in 2035, 70% in 2040, 100% in 2050 - Groen gas conversiefactor: 0,160 m³/kg Voor varkensmest: - Grondstofbeschikbaarheid op basis van Rapportage Nederlands Mestbeleid 2023 (8,5 miljoen ton)	Rapportage Nederlands Mestbeleid (2023) Rijksoverheid (2024) CLO (2024) PBL (2024a) Wetsvoorstel Wijziging van de Meststoffenwet (2024) PBL (2024b) - Afstemming met RVO & LVVN

		- Verwachte groei van gebruik van technisch potentieel: 50% in 2035, 70% in 2040, 100% in 2050 - Groen gas conversiefactor: 0,020 m3/kg Geiten-, paarden en schapenmest niet apart toevoegd i.v.m. beperkte beschikbaarheid en potentieel. Vleeskalverenmest niet meegenomen vanwege minder organische stof in de mest (voornamelijk in het geval van witvleeskalveren). Echter op de lange termijn zou dit alsnog geschikt kunnen zijn voor vergisting. Op dit moment wordt een deel van de mest al verwerkt (+ 10 miljoen ton), deze zou dan niet beschikbaar zijn voor vergisting. Op de lange termijn zou deze mest ook ingezet kunnen worden voor vergisting, daarom is deze niet van de beschikbare mest afgehaald. In de praktijk is er ook een krimp van de veestapel wat betreft varkens en kippen voorzien. Echter de impact van deze krimp vergeleken met de meegenomen onzekerheidsmarge in de melk- en fokveestapel reductie scenario's is beperkt. Daarom zijn hier geen losse scenario's voor meegenomen.	
Bio-reststromen	60-55% voor energie doeleinden beschikbaar aangenomen	- Grondstof beschikbaar varieert op basis van Imperial College London 2021 ('Gebruik voor andere doeleinden' worden daar al uitgesloten, neemt 60% beschikbaarheid voor energie doeleinden aan in 2030 en 55% in 2050) - Groen gas conversiefactor: 0.33 m3/kg - Gebruik van technisch potentieel gelijk aangenomen (100%) voor 2035, 2040 en 2050	Imperial College London (2021) Gas for Climate (2019)
Industrieel afvalwater	100%	- Meegenomen zijn afvalwater van: Kaas, boter, ijs, bier, wijn, sterke drank, ethanol, pulp, sappen, tomaten ketchup, vlees, bevroren aardappels, chips, aardappelzetmeel, gedroogde aardappels, suiker, gist, oliën - Beschikbare volume aan grondstof gelijk aangenomen voor 2035, 2040 en 2050 - Groen gas conversiefactor: 1,28 – 11,4 m3/m3 (afhankelijk van type industrieel afvalwater) - Verwachte groei van gebruik van technisch potentieel: 50% in 2035, 80% in 2040, 100% in 2050	Guidehouse & EBA (2024) Fediol (2022) Eurostat (2024) Eurostat (2024) EBA (2021)
Vanggewassen (sequential crops)	20%	- Aangenomen dat 20% van het akkerbouwland beschikbaar is voor vanggewassen voor energiedoelstellingen. Dit aandeel gelijk aangenomen voor 2035, 2040, 2050. - Totale akkerbouwland varieert (beperkt) op basis van EC Agricultural Outlook 2023 - Gemiddelde biomassa opbrengst per hectare: 7,1 ton / ha. - Groen gas conversiefactor: 0,32 m3/kg - Verwachte groei van gebruik van technisch potentieel: 20% in 2035, 68% in 2040, 100% in 2050	Guidehouse & EBA (2024) Eurostat (2023) University of Ghent (2019) EC Agricultural Outlook (2023)
Bermgras*	90%	Beschikbare volume aan grondstof gelijk aangenomen voor 2035, 2040 en 2050, gebaseerd op Elbersen et al, 2016	Guidehouse & EBA (2024) Elbersen et al. (2016)

		• Groen gas conversiefactor: 0,42 m3/kg • Gebruik van technisch potentieel gelijk aangenomen voor 2035, 2040 en 2050 • *Het vereist verdere technologische ontwikkeling om bermgras geschikt te maken voor vergisting (vanwege de aanwezigheid van verontreinigingen en de (vezel)structuur van het materiaal).	• Gas for Climate (2019)
Zuiveringsslib RWZI/AWZI	100%	• Scenario C van de Tauw (2022) studie aangenomen als basiswaarde voor 2035, 2040 en 2050. • Dit scenario gaat uit van plaatsing van groen gas productie installaties bij 75% van de RWZI's, vergisting van alle slib, en gebruik van een deel van het biogas om de slibgisting te verwarmen.	• Tauw (2022)
Glycerine – glycol	80%	• Beschikbare volume aan basis grondstof berekend op basis van (verwachte) biodieselproductie (80% van totale glycerol productie komt uit biodieselproductie). Er komt 0,1 kg glycerol per kg geproduceerde biodiesel vrij. • Beschikbaarheid voor energiedoeleinden van 80% aangenomen. • Groen gas conversiefactor: 0,44 m3/kg • Verwachte groei van gebruik van technisch potentieel: 60% in 2035, 80% in 2040, 100% in 2050	• Eurostat (2024) • Prasertsan et al (2021) • PNO (2022) • Afstemming met RVO

