

Advies: 'creëren voldoende invoedruimte voor groen gas'

23 april 2018

Henk Engberts	Coteq	H.engberts@coteq.nl
Edward Droste	Stedin	Edward.droste@stedin.net
Marien de Haan	GTS	M.A.de.Haan@gastransport.nl
Jelle Lieffering	GTS	J.J.Lieffering@gastransport.nl
Pieter Mans	Liander	pieter.mans@alliander.com
Paul Pittau	Rendo	Pcpittau@rendo.nl
John Schepens	Enexis	john.schepens@enexis.nl
Henk van Bruchem	NBNL	hvbruchem@netbeheernederland.nl

Hoofdstuk 1: Inleiding	3
Inleiding	3
Doel studie en scope	3
Doelgroep document/voorstellen	4
Leeswijzer	4
Hoofdstuk 2: Ontwikkelingen groen gas	5
Marktomvang groen gas.....	5
Types oplossingen	7
Omvang netaanpassingen	7
Investeringsomvang	8
Vergelijking investeringen met 'regulier' gastransport.....	9
Hoofdstuk 3: Economische verantwoording	10
Positie Groen Gas in de CO ₂ emissiereductie.....	10
Relatie met afbouw gasnet	11
Marktwaaarde groen gas	12
Alternatieve oplossingen.....	13
Positionering van groen gas vanuit economisch perspectief.....	16
Economisch verantwoorde afweging netaanpassingen.....	16
Hoofdstuk 4: Huidige wet en regelgeving	18
Wettelijke taken netbeheerders	18
Invoeding groen gas in de maatstafregulering RNB.....	19
Hoofdstuk 5: Discrepanctie tussen huidige wet en regelgeving en de toekomstige ontwikkelingen	21
Discrepanctie Gaswet en Aansluit- en transportcode gas RNB	21
Consequenties huidige regulering RNB	21
Consequenties huidige regulering LNB	21
Hoofdstuk 6: Voorstellen faciliteren groen gas	22
Borging economisch verantwoorde investeringen	22
Oplossingsrichtingen m.b.t. vergoeding voor netbeheerders en de tarifiering:.....	23
Hoofdstuk 7: Advies creëren voldoende invoedruimte groen gas	25
Advies: Richtlijnen voor het afwegingskader	25
Advies: wegnemen discrepantie Gaswet en Aansluit- en transportcode gas RNB; onderzoeken toekomstige uitbreiding wettelijke taken	25
Advies: Verdeling van de kosten	26
Tijdslijn uitwerken adviezen	26
Bijlage.....	27

Hoofdstuk 1: Inleiding

Inleiding

Het energielandschap is fundamenteel aan het veranderen. Alternatieve, klimaat neutrale, energiebronnen zullen belangrijker worden en het gebruik van aardgas zal afnemen. Naast restwarmte, geothermie, PV en windenergie, is hernieuwbaar gas één van de energiebronnen die een plek zullen krijgen in het toekomstige energiesysteem. Hoe het hernieuwbaar gas zal worden ingezet, is met name afhankelijk van de situaties waarin er weinig alternatieven voor gasverbruik zijn. Gas dat wordt opgewerkt tot groen gas, gelijk aan aardgaskwaliteit, is een aantrekkelijke route omdat het kan worden ingezet via bestaande infrastructuur en installaties van gebruikers. Een rol voor groen gas lijkt weggelegd voor hybride warmtevoorzieningen, het verduurzamen van industriële processen, verwarming van oudere gebouwen, transport en mobiliteit.

Zoals in de energieagenda vermeld, is opschaling van de productie van groen gas noodzakelijk voor de invulling van deze behoefte. Om dit te realiseren is aandacht nodig voor knelpunten die een systeemintegratie van groen gas beperken. Zowel marktpartijen, EZK als netbeheerders zelf constateren dat de huidige netstructuur in toenemende mate een belemmering vormt bij het ontsluiten van het potentieel van groen gas. In de versnellingstafel 4 'Vergisting en Vergassing van Biomassa' die is geïnitieerd vanuit het Energieakkoord is één van deze structurele knelpunten op dit gebied de beperking van de invoedcapaciteit op het netwerk¹.

Met name de beperkte invoedcapaciteit door de lage gasvraag in de zomermaanden zorgt voor een toenemend risico op invoedbeperkingen. Omdat de gasnetstructuur is ontworpen voor het verspreiden van gas van een centrale, flexibele bron (m.n. Slochteren) naar eindgebruikers, zijn er aanpassingen nodig om decentraal gas te ontsluiten. Er ligt dus een maatschappelijk behoefte om de invoeding van groen gas te stimuleren door de netwerken beter geschikt te maken voor groen gas.

Om te kunnen besluiten welke investeringen nodig zijn heeft de Expertgroep Nieuwe Gassen (ENG) binnen NBNL een voorstel gemaakt voor een afwegingskader (zie bijlage). De voorgestelde werkwijze is de technische invulling, maar vormt nog onvoldoende basis voor netbeheerders om besluiten over investeringen te nemen. Voor het beantwoorden van de volgende vragen is verdere afweging van de kosten tegen de baten nodig:

- Kan een kwantitatief of een kwalitatief financieel afwegingskader worden toegevoegd aan de voorgestelde werkwijze, waarbij het belang voor de energietransitie en de maatschappelijke waarde van het behoud van een deel van de gasnetten meegewogen zou moeten worden?
- Dient voor de voorgestelde werkwijze, aangevuld met het financiële afwegingskader, een wijziging van de regelgeving plaats te vinden? Zo ja, welke?

Doel studie en scope

Na de behandeling op 29 juni 2017 van de notitie 'werkwijze aanpak netbeheerders om te zorgen voor voldoende groen gas invoeding' van de Expertgroep Nieuwe Gassen heeft de TMR de ad hoc reguleringsgroep 'creëren voldoende invoedruimte voor groen gas' samengesteld met als doel:

¹ Project Versnelling Categorie 'Overige Hernieuwbare Energie' van het Energieakkoord voor Duurzame Groei: "Plan van Aanpak Versnellingstafel 4".

Geef inzicht in de investeringskosten en de (maatschappelijke) waarde van het creëren van invoedruimte voor groen gas zoals omschreven in de notitie 'Werkwijze van de gezamenlijke netbeheerders om te zorgen voor voldoende invoedruimte voor groen gas' en adviseer over de aanpassingen in wet en regelgeving om deze kosten op maatschappelijk verantwoorde wijze te verdelen tussen partijen.

De scope betreft hernieuwbaar gas binnen de definitie van de Gaswet dat op het openbare gasnetwerk ingevoerd wordt. De focus ligt met name op groen gas, hernieuwbaar gas van biologische oorsprong, en de netaanpassingen om groen gas invoeding te faciliteren. Het financieel afwegingskader daarvoor is niet opgesteld om op projectniveau de te nemen individuele maatregelen te selecteren, maar om als netbeheerders op uniforme en economisch verantwoorde wijze om te gaan met het faciliteren van groen gas invoeding.

Alternatieve afzetroutes buiten de netwerken komen aan de orde bij de economische overwegingen en de toepassing van het afwegingskader, maar vormen geen onderdeel van de door netbeheerders te nemen maatregelen.

Ten slotte, duurzame energieprojecten worden veelal ondersteund door de subsidieregeling duurzame energie (SDE). Uitgangspunt is dat bij de toekenning van deze subsidie de meest kosteneffectieve duurzame energieprojecten (over de verschillende disciplines) worden geselecteerd. Alternatieve beleidsinstrumenten, zoals een andere wijze van SDE verrekening, zijn daarom buiten de scope van de studie gelaten.

Doelgroep document/voorstellen

Dit document bevat de discussiepunten, resultaten en een voorstel van de binnen NBNL ingestelde ad hoc reguleringsgroep 'creëren voldoende invoedruimte voor groen gas' voor het vaststellen van de (economische) waarde van het aanpassen van de gasnetwerken om voldoende invoedruimte te creëren voor groen gas. De doelgroep zijn de partijen die op basis van dit document tot verdere keuze voor opvolging kunnen besluiten, te weten de belanghebbende gremia binnen Netbeheer Nederland, individuele netbeheerders, Economische Zaken en Klimaat, en ACM.

Leeswijzer

De opdracht is opgedeeld en uitgewerkt in een aantal onderwerpen. In het volgende hoofdstuk wordt ingegaan op de huidige en verwachte marktomvang van groen gas met een inschatting van bijbehorende netaanpassingen om dit te faciliteren. Vervolgens wordt in hoofdstuk 3 inzicht gegeven in de (meer)waarde van deze aanpassingen door baten en kosten van groen gas invoeding inzichtelijk te maken. Ook wordt er een relatie gelegd met de CO₂-reductiekosten in vergelijking met alternatieven zoals PV en wind over de hele keten van productie tot (eind)gebruik. In hoofdstuk 4 is de huidige wet,- en regelgeving opgenomen die momenteel van toepassing is voor de RNB's en de LNB. Hoofdstuk 5 bevat een analyse van de discrepanties tussen deze wet,- en regelgeving en de gewenste situatie zoals uit hoofdstuk 3 naar voren is gekomen. Hieruit volgen in hoofdstuk 6 voorstellen om deze discrepanties op te heffen en tot de wenselijke situatie te komen. Ten slotte, bevat hoofdstuk 7 de conclusies en het advies voor vervolg.