2. Grondstoffen voor vergassing

Grondstof	Aangenomen beschikbaarheid voor conversie tot groen gas t.o.v. totale reststroom	Beschrijving aanpak	Bronnen
Bosbouw	60% voor energie doeleinden beschikbaar; daarvan 77% → 46%	• Meegenomen zijn: Takken en tophout, stobben en dunningshout van loof- en naaldbomen • Grondstof beschikbaarheid varieert op basis van Imperial College London 2021 ('Gebruik voor andere doeleinden' worden daar al uitgesloten, neemt 60% beschikbaarheid voor energie doeleinden aan) • Totale beschikbaarheid verkleind door uitsluiten stronken (10%) en deel dat niet REDIII gecertificeerd wordt (15%), leidt tot $90\% * 85\% = 77\%$ beschikbaar voor conversie • Groen gas conversiefactor: 0,42 m3/kg • Verwachte groei van gebruik van technisch potentieel: 30% in 2035, 55% in 2040, 100% in 2050	• Guidehouse & EBA (2024) • Gas for Climate (2019) • Imperial College London (2021)
Reststromen uit natuur- en landschapsbeheer	90%	• Beschikbare volume aan grondstof gelijk aangenomen voor 2035, 2040 en 2050, gebaseerd op Elbersen et al., 2016 • Beschikbaarheid verkleind met 10% i.v.m. gebruik andere doeleinden / geen volledige inzameling • Groen gas conversiefactor: 0,42 m3/kg • Verwachte groei van gebruik van technisch potentieel: 30% in 2035, 55% in 2040, 100% in 2050	• Guidehouse & EBA (2024) • Gas for Climate (2019) • Elbersen et al. (2016) • Ecofys (2018)
Organisch afval uit huishoudens en bedrijven (HDO)	60-55% voor energie doeleinden beschikbaar, daarvan 100%	• Grondstof beschikbaarheid varieert op basis van Imperial College London 2021 ('Gebruik voor andere doeleinden' worden daar al uitgesloten, neemt 60% beschikbaarheid voor energie doeleinden aan in 2030 en 55% in 2050) • Groen gas conversiefactor: 0,32 m3/kg • Verwachte groei van gebruik van technisch potentieel: 30% in 2035, 55% in 2040, 100% in 2050	• Guidehouse & EBA (2024) • Gas for Climate (2019) • Imperial College London (2021)
Bijproducten industrie	60% voor energie doeleinden beschikbaar, daarvan 100%	• Grondstof beschikbaarheid varieert op basis van Imperial College London 2021 ('Gebruik voor andere doeleinden' worden daar al uitgesloten, neemt 60% beschikbaarheid voor energie doeleinden aan) • Groen gas conversiefactor: 0,42 m3/kg • Verwachte groei van gebruik van technisch potentieel: 30% in 2035, 55% in 2040, 100% in 2050	• Guidehouse & EBA (2024) • Gas for Climate (2019) • Imperial College London (2021)
Cacao doppen	50%	• Grondstof beschikbaarheid gebaseerd op verschil tussen import & export van cacao bonen (= verwerking in Nederland), constant aangenomen voor 2035, 2040 en 2050 • Dop deel van totale boon: 15% • Groen gas conversiefactor: 0,32 m3/kg • Verwachte groei van gebruik van technisch potentieel: 30% in 2035, 55% in 2040, 100% in 2050	• FAO (2024) • Sanchez et al. (2023) • Loopp (2024) • Afstemming met RVO

B-hout	67%	• Grondstof beschikbaar gebaseerd op CE Delft (2022), constant aangenomen voor 2035, 2040 en 2050 • Beschikbaarheid verkleind met 33% gebruik voor andere doeleinden (o.a. spaanplaat productie of klossen voor pellets) • Groen gas conversiefactor: 0,32 m3/kg • Verwachte groei van gebruik van technisch potentieel: 30% in 2035, 55% in 2040, 100% in 2050	• CE Delft (2022) • Tauw (2017) • Imperial College London (2021)
---------------	-----	---	--

3. Geïmporteerde grondstoffen

De methodologie van de geïmporteerde grondstoffen is geschetst in sectie 2.1. Dit deel geeft in verder detail weer hoe de berekeningen en aannames gehanteerd zijn.

De stromen die worden meegenomen in de inschatting van het groen gas productie potentieel uit geïmporteerde grondstoffen zijn: stro, vanggewassen (sequential crops), glycerine - glycol, bosbouw residuen en bijproducten industrie.

De tabellen hierbeneden geven het totaal aan groen gas potentieel productie weer op basis van deze grondstoffen in België, Duitsland en Frankrijk, gebaseerd op Guidehouse & EBA (2024).⁷⁹ Dit betekent dus in geval dat 100% van de grondstof in het land voor groen gas productie gebruikt zou worden.

Tabel 19: Totaal groen gas potentieel in België, Frankrijk en Duitsland voor de meegenomen grondstoffen in 2035 [bcm].

	Vergisting			Vergassing	
	Stro	Sequential crops	Glycerine / Glycol	Bosbouw residuen	Bijproducten industrie
België	0.067	0.037	0.012	0.010	0.010
Frankrijk	2.096	1.554	0.060	0.429	0.385
Duitsland	1.789	0.993	0.109	0.521	0.827

Tabel 20: Totaal groen gas potentieel in België, Frankrijk en Duitsland voor de meegenomen grondstoffen in 2040 [bcm].

	Vergisting			Vergassing	
	Stro	Sequential crops	Glycerine / Glycol	Bosbouw residuen	Bijproducten industrie
België	0.077	0.242	0.016	0.018	0.019
Frankrijk	2.393	5.460	0.080	0.881	0.724
Duitsland	2.038	3.490	0.145	1.070	1.556

⁷⁹ Guidehouse & EBA, 2024. [Biogases towards 2040 and beyond](#).

Tabel 21: Totaal groen gas potentieel in België, Frankrijk en Duitsland voor de meegenomen grondstoffen in 2050 [bcm].

	Vergisting			Vergassing	
	Stro	Sequential crops	Glycerine / Glycol	Bosbouw resten	Bijproducten industrie
België	0.096	0.380	0.020	0.033	0.036
Frankrijk	2.991	8.066	0.100	1.716	1.338
Duitsland	2.547	5.156	0.181	2.084	2.876

De geografische origines van de stromen die in aanmerking komen voor mogelijke export naar Nederland die in de inschatting worden meegenomen zijn België, West-Duitsland, en Noord-Frankrijk. Voor België wordt er aangenomen dat 100% van de grondstoffen in aanmerking zou kunnen komen om naar Nederland geëxporteerd te worden. Voor Duitsland en Frankrijk wordt er aangenomen dat 25% van de grondstoffen in aanmerking zou kunnen komen om naar Nederland geëxporteerd te worden (ter representatie van de westelijke Duitse regio en de noordelijke Franse regio). Deze percentages worden dus toegepast op de getallen in de tabellen hierboven.

Als laatste stap wordt daarbovenop voor drie scenario's een import aandeel toegepast (5%, 10%, 20%), welke aangeeft welk deel van de grondstoffen uit de meegenomen regio's daadwerkelijk naar Nederland zou gaan, en waar het groen gas dus in Nederland van geproduceerd kan worden.

Appendix B. Nationale kosten inschattingen

1. Algemene aannames

Aannames welke gelijk gebruikt worden over meerdere subsectoren.

Factor	Beschrijving aanpak	Bronnen
Prijs - groen gas	0,56 euro/m³ productiekosten + 0,11 euro/m³ CO₂ afvang kosten – overgenomen zoals in de PBL startanalyse 2030 prijs aangenomen - Additionele infrastructuurkosten (grootverbruikers): 0,006 euro / m³	PBL achtergrondrapport startanalyse aardgasvrije wijken (2022)
Prijs - elektriciteit	63 euro/MWh (PBL 2024) 2040 prijs aangenomen - Centraal prijspad - Additionele infrastructuurkosten: 15 euro/MWh (PBL 2022, tabel 31 & 32)	PBL Klimaat- en Energieverkenning (2024), tabel 1.9 PBL achtergrondrapport startanalyse aardgasvrije wijken (2022)
Prijs - CO₂	160,78 euro/t CO₂ (Op basis van 'post-combustion CO₂ afvang bij een nieuwe installatie met gebruik van nieuwe of uitbreiding van bestaande infrastructuur: Variant 5B 2024)	PBL Eindadvies basisbedragen SDE++ (2024)
Prijs - waterstof	6,13 euro/kg H₂ 2040 prijs aangenomen - Gemiddelde op basis van 50% nationale productie en 50% import - Additionele infrastructuurkosten: 0,00323 euro / m³ * (CE Delft 2021, Tabel 27) * Deze aangenomen infrastructuurkosten zijn relatief laag. Beschikbaarheid van bronnen die de nationale kosten voor nieuw aan te leggen waterstofinfrastructuur inschatten is zeer beperkt. CE Delft neemt als verandering van de gasnetwerkkosten naar waterstof additionele nationale kosten van 0,00323 EUR / m³ mee. In geval van aanleg van een nieuw netwerk zullen deze kosten substantieel hoger zijn. In deze studie is de waarde voor waterstofinfrastructuurkosten uit de studie van CE Delft overgenomen, aangezien er geen bronnen beschikbaar waren die een indicatie konden geven van de extra nationale kosten van een nieuw aan te leggen waterstofnetwerk. Aangezien de productieprijs van waterstof vrij hoog is (ten opzichte van andere brandstofprijzen), komt waterstof in de meeste subsectoren toch al naar voren als duurste verduurzamingsoptie.	PBL Productie, import, opslag van waterstof in Nederland (2024), tabel 6.1 CE Delft Maatschappelijke waarde groen gas (2021)
Prijs - bio-LNG	- Meerkosten voor liquefactie bovenop de groen gas prijs als hierboven - Meerkosten liquefactie 3 USD/MMBTu (CE Delft 2020) - Transportkosten: 0,51 euro/GJ (CE Delft 2021)	CE Delft Availability costs of bio and synthetic methane (2020) CE Delft Maatschappelijke waarde groen gas (2021), tabel 31
Prijs – biomassa	93,5 euro/ton biomassa (houtsnipperers) - Transportkosten: 20 euro/ton biomassa – ook uit PBL (2024) – gelijk aangenomen aan transportkosten voor houtpellets.	PBL Eindadvies basisbedragen SDE++ (2024), tabel 10.1
Maatschappelijke discon- toevoet	Gebruik van maatschappelijke discontovoet zoals beschreven voor de nationale kosten methodologie	CE Delft werkwijzer nationale kosten (2023)