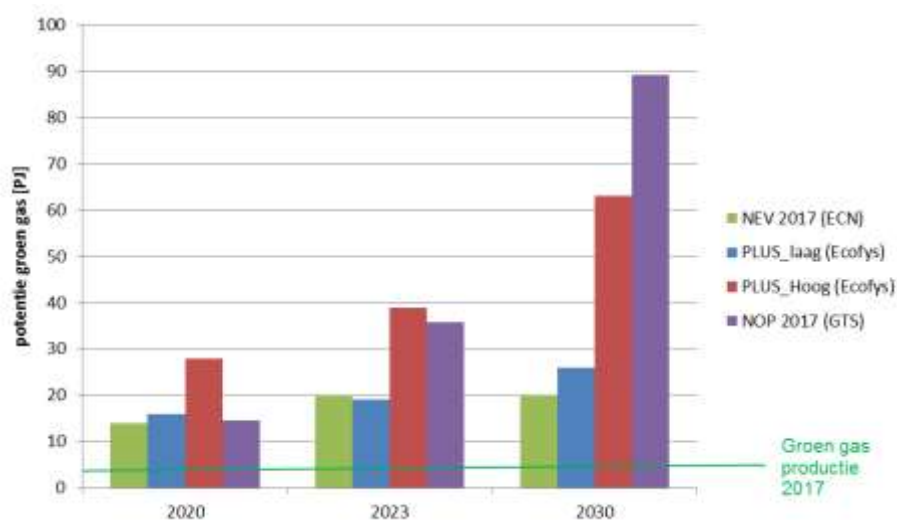
Hoofdstuk 2: Ontwikkelingen groen gas

Marktomvang groen gas

In 2016 werd er 80 mln m³ (2,8 PJ) groen gas getransporteerd door de netbeheerders. Met de komst van enkele nieuwe invoeders zal in 2017 het productievolume in Nederland voor het eerst meer dan 100 mln m³ per jaar bedragen. De toekomstige marktomvang voor groen gas is onzeker en kent veel afhankelijkheden, waarvan de twee belangrijkste zijn:

- Mate waarin (binnenlandse en buitenlandse) biomassa potentieel wordt aangewend voor groen gas productie
- De technische en financiële haalbaarheid van individuele projecten

Beide aspecten worden sterk beïnvloed door het stimuleringsregime voor duurzame energieproductie (SDE). In de nationale energieverkenning² 2017 (NEV 2017) groeit het aandeel biogas op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid naar 20 PJ in 2030. Een deel ervan zal omgezet worden naar groen gas en ingevoerd in het openbare gasnetwerk (100% = 570 mln m³ per jaar). Het maximaal potentieel volume dat volgens de PLUS-scenario's van Ecofys³ met de huidige prijsstelling (inclusief SDE) commercieel aangewend kan worden is berekend op 63 PJ (1,8 mrd m³) in 2030. Dit onbenut potentieel zit in het ontsluiten van reststromen mest. De daadwerkelijke realisatie is afhankelijk van de hoogte van de SDE-cap, die volgens het recente regeerakkoord oploopt tot €3,2 miljard per jaar. Ten slotte zijn er innovatieve ontwikkelingen gericht op het ontsluiten van nieuwe bronnen voor de productie van groen gas zoals vergassing van vaste biomassastromen, het telen van zeewier en het omzetten van overtollig elektriciteit naar gas (power-to-gas) met een totaal geschat technisch potentieel van 89 PJ (2,5 mrd m³) in 2030⁴.



Figuur 1. Potentieel groen gas o.b.v. huidig beleid (NEV 2017, ECN), economische (PLUS-scenario's, Ecofys) en technische (NOP 2017, GTS) beschikbaarheid. Huidig niveau is 2,8PJ (25% van de totale biogasproductie) groen gas.

Uitgaande van de voortzetting van de (technische en economische) marktontwikkelingen en (inter)nationale inspanningen om de klimaatdoelstellingen te halen zal de ordegrrootte aan potentieel

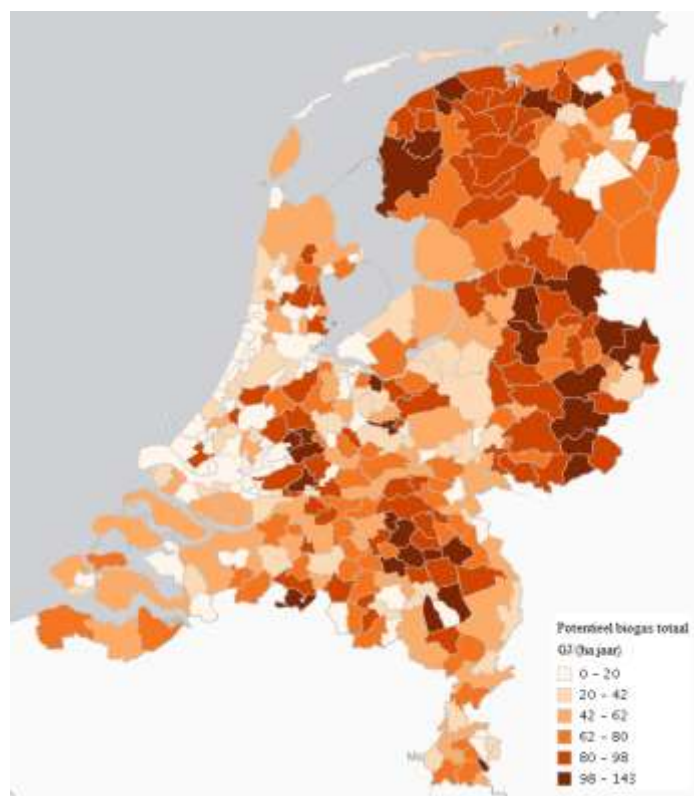
² "Nationale energieverkenning 2017", ECN

³ "Overige hernieuwbare energie in Nederland: Een potentieel studie", Ecofys, mei 2017

⁴ Netwerk Ontwikkelplan 2017, consultatiedocument GTS, juli 2017

volume Groen Gas in 2030 jaarlijks 65 – 90 PJ (1,8- 2,5 miljard m³) bedragen^{5,6}. Voor de omvang van de benodigde netaanpassingen in dit advies wordt uitgegaan van maximaal 3 mrd m³ groen gas in 2030 als tussendoel voor het behalen van de CO₂ reductiedoelstellingen in 2050⁷. Vervanging van dit volume aardgas door groen gas leidt tot een emissiereductie van 5,4 mrd kg CO₂ per jaar⁸, ongeveer 3% van de totale Nederlandse broeikasgasemissies.

De grootste groei in groen gas productie voor de komende jaren is volgens de commerciële beschikbaarheidsanalyse van Ecofys te verwachten in de benutbaarheid van mest. Deze bron is locatiegebonden en zal om diverse redenen zoveel mogelijk lokaal (binnen de regio) ingezet worden voor energieproductie i.c.m. verwerking van mineralen. Onderstaande figuur geeft een indicatie van de regionale productiepotentie van biogas.



Figuur 2. Potentie biogas productie per gemeente o.b.v. diverse biomassastromen⁹.

De regio's met veel groeipotentie zoals de Achterhoek, het oostelijk deel van Noord-Brabant en Drenthe zijn typisch gebieden met een beperkte gasvraag in de zomer. De productie van groen gas is vanwege haar biologische oorsprong een continue proces. Daarom wordt in bijvoorbeeld de SDE uitgegaan van een vaste productie over het hele jaar (8000 uur per jaar). Door deze onbalans tussen seizoensvraag en een stabiel aanbod zijn de regionale netwerken in deze gebieden zonder

⁵ Routekaart groen gas GGNL

⁶ Versnellingsstafel biomassa en vergisting

⁷ Op lange termijn is 200 – 350 PJ groen gas beschikbaar (50-70% gasvraag) dat samen met CCS in het maatregelenpakket past om in 2050 95% CO₂-reductie te halen. Bron: "Verkenning van Klimaatdoelen: van lange termijn beelden naar korte termijn actie", tabel 2.6, PBL, oktober 2017.

⁸ Op basis van reductie van 1,8kg per Nm³ aardgas. Emissiereductie door het voorkomen van methaanuitstoot van mest is niet meegeteld. Totale broeikasgasemissies 197 mrd. kg in 2016 (bron CBS).

⁹ Bron: Dataset RvO 2011

aanvullende maatregelen niet geschikt om een continue invoeding van geprojecteerde volumes groen gas te faciliteren.

Types oplossingen

Om de (volledige) productie in te kunnen voeden op het regionale net, is binnen het betreffende netgebied op ieder moment minimaal evenveel afname als de ingevoede hoeveelheid nodig. Ook dient de capaciteit van het netwerk voldoende te zijn. Wanneer binnen het netgebied op het regionale net de productie de vraag naar gas overschrijdt, ontstaan invoedbeperkingen, waar drie typen oplossingen voor bestaan:

- Aansluiten groen gas producent op hoger netvlak (bv. RTL-net van GTS).
- Invoeding afstemmen op de afname door:
 - Opslag bij de invoeder,
 - Aanpassen van de afzet,
 - Alternatieve afzetroutes/affakkelen van het niet in te voeden gas,.
- Netaanpassingen zoals:
 - Netkoppelingen binnen en tussen RNB's,
 - Linepacking of (dynamisch) drukmanagement door RNB en LNB,
 - Gasbooster (RNB 4-8 bar, LNB 8-40 bar),
 - Overzetten van (continue) afnemers naar netvlakken met groen gas invoeding.

Welke van deze oplossingen het beste passen, hangt af van de netconfiguratie en de mate van invoedbeperkingen. In regio's met significante potentiële volumes groen gas zijn netaanpassingen zoals netkoppeling(en) in combinatie met strategisch geplaatste boosters tot op zekere hoogte noodzakelijk, omdat er sprake zal zijn van structurele beperkingen over langere aaneengesloten periodes. In enkele gevallen zal een combinatie mogelijk zijn met een directe aansluiting op een hoger netvlak of lokale maatregelen zoals buffering en vraagsturing. Vanwege de onzekerheid in de groei van groen gas en de lokale verschillen, is de inzetbaarheid van een combinatie van maatregelen wenselijk. Daarbij is van belang dat deze maatregelen tijdig gerealiseerd en flexibel uitgebreid kunnen worden.

Omvang netaanpassingen

Zoals duidelijk is geworden, verschilt het aanbod van groen gas sterk per regio. Voor de inschatting van de benodigde netaanpassingen is daarom gebruik gemaakt van verschillende impactanalyses die diverse regionale netbeheerders^{10,11,12} in de afgelopen jaren hebben uitgevoerd en die rekening houden met deze regionale verschillen. Hoewel de uitgangspunten van deze studies verschillen, zijn in hoofdlijn steeds de volgende drie stappen gevolgd:

1. Waar en welke fysieke potentie aan groen gas is er binnen het verzorgingsgebied?
2. Welke technische maatregelen in de infrastructuur (en daarbuiten) zijn er voor het faciliteren van de invoeding van deze productie?
3. Welke (combinaties van) infrastructurele maatregelen hebben de laagste kosten?

¹⁰ Impact potentiële volumes Groen Gas op de Enexis netten, M. van Dam, Intern Enexis, december 2012

¹¹ Netstructuurplan Groen Gas, P.Mans, Intern Liander, September 2012

¹² Blauwdruk Groengas in de gasinfrastructuur van Cogas, KEMA, juli 2011

De kosten voor de diverse maatregelen zijn sterk locatieafhankelijk en moeten voor de Groen Gas Booster en dynamische drukinstellingen duidelijker worden uit de lopende pilots. In de analyse is daarom met gemiddelde en verwachte kosten gewerkt. De werkelijk benodigde maatregelen zullen door innovaties en het slim combineren van oplossingen in werkelijkheid lager kunnen uitvallen. Het resultaat van deze aanpak leidt tot een indicatieve behoefte van de volgende netaanpassingen:

- 80 Groen Gas Boosters (koppeling RNB -> GTS)
- 40 netkoppelingen / verzwaringen in het RNB werkgebied
- 200 netgebieden met tussenboosters en (dynamisch) aangepaste drukinstellingen door de RNB.

Ter validatie van bovenstaande analyseresultaten is door GTS een analyse gemaakt van het aantal gebieden waar onvoldoende invoedingsruimte ontstaat. Uit deze analyse, die ook is opgenomen in de notitie 'werkwijze aanpak netbeheerders om te zorgen voor voldoende groen gas invoeding', blijkt dat ruim 90 leveringsgebieden (53%) in Nederland een onvoldoende omvang hebben om significante hoeveelheden groen gas op te nemen (minimaal 1000m³/h). Deze resultaten komen overeen met de 'bottom up' benadering van de RNB's.

Daarnaast is er potentie voor innovatieve oplossingen buiten de netbeheerder zoals opslag en/of lokale vraagsturing. Voor zover daarmee rekening is gehouden, spelen deze maatregelen een beperkte rol bij het op korte termijn wegnemen van structurele invoedbeperkingen. De verwachting is dat dergelijke lokale oplossingen de totale kosten kunnen verlagen door grote investeringen uit te stellen of op een lagere capaciteit te dimensioneren. Omdat deze oplossingen naar verwachting een beperkte investeringsomvang hebben in relatie tot de structurele netaanpassingen en boosters, zijn deze niet verder meegenomen in de kosteninschatting.

De voorgestelde maatregelen vallen allen binnen de reguliere activiteiten van de netbeheerders.

Investeringsomvang

Voor het bepalen van de investeringsomvang zijn de kosten voor de drie voornaamste netaanpassingen bepaald: de boosters, netkoppelingen en lokale maatregelen zoals drukinstellingen en tussenboosters. Op basis van huidige pilots en engineeringsopdrachten zijn de gemiddelde en verwachte life cycle kosten voor de Groen Gas Booster met een gemiddelde omvang van 3000 m³/h geschat op € 3 miljoen, voor netkoppelingen op € 0,5 miljoen en voor lokale aanpassingen voor drukinstellingen en linepacking op € 0,2 miljoen. Dit maakt samen, gegeven de onzekerheden, een totaal geschatte investeringsberekening zoals weergegeven in tabel 1.

Netaanpassing	Aantal	Life cycle kosten	Totaal investering	Afschrijving ¹³	Jaarlijkse kosten
Boosters inclusief aansluitingen/koppelingen	80	Mln € 3	Mln € 240	30 jaar	Mln € 13,8
netkoppelingen en verzwaring RNB	40	Mln € 0,5	Mln € 20	30 jaar	Mln € 1,2
Tussenbooster en lokale maatregelen RNB	200	Mln € 0,2	Mln € 40	30 jaar	Mln € 2,3
Totaal			Mln € 300		Mln € 17,3

Tabel 1. Indicatie investeringsomvang faciliteren groen gas.

Op basis van deze schatting is dus tot 2030 een investering van € 300 miljoen in huidige technisch beschikbare maatregelen nodig voor het accommoderen van het maximaal potentieel van 3 mrd m³ groen gas. Omgerekend bedraagt dit additionele investeringsbedrag € 0,006 per ingevoede m³ groen gas per jaar over de gehele afschrijvingsperiode. Uitgaand van een constante invoeding van 375.000m³ per uur per jaar (8.000 uur invoeding per jaar) betekent dit een kostenbedrag van € 46 per m³/h per jaar.

De verschillende netaanpassingen hebben een grote onderlinge afhankelijkheid. Per situatie zullen de (combinatie van) netaanpassingen gekozen moeten worden die voldoende invoedruimte creëren tegen de laagste kosten. Dit kan betekenen dat de kostenverhouding tussen de verschillende netaanpassingen in werkelijkheid anders uitvalt dan indicatief is bepaald.

Vergelijking investeringen met 'regulier' gastransport

Het huidige transport van (grijs) gas naar kleinverbruikers via het LNB en de RNB brengt kosten met zich mee. Uitgaande van kostenreflectiviteit van de tarieven (kosten = tarieven) zijn die kosten gelijk aan de som van de exit en entry tarieven van GTS en de transport-, aansluit- en meettarieven van RNB's. De precieze hoogte van deze tarieven hangt af van het specifieke entry en exitpunt van GTS en het RNB netwerk waar gebruik van wordt gemaakt.

Voor de eenvoud wordt hier aangenomen dat de hoogte van zowel het entry- als exittarief van GTS EUR 15 per m³/h per jaar bedraagt en dat de som van de RNB tarieven gelijk is aan EUR 25 m³/h per jaar. Onder deze aanname zijn de huidige kosten (=tarieven) van het transporteren van grijs gas €55 m³/h per jaar.

Op basis van eerdergenoemde uitgangspunten liggen de (marginale) (kapitaal)kosten van het faciliteren van groen gas (gemiddeld) op een niveau van EUR 46 m³/h per jaar. Vanuit het perspectief van de gezamenlijke netbeheerders zijn de kosten van faciliteren van groen gas vergelijkbaar met de kosten die nu al gemaakt worden voor het transporteren van grijs gas en lijkt het dus niet direct aanleiding om het faciliteren van groen gas a priori tegen een andere lat aan te houden dan nu al bij het transporteren van grijs gas gebeurt¹⁴. Het volgende hoofdstuk gaat in op de economische verantwoording van deze kosten.

¹³ Groen gas projecten kennen een reguliere afschrijftermijn van 12 jaar. De verwachting is echter dat de productie ook na die periode continueert of er alternatieven voor komen die de netaanpassingen ook na die 12 jaar zinvol maken. Daarom zijn de reguliere afschrijvingstermijn voor de netwerken aangehouden, wat aansluit bij de praktijk. Jaarlijkse kosten berekend o.b.v annuïteit met 4%.

¹⁴ Deze redenering geldt voor de netbeheerders als groep en de totale omvang van de verwachte groen gas invoeding en gerelateerde investeringen. Per netbeheerder en/of per individuele investering kan de situatie anders liggen (zie hoofdstuk 5 voor de consequenties hiervan).

Hoofdstuk 3: Economische verantwoording

In dit hoofdstuk zal vanuit drie invalshoeken worden ingegaan op het brede economisch perspectief van de investeringen in de gasnetwerken voor het faciliteren van groen gas. Ten eerste vanuit de CO₂ reductiedoelstellingen uit de nationale energieagenda en de kostenvergelijking tussen verschillende routes om dit te bewerkstelligen. Ten tweede wordt ingegaan op de relatie tussen groen gas en de discussie over afbouw van het gasnet en de marktwaarde die groen gas heeft voor de toekomstige afnemer. Ten derde worden de alternatieve afzetroutes van (groen) gas beschouwd en hoe de investeringen in de netaanpassingen in dat perspectief geplaatst kunnen worden. Dit hoofdstuk sluit af met een generiek beeld van een economisch verantwoorde positionering van groen gas binnen het energielandschap en de consequenties hiervan op de investeringsafweging voor de netbeheerders.

Positie Groen Gas in de CO₂ emissiereductie

In de Energieagenda beschrijft de overheid de hoofdlijnen van de ingrijpende veranderingen in de energievoorziening voor de komende decennia. Over de inzet van hernieuwbaar gas wordt daarin geschreven¹⁵:

“Ten slotte wordt er ingezet op gebruik van hernieuwbaar gas, in verschillende vormen: van biogas tot waterstof. Het verduurzamen van gas is voor verschillende energietoepassingen nuttig en daarnaast ook als grondstof. Hernieuwbaar gas kan een rol spelen in de ruimteverwarming, bijvoorbeeld in hybride warmtepompen met groen gas. Door het beperkte aanbod zal dit echter maar in bepaalde regio’s mogelijk zijn. Inzet van hernieuwbaar gas in andere functionaliteiten – met name in transport en in de industrie – ligt meer voor de hand, omdat daar minder opties voor verduurzaming zijn. Voor hernieuwbaar gas in het algemeen geldt dat er verder moet worden ingezet op ontwikkeling en toepassing van bestaande technologieën en met name opschaling van productie.”