	• Maatschappelijke discontovoet van 6,25%, bestaande uit een risicovrij component en een risicopremie • Risicopremie aangenomen zoals in de werkwijzer nationale kosten (3,25%) • Risicovrije component aangenomen op 3%, gebaseerd op de huidige staatsobligaties rente. Hierin is afgeweken van de werkwijzer (-1% rente op langdurige obligaties) wegens veranderde rentes.	
Warmtepompen (industrieel)	• Gelijke aanname voor warmtepompen in industrie en glastuinbouw • CAPEX 600 euro/kW_{th} (midden van range) • Afschrijvingsperiode 12,5 jaar • O&M 3,5% van CAPEX • COP 3,75	• PBL MIDDEN paper and board industry (2019), tabel 16
Elektrische boiler	• Gelijke aanname voor elektrische boilers in industrie • CAPEX 170 euro/kW_{th} • Afschrijvingsperiode 12,5 jaar (midden van range) • O&M vast 1,1 euro/kW_{th} • O&M variabel 0,5 euro/MWh • Efficiëntie 97%	• PBL MIDDEN paper and board industry (2019), tabel 19
H₂-boiler	• Gelijke aanname voor waterstofboilers in industrie en piekvoorziening warmtenet • CAPEX 110 euro/kW_{th} • O&M 3,5 euro/kW • Afschrijvingsperiode 20 jaar • Efficiëntie 85%	• PBL MIDDEN paper and board industry (2019), tabel 20
Groen gas boiler	• Gelijke aanname voor groen gas boilers in industrie en piekvoorziening warmtenet • Aangenomen gelijk als aan aardgasboilers • CAPEX 47,5 euro/kW_{th} • O&M 1 euro/kW • Afschrijvingsperiode 32,5 jaar • Efficiëntie 90%	• PBL MIDDEN paper and board industry (2019), tabel 14
Warmtekrachtkoppeling	• CAPEX 550 euro/kW_e • O&M 7 euro/MWh_e • Afschrijvingsperiode 15 jaar (aannee) • Efficiëntie 42% (elektriciteit, aangenomen rest als warmte) (Berenschot/Kalavasta)	• PBL MIDDEN paper and board industry (2019), tabel 13 • Berenschot/Kalavasta (2024)

2. Industrie

Case	Beschrijving aanpak	Bronnen
Cement	- Uitgangspunt: Warmtevraag voor drogen van staalslakken, productie verondersteld gelijkblijvend met netto warmtevraag gelijkblijvend. Huidig gasgebruik 467 TJ/jaar. - Groen gas case: Toepassing van groen gas in bestaande installaties. - Alternatieve cases: Warmtepomp, H₂-boiler. Gelijke warmtevraag als bovenstaand, efficiëntie en kosten als algemene uitgangspunten. Voor H₂-boiler beschikbaarheid van waterstof aangenomen wegens ligging in industrieclusters (geen infrastructuur kosten)	PBL MIDDEN cement (2021)
Papier	- Uitgangspunt: warmte- en stoomvraag voor drogen en in productieproces van papier. Aangenomen voor kartonfabrieken. Negen karton/board fabrieken in Nederland, per fabriek 180 kt/jaar Warmte/stoomconsumptie 4,2 GJ/ton Elektriciteitsconsumptie 1 GJ/ton. - Groen gas case: Toepassing groen gas in bestaande installaties - Alternatieve cases: warmtepomp, E-boiler, H₂-boiler. Gelijke warmtevraag als bovenstaand, efficiëntie en kosten als algemene uitgangspunten. Voor H₂-boiler beschikbaarheid van waterstof aangenomen (geen infrastructuur kosten)	PBL MIDDEN paper and board industry (2019)
Voedsel	- Uitgangspunt: productie verondersteld gelijkblijvend, met warmtevraag gelijk aan het huidige gasverbruik. Voor de sectoren: - Zuivelindustrie – 8,5 PJ/jaar - Aardappelverwerkingsindustrie – 8,6 PJ/jaar - Suikerindustrie – 3,4 PJ/jaar - Mouterijen – 0,2 PJ/jaar (enkel mouterij Lieshout, Eemshaven na publicatie PBL MIDDEN overgestapt op warmtepomp) - Brouwerijen – 3,2 PJ/jaar - Bakkerijen – 3,0 PJ/jaar - Groen gas case: Toepassing groen gas in bestaande installaties - Alternatieve cases: warmtepomp, E-boilers Gelijke warmtevraag als bovenstaand, efficiëntie en kosten als algemene uitgangspunten.	PBL MIDDEN dairy industry (2020) PBL MIDDEN potato industry (2020) PBL MIDDEN sugar industry (2019) PBL MIDDEN malting and breweries (2021) KPMG MKB-impacttoets klimaatkkoord (2020) (bakkerijen)
Methanol	- Uitgangspunt: aangenomen herstart van bestaande methanolproductie op basis van groen gas - 950.000 ton MeOH/jaar productie - Het deel van het gas dat als grondstof gebruikt wordt, wordt niet meegenomen in de vermeden emissie berekening, aangezien deze in de methanol opgeslagen blijft. Bij gebruik van methanol als grondstof blijft deze koolstof dus opgeslagen. Bij gebruik van methanol als brandstof zou deze koolstof wel weer vrijkomen. - Groen gas case: 32,75 GJ/t MeOH gas gebruik (Kajaste, tabel 2a, case aardgas input) 0,462 t CO₂/t MeOH emissies (Kajaste, table 2a, case aardgas input). Groen gas en CO₂ kosten zoals de algemene uitgangspunten. Investerings in methanol productie faciliteit 804 euro/t MeOH/jaar, vaste OPEX 4%_{CAPEX}, variabele OPEX 15 euro/t MeOH (Fasihi, par. 3.6). Afschrijvingsperiode 30 jaar (aangenomen). - Alternatieve cases: - Alternatief gasificatie: gasificatie van biomassa Input 3,1 t biomassa/t MeOH, 4,8 GJ elektriciteit/t MeOH, (Kajaste tabel 2f) Biomassa kosten zoals in algemene aannames Gasificatie-methanol CAPEX 2690 euro/t MeOH/jaar (IRENA, tabel 12 energiem Rotterdam plant) Afschrijvingsperiode gasificatie plant 30 jaar (aangenomen) OPEX 7,5%/jaar (IRENA, tabel 16, gemiddelde) - Alternatief waterstof en CO₂: Waterstof- en CO₂ vraag op basis van massabalans: 0,2 t H₂ en 1,4 t CO₂/t MeOH	Kajaste (2018) IRENA (2021) Fasihi (2024)