Ook het PBL¹⁶ (Planbureau voor de Leefomgeving) heeft verschillende opties op een rij gezet voor de invulling van de finale energievraag met 80% emissiereductie in 2050 door de inzet van energiebronnen. Daaruit volgt:

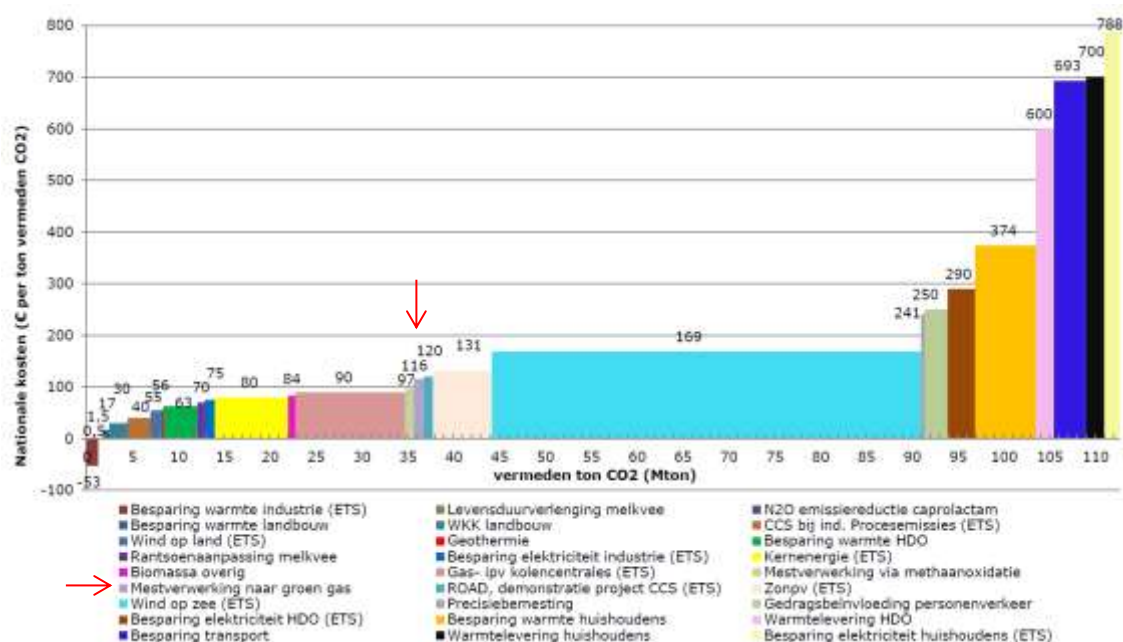
“Voor sommige voorzieningen en bedrijven is het lastig om te functioneren zonder aardgas en fossiele olie, zoals voor (een deel van) de warmtevoorziening in de bestaande bebouwing, voor kleine bedrijven en in de transportsector. Dat maakt een bijdrage van biomassa voor groen gas en transportbrandstoffen belangrijk, zeker in combinatie met afvang van de bij die productie vrijkomende CO₂ om zo tot negatieve emissies te komen.”

Om een beeld te krijgen van positie van groen gas in relatie tot de CO₂-reductiedoelstelling, is een vergelijking nodig met alternatieve routes voor CO₂-reductie. In onderstaande figuur¹⁷ is de bijdrage van bestaand beleid aan CO₂-reductie in 2020 afgezet tegen de nationale kosten per vermeden ton CO₂.

¹⁵ Min EZ ‘Energieagenda Naar een CO₂-arme energievoorziening’, p. 69.

¹⁶ PBL, “Vormgeving van de energietransitie”, februari 2016.

¹⁷ Min. EZ, “Rapport IBO kostenefficiëntie CO₂-reductiemaatregelen”, april 2016.



Figuur 3. grafische weergave gegeven van de bijdrage van bestaand beleid aan CO2-reductie in 2020 (bron: Min EZ)

De nationale kosten voor groen gas productie (€ 116 per ton CO₂) lijken ook met additionele kosten voor aanpassingen van de netwerken gunstig uit te pakken ten opzichte van bijvoorbeeld grootschalig PV (€ 131 per ton CO₂) en Wind op zee (€169 per ton CO₂). Dit zijn overigens ook routes waar ook additionele infrastructurele investeringen voor benodigd zijn. Uit vergelijkbare berekeningen is op te maken dat groen gas CO₂-kostentechnisch gunstig is bij omzetting van binnenlands beschikbaar biomassapotentieel (uitgaand van groen gas productie uit mest). De kosten voor groen gas uit geïmporteerde biomassa heeft PBL berekend¹⁸ op € 330 per ton CO₂.

Relatie met afbouw gasnet

Het reduceren van de uitstoot van broeikasgassen resulteert in een afname van het gebruik van aardgas in Nederland. Deze 'warmtetransitie' zorgt ervoor dat het (aard)gasverbruik tot 2030 en daarna nog verder zal afnemen. Delen van het gasnet zijn in de toekomst mogelijk niet meer nodig. Een belangrijk punt van aandacht is dat bij deze afbouw een steeds kleiner aantal afnemers de kosten voor investeringen en het in standhouden van het gasnet betalen. De (eventuele) consequentie hiervan op de (financiële) regulering wordt door ACM onderzocht in het project MORGAN (2018).

In de beleidsanalyse van PBL naar de functionaliteit van Laagtemperatuurverwarming (p.76) speelt de gasinfrastructuur nog steeds een relevante rol in 2050, zij het voor een belangrijk deel met groen gas en in combinatie met elektriciteit in hybride systemen. Ook het 'Net voor de Toekomst' gaat uit van de inzet van groen gas in verschillende energiefuncties zoals lage temperatuur warmtevoorziening¹⁹. Dankzij groen gas kan (een deel van) het nog niet afgeschreven gasnet toch nog duurzaam worden ingezet. Echter, groen gas zal niet voor alle situaties (wijken/buurtten) het financieel gunstigste of anderszins meest wenselijke alternatief zijn. De problematiek van het uifaseren van de gasnetten kan slechts gedeeltelijk met groen gas worden beperkt. Bovendien zullen

¹⁸ PBL, Nationale kosten energietransitie in 2030, april 2017.

¹⁹ CEDelft, Net voor de toekomst, achtergrondrapportage, november 2017.

de investeringen door de aanvullende groen gas maatregelen zoals opgenomen in dit advies over de komende 10 jaren met gemiddeld bijna 6% stijgen²⁰.

Naast de duurzame inzet van bestaande gasinfrastructuur telt ook het ontlasten van de elektriciteitsnetwerken door opvang van piekvraag mee in de economische afweging. Binnen de scope van deze uitwerking bleek het helaas niet mogelijk om deze systeembesparingen te kwantificeren. Deze kwalitatieve effecten dienen meegewogen te worden in het totale economisch perspectief van de waarde van groen gas voor de energievoorziening.

Ten slotte, de ontwikkeling van een afnemend gasverbruik heeft naar verwachting een beperkte invloed op de investeringskosten voor de netaanpassingen zelf, omdat met de voorziene maatregelen een nagenoeg landelijke dekking ontstaat voor groen gas invoeding. De totale omvang van de afzetmarkt in de zomer wordt slechts in beperkte mate bepaald door kleinverbruikers, bij wie de grootste afname van het gebruik van gas wordt voorzien. Rekening houdend met een significante afname van gasverbruik blijft er gedurende langere tijd nog ruim voldoende vraag om het groen gas af te zetten en het (aangepaste) gasnetwerk van de RNB en het RTL-netwerk van de LNB rendabel te bedrijven. Pas wanneer een landelijke onbalans tussen productie en afname ontstaat zijn additionele investeringen nodig zoals seizoensopslag en een Booster van het RTL- naar het HTL-net. Deze situatie wordt niet voor 2035 voorzien en op dat moment zal er sprake zijn van geheel nieuwe uitdagingen die in het breder balancerings-, en flexibiliseringsvraagstuk van de gehele energievoorziening geplaatst dienen te worden.

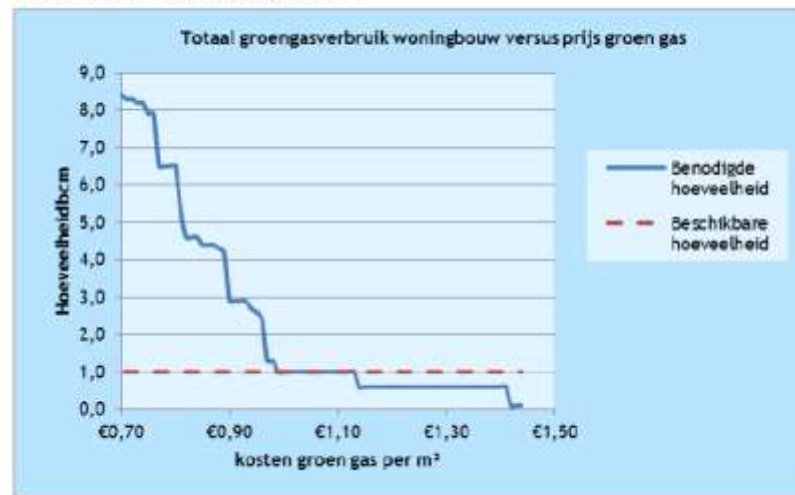
Marktwaaarde groen gas

Er zijn diverse (deel)sectoren waar zonder inzet van hernieuwbaar gas een (tijdige) overstap naar een duurzaam alternatief zeer moeilijk haalbaar wordt. De baten lijken vooral te liggen in het verduurzamen van een deel van de energievraag waar niet eenvoudig of niet effectief energie bespaard kan worden, volledige elektrificatie niet mogelijk is en verduurzaming via het gasnet de enige reële optie is.

Een voorbeeld hiervan is te vinden bij de functie laagtemperatuurverwarming, in de bestaande woningbouw. Uit diverse analyses van bijvoorbeeld CE Delft blijkt dat afhankelijk van het type woning en woonwijk, verschillende geschikte duurzame alternatieven gelden. Er is geen one-size-fits-all. Voor bijvoorbeeld oude binnensteden of buitengebieden lijkt de inzet van groen gas (in combinatie met besparingsmaatregelen en hybride energievormen) een voorkeursoptie te zijn, afhankelijk van de kosten en beschikbaarheid van groen gas. Uit de vraag-aanbod curve in figuur 1 blijkt dat de vraag van de woningmarkt, bij de huidige kostprijs voor groen gas (€0,74²¹), zou uitkomen op 8 mrd m³.

²⁰ €30 mln per jaar voor groen gas investeringen op een totaalbedrag van € 534 mln = 5,6%

²¹ De kostprijs voor de productie van hernieuwbare energie is vastgelegd in het basisbedrag voor de technologie. Dit is een gemiddelde: de som van investerings- en exploitatiekosten, plus een redelijke winstmarge, gedeeld door de te verwachten hoeveelheid geproduceerde duurzame energie. Basisbedrag* SDE 2017(fase 2): €0,74



Figuur 4: Vraag-aanbod curve groengas woningbouw (bron: CEDelft)

Uitgaand van een beschikbaarheid van 3 mrd. m³, zou de kostprijs ongeveer €0,90 per m³ mogen zijn voordat andere duurzame alternatieven (aardgas is uitgesloten) aantrekkelijker worden. CE Delft gaat in haar studie uit van een beschikbaarheid van 1 mrd. m³ voor woningbouw tegen een prijs van € 1,50 per m³, omdat een (groot) deel elders ingezet zal worden. Deze voorkeur voor groen gas komt doordat er geen aanpassingen nodig zijn bij de eindgebruiker. Ondanks dat groen gas een hogere productieprijs heeft dan bijvoorbeeld wind of PV, zal de marktvraag naar groen gas een aantrekkelijk (= betaalbaarder) duurzaam alternatief zijn, vanwege het (her)gebruik van bestaande assets/installaties. Deze constatering wordt ook door PBL gedaan²²:

“Uit diverse, indicatieve berekeningen blijkt, dat – voor zover beschikbaar – toepassen van groen, hernieuwbaar gas in de meeste gevallen de goedkoopste optie is, ook als de gasprijs zou oplopen van de huidige 0,32 €/m³ (exclusief belastingen) tot 1,50 €/m³ (groen gas; CE Delft 2016) of 2,25 €/m³ inclusief belastingen (PBL in prep.). Het is echter onduidelijk hoeveel groen gas tegen die prijzen op termijn in Nederland beschikbaar zal kunnen zijn.”

Voor andere afzetroutes in bijvoorbeeld mobiliteit en voor kleine bedrijven geldt naar verwachting een vergelijkbare situatie: De transitiekosten voor een alternatief (als die er praktisch al zijn) maken groen gas een aantrekkelijke optie, ondanks de relatief hoge productiekosten.

De eerder genoemde additionele kosten voor aanpassingen van de gasinfrastructuur à € 0,006 per m³ vallen ruim binnen de marge tussen de huidige kostprijs en de marktwaarde. De hoge marktwaarde van groen gas is al (beperkt) merkbaar door de sterke vraag naar groen gas certificaten.

Alternatieve oplossingen

De markt voor groen gas productie is zoals gezegd ingericht op het maximaal benutten van de productiecapaciteit door een continue invoeding in het aardgasnet. Naast het technisch argument, wordt dit gestimuleerd door de SDE die uitgaat van een constante productie van ten minste 8000 uur (gemiddeld over de jaren, banking is toegestaan). Lukt het de invoeder niet om die 8000 productie-uren te halen, dan is de impact op de business case groot. De ervaring leert dat invoedbeperkingen

²² “Verkenning van Klimaatdoelen: van lange termijn beelden naar korte termijn actie”, PBL, oktober 2017

voor de groen gas productie een groot projectrisico vormen waardoor de financierbaarheid en daarmee haalbaarheid van het hele project onder druk worden gezet²³. De SDE wordt alleen vergeven op in het openbaar netwerk ingevoed groen gas. Alternatieven afzetroutes bij (tijdelijke) invoedbeperkingen zijn daardoor onder de huidige marktcondities geen financieel aantrekkelijke optie.

Op termijn kan het echter interessant zijn de groen gas markt zodanig in te richten dat producenten fluctuaties in vraag opvangen middels flexibele productie-installaties of door beïnvloeding van de (lokale) gasafname. Buiten de netaanpassingen bestaan vier alternatieve oplossingen:

- Affakkelen van het niet in te voeden gas
- Aanpassen van de afzet
- Opslag bij de invoeder
- Alternatieve afzetroutes

Bij beperkte overproductie zou ervoor gekozen kunnen worden het gas 'af te kopen' als alternatief voor een investering in een maatregel die relatief weinig ingezet wordt. Uit de eerder aangehaalde studies van de RNB's blijkt dat dit tot enkele procenten van de totaalproductie vanuit kostenafwegingen interessant kan zijn. Affakkelen is geen (financieel en maatschappelijk) aanvaardbaar alternatief als daardoor de invoedcapaciteit onder de 8000 uur per jaar daalt.

Het tweede alternatief is aanpassing van de afzet. Met een pilot²⁴, uitgevoerd door Orangegas en Liander naar flexibele inzet van een CNG tankstations, is aangetoond dat het technisch mogelijk is om vraagsturing te realiseren waarmee invoedbeperkingen weg worden genomen. Uit vervolgonderzoek²⁵ blijkt dat er momenteel een beperkt aantal afnemers de potentie hebben om flexibel af te nemen. Dit komt zowel door de technische beperking van de inzet van het gas voor de primaire bedrijfsprocessen als door lopende contractuele afspraken. Daarnaast bestaat er (nog) geen marktwaarde voor het lokaal verhandelen van groen gas, de duurzaamheidswaarde d.m.v. GvO's worden namelijk landelijk verhandeld, via Vertogas.

Opslag van het gas bij de invoeder blijkt financieel de minst aantrekkelijk alternatieve optie²⁶. Naast de benodigde ruimte en vergunningen is lokale opslag ineffectief bij het oplossen van invoedbeperkingen die langer dan één dag duren, omdat exponentieel veel opslagvolume nodig is. Uitgaand van een zomerperiode van 3 maanden waarin gemiddeld 8 uur per dag (veelal in de nachtelijke uren) niet ingevoed kan worden, ligt deze grens rond de 800 uur per jaar. De investering in een opslagunit voor meerdere dagen weegt niet op tegen de baten en is in vrijwel alle situaties duurder dan alternatieven.

Een laatste en in de toekomst wellicht meest aantrekkelijk alternatief voor netaanpassingen is de inzet van groen gas via alternatieve routes zoals vloeibaar biogas (Liquified Bio Gas, LBG) of verstromen. Een door PWC uitgevoerde studie²⁷ naar deze alternatieven laat zien dat iedere route zijn voor- en nadelen heeft en er op voorhand niet één voorkeursoptie bestaat. Voor een optimale

²³ "Onderzoek initiatieven invoedbeperkingen groen gas", ATOsborne, september 2016.

²⁴ "Infrastructural gas storage at cng filling station for balancing feed-in of renewable natural gas", R. Van der Velde, IGRC 2017.

²⁵ "Flexigas; Door inzet van flexibiliteit in de afname van gas een invoedbeperking van groen gas opheffen", Haalbaarheidsstudie Zown, juli 2017.

²⁶ Beslismodel groen gas balancering: Een studie naar de mogelijkheden om een overschot aan groen gas in het gasnet te verwerken, Liandon, juli 2012.

²⁷ "Inventarisatie van verschillende afzetroutes voor groen gas", PWC, januari 2012.

inzet van groen gas is het wenselijk dat een groen gas producent wordt gestimuleerd om (een combinatie van) afzetroutes te kiezen die de meeste marktwaarde genereren en het energiesysteem flexibel houden. Deze afzetroutes met hun voor- en nadelen zijn weergegeven in onderstaande figuur en tabel.



Figuur 5. Schematisch overzicht alternatieve afzetroutes (Bron: PWC)

Afzetroute	Voordelen	Nadelen	Cost driver(s)
A	- Groot afzetpotentieel - Efficiënte inzet van geproduceerd gas	- Hoge investering in gasnetten - Beperkte mogelijkheid om alle productie kwijt te kunnen	- Investering in gasnetten - Opwaardering naar groen gas
B	- Vergroot afzetmogelijkheden in gebieden waar geen invoeding mogelijk is - Potentieel kosten- en resource efficiënt in vergelijking met elektrisch rijden (geen energieverlies voor omzetting naar elektriciteit)	- Kostbare opwaardering - Beide brandstoffen nog niet breed toepasbaar - Afhankelijkheid van autobedrijven voor verdere ontwikkeling	- Opwaardering naar groen gas - Opwaardering naar bio-LNG/bio-CNG - Decentraal transport naar pomplokatie - Investering in netwerk van pompstations
C	- Vergroot afzetmogelijkheden gebieden waar geen invoeding mogelijk is - Decentrale invoeding van elektriciteit in veel gevallen minder problematisch dan van gas	Laag omzettingsrendement verspilt energie, indien de warmte niet kan worden benut	Omzettingsrendement bij verstroming
D	- Vergroot afzetmogelijkheden in gebieden waar geen invoeding mogelijk is - Constance afzet	- Onbekend potentieel (waar productie en afzet bij elkaar komen) - Marktmacht potentieel probleem - Alsnog opwaardering nodig	- Weinig afzetmogelijkheden beperkt marktprijs - Vaak alsnog opwaardering naar groen gas kwaliteit nodig

Tabel 2. Voor en nadelen verschillende afzetroutes groen gas (Bron: PWC)

Positionering van groen gas vanuit economisch perspectief

De economische inventarisatie laat zien dat het belang van groen gas gezien de totale omvang van de Nederlandse energievraag in hoofdzaak niet enkel ligt in het realiseren van het potentieel aandeel duurzame energie (65-90 PJ) zoals in hoofdstuk 1 duidelijk werd, maar vooral in het verduurzamen van energiegebruik waarvoor praktisch geen alternatief bestaat. Dit maakt groen gas als energievorm automatisch een hoogwaardig product met een relatief grote marktwaarde per energie-eenheid. Dit betekent dat investeringen in netaanpassingen vanuit deze optiek goed te verantwoorden zijn. In andere bewoordingen, omdat groen gas een hoge marktwaarde heeft en effectief bijdraagt aan het reduceren van CO₂-uitstoot mag het transport naar degenen die het nodig hebben ook wat kosten. De totale verwachte additionele kosten voor aanpassingen van de netwerk zijn overigens beperkt, zo'n 6% van het huidig investeringsniveau in de gasnetwerken.

Hoe de verdeling van het gebruik van groen gas over de functionaliteiten (verwarming, mobiliteit, etc) gaat worden, is nu nog niet duidelijk. Groen gas is multi-inzetbaar, sluit aan bij bestaande marktstructuur en kan met de juiste stimuleringsregelingen een rol spelen bij het flexibiliseren van de energievoorziening door te switchen tussen de functionaliteiten mobiliteit, elektriciteit en warmte. Netaanpassingen dienen complementair te zijn aan deze positionering door drempels voor groen gas invoeding weg te nemen zonder de markt voor alternatieve afzetroutes te verstoren. Een generieke aanpak door het groen gas te ontsluiten via de bestaande gasnetwerken met een groot bereik naar de verschillende functionaliteiten past in deze context van het ontwikkelen van een open markt voor groen gas.