Aangenomen toepassing in methanolfabriek gelijk aan groen gas case, investerings- en onderhoudskosten gelijk aan groen gas case.		
Staal	- Uitgangspunt: 5 mton/jaar Direct Reduced Iron (DRI) productie. Huidige emissies 10,1 mton/jaar (CE Delft) - Groen gas case: DRI-installatie op basis van 100% groen gas. Input 7,9 PJ groen gas/mton DRI, 0,2 PJ elektriciteit/mton DRI (MIDDEN). CAPEX DRI-installatie 80 euro/t DRI (Agora, H2-DRI+EAF specific capital costs, p.55). Beschikbaarheid van waterstof aangenomen door ligging in industriecluster (geen infrastructuur kosten) - Alternatief waterstof & groen gas: Energievraag DRI 8,0 PJ/mton DRI (MIDDEN, ULCORED proces), gesplitst 80/20 H₂/groen gas op energiebasis. CAPEX aangenomen gelijk aan base case groen gas.	CE Delft (2024) Agora, Wuppertal, Lund (2024) PBL MIDDEN steel industry (2019)
Ureum	- Uitgangspunt: bestaande ureum productie met 0,75 mton ureum/jaar productiecapaciteit & 75% capaciteitsfactor. Benodigde ammoniakproductie voor ureum meegenomen.* - Voor de ureum sector worden de emissies van het deel van het gas dat als grondstof gebruikt wordt wel meegenomen in de vermeden emissieberekeningen, aangezien bij gebruik van kunstmest deze koolstof weer op korte termijn vrijkomt. - Groen gas case: Toepassing van groen gas in bestaande ammoniak productie, vervolgens conversie naar ureum met behulp van CO₂ uit ammoniakproductie. Ureum productie: 0,57 t NH₃/t ureum, 0,73 t CO₂/t ureum, 0,411 mton CO₂/t ureum (uit ammoniak productie) (MIDDEN, p.21). Ammoniak productie: gasvraag 20,7 GJ/t NH₃ (grondstof), 14,2 GJ/t NH₃ (brandstof) (MIDDEN, p.21, gewogen gemiddelde Nederlandse productie). - Alternatieve cases - Elektrolyse waterstof: Ureum synthese vergelijkbaar als in de groen gas case met toepassing van externe CO₂, ammoniakproductie met waterstof uit elektrolyse. Ammoniak productie: 0,178 t H₂/t NH₃, electrolyse elektriciteitsvraag 34 GJ/t NH₃. (MIDDEN, p.29 tabel 15). Waterstofkosten als algemene uitgangspunten, toepassing in bestaande ammoniak en ureum productie faciliteiten aangenomen. - Vergassing: Vergassing van biomassa in ammoniakproductie, ureum synthese vergelijkbaar als in de groen gas case. Ammoniak productie: 2,97 t biomassa/t NH₃, elektriciteit 0,59 GJ/t NH₃, groen gas 2,71 GJ/t NH₃ (Gilbert & Thornley, tabel 1). Biomassa kosten kosten zoals in algemene aannames Gasification plant CAPEX 3600 euro/kW (midden range, Lourinho) *Voor de stap van ammoniakproductie zijn uiteindelijk de kosten in alle 3 de cases niet meegenomen in verband met beperkt beschikbare data. Doordat dit voor alle 3 de cases gelijk wordt toegepast, heeft dit geen invloed op de nationale kosten delta tussen het goedkoopste en een na goedkoopste alternatief.	PBL MIDDEN fertiliser industry (2019) Gilbert & Thornley (2010) Lourinho et al. (2023)
Keramik	- Uitgangspunt: fabriek met 7 mln m³/jaar (0,2 PJ/jaar) gasverbruik. Totaal 32 roof tile, facing bricks, paving bricks fabrieken (MIDDEN) - Groen gas case: Toepassing van groen gas in bestaande installatie. Aangenomen investeringskosten branders 1 mln euro/fabriek, afschrijvingsperiode 10 jaar, brander O&M 6%. - Alternatieve cases: - Waterstof: Energievraag gelijk aan groen gas case, 0,2 PJ/jaar/fabriek. Waterstofprijs als algemene uitgangspunten, aangenomen investeringskosten waterstofbranders gelijk aan groen gas branders. Ligging aangenomen 10 km van waterstofbackbone. Waterstofleiding 0,8 mln euro/km, waterstofaansluiting 2 mln euro/fabriek, afschrijvingsperiode leiding 50 jaar, leiding O&M 1%. - CCS: Toepassing van aardgas met CCS en CO₂ liquefactie op locatie, transport van vloeibaar CO₂ naar opslag. CO₂ afvang en liquefactie installatie geschaald van PBL eindadvies basisbedragen SDE++ (variant 5B, tabel 14.6); CAPEX 31,2 mln euro/fabriek.	PBL MIDDEN ceramic industry (2020) PBL Eindadvies basisbedragen SDE++ (2024)

CO₂ transport 94 euro/t CO₂, opslag 122 euro/t CO₂.

3. Gebouwde omgeving

Case	Beschrijving aanpak	Bronnen
Pre-1905, 1905 – 1945, 1945 – 1975, Landelijk gebied	Voor de 4 woningtype gebaseerde gebouwde omgeving cases is de PBL Startanalyse uit 2020 als bron gebruikt voor het kwantitatieve deel van de analyse. In 2025 zal er een update van deze Startanalyse gepresenteerd worden, waarin de kosten van de verschillende alternatieven (waaronder groen gas) aangepast zijn. Het was niet mogelijk om deze update binnen de tijdlijn van deze studie mee te nemen. De nationale kosten getallen die uit de Startanalyse zijn overgenomen zijn meerkosten van de verduurzamingsalternatieven ten opzichte van een aardgasalternatief. In deze studie wordt er gekeken naar de meer/minderkosten ten opzichte van het groen gas alternatief. Omdat de delta's tussen de alternatieven dan alsnog gelijk blijven, kunnen deze nationale kosten getallen nog steeds gebruikt worden voor het bepalen van de meer/minderkosten delta ten opzichte van het groen gas alternatief. Alleen de 'absolute' nationale kostenwaardes van de Gebouwde Omgeving cases (Tabel 10) zijn dus niet direct vergelijkbaar met de andere sectoren. Aanpak voor alle type/bouwjaar gebouwde omgeving gelijk. Per type: - Uitgangspunt: Toepassing van alternatieve verwarmingstechnieken in alle woningequivalenten van een type/bouwjaar in Nederland. Bepaling van aantal woningequivalenten per type/bouwjaar: - Landelijk gebied: de volledige woningvoorraad van alle gemeentes met stedelijkheidsindeling 'niet stedelijk' en 'weinig stedelijk' (stedelijkheidscodes 5 resp. 4) (CBS Gebiedscodes) - Pre-1905, 1905-1945, 1945-1975: Voor alle gemeentes met stedelijkheidsindeling 'matig stedelijk', 'sterk stedelijk' en 'zeer sterk stedelijk' (stedelijkheidscodes 3, 4, resp. 5) (CBS Gebiedscodes), de bestaande woningvoorraad uit de respectievelijke bouwjaar (CBS woningvoorraad). - Bepaling van de energievraag en verduurzamingskosten per woningequivalent: - Energievraag en verduurzamingskosten uit PBL Startanalyse aardgasvrije buurten. Gebruik van de volgende strategieën: - Groen gas case: Strategie S4c – groen gas met hybride warmtepomp, gebouwschillabel D+ - Warmtepomp: Strategie S1a – Individuele elektrische luchtwarmtepomp, gebouwschillabel B+ (afwijking t.o.v. overige cases door technische noodzaak bij toepassing elektrische warmtepomp) - Waterstof: Strategie S5c – waterstof met hybride warmtepomp, gebouwschillabel D+ - Warmtenet: Strategie S3f, S3g of S3h (afhankelijk van de laagste kosten). Warmtenet met LT bron, gebouwschillabel D+ - Voor elke type/bouwjaar wordt het gemiddelde genomen van een representatieve groep van vijf wijken, om tot een benadering te komen van waardes per woningtype. Energievraag per woningequivalent uit PBL start, buurttabellen 6.4 & 6.6. Verduurzamingskosten per woningequivalent uit PBL start, buurttabellen 4.1.1 & 4.3.1. Gebruikte buurtcodes: - Pre-1905: 1500101 (Centrum, Deventer), 1931000 (Binnenstad-Zuid, Zwolle), 3070100 (Hof, Amersfoort), 3440611 (Domplein Neude Janskerkhof, Utrecht), 3630106 (Begijnhofbuurt, Amsterdam) 1905 - 1945: 141005 (Tuinwijk, Groningen), 3636002 (Bloemenbuurt Noord, Amsterdam), 5181953 (Vruchtenbuurt, Den Haag), 5460403 (Burgemeesterswijk, Leiden), 7722340 (Tivoli, Eindhoven) 1945 – 1975: 3620304 (Elsrijk Oost, Amstelveen), 3960700 (Onderwijzersbuurt, Heemskerk), 5020334 (Meeuwenbuurt, Capelle a/d IJssel), 7722330	CBS gebiedscodes (2022) CBS woningvoorraad (2024) PBL Startanalyse aardgasvrije buurten (2020) PBL achtergrondrapport startanalyse aardgasvrije wijken (2022)

	(Sintenbuurt, Eindhoven), 16211111 (Dorp Bergschenhoek, Lansingerland) ▪ Landelijk gebied: 8880000 (Beek, Beek), 16410109 (Verspreide huizen Linnerveld en Weerd, Maasgouw), 19000401 (Warns, Sudwest-Fryslan), 19630299 (Mijnsheerenland Buitengebied, Hoeksche Waard), 19660603 (Stitswerd, Het Hogeland). ○ Compensatie van het verschil in gebruikte energiekosten in PBL startanalyse naar energiekosten als algemene aannames, op basis van energiekosten in PBL startanalyse uit het PBL achtergrondrapport. PBL gehanteerde productiekosten: 0,0845 euro/kWh_{elektriciteit}, 0,56 euro/nm³_{groen gas}, 2,66 euro/kg H₂.	
Piek-voorziening warmte-netten	• Uitgangspunt: Piekvoorziening warmtevraag in warmtenetten door boilers, totale inzet 10 PJ/jaar (RVO warmtebronnen, onderkant bandbreedte, h. 5.4 piekvoorziening, p. 73), bij 500 uur/jaar (aanname) • Groen gas case: Inzet van groen gas in boilers. Kosten (CAPEX, O&M) voor boilers als algemene uitgangspunten, door schaalgrootte vergelijkbare kosten aangenomen als voor industriële toepassingen. • Alternatieve cases: ○ Waterstof: inzet van waterstof in boilers. Kosten (CAPEX, O&M) voor boilers wegens schaalgrootte aangenomen als de algemene aannames (50-300 MW_{th}) (PBL tabel 20).	• RVO ontwikkelperspectief duurzame warmtebronnen (2024) • PBL MIDDEN paper and board industry (2019), tabel 20