Economisch verantwoorde afweging netaanpassingen

De netaanpassingen en bijbehorende kosten om de gasnetwerken geschikt te maken voor groen gas zijn verantwoord vanuit 1) de kosteneffectieve bijdrage aan de CO₂-reductiedoelstellingen, 2) het oogpunt van de marktwaarde van gas en de additionele kostprijs voor groen gas en 3) de vergelijking met alternatieve oplossingsrichtingen

Het creëren van voldoende invoedruimte maakt het aanwenden van biomassa voor groen gas productie aantrekkelijker en draagt op een kosteneffectieve wijze bij aan het reduceren van de CO₂-emissies door een positieve beïnvloeding van de haalbaarheid van individuele projecten. Beide effecten zijn, zoals beoogd, gunstig voor de groen gas markt en maken het mogelijk om de potentie aan groen gas productie in 2035 te realiseren. De mogelijke keerzijde is dat alternatieve routes voor de inzet van duurzaam geproduceerd gas, zoals bioLNG, minder aantrekkelijk worden, terwijl juist de veelzijdige inzetbaarheid een waardevol aspect van duurzaam gas is. De in het vorige hoofdstuk gegeven oplossingen gelden voor de situatie dat de potentiële markt voor groen gas zich volledig ontwikkelt tot 2030. Voor een juiste marktwerking is het echter van belang dat deze maatregelen genomen worden als (noodzakelijke) ondersteuning van de groen gas route, met zo min mogelijk versturende beïnvloeding/sturing van de markt die belemmerend werkt voor waardevolle(re) toepassingen.

De netaanpassingen dienen als een 'enabler', die qua omvang en inzet kunnen meegroeien met de groen gas markt. Lang niet alle investeringen zijn direct nodig, enkel de zekerheid van het realiseren van de benodigde netaanpassingen is noodzakelijk voor het stimuleren van de markt. Pas wanneer projectplannen concreet worden ontstaat de behoefte om daadwerkelijk maatregelen te nemen. Als de marktrealisatie achter blijft ten opzicht van de projecties, dan zullen de investeringen ook

doorschuiven. Het risico op ondoelmatige investeringen in absolute omvang blijft hierdoor beperkt. Ook is er ruimte om een flankerend beleid vorm te geven die de flexibele inzetbaarheid van duurzaam gas stimuleert.

Ten slotte dienen oplossingen die niet direct verhaald (kunnen) worden op de veroorzaker, economisch verantwoord te zijn in die zin dat de (verwachte) toegevoegde waarde van die investering de kosten en kostenverdeling tussen netgebruikers (socialiseren) op een transparante wijze kan worden verantwoord. Het gaat om de kostenverdeling tussen netgebruikers als er geen goedkopere oplossing is die vanuit de marktpartijen zelf ingezet kan worden. Uit de analyse van alternatieve routes lijkt de huidige markt (nog) niet over alternatieven voor structurele invoedbeperkingen te beschikken of zijn ze niet economisch rendabel. De grens hiervoor lijkt vanuit praktische overwegingen op 800 uur te liggen. Deze grenswaarde komt ongeveer overeen met het uitgangspunt van 8000 uur voor het jaarlijks aantal productie-uren waar in de SDE mee gerekend wordt. Uitgaande van een standaard jaar van 8760 uur, gaat de SDE dus uit van 760 uur productieverlies (bijvoorbeeld voor onderhoud van de installatie). Een ondergrens voor de mate waarin (verwachte) invoedbeperkingen optreden van deze orde grootte lijkt een bruikbare richtlijn.

Uitgaande van de situatie dat de kosten niet direct verhaald kunnen worden op de veroorzaker, lijkt een minimale grenswaarde nodig om onverantwoorde investeringen te voorkomen. Een waarde van 760 uur als kengetal om de in hoofdstuk 2 genoemde netaanpassingen toe te passen geeft enerzijds de invoeders zekerheid op voldoende 'structurele' invoedruimte, en is anderzijds een borging voor het verantwoord investeren in netaanpassingen en zorgt tevens voor het behoudt van een marktprikkel voor alternatieve afzetroutes. Het is dan aan de netbeheerders om op de meest efficiënte wijze invoedbeperkingen weg te nemen die jaarlijks meer dan 760 uur bedragen, rekening houdend met het feit dat er bij bepaalde maatregelen sprake zal zijn van beperkingen als gevolg van onderhoud.

Hoofdstuk 4: Huidige wet en regelgeving

Dit hoofdstuk beschrijft de huidige wettelijke taken van netbeheerders en de verrekeningsmethodiek om deze taken op financieel verantwoorde wijze uit te kunnen voeren.

Wettelijke taken netbeheerders

Netbeheerders (RNB en LNB) hebben op basis van de Gaswet de taak om gas op economische gronden te transporteren (art. 10, lid 1), waarbij de gaswet geen onderscheid maakt tussen het transporteren van grijs of groen gas. Tevens hebben de netbeheerders tot taak om netkoppelingen en aansluitingen te realiseren (resp. art. 10, lid 3, sub a; art. 10, lid 6). Daarnaast heeft GTS specifiek de taak om haar netwerk in balans te houden (art. 10a, lid 1, sub b).

Met het oog op bovengenoemde taken, dienen netbeheerders (dus) ook investeringen (mits economisch verantwoord) te doen, die voorkomen dat nu of in de toekomst (groen) gas ophoopt in de RNB netwerken waardoor invoeding van groen gas op die netwerken niet meer mogelijk is (zgn. overstort-investeringen). Voorgaande blijkt ook uit de brief van de minister van EZ als reactie op de melding van de groengasbooster door GTS²⁸:

Naast het RDN waar GTS deze specifieke investering op wil aansluiten zijn er meer regionale distributienetten waarin nu of naar verwachting in de toekomst groen gas ophoopt tot het niveau dat meer invoeding door groengasproducenten op het RDN niet mogelijk is, de zogenoemde overstort. Op basis van de Gaswet hebben in deze gevallen de netbeheerders de taak op economische voorwaarden het gas te transporteren.

Tot slot staan de rechten en plichten tussen invoeder en netbeheerder voor invoedingen op het regionale netwerk beschreven in artikel 3.1 van de Aansluit- en transportcode gas RNB (zie kader). Tot een hoeveelheid ter grootte van de momentane gasafname in een netgebied hebben invoeders op het regionale net op dit moment het recht op transport binnen het netgebied waarop ze aangesloten zijn. Er geldt dus een (tot het netgebied en ter grootte van de gasafname beperkte) transportverplichting voor de netbeheerder.

²⁸ Brief EZ gericht aan GTS als reactie op 'Melding bijzondere investering groengasbooster', oktober 2017.

Aansluit- en transportcode gas RNB (Geldend van 01-04-2017 t/m heden)

3.1a. Het recht op transport – aanvullende voorwaarden voor invoeders

3.1a.1

In afwijking van 3.1.2 heeft de invoeder recht op transport van het in te voeden gas binnen het netgebied tot een hoeveelheid ter grootte van de momentane gasafname in dit netgebied mits de bedrijfszekerheid in het netgebied, in de zin van het drukbeheer in het netgebied, niet in gevaar komt.

3.1a.2

Indien op grond van 3.1a.1 transportcapaciteit aan een invoeder is toegekend en de invoeder maakt hiervan na toekenning geen (volledig) gebruik, heeft de netbeheerder de mogelijkheid om in overleg met en na instemming van de invoeder de transportcapaciteit in te trekken. Zo nodig stelt de netbeheerder de invoeder een redelijke termijn van tenminste een half jaar, indien de invoeder bij voortduring geen (volledig) gebruik maakt van de toegekende transportcapaciteit, alvorens deze toekenning voor het niet gebruikte deel wordt ingetrokken.

3.1a.3

Indien binnen een netgebied, waarop reeds één of meer invoedingsinstallaties zijn aangesloten en invoeden, een nieuwe invoedingsinstallatie wordt aangesloten en wil invoeden, en deze nieuwe invoedingsinstallatie de aan de bestaande invoeder(s) beschikbaar gestelde transportcapaciteit nadelig kan beïnvloeden door de instellingen van de drukregeling, treft de netbeheerder zo mogelijk maatregelen in het net om deze nadelige invloed op te heffen.

3.1a.4

Indien de in 3.1a.3 genoemde maatregelen ontoereikend zijn, worden maatregelen getroffen in de aansluitingen van zowel de bestaande als de nieuwe invoedingsinstallaties, zodat de overeengekomen transportcapaciteiten met de bestaande invoeders blijven gewaarborgd.

Invoeding groen gas in de maatstafregulering RNB

In de reguleringsmethodiek van ACM worden de totale toegestane inkomsten van de regionale netbeheerders (RNB's) vastgesteld op basis van de gemiddelde kosten per eenheid samengestelde output (SO). De SO is een eenduidige waardering van de output (de volumes) van de netbeheerders in de verschillende categorieën. Deze eenduidige waardering wordt berekend met wegingsfactoren die zijn gebaseerd op de gemiddelde sectortarieven in de verschillende omzetcategorieën. Op deze wijze krijgt eenzelfde klant bij alle netbeheerders ook dezelfde waardering in de regulering. ACM stelt de totale toegestane inkomsten van de sector vast op basis van de gemiddelde kosten per eenheid SO van de sector.

Vervolgens worden deze totale toegestane inkomsten over de verschillende RNB's verdeeld naar rato van de aandelen die de netbeheerders hebben in de totale SO van de sector. Netbeheerders die erin slagen om hun kosten onder het sectorgemiddelde te houden, realiseren een extra rendement en mogen dit behouden. Netbeheerders die er niet in slagen om hun bedrijfsvoering doelmatiger in te richten dan het gemiddelde, zullen minder dan het redelijk rendement behalen. Op deze wijze worden alle netbeheerders geprikkeld om beter dan het gemiddelde te presteren, met als gevolg dat de totale toegestane inkomsten in de volgende reguleringsperiode lager worden. Dit principe noemt men maatstafregulering. Bij de berekening van de SO, en daarmee bij de verdeling van de totale toegestane inkomsten tussen de RNB's, wordt echter geen rekening gehouden met de ingevoede volumes.

Iedere RNB heeft vanuit deze reguleringsmethodiek een prikkel om te sturen op verlaging van de eigen kosten, wat tegenstrijdig kan zijn met het invoeden van groen gas tegen de laagst mogelijke maatschappelijke kosten, ongeacht de kostenverdeling tussen netbeheerders.

Invoeding van groen gas in de Benchmark LNB

De landelijke netbeheerder GTS wordt in haar benchmark afgerekend op de hoeveelheid euro's per eenheid output. Het is vooraf niet zeker welke output wordt meegeteld, dit kan ook per benchmarkronde verschillen. Kortgezegd wordt GTS geprikkeld om geen groen gas investeringen te doen als: de groen gas investeringen niet meetellen als output in de benchmark, maar de kosten van de investeringen wel worden meegerekend. In dat geval heeft GTS een prikkel om de kosten voor groen gas investeringen zo laag mogelijk te houden (lees: geen investeringen te doen).

Hoofdstuk 5: Discrepantie tussen huidige wet en regelgeving en de toekomstige ontwikkelingen

Een voorwaarde voor een afwegingskader is dat de netbeheerders invoeding van groen gas op uniforme en verantwoorde wijze kunnen faciliteren. De hiermee gemoeide kosten dienen in de toegestane inkomsten van netbeheerders te worden opgenomen zodat deze kunnen worden terugverdiend, ook op het niveau van een individuele netbeheerder.

Discrepantie Gaswet en Aansluit- en transportcode gas RNB

Zoals aangegeven in hoofdstuk 4 hebben netbeheerders (LNB en RNB) op basis van de Gaswet de taak tot het doen van (overstort-)investeringen om het transport van groen gas (op economische gronden) mogelijk te maken. De aansluit- en transportcode gas RNB lijkt deze wettelijke taak voor RNB's echter (onterecht) in te perken. In artikel 3.1 van de code (zie kader) staat dat invoeders op het regionale net (slechts) recht hebben op transport binnen het netgebied waarop ze aangesloten zijn tot een hoeveelheid ter grootte van de momentane gasafname in een netgebied. Deze inperking van de transporttaak tot het netgebied en ter grootte van de gasafname lijkt strijdig met de Gaswet.

Consequenties huidige regulering RNB

Aangezien de te maken kosten onderdeel zijn van de totale kosten van de sector, zullen deze kosten worden gedekt in de totale toegestane inkomsten van de gezamenlijke netbeheerders. Echter, de getransporteerde volumes groen gas tellen niet mee bij de verdeling van de totale toegestane inkomsten tussen de RNB's. Dit is het gevolg van het ontbreken van transporttarieven voor invoeding, waardoor gefactureerde volumes niet als output worden meegenomen in de berekening van de SO zoals omschreven in hoofdstuk 4. Als gevolg hiervan hebben de RNB's geen financiële prikkel om kosten te maken voor het faciliteren van invoeding van groen gas.

De verdeling tussen de RNB's wordt namelijk enkel gebaseerd op de bij de afnemers in rekening gebrachte volumes. De netbeheerders met relatief veel invoeding krijgen in de maatstaf aldus een onderdekking van hun kosten. Anderzijds krijgen netbeheerders met relatief weinig invoeding te hoge toegestane inkomsten.

Als gevolg van deze berekeningsmethodiek bestaat er een patstelling (en/of zelfs een 'prisoner's dilemma') tussen netbeheerders bij het afwegen van investeringsalternatieven voor groen gas. Als een netbeheerder de eigen kosten voor het faciliteren van groen gas niet gecompenseerd ziet in zijn toegestane inkomsten, wordt deze netbeheerder geprikkeld om zijn eigen kosten te minimaliseren, niet om groen gas te faciliteren. Aangezien individuele RNB's slechts gedeeltelijke dekking krijgen (namelijk naar rato van hun aandeel in de bij de afnemers in rekening gebrachte volumes) van de voor invoeding van groen gas gemaakte kosten, bestaat geen prikkel om aanvullende investeringen te doen om deze invoeding mogelijk te maken.

Consequenties huidige regulering LNB

Voor invoeders op het landelijke net wordt op basis van een transportcontract met een shipper op het desbetreffende entrypunt het gastransport ingericht. Er gelden geen beperkingen ten aanzien van afname binnen een bepaald netgebied zolang capaciteit beschikbaar is.

Hoofdstuk 6: Voorstellen faciliteren groen gas

Op basis van voorgaande analyse wordt in dit hoofdstuk voorstellen gedaan voor het verantwoord kunnen doen van investeringen door netbeheerders.

Borging economisch verantwoorde investeringen

Op basis van de uitgangspunten die eerder opgesteld zijn door de Expertgroep Nieuwe Gassen kan de economische verantwoording worden geborgd door bij iedere investeringsafweging de drie onderstaande richtlijnen te hanteren:

1. Vanuit een portfoliobenadering worden de totale investeringskosten voor de netbeheerders € 300 mln voor het faciliteren van 3 bcm groen.

De totale kosten voor het faciliteren van groen gas moeten gelijk of lager zijn dan de verwachte kosten zoals die in hoofdstuk 3 staan vermeld. Om te borgen dat de geïnvesteerde bedragen niet hoger worden dan verwacht is het noodzakelijk dat gecontroleerd wordt of de gerealiseerde investeringen en het volume gas dat getransporteerd wordt hiermee overeenkomen.

Uit de totale verwachte investering van € 300 mln voor 3 bcm groen gas en de eerder genoemde financiële kentallen²⁹ volgt een kostenbedrag van € 46 m³/h per jaar. Afgerond naar boven is dit bedrag € 50 m³/h per jaar. Bij de genoemde financiële kentallen kan dat vertaald worden naar een gemiddeld investeringsbedrag van € 870,- per ingevoede m³/h groen gas. Het is hierbij belangrijk op te merken dat dit criterium bedoeld is om vast te stellen of op portfolioniveau wordt voldaan aan de verwachtingen ten aanzien van het totale investeringsbedrag.

Op individueel project niveau kan het gemiddelde investeringsbedrag om de volgende twee redenen afwijken van dit gemiddelde bedrag:

- Zoals uit tabel 1 (Hoofdstuk 2) volgt, laten de netaanpassingen die nodig zijn om de invoeding van groen gas te faciliteren een grote spreiding in kosten zien. Vooral als een booster naar het LNB netwerk noodzakelijk is om de invoeding van groen gas te faciliteren zal dit bedrag waarschijnlijk boven € 870 per ingevoede m³/uur uitkomen, o.a. als deze gedimensioneerd wordt op de gemiddelde (lage) capaciteit van de huidige groen gas installaties.
- De groen gas productie is gezien het totaal potentieel momenteel nog beperkt. Zodra het aantal groen gas producenten stijgt ontstaan schaalvoordelen voor de netbeheerders om overschotten gecombineerd in maatregelen op te vangen. Alhoewel de gemiddelde investeringskosten over een lange periode en bij maximale marktomvang € 870 per ingevoede m³/uur zal bedragen, kan verwacht worden dat in eerste instantie projecten gerealiseerd zullen moeten worden tegen hogere bedragen, mogelijk zelfs enkele duizenden euro's per ingevoede m³/uur.

2. De kosten voor netaanpassingen zijn lager dan de directe aansluitkosten op een hoger netvlak.

²⁹ Afschrijvingstermijn van 30 jaar tegen 4% rente, invoeding van 8000 uur per jaar

De maatschappelijk laagste kosten kunnen in bepaalde situaties behaald worden door een groen gas producent direct aan te sluiten op een hoger gelegen netvlak. Wanneer de kosten voor de netaanpassingen hoger uitvallen dan deze alternatieve aansluiting, zou de netbeheerder vanuit het oogpunt van laagste maatschappelijke kosten de aansluiting moeten kunnen doorverwijzen.

3. Additionele investeringen voor het reduceren van invoedbepkeringen tot minder dan 760 uur per jaar zijn in de regel niet rendabel.

Een investering is economisch niet rendabel als deze maar enkele uren per jaar benodigd is. De richtlijn voor het reduceren van invoedbepkering tot 760 uur per jaar stelt de invoeder in staat om minimaal 8000 uur per jaar in te voeden, maar voorkomt investeringen die maar voor enkele uren per jaar gebruikt worden. Daarnaast is het wenselijk om invoedbepkeringen die tijdelijk van aard zijn en door een invoeder kunnen worden opgelost, aan de markt over te laten. Zo worden innovatieve flexibiliteitsmaatregelen zoals een tijdelijke opslag of alternatieve afzetroutes gestimuleerd. Belangrijk is dat we ons realiseren dat een invoedbepkering niet alleen veroorzaakt wordt door de groen gas producent, maar ook door de netbeheerder. Als voorbeeld: een groen gas booster zal regulier onderhoud vergen waardoor invoeding van groen gas belemmerd kan worden.

De richtlijnen geven een prikkel aan producenten om een gunstige locatie te kiezen (punt 1 en 2) en alternatieve afzetroutes te ontwikkelen (punt 3). De keuze in de best passende maatregel(en) binnen dit afwegingskader gebeurt gezamenlijk tussen RNB's en LNB op basis van concrete aanvragen en projecties voor groen gas invoeding binnen een netgebied. De werkwijze kan gelijk zijn aan de huidige werkwijze voor (periodieke) afstemming van de verwachte en benodigde transportcapaciteit.

Het verdient aanbeveling om deze richtlijnen in overleg met ACM te verankeren in de relevante netwerkcodes als een economisch verantwoorde invulling van de wettelijke taken van de netbeheerders.

Oplossingsrichtingen m.b.t. vergoeding voor netbeheerders en de tarifiering:

Uitgaande van een (geaccepteerd) commitment van de gezamenlijke netbeheerders om 3 bcm groen gas te transporteren tegen een investeringssom van € 300 mln., behoeft het financieel-regulatorie kader aanpassing. Het huidige kader (van ACM) geeft netbeheerders namelijk niet de juiste prikkels om op efficiënte wijze invulling te geven aan een dergelijk commitment. Daarnaast bepaalt de wijze waarop het kader aangepast wordt de kostenverdeling over aangesloten.