4. Mobiliteit

Case	Beschrijving aanpak	Bronnen
Wegtransport	- Uitgangspunt: Alternatieve aandrijving of brandstoffen in zwaar wegvervoer met trekker-trailer combinaties. Voor alle trekker-trailer 86.500 (CBS 2024) combinaties in Nederland, op basis van 300 km/dag voor 260 dagen/jaar (aannames). - Groen gas case: Toepassing van groen gas in LNG trucks. LNG verbruik van 20,16 kg/100 km (ICCT, truck type 5-LH, tabel A1, aangenomen gelijk aan CNG trucks). LNG-truck retail prijs van 30% meerkosten t.o.v. diesel trucks (LNG platform), restwaarde na 5 jaar van 27% (ICCT, tabel D1, aangenomen gelijk aan CNG trucks). Bio-LNG kosten als de algemene aannames. - Alternatieve cases: - HVO: Diesilverbruik van 23,2 L/100 km verbruik (ICCT, truck type 5-LH, tabel A1), aangenomen gelijk bij toepassing van HVO. Truck retail prijs van 167000 euro (ICCT, tabel C1), restwaarde na 5 jaar van 26% (ICCT, tabel D1). Brandstofkosten HVO 27,5 euro/GJ (TNO/PBL/CE, tabel 4.4), equivalent aan 0,90 euro/liter (nationale kosten is exclusief belastingen en accijnzen). Transportkosten HVO 0,29 euro/GJ (CE Delft 2021) - BEV: Stroomverbruik van 101 kWh/100 km (ICCT, truck type 5-LH, tabel A1). Truck retail prijs van 170000 (ICCT tabel C1), restwaarde na vijf jaar 30% (ICCT tabel D1). Elektriciteitsproductieprij als de algemene aannames. Infrastructuurkosten (netwerk + laadpalen): 0,07 euro/kWh (KiM 2022)	CBS zware vrachtoertuigen (2024) ICCT Truck decarbonisation pathways in Europe (2023) TNO/PBL/CE klimaatneutrale zeescheepvaart (2024) Nationaal LNG platform (2024) CE Delft Maatschappelijke waarde groen gas (2021) KiM Energieketens voor CO₂-neutrale mobiliteit (2022)
Binnenvaart	- Uitgangspunt: Alternatieve aandrijvingen of brandstoffen voor koppilverbanden en duwstellen. Koppilverbanden (129 schepen) en duwstellen (778 schepen) aangenomen wegens formaat en tonnage, gezamenlijk marktaandeel van 25% (o.b.v. tonnage) (Panteia 2019, p.13) Sector projecties van brandstofverbruik binnenvaart voor 2035 (44,6 PJ), 2040 (45,1 PJ), 2050 (46,2 PJ) (TNO/PBL 2024, tabel B5.1, innovatief scenario) Aangenomen verbruik voor koppilverbanden en duwstellen op basis van marktaandeel tonnage. - Groen gas case: Toepassing van bio-LNG voor aandrijving. Aangenomen geen efficiëntieverbetering in brandstofverbruik t.o.v. sector projectie. Kosten aandrijving: Investeringskosten LNG aandrijving aangenomen gelijk aan diesel-aandrijving kosten, 350.000 euro/schip (Panteia 2019, p.28). Levensduur aangenomen 20 jaar. O&M motorrevisie kosten op 50% van nieuwwaarde aangenomen na 10 jaar (Panteia 2019, p.29) Bio-LNG kosten voor de binnenvaart als de algemene aannames - Alternatieve cases: - Waterstof*: Inzet van waterstof in brandstofcel-elektrische aandrijving. Efficiëntieverbetering brandstofverbruik t.o.v. sector projectie van 19% (TNO/PBL 2024, p.83). Kosten aandrijving: Motor en controllerkosten 400.000 euro/schip, levensduur 20 jaar (Panteia 2019, p.31). Brandstofkosten waterstof als algemene uitgangspunten. Transportkosten waterstof 0,25 euro/kg (KiM 2022) - Bio-diesel: inzet van HVO in bestaande dieselmotoren. Kosten aandrijving: gelijk aan bio-LNG case. Brandstofkosten HVO 27,5 euro/GJ (TNO/PBL/CE 2024, tabel 4.4), equivalent aan 0,90 euro/liter (nationale kosten is exclusief belastingen en accijnzen). Transportkosten HVO 0,29 euro/GJ (CE Delft 2021) *Brandstofcelkosten in geval van de waterstof case zijn uiteindelijk niet meegenomen (aangezien data maar beperkt beschikbaar is en dit alternatief al als duurste optie naar voren kwam – hierdoor heeft dit geen invloed op de	Panteia – Op weg naar een klimaatneutrale binnenvaart per 2050. Transitie- en rekenmodel binnenvaart (2019) TNO/PBL - klimaatneutrale binnenvaart 2050 (2024) TNO/PBL/CE klimaatneutrale zeescheepvaart (2024) KiM Energieketens voor CO₂-neutrale mobiliteit (2022) CE Delft Maatschappelijke waarde groen gas (2021)

nationale kosten delta tussen het goedkoopste en een na goedkoopste alternatief)		
Maritiem	• Uitgangspunt: Toepassing van alternatieve brandstoffen in bulk carriers, tankers (olie, LNG, chemie) en containerschepen. Bulk carriers, tankers (olie, LNG, chemie) en containerschepen aangenomen wegens formaat, gezamenlijk aandeel van 68% in huidige CO₂ emissies (EC, fig. 7). Aangenomen gelijk aandeel in energievraag. Sectorprojecties voor bunkerbehoefte 2035 (380 PJ), 2040 (350 PJ), 2050 (300 PJ) (TNO/PBL/CE 2024, figuur 5.1). Alleen brandstofkosten worden meegenomen in de nationale kosten bepaling, gebaseerd op de aanname dat investeringen in nieuwe aandrijving of schepen buiten Nederland plaatsvind door internationale rederijen (nationale kosten perspectief). • Groen gas case: Inzet van bio-LNG voor bunkeringbehoefte. Bio-LNG kosten als de algemene aannames. • Alternatieve cases: ○ HVO-diesel ▪ Brandstofkosten: 27,5 euro/GJ (TNO/PBL/CE, tabel 4.4). ▪ Transportkosten: HVO 0,29 euro/GJ (CE Delft 2021) ○ Methanol ▪ Brandstofkosten: 20,5 euro/GJ (TNO/PBL/CE, tabel 4.4) - biomethanol ▪ Transportkosten: 0,68 euro/GJ (CE Delft 2021) ○ Ammonia ▪ Brandstofkosten 42,5 euro/GJ (TNO/PBL/CE, tabel 4.4). ▪ Transportkosten: 1,02 euro/GJ (CE Delft 2021)	• EC - CO₂ emissions from maritime transport (2024) • TNO/PBL/CE klimaatneutrale zeescheepvaart (2024) • CE Delft Maatschappelijke waarde groen gas (2021)

5. Overige

Case	Beschrijving aanpak	Bronnen
Glastuinbouw (GOHoog & IBKW)	- Uitgangspunt: Invulling van pieklevering warmtevraag door groen gas of alternatieven, in geval van WKK met toepassing van de vrijgekomen biogene CO₂ voor plantgroei en van geproduceerde elektriciteit voor eigen gebruik of verkoop aan het elektriciteitsnet. Invulling van basislast warmtevraag door geothermie, restwarmte of andere bronnen. Sectorprojectie voor efficiëntieverbetering en daling warmtevraag met 35% en aandeel basislast warmtevraag van 33% (Glastuinbouw Nederland, tabel 1). Voor de glastuinbouwtypes IBKW en GOHoog gescheiden benaderd. Voor GOHoog door aandeel van het type binnen de sector, voor IBKW door hoge energie en CO₂ vraag. Energievraag GOHoog: warmte 0,76 GJ/m²/jaar, elektriciteit 32 kWh/m²/GJ, CO₂ 33 kg/m²/jaar (Berenschot/Kalavasta). Energievraag IBKW: warmte 1,06 GJ/m²/jaar, elektriciteit 347 kWh/m²/GJ, CO₂ 46 kg/m²/jaar (Berenschot/Kalavasta). Areaal GOHoog 32% van totaal, areaal IBKW 7% van totaal (Berenschot/Kalavasta). Totaal areaal glastuinbouw in Nederland 15766 hectare (CBS). - Groen gas case: Inzet van groen gas in bestaande warmtekrachtkoppelingen, gestuurd op warmtevraag. Gebruik van elektriciteit voor eigen vraag (eventueel met aanvulling uit het net) of verkoop aan het net. Gebruik van CO₂ voor eigen behoefte (eventueel met aanvulling van externe CO₂). Kosten externe CO₂ als algemene aannames. Investeringskosten voor warmtekrachtkoppeling als algemene aannames. - Alternatieve cases: - Warmtepomp met externe levering van elektriciteit en CO₂. Kosten elektriciteit en CO₂ als algemene aannames.	Berenschot/Kalavasta – Tariefstudie CO₂ heffing glastuinbouw (2024) CBS – bodemgebruik glastuinbouw (2017) Glastuinbouw Nederland – klimaatneutraal 2040 (2023)
Piek-voorziening elektriciteit	- Uitgangspunt: Inzet van gascentrales om te voldoen aan piekvraag elektriciteit. Piekvraag scenario projecties voor 2035 (7,0 TWh / 12,2 GW), 2040 (4,4 TWh / 13,6 GW), 2050 (1,5 TWh / 15,0 GW) (ENTSOe, distributed energy scenario, NL inzet van gas CCGT, gas OCGT, H₂ CCGT). Verdisconteerde investeringskosten in elektriciteitscentrales (bestaand en nieuwbouw) worden meegenomen in de kostenbepaling. - Groen gas case: Inzet van groen gas in combined cycle gas turbine (CCGT). Efficiëntie groen gas CCGT 53,27% (Wei et al.). Investeringskosten CCGT 932 euro/kW_e, O&M 17,3 euro/kW_e/jaar, levensduur 40 jaar (Oberg). Brandstofkosten groen gas als de algemene aannames. - Alternatieve cases: - Waterstof: Inzet van waterstof in CCGT. Efficiëntie H₂ CCGT 54,62% (Wei et al.) CCGT investerings- en O&M kosten 115% t.o.v. groen gas (Oberg) Brandstofkosten waterstof als de algemene aannames.	ENTSOe TYNDP (2024) Wei et al. – hydrogen-fired combined cycle (2022) Oberg – competitiveness of H₂-fueled gas turbines (2022)