Voor de RNB's kan gekozen worden voor een met elektriciteit vergelijkbare vergoedingssystematiek waarbij invoeding wordt meegewogen in de SO. Hierbij houdt ACM bij het bepalen van de efficiënte kosten per netbeheerder rekening met de aanwezigheid van invoeding. De SO-uitbreiding resulteert in een herverdeling van inkomsten tussen netbeheerders, waarbij netbeheerders met (relatief) meer invoeding (en dus hoger geschatte efficiënte kosten dan zonder rekening te houden met invoeding) een groter deel van de toegestane sectorinkomsten krijgen toebedeeld en netbeheerders met (relatief) weinig invoeding een kleiner deel. De totale inkomsten van de gezamenlijke netbeheerders veranderen als gevolg van deze wijziging in de methode niet: de kosten voor invoeding maakten immers altijd al deel uit van de kosten waarop de maatstaf gebaseerd is. Tevens blijft via deze

oplossing de efficiëntieprikkel van de maatstaf voor invoeding behouden. Immers, ook voor invoeding worden de RNB's afgerekend via de maatstaf.

In de benchmark voor de LNB dient op een juiste manier rekening te worden gehouden met de investeringen en kosten van het transporteren van groen gas, zodat de LNB de (efficiënte) kosten van de investeringen kan terugverdienen. De benchmark voor de LNB regelt niet dat ook de kosten ook bij de juiste partijen in rekening worden gebracht.

Indien het meenemen van de kosten in de benchmark niet tot een wenselijke kostenverdeling leidt, zoals in het geval van de LNB, zijn er twee alternatieve oplossingsrichtingen mogelijk:

- a) Herverdeling van kosten middels het heffen van entry- en invoedtarieven;
- b) Herverdeling van kosten middels een Groengasheffing.

Ad oplossingsrichting a: Door het heffen van entry- en invoedtarieven betalen groen gas producenten mee aan de kosten van het transport. De mate waarin hangt af van onder meer de kostenreflectiviteit van de tarieven. Met dergelijke invoedtarieven wordt voorkomen dat de kosten die met het transport van groen gas gemoeid zijn, (alleen) voor rekening komen van de bestaande netgebruikers. Specifiek voor de RNB's wordt invoeding 'automatisch' via de tarieven en gefactureerde volumes meegewogen in de SO, en daarmee in de verdeling van de toegestane inkomsten tussen de RNB's.

Ad oplossingsrichting b: In deze optie wordt een 'groengasheffing' in het leven geroepen waarmee de kosten die gemaakt worden ten behoeve van de invoeding van groen gas, gelijkmatig worden verdeeld over de binnenlandse kleinverbruikers, los van de locatie van de invoeding. Alle netbeheerders administreren hiervoor de (extra) kosten ten behoeve van het faciliteren van groen gas invoeding separaat ('het groen bakje'). ACM kent aan elke netbeheerder op basis van deze kosten toegestane 'groene' inkomsten toe. Deze toegestane 'groene' inkomsten liggen ten grondslag aan een groengasheffing die door de LNB in rekening wordt gebracht aan leveranciers op exitpunten naar de RNB-netwerken. Vervolgens verdeelt een nog aan te wijzen partij de inkomsten over de netbeheerders naar rato van hun toegestane 'groene' inkomsten.

Vanwege zijn netbeheerder-overstijgende karakter, past een groengasheffing goed bij een portfolio benadering van groen gas investeringen (3 bcm voor € 300 mln.). Bovendien geeft een groengasheffing transparantie over de kosten die gemoeid zijn met het faciliteren van het transport van groen gas. Deze transparantie stelt netbeheerders in staat om de kostenefficiëntie van de investeringsportfolio makkelijk te onderbouwen.

Er is echter nog geen sprake van een unanieme voorkeur voor een van deze oplossingsrichtingen omdat e.e.a. nog afhankelijk is van de uitwerking in het vervolgtraject met ACM. Gezien de lange doorlooptijd verdient het aanbeveling om het overleg met ACM met spoed op te starten.

Hoofdstuk 7: Advies creëren voldoende invoedruimte groen gas

Voor de potentiële jaarlijkse groen gas productie van 3 miljard m³ in 2030 wordt een voorziene investeringsomvang van €300 mln verwacht in de bestaande gasinfrastructuur om de invoeding van groen gas te kunnen faciliteren. De totale additionele kosten komen dan uit op € 0,006 per m³ groen gas. Vanuit de verschillende economische perspectieven (CO₂-reductiekosten, marktwaarde, alternatieve afzetroutes) zijn deze maatregelen volgens de gezamenlijke Netbeheerders te verantwoorden. Op basis van deze bevinding worden er in dit hoofdstuk adviezen gegeven over 1) richtlijnen voor het afwegingskader, 2) Taaktoewijzing door aanpassing codes en Gaswet en 3) Verdeling van de kosten.

Advies: Richtlijnen voor het afwegingskader

Gebruik van een uniform afwegingskader door alle netbeheerders bij het toetsen of investeringen t.b.v. de facilitering van groen gas economisch verantwoord zijn:

1. Vanuit een portfoliobenadering worden de totale investeringskosten voor de netbeheerders € 300 mln voor het faciliteren van 3 bcm groen gas. Op niveau van het totale investeringsportfolio komt dit overeen met een gemiddeld investeringsbedrag van € 870,- per ingevoede m³/h groen gas. Voor individuele projecten kunnen de investeringsbedragen aanzienlijk hoger of lager uitvallen dan dit gemiddelde;
2. investeringen voor netaanpassingen zijn lager dan de kosten voor aansluiting op een hoger netvlak;
3. additionele investeringen om invoedbepalingen te reduceren tot minder dan 760 uur per jaar zijn in de regel niet rendabel.

Door deze richtlijnen in afstemming met ACM te verankeren in de aansluit,- en transportcode ontstaat transparantie naar de markt en zijn netbeheerders in staat op uniforme en op kostenverantwoorde wijze voldoende invoedruimte te creëren voor groen gas invoeding. De richtlijnen geven tevens een prikkel aan producenten om een gunstige locatie te kiezen (punt 1 en 2) en alternatieve afzetroutes te ontwikkelen (punt 3). Voor de netbeheerders biedt dit kader houvast om per locatie de keuze voor de best passende maatregel(en) te maken. Dit gebeurt gezamenlijk tussen RNB's en LNB op basis van concrete aanvragen en projecties voor groen gas invoeding binnen een netgebied. De werkwijze kan gelijk zijn aan de huidige werkwijze voor de periodieke wettelijk vastgestelde afstemming van de verwachte en benodigde transportcapaciteit.

Advies: wegnemen discrepantie Gaswet en Aansluit- en transportcode gas RNB; onderzoeken toekomstige uitbreiding wettelijke taken

De aansluit- en transportcode gas RNB lijkt de wettelijke taak voor RNB's tot het doen van (overstort-)investeringen voor het transport van groen gas (op economische gronden), onterecht in te perken. Het verdient daarom aanbeveling om de code aan te passen in lijn met de Gaswet. Op termijn is het mogelijk wenselijk om de wettelijke taak van de (regionale) netbeheerder in de Gaswet te expliciteren. Daarbij zou ook naar uitbreiding van de taken gekeken kunnen worden voor het (tijdelijk) opslaan van gas als transport ondersteunende dienst.

Advies: Verdeling van de kosten

In overleg met ACM dient te worden uitgewerkt op welke manier invulling wordt gegeven aan het vraagstuk voor de kostenverdeling. Er is geen unanieme voorkeur voor één van de beschreven oplossingsrichtingen. Oplossingsrichting via entry- en invoedingstarieven kan voor de RNB middels een codewijziging gedurende een reguleringsperiode worden ingevoerd. Voor de oplossingsrichting in de vorm van een groen gas heffing dient de reguleringsmethode in het Methodebesluit te worden aangepast. Dit kan op zijn vroegst in het Methodebesluit voor de volgende reguleringsperiode 2022-2026. Teneinde dit proces tijdig voor de nieuwe reguleringsperiode te kunnen afronden en de benodigde maatregelen te nemen (bijvoorbeeld een wijziging van de wet of codes), zal het overleg met ACM met spoed moeten worden opgestart.

Tijdslijn uitwerken adviezen

Onderstaande figuur geeft de beoogde tijdslijnen voor het uitwerken van de adviezen weer:



Figuur 6. Beoogde tijdslijn opvolging adviezen

Bijlage

Werkwijze voor uitvoeren technische aanpassingen (afkomstig uit notitie Expertgroep Nieuwe Gassen, NBNL, 27 juni 2017)

In de notitie 'werkwijze aanpak netbeheerders om te zorgen voor voldoende groen gas invoeding' is door de gezamenlijke netbeheerders een conceptwerkwijze voor de netaanpassingen opgesteld. Het uitgangspunt bij de werkwijze is erop gericht om over te gaan tot aanpassing van de gasnetwerken om de potentiële bijdrage van 2-3 miljard m3 groen gas aan de duurzaamheidsdoelstellingen te faciliteren.

Het voorstel voor de uitgangspunten voor de netbeheerders om te zorgen voor voldoende invoedruimte voor groen gas zijn:

1. De netbeheerder biedt de invoeder een aansluitpunt aan op het dichtstbijzijnde punt van het gasnet met een voor die aansluiting geschikte druk en voldoende transportcapaciteit.
2. In geval van een (verwachte) structurele invoedbeperking nemen netbeheerders, in afstemming met elkaar, netmaatregelen om de invoedruimte te vergroten, rekening houdend met toekomstige ontwikkelingen en de doelmatigheid van de investering.
3. In afwijking van punt 1, kan de netbeheerder een aansluiting op het dichtstbijzijnde punt van een hoger netvlak opleggen indien de totale kosten voor een aansluiting, plus de te nemen maatregelen om de invoedruimte te vergroten, hoger zijn dan de kosten van een aansluiting op het hoger netvlak.
4. Wanneer door veranderend gasverbruik in een lokaal net invoeding wordt gehinderd door het ontstaan van een structurele invoerbeperking, realiseren de netbeheerders, in afstemming met elkaar, de meest doelmatige maatregel om deze invoerbeperking weg te nemen.